

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



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

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 12-3: Performance de puissance – Étalonnage du site fondé sur le
mesurage**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-3:2022



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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 12-3: Power performance – Measurement based site calibration**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 12-3: Performance de puissance – Étalonnage du site fondé sur le
mesurage**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-5596-4

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	8
4 Symbols, units and abbreviated terms	10
5 General	12
6 Overview of the procedure.....	13
7 Test set-up	14
7.1 Considerations for selection of the test wind turbine and location of the meteorological mast.....	14
7.1.1 General	14
7.1.2 Type A:.....	14
7.1.3 Type B:.....	14
7.1.4 Type C:.....	15
7.2 Instrumentation	15
8 Data acquisition and rejection criteria	16
9 Analysis.....	17
9.1 General.....	17
9.2 Assessment of site shear conditions	17
9.2.1 Shear calculations and characterisation plots	17
9.2.2 Assess significance of shear.....	17
9.2.3 Establish correlation of shear between locations.....	18
9.3 Method 1: Bins of wind direction and wind shear	19
9.4 Method 2: Linear regression method where wind shear is not a significant influence	19
9.5 Additional calculations	20
10 Site calibration uncertainty	21
10.1 Site calibration category A uncertainty	21
10.1.1 Site calibration K -fold analysis.....	21
10.1.2 Site calibration statistical uncertainty for each fold.....	22
10.2 Site calibration category B uncertainty	23
10.2.1 General	23
10.2.2 Anemometer – Pre-calibration	23
10.2.3 Anemometer – Post-calibration	23
10.2.4 Anemometer – Classification	23
10.2.5 Anemometer – Mounting	24
10.2.6 Anemometer – Data acquisition	24
10.2.7 Anemometer – Lightning finial.....	25
10.3 Combining uncertainties in the wind speed measurement from flow distortion due to site calibration $u_{VT,i}$	25
10.4 Combined uncertainty	26
11 Quality checks and additional uncertainties	26
11.1 Convergence check	26
11.2 Correlation check for linear regression (see 9.4).....	26
11.3 Change in correction between adjacent wind direction bins.....	26

11.3.1	General	26
11.3.2	Removal of the wind direction sensor between site calibration and power performance test	27
11.4	Site calibration and power performance measurements in different seasons	28
Annex A (informative)	Verification of results	29
Annex B (informative)	Site calibration examples	31
B.1	Example A	31
B.1.1	Site description:	31
B.1.2	Site calibration setup:	31
B.1.3	Site calibration evaluation:	31
B.1.4	Step 1: Check the significance of wind shear at the site according to 9.2.2:	31
B.1.5	Step 2: Verify correlation of wind shear at wind turbine and reference meteorological mast locations – Example A	32
B.1.6	Step 3: Calculate results according to 9.2.3	33
B.1.7	Step 4: Quality checks and additional uncertainties	33
B.2	Example B	35
B.2.1	Site description:	35
B.2.2	Site calibration setup:	35
B.2.3	Step 1: Check the significance of wind shear at the site:	36
B.2.4	Step 2A: Verify correlation of wind shear at wind turbine and reference meteorological mast locations, example B	36
B.2.5	Step 2B: Attempt to remove non-correlating wind shear data	38
B.2.6	Step 3: Calculate results	39
B.2.7	Step 4: Additional uncertainties:	39
B.3	Example C	41
B.3.1	Site description:	41
B.3.2	Site calibration setup:	41
B.3.3	Step 1: Check the significance of wind shear at the site:	42
B.3.4	Step 2: Verify correlation of wind shear at wind turbine and reference meteorological mast locations, example C	42
B.3.5	Step 3: Calculate results	42
B.3.6	Step 4: Quality checks and uncertainty	42
B.3.7	Anemometer operational uncertainty:	42
B.3.8	Convergence check:	42
B.3.9	Change in magnitude of correction between bins:	43
B.3.10	Wind vane adjustment:	43
B.3.11	Seasonal uncertainty adjustment:	43
Bibliography	44
Figure 1	– Site calibration flow chart	13
Figure 2	– Terrain types	15
Figure A.1	– Example of the results of a verification test	30
Figure B.1	– Wind shear exponent vs. time of day, Example A	32
Figure B.2	– Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example A where the colour axis = wind speed (m/s)	32
Figure B.3	– Wind speed ratios and number of data points vs. wind shear exponent and wind direction bin – wind speed ratios (full lines), number of data points (dotted lines)	33

Figure B.4 – Data convergence check for 190° bin.....	35
Figure B.5 – Wind shear exponent vs. time of day, example B	36
Figure B.6 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example B	36
Figure B.7 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for 330° bin.....	37
Figure B.8 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin	37
Figure B.9 – Wind speed ratios vs. wind shear for the 330° bin.....	38
Figure B.10 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast post-filtering	38
Figure B.11 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for 330° bin, post-filtering.....	39
Figure B.12 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin, post-filtering.....	39
Figure B.13 – Data convergence check for 330° bin.....	40
Figure B.14 – Site calibration wind shear vs. power curve test wind shear.....	41
Figure B.15 – Convergence check for 270° bin	43
Table B.1 – Site calibration flow corrections (wind speed ratio).....	34
Table B.2 – Site calibration data count.....	34
Table B.3 – r^2 values for each wind direction bin	40
Table B.4 – Additional uncertainty due to change in bins for example B	40
Table B.5 – Additional uncertainty due to change in bins for example C.....	43

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-3:2022

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

**Part 12-3: Power performance –
Measurement based site calibration**

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 61400-12-3 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems. It is an International Standard.

This first edition of IEC 61400-12-3 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
88/824/CDV	88/869/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 publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

The purpose of this part of IEC 61400 is to provide a uniform methodology that will ensure consistency, accuracy and reproducibility in the measurement and analysis of a site calibration for use in the determination of the power performance of 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 may 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 will need 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 the site calibration for subsequent use in 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 committee recognizes that the restructuring of the IEC 61400-12 series represents a significant increase in complexity and perhaps greater difficulty to implement. However, it represents the committee's best attempt to address issues introduced by larger wind turbines operating in significant wind shear and complex terrain. The committee recommends that the new techniques introduced be validated immediately by test laboratories through inter-lab proficiency testing. The committee recommends a Maintenance Cycle Report be written within three years of the publication of this document which includes recommendations, clarifications and simplifications that will improve the practical implementation of this document. If necessary a revision should be proposed at the same time to incorporate these recommendations, clarifications and simplifications.

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 12-3: Power performance – Measurement based site calibration

1 Scope

This part of IEC 61400 specifies a measurement and analysis procedure for deriving the wind speed correction due to terrain effects and applies to the performance testing of wind turbines of all types and sizes connected to the electrical power network as described in IEC 61400-12-1. The procedure applies to the performance evaluation of specific wind turbines at specific locations.

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

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*

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

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. A neutral and unstable atmosphere generally results in lower temperature gradients and low wind shear.

3.3

complex terrain

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

Note 1 to entry: For the assessment of obstacles and terrain, see IEC 61400-12-5.

3.4

data set

collection of data sampled over a continuous period

3.5

distance constant

indication of the response time of an anemometer, defined as the length of air that shall pass through the instrument for it to indicate 63 % of the final value for a step input in wind speed

3.6

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 to be different from the wind speed at the wind turbine location

3.7

hub height

<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.

3.8

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

3.9

measurement sector

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

Note 1 to entry: See IEC 61400-12-5 for determination of measurement sector.

3.10

method of bins

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

Note 1 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.

3.11

power performance

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

3.12

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

3.13

standard uncertainty

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

3.14

test site

location of the wind turbine under test and its surroundings

3.15

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

3.16

wind measurement equipment

meteorological mast or remote sensing device

3.17

wind shear

change of wind speed with height across the wind turbine rotor

3.18

wind shear exponent

exponent α 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 and may 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.

3.19

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
BinSize	bin size of wind direction bin	
$d_{j,k}$	residual in the j -th 10 min period of fold k	[W]
$d_{std,k}$	standard deviation of site calibration residuals in fold k	[W]
\bar{d}_k	mean value of the residuals in fold k	[W]
$F(WD, \alpha)$	site calibration flow correction determined in 9.2	
f	number of degrees of freedom of the site calibration	
H	hub height of wind turbine	[m]
k	folds in k -fold cross validation	

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
L	distance between the wind turbine and the wind measurement equipment	[m]
N_k	number of data sets in fold k	
R	Rotor radius	[m]
Residual	site calibration residual	[m/s]
RSD	remote sensing device	
r	correlation coefficient	
s_{VT}	category A standard uncertainty of site calibration	[m/s]
$s_{VT,i}$	category A standard uncertainty of site calibration in bin i	[m/s]
$s_{VT,k}$	category A standard uncertainty of site calibration of fold k site calibration consistency parameter for wind direction bin j	[m/s]
$sccp_{j,j-1}$	site calibration consistency parameter for wind direction bin j using the site calibration correction in bin $j-1$	[°]
$sccp_{j,j+1}$	site calibration consistency parameter for wind direction bin j using the site calibration correction in bin $j+1$	[°]
s_{VT}	category A standard uncertainty of the site calibration	
$u_{dVT,i}$	category B standard uncertainty for data acquisition	[m/s]
$u_{dVT,i,j}$	uncertainty related to the data acquisition of the wind speed signal	
$u_{VT,class,i}$	category B standard uncertainty for anemometer operational characteristics	[m/s]
$u_{VT,class,i,j}$	uncertainty related to the classification of the sensors	
$u_{VT,coc,i,j}$	category B standard uncertainty for change in correction to wind direction bin j	[°]
$u_{VT,i,j}$	uncertainty from the site calibration	
$u_{VT,lgt,i}$	uncertainty related to the lightning finial	[m/s]
$u_{VT,mnt,i}$	category B standard uncertainty for anemometer mounting effects	[m/s]
$u_{VT,mnt,i,j}$	uncertainty related to the mounting of the sensors	
$u_{VT,precal,i}$	category B standard uncertainty for anemometer calibration	[m/s]
$u_{VT,precal,i,j}$	uncertainty related to the calibration of the anemometers	
$u_{VT,postcal,i,j}$	uncertainty related to the post calibration or in-situ calibration of the anemometers	
$u_{VT,rmv,i,j}$	category B standard uncertainty for removal of wind direction sensor between site calibration and power performance test	[°]
$u_{VT,sv,i}$	uncertainty component related to seasonal variation	
$u_{VT,sv,i,j}$	uncertainty related to the seasonal variation between site calibration and power performance test	
$u_{W,i}$	category B standard uncertainty for the wind direction sensor	[°]
V_{PM}	reference meteorological mast wind speed	[m/s]
$V_{Turb_measured}$	measured wind turbine location wind speed	[m/s]
$V_{Turb_predicted}$	predicted wind turbine location wind speed	[m/s]
v_h	hub height wind speed	[m/s]
v_{zi}	wind speed at height z_i	
WD	wind direction bin	[°]
WME	wind measurement equipment	
α	wind shear exponent from power law	

5 General

Generally, the wind speed measured upwind of a wind turbine can be assumed to be the same as that at the turbine location if the turbine were not there. This assumption does not hold when terrain effects are present. Furthermore, atmospheric conditions may also introduce wind speed effects. For a power performance measurement carried out according to IEC 61400-12-1, the wind speed is measured at a reference location 2 to 4 rotor diameters from the turbine under test whereas the wind speed actually required is that which would be experienced at the turbine location were the turbine not there. In complex terrain, the wind speed at the reference and turbine locations can be somewhat different due to the influence of the terrain. Therefore, a site calibration quantifies and potentially reduces the effects of terrain on the wind speed measurement. Terrain may cause a systematic difference in wind speed measurement between the position on the reference meteorological mast where an anemometer is mounted and another anemometer mounted at the equivalent height above ground at the centre of the wind turbine rotor at the turbine position. In addition, the relationship between the reference meteorological mast wind speed and the wind speed at the turbine position may also be affected by changes in atmospheric stability and/or the shear profile. Wind shear, which is the change in wind speed with height above the ground, may also be an influential parameter on this relationship as different shear profiles may cause a different relationship between the measurement points, especially if the turbine and meteorological mast are at different elevations.

Seasonal considerations: atmospheric stability, turbulence and wind shear can be related to different seasonal conditions. There are also concerns as to the effects of changes in roughness due to changes in the vegetation in the testing area or other roughness changes directly caused by different seasonal surface characteristics (water/land vs. ice/land, snow, crops, etc.). In light of these considerations, the site calibration and power curve measurement should be conducted during the same season or seasons. If the measurements are conducted in different seasons, additional uncertainty shall be applied as discussed in 11.4.

The outputs of the site calibration are:

- a) a table of flow corrections for all wind directions within the measurement sector(s) as defined in IEC 61400-12-1 and
- b) an estimate of the standard uncertainty of these flow corrections which shall be determined in accordance with the principles of ISO/IEC Guide 98-3:2008.

There are two distinct methods in which the site calibration may be evaluated. Only one method is required and the method is chosen by evaluating the data to assess shear as discussed in 9.2. The output for each method is:

- Subclause 9.3, Site calibration with shear influence: The flow corrections consist of a matrix of wind direction bins and wind shear bins where a single wind speed ratio correction factor is calculated for each point in the matrix.
- Subclause 9.4, Site calibration where shear is not a significant influence: The flow corrections consist of a slope and an intercept value for each wind direction bin. The coefficient of determination, r^2 , value for the regression shall also be reported.

This procedure is given for the wind speed defined as the hub height wind speed. This is so that the procedure does not mandate upper tip height meteorological masts, which are expensive and may be impractical, as it is possible that remote sensing devices will not be suitable for measurements in complex terrain. However, where a power curve is to be derived for the REWS definition of wind speed, then the procedure is repeated for each pair of measurement heights rather than just for the hub height.

A key element of power performance testing is the measurement of wind speed. This document requires 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 may 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.

6 Overview of the procedure

Prior to the installation of the wind turbine (or after the removal of it if already existing) two meteorological masts shall be erected. One meteorological mast is the reference meteorological mast, which is also used for the power performance test. The second meteorological mast is a meteorological mast at the wind turbine position.

This procedure intends to characterise the correlation of the wind speeds between the two positions. Further recommendations for the selection of these positions are provided in 7.1.

The flowchart in Figure 1 provides a general overview of the preparation and analysis process.

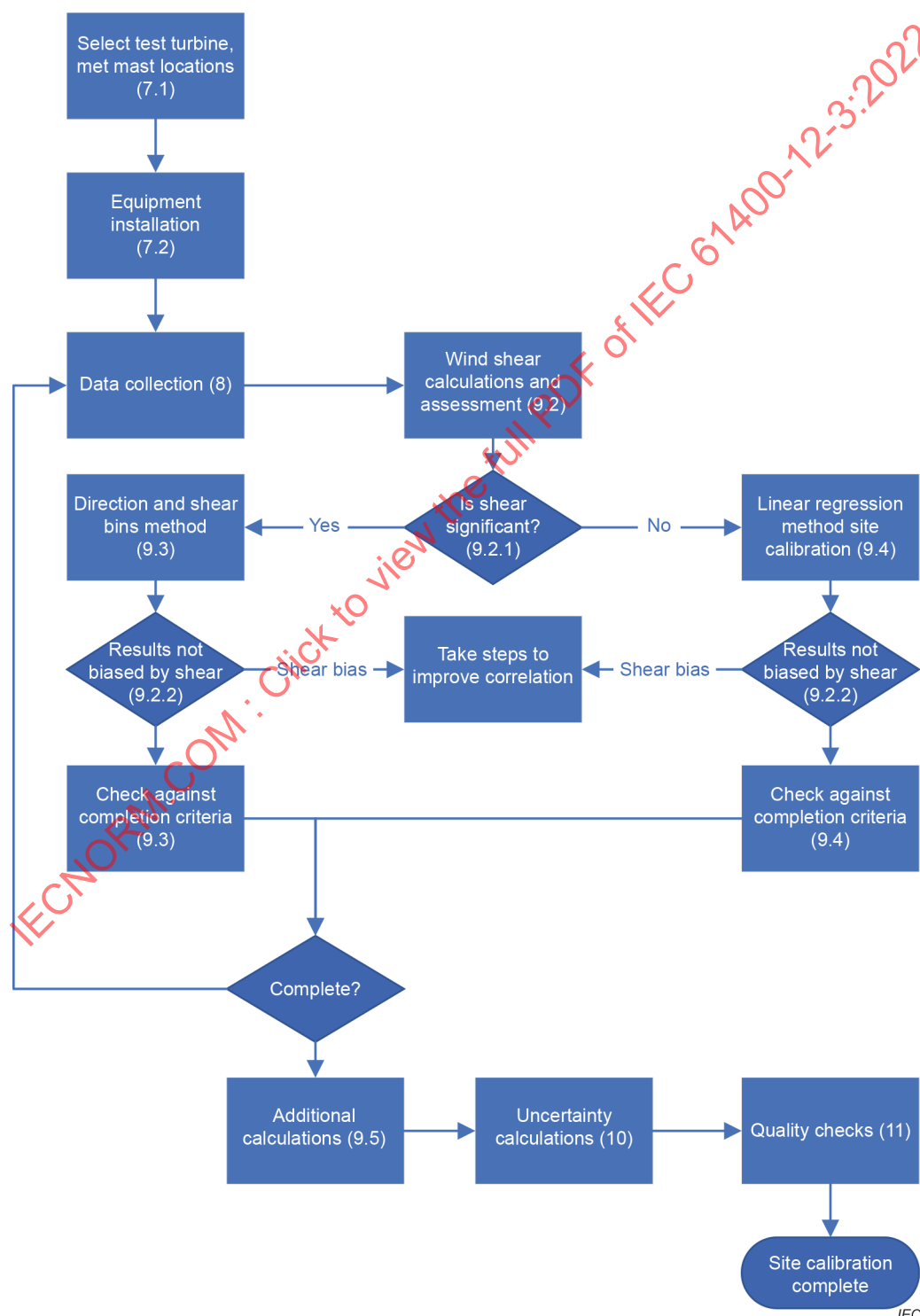


Figure 1 – Site calibration flow chart

7 Test set-up

7.1 Considerations for selection of the test wind turbine and location of the meteorological mast

7.1.1 General

The reference meteorological mast shall be the same meteorological mast that is used for the power curve measurement. The wind turbine meteorological mast shall be located as close as possible to the position where the test wind turbine will be or was located and shall be no more than $0,2 H$ from the centreline of the wind turbine where H is the wind turbine hub height. It is recommended that the wind turbine and reference meteorological masts be of the same type and have the same boom geometry so as to have similar mounting effects on the wind measurement equipment (WME).

There are a number of factors that can affect site calibration. The most notable of these are terrain, meteorological mast location, and atmospheric conditions including wind shear, turbulence and stability. These factors can vary significantly from one location to another but are often correlated with each other.

The test wind turbine location should be selected to optimise valid data collection and provide a good correlation between the reference and wind turbine meteorological masts. The purpose of site calibration is to measure the change in the boundary layer as the wind follows the orography of the terrain, which is generally attached flow, whereas obstacles have more turbulent wakes associated with them, which are affected by sharp edges and vertical surfaces that may trigger flow separation. Additionally, certain terrain features such as cliffs or steep hills may also cause the flow to separate, resulting in a poor correlation. As a guide, the terrain type should be taken into consideration when selecting the test wind turbine and the reference meteorological mast location. The terrain types discussed in this document are informative, qualitative descriptions to aid selection of the test wind turbine and reference meteorological mast locations and to provide insight on what to expect when conducting measurements in these terrain types. Examples of these terrain types are illustrated in Figure 2.

7.1.2 Type A:

Type A terrain is the least complex terrain type. Type A terrain typically does not have significant changes in elevation relative to the hub height of the wind turbine or particularly steep slopes over long distances. Examples of Type A terrain include terrain that meets the requirements of IEC 61400-12-5, gentle rolling hills, and possibly wind turbines located on a ridge facing a plain.

When conducting site calibrations at Type A sites, the wind shear conditions at the reference meteorological mast can be different from the wind shear conditions at the wind turbine location. If this is the case, then the site calibration results will likely be dependent on wind shear and wind direction.

7.1.3 Type B:

Type B terrain is moderate to complex terrain. Type B terrain includes mountains, ridgelines, large hills, and hilly sites with moderate to steeply sloping terrain and significant changes in elevation relative to the hub height of the wind turbine. Typically, the wind shear at Type B sites is low and relatively consistent, though at times negative wind shear may occur. Thus, wind shear is not expected to be as significant a factor as for Type A sites. However, at Type B sites the site calibration results often depend on both wind speed and wind direction, especially if the difference in elevation between the reference meteorological mast and the test wind turbine is more than 10 m. Thus, a linear regression correction is often appropriate for a Type B site.

The upflow/vertical wind speed component induced by the terrain at Type B sites can have a significant impact on the uncertainty, depending on the response of the anemometers to upflow. A vertical wind speed measurement may be used to assess the upflow angle, which can then be used in conjunction with the anemometer classification report to calculate an S-type

anemometer operational characteristic with user-defined influence parameter ranges as defined in IEC 61400-50-1.

7.1.4 Type C:

Type C terrain includes the most extreme terrain from a measurement perspective. Type C sites typically have a steep terrain feature such as a mountain or canyon that may cause flow separation directly upwind of the test wind turbine and create a recirculation zone at the test wind turbine location. The scale of the flow separation is defined by the terrain feature and may disrupt the wind speed correlation between the test wind turbine and reference meteorological mast even if the terrain feature is located farther than $16L$ away from the test wind turbine. L is the distance between the wind turbine and the wind measurement equipment. Type C terrain is typically so complex that the correlation between the winds at the reference meteorological mast and the test wind turbine may be poor. The flow corrections may differ significantly between adjacent wind direction bins. The data from test wind turbines at Type C terrain locations will typically have very high scatter and high uncertainty in the result.

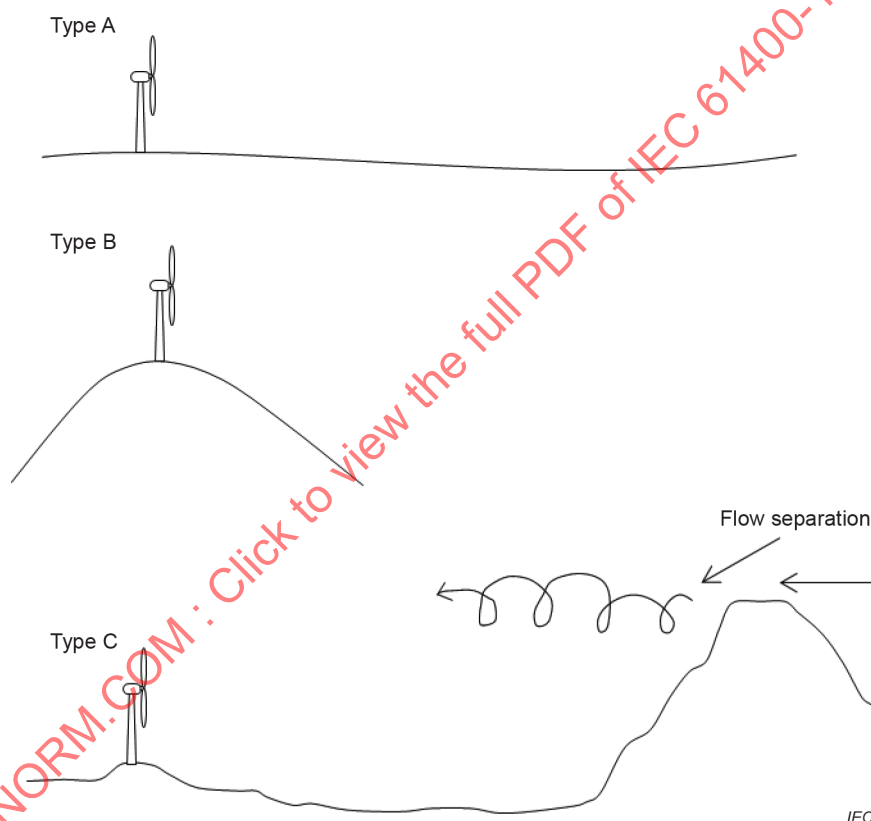


Figure 2 – Terrain types

In order to improve the correlation, the reference meteorological mast should be located such that it has a similar elevation and wind conditions as those of the test wind turbine. For example, if the test wind turbine is located on a ridge, then the reference meteorological mast is recommended to be located on the ridge next to the wind turbine instead of at a lower elevation in front of the wind turbine.

7.2 Instrumentation

The test set-up requires as a minimum measurements of hub height wind speed, wind direction near hub height, and wind shear at both meteorological masts.

WME used in the site calibration shall meet the instrumentation requirements and mounting guidelines of IEC 61400-50-1. The anemometers shall be of the same type with the same

operating characteristics and shall be calibrated in the same wind tunnel. The anemometers shall be of the same type with the same operating characteristics for the power curve measurement as for site calibration.

Depending on the site characteristics, additional measurements are recommended to provide more information about the site conditions and thus are not normative. These measurements may also be used to improve the overall quality of the site calibration and power curve measurement by identifying unusual atmospheric conditions that correlate with outliers or may be used to determine the right instrument classification and, in conjunction with the relevant classification report, quantify the site-specific anemometer operational characteristic standard uncertainty:

- a) A vertical wind speed measurement (e.g. using a 3D ultrasonic anemometer) is recommended to be carried out within 10 % of hub height or within 5 m of hub height for smaller wind turbines so as not to violate the mounting guidelines for top mounted sensors. This measurement may be used to determine the correct class for the instrument classification and, in conjunction with the instrument classification report, to quantify the uncertainty due to operational characteristics.
- b) A wind veer measurement is recommended with the lower wind direction measured within 10 m of the lower tip height wind speed measurement.
- c) If icing conditions are expected during the site calibration campaign, a temperature sensor or other means for icing detection is recommended near hub height.

Furthermore, to avoid the introduction of bias in the wind direction measurement due to uncertainty of the wind direction sensor installation, the reference meteorological mast and its wind direction sensor(s) should not be removed between the site calibration and the power curve measurement. If the primary wind direction sensor is removed or replaced, an additional uncertainty component shall be included (see 11.3.2). If the reference meteorological mast is removed and re-installed between the site calibration and the power curve measurement, the instruments shall be mounted in the same configuration and with the same boom angles during both periods so as to have similar mounting effects.

8 Data acquisition and rejection criteria

Data shall be collected continuously at the same sampling rate as for the power performance test. Data sets shall be based on 10 min periods derived from contiguous measured data. The mean, standard deviation, minimum and maximum values for each 10 min period shall be derived and stored.

The wind direction bin size shall be 10°.

Data sets shall be rejected from the database under the following circumstances:

- a) failure or degradation (e.g. due to icing) of test equipment;
- b) wind direction outside the measurement sector(s) as defined for the power performance test;
- c) mean wind speed at wind turbine meteorological mast less than 4 m/s or greater than 16 m/s;
- d) any other special atmospheric conditions that are found to influence the site calibration result and chosen to be rejection criteria;
- e) special atmospheric conditions to be used as rejection criteria during the power performance test that are found to influence the site calibration.

Any special atmospheric condition filtered during the site calibration shall also be filtered during the power curve test.

9 Analysis

9.1 General

The site calibration measures the relationship of wind speeds at two specific points in space. Orography represents a static influence on this relationship (the terrain is not moving over time) however wind shear adds a dynamic element to this relationship, as it is possible that the wind speed gradient will vary significantly according to height, or it is possible that it will not if the site only sees a fairly steady shear over a limited range.

The first step in the analysis is to assess the shear conditions at the site. The calculations and plots described in 9.2 are performed first to make this assessment, then based on the outcome either 9.3 or 9.4 is followed to complete the calculation of the flow corrections. Once the flow corrections have been calculated according to either 9.3 or 9.4, the procedure then continues with the additional calculations in 9.5 which are inputs to the uncertainty calculations in Clause 10 and the quality checks in Clause 11.

9.2 Assessment of site shear conditions

9.2.1 Shear calculations and characterisation plots

For each 10 min data point, the following calculations shall be made:

- a) the wind speed ratio, which is the wind speed at the wind turbine meteorological mast divided by the wind speed at the reference meteorological mast;
- b) the shear exponent at both meteorological masts shall be calculated using the power law (see 3.17);
- c) the time of day using a 24 h clock shall be determined from the timestamp and any offset to the site local time. Any adjustment to local clocks for more daylight hours in summer vs. winter (i.e. daylight saving time, summer time) shall be noted if it is applied to the data acquisition timestamps.

The analysis method shall depend on whether or not wind shear is determined to be a significant factor at the site. High shear, or more specifically a wide range of shear values, is typically due to a diurnal cycle of stable atmosphere at night and unstable atmosphere during the day. To illustrate the shear conditions at the site and to assist with the shear evaluation, the following scatter plots shall be generated for both the wind turbine location and reference meteorological mast data from the filtered database:

- Scatter plot of wind shear exponent vs. time of day;
- Scatter plot of wind shear exponent vs. wind direction;
- Scatter plot of wind shear exponent vs. wind speed;
- Scatter plot of wind speed vs. time of day.

Note that time of day should be used with care because the correlation to local sunrise and sunset times often strongly influence atmospheric stability. Especially for longer data sets and higher latitudes, the correlation between sunrise, sunset and time of day becomes quite poor.

For a site where these effects occur, typically the shear exponents observed during the daytime will be low as the sun heats the ground causing turbulence and mixing of the layers and at night the shear will be high. Thus, there may be a wide range of shear exponents and a noticeable change in the shear exponents from daytime to night-time for these sites.

9.2.2 Assess significance of shear

Regardless of atmospheric stability, shear shall be considered to be a significant factor if more than 25 % of the data points have a shear exponent greater than 0,25.

Shear shall be confirmed to be a significant parameter if the wind speed correlation improves following binning by wind direction and shear according to Method 1 in 9.3; otherwise the site calibration may be evaluated following Method 2 – linear regression method described in 9.4.

Dividing the measurement sector to allow for different methodologies for different sectors is permitted. This may be useful if, for example, the terrain from part of the measurement sector is Type A and from another direction it is Type B.

The goal is to ensure that the site calibration is not biased by unusual shear conditions; either the site calibration method accounts for the impact of shear or unusual conditions are filtered out. The site calibration results using method 9.3 or 9.4 may be assessed using the method in 9.5, where the site calibration flow corrections are applied to the reference meteorological mast wind speed and this is then compared to the wind turbine meteorological mast wind speed. Comparing the site calibration residuals against wind shear or other atmospheric stability metrics will show if the selected method accurately corrects the reference meteorological mast wind speed for all conditions or if additional steps are necessary to improve quality and reduce uncertainty. Specifically:

- a) The self-consistency parameter (Equation (4)) bin-averaged against wind speed should be between 0,98 and 1,02 in the range of 4 m/s to 16 m/s within each sector
- b) A linear regression of $V_{\text{Turbine_Predicted}}$ (Equation (2)) vs. $V_{\text{Turbine Measured}}$ should have an R^2 value $> 0,95$ within each sector.

9.2.3 Establish correlation of shear between locations

If shear is determined to be significant at the site and where there is a requirement to filter on shear at the wind turbine location, then it shall be established that the shear at the wind turbine location can be predicted from the shear measured at the reference meteorological mast. The simplest method to achieve this is to plot the shear at the turbine location vs. the shear at the reference meteorological mast and calculate an ordinary least squares linear regression. This shall be done using the filtered database. Note that this regression may be used during the power curve measurement to predict shear at the wind turbine location.

If the shear at the wind turbine location and the shear at the reference meteorological mast are not correlated for all cases, then steps shall be taken so that the data is correlated for all cases. For example, non-correlation may occur where there is a significant difference in elevation between the reference meteorological mast and wind turbine location in conjunction with high shear, which is often correlated with time of day. In these cases, the suggested method to achieve correlated results is to filter the data based on time of day to remove the high shear night-time data, although other methods to remove non-correlating data are permitted. The time-of-day filter may be established using the shear exponent vs. time-of-day plots. Reducing the measurement sector such that only directions with similar flow conditions are considered, filtering or breaking the site calibration up by seasons, or other methods to achieve a fully correlated data set may be used. The plots of shear exponent vs. wind direction may be useful in determining which sectors to use.

Any additional filter applied to the site calibration results shall also be applied to the power curve measurement. If a time-of-day filter is used, the filter may be adjusted seasonally to reflect longer days during the summer and shorter days during the winter. Only data from the reference meteorological mast should be used for any additional filters because it will not be possible to filter on the turbine location data during the power curve measurement.

Shear, turbulence, and wind speed are often correlated. The plots of wind shear exponent vs. wind direction, wind shear exponent vs. wind speed, and wind speed vs. time of day may be used to assess the potential impact of these filters on the power curve data in terms of reduced data at certain wind speeds. For example, if applying a time-of-day filter will result in the loss of most of the data at high wind speeds, then it is possible that this filter will not be practical. In the extreme case a solution could be to have multiple site calibrations, each valid for a specific range of atmospheric conditions.

9.3 Method 1: Bins of wind direction and wind shear

To determine if the site calibration flow corrections are influenced by the shear on the site, the data shall be sorted into bins of wind direction and shear. The size of the wind direction bins shall be 10° and shall not be less than the uncertainty of the wind direction sensor. At the edges of the measurement sector, the data shall be filtered to the extents of the measurement sector. For example, where the measurement sector ends at 43° , the site calibration at the edge of the sector will be evaluated from 35° to 43° only. It is required that the choice of wind direction bin centre definition (e.g. either bins centred on integer multiples of 10° or bins beginning on integer multiples of 10°) shall be carried through consistently from the site calibration to the power curve test. The wind shear bins shall be in increments of 0,05 shear exponent centred on integer multiples of 0,05.

The wind speed ratios within each wind direction and wind shear bin shall be averaged.

The completion criteria for the wind direction and wind shear bins are as follows:

- a) For each wind direction bin, the number of data points across all wind shear bins within that wind direction bin shall total at least 144 (24 h of data). Incomplete wind shear bins may be included in this total. Furthermore, each wind direction bin shall contain at least 6 h above and 6 h below 8 m/s.
- b) Each wind shear bin within a complete wind direction bin shall contain at least 3 data points.
- c) Wind shear bins in incomplete wind direction sectors that contain at least 6 h of data may also be considered complete.

If after the matrix has been completed it is found that the site calibration flow corrections do not change with increasing wind shear, then the wind shear bins may be eliminated, and the data evaluated only on a wind direction bin basis according to 9.4. The level of change shall be evaluated against the statistical uncertainty of the site calibration.

If the variation between wind shear bins causes a level of variability in site calibration flow corrections that is higher than twice the statistical uncertainty of the site calibration in one or more wind direction bins, the wind shear bins shall be included in the analysis alongside the wind direction bins.

If the variation between wind shear bins causes a level of variability in site calibration flow corrections that is lower than twice the statistical uncertainty of the site calibration in one or more wind direction bins, the wind shear bins may be eliminated, and the data evaluated only on a wind direction basis per 9.4.

During the power curve measurement, the data shall be sorted into wind direction bins. For each 10 min data point, the wind shear exponent at the reference meteorological mast shall be calculated. The flow correction applied to the reference wind speed shall be the wind speed ratio interpolated to the measured wind shear value from the wind shear bin average values and the measured wind shear exponent for that wind direction bin. Extrapolation is permitted for wind shear exponents falling within the last complete wind shear bins; for example, if the last complete site calibration wind shear bin is the 0,6 wind shear bin, extrapolation is permitted for measured wind shear exponent values between 0,600 and 0,625 (where 0,625 is the upper edge of the 0,6 wind shear bin with a bin width of 0,05 and a range of 0,575 to 0,625). Interpolation between two complete wind shear bins across an incomplete wind shear bin is permitted. Interpolation between wind direction bins is not permitted.

9.4 Method 2: Linear regression method where wind shear is not a significant influence

The data sets shall be sorted into wind direction bins. The size of the wind direction bins shall be 10° . It is required that the choice of direction bin centre definition (e.g. either bins centred on integer multiples of 10° or bins beginning on integer multiples of 10°) shall be carried through consistently from the site calibration to the power curve test. At the edges of the measurement

sector, the data shall be filtered to the extents of the measurement sector. For example, where the measurement sector ends at 43°, the site calibration at the edge of the sector will be evaluated from 35° to 43° only.

For each wind direction bin an ordinary least squares linear regression shall be made with the wind turbine location wind speed as the dependent variable and the reference meteorological mast wind speed as the independent variable. Therefore, there will be one slope and one intercept for each wind direction bin.

Each wind direction bin shall have at least 24 h of data in total and shall have at least 6 h of data where winds are above 8 m/s and at least 6 h of data where winds are below 8 m/s. There should be a wide distribution of wind speeds within the bin to get a good correlation (see 11.2), and it is therefore recommended that data with wind speeds at least up to 11 m/s be present. Note that outliers are highly weighted by the ordinary least squares regression method. Any outliers that appear to have a significant impact on the regression should be investigated and documented.

To illustrate the correlation between the reference meteorological mast and turbine location wind speed, the following plots shall be generated for each complete wind direction bin within the measurement sector:

- wind turbine location wind speed vs. reference meteorological mast wind speed, including an indication of the linear regression and correlation coefficients (commonly known as the R^2 value).

On a single axis, plot the following (see Figure B.9 for an example):

- wind speed ratio vs. reference meteorological mast wind speed;
- bin averages of the wind speed ratios in 0,5 m/s wind speed bins;
- a curve $y = m + b/x$ where m is the slope of the linear regression, b is the intercept and x is the reference meteorological wind speed, and y is the predicted turbine location wind speed normalized to the reference meteorological mast wind speed, i.e. $y =$ the wind speed ratio;
- a horizontal line indicating the average of all wind speed ratios within the wind direction bin.

9.5 Additional calculations

The site calibration flow corrections shall be applied to the reference meteorological mast data to calculate the predicted wind turbine location wind speed for each data point. This shall be done using the filtered database.

$$V_{\text{Turb_predicted}} = F(\text{WD}, \alpha) \cdot V_{PM} \quad (2)$$

where

- $V_{\text{Turb_predicted}}$ is predicted wind turbine location wind speed;
- $F(\text{WD}, \alpha)$ is site calibration flow correction determined in 9.3;
- V_{PM} is reference meteorological mast wind speed;
- WD is wind direction bin;
- α is wind shear exponent, if applicable.

A site calibration residual shall be calculated as follows for each 10 min data point as the difference between the predicted wind turbine location wind speed and the measured wind turbine location wind speed.

$$\text{residual} = V_{\text{Turb_predicted}} - V_{\text{Turb_measured}} \quad (3)$$

A self-consistency parameter shall be calculated as follows for each 10 min data point: divide the predicted wind turbine location wind speed by the measured wind turbine meteorological mast wind speed.

$$\text{self_consistency_parameter} = \frac{V_{\text{Turb_predicted}}}{V_{\text{Turb_measured}}} \quad (4)$$

The residuals and the self-consistency parameter are used to assess the variation and any biases in the results. The mean of the residuals and self-consistency parameter reflect the mean bias, where mean values of 0 and 1,0 translate to zero bias, respectively. The standard deviation of these parameters is indicative of the variation around the mean bias, and is used for the calculation of the statistical uncertainty of the site calibration.

In addition to the statistical uncertainty calculations, which are based on the variation about an assumed mean bias of zero, these parameters are used for calculation of additional uncertainty to be added in certain scenarios listed in Clause 11, which are based on assessments of the estimated mean bias introduced by the scenario which are reflected in shifts in the mean of these parameters away from 0 and 1,0, respectively.

10 Site calibration uncertainty

10.1 Site calibration category A uncertainty

10.1.1 Site calibration K -fold analysis

The site calibration trains a model to predict the wind speed at the wind turbine location based on the wind speed at the reference meteorological mast location. To avoid the risk of under-estimating the category A uncertainty due to over-fitting the model to the data, the category A uncertainty shall be calculated using k -fold cross validation with $k = 10$. Note that in the wind industry, k has different meanings, however the use of the term " k " here is consistent with its use in statistical learning, as the method applied is known as " k -fold cross validation".

The final filtered data set shall be divided into k equally sized folds (partitions) based on timestamp.

For each fold ($k = 1$ through 10):

- a) The site calibration flow corrections shall be calculated according to Clause 9 using only data from the other 9 folds.
- b) The site calibration flow corrections shall be used to calculate the predicted wind speed at the turbine location using the reference meteorological mast wind speeds measured during fold k .
- c) The predicted turbine location wind speeds in fold k shall be compared to the actual measured turbine location wind speeds in fold k according to both the residual and self-consistency parameters defined in 9.5.
- d) The statistical uncertainty for fold k shall be determined per 10.1.2.

The total category A uncertainty is the square root of the sum of the squares of the uncertainty calculated for each fold divided by the square root of k .

$$s_{VT} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k s_{VT,i}^2}{k}} \quad (5)$$

A value of $k = 10$ is chosen so that there is a higher probability that there will be sufficient information in the remaining sets to cover the range of wind speeds present in the data set being evaluated, however other values of k are allowed so long as $k \geq 2$.

The folds are divided by timestamp rather than being randomly chosen since it is expected that the variations in relationship in wind speeds between the two locations may be correlated with meteorological events which are correlated with time, and so folds that are time based are more likely to better capture variation between the conditions during the site calibration and the power curve measurement time periods.

10.1.2 Site calibration statistical uncertainty for each fold

For each fold in the k -fold cross validation, the deviation between the site calibration flow corrected wind speed at the wind turbine location and the wind speed measured at the wind turbine location is calculated for each 10 min period, and the standard deviation of the wind speed deviation over all 10 min periods is calculated as follows:

$$d_{\text{std},k} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N (d_{j,k} - \bar{d}_k)^2}{N_k - 1}} \quad (6)$$

where

$d_{j,k}$ is the residual in the j -th 10 min period of fold k , see Equation (3);

\bar{d}_k is the mean value of the residuals in fold k ;

N_k is the number of data sets in fold k ;

$d_{\text{std},k}$ is the standard deviation of site calibration residuals in fold k .

Only data that has been included in the assessment of the site calibration shall be included in the calculation of the standard deviation.

The statistical, category A standard uncertainty of fold k is:

$$s_{\text{VT},k} = d_{\text{std},k} \cdot \frac{\sqrt{N_k - 1}}{\sqrt{f \cdot N_k}} \quad (7)$$

where

f is number of degrees of freedom of the site calibration.

The number f is the number of 10 min periods included in the site calibration minus the total number of parameters of the site calibration algorithm. In the case where the site calibration flow corrections are in the form of bin-averaged wind speed ratios, the number of parameters of the site calibration algorithm per wind direction sub-sector equals the number of wind shear bins. The value of f is then N_k minus the number of wind direction sub-sectors (normally number of 10° wide sectors). In the case where the site calibration flow corrections are in the form of linear regressions (slopes and offsets), the number of parameters of the site calibration algorithm is 2 per wind direction sub-sector. The value of f is then N_k minus twice the number of wind direction bins. In the case where the site calibration flow corrections are in the form of bin-averaged wind speed ratios per wind direction and wind shear bin, f is N_k minus the sum of the number of all wind shear bins in all wind direction sub-sectors.

10.2 Site calibration category B uncertainty

10.2.1 General

The following components of uncertainty should be considered to be independent of each other in evaluating the combined category B standard uncertainty.

10.2.2 Anemometer – 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 IEC 61400-50-1.

The anemometer calibration standard uncertainty shall be taken from the calibrations. Where the anemometer calibrations on the reference meteorological mast and wind turbine location have been performed in the same tunnel, the estimated uncertainties are correlated to some extent; the same is true for calibrations of the anemometer(s) used for the power performance testing. A practical approach is to include the magnitude of one calibration uncertainty if the calibrations are done in the same wind tunnel. Where the calibrations have been done in different wind tunnels or different model anemometers are used, the uncertainties are independent and shall be taken into account as such.

The following specific guidance is given. If the reference anemometer is not exchanged between site calibration and the power curve test, its calibration uncertainty cancels out completely. Only the turbine mast anemometer calibration uncertainty is then relevant. If the reference anemometer is exchanged between the site calibration and the power curve test for an anemometer calibrated in the same wind tunnel as used for the calibration of the first anemometer, a big part of the calibration of the reference anemometers cancels out if the wind tunnel gives highly reproducible results. If the reference anemometer is exchanged between the site calibration and the power curve test for an anemometer calibrated in a different wind tunnel to that used for the calibration of the first anemometer, the uncertainty of both anemometer calibrations is relevant.

10.2.3 Anemometer – Post-calibration

This uncertainty component covers the uncertainty related to the in-situ calibration (IEC 61400-50-1) 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 IEC 61400-50-1.

10.2.4 Anemometer – 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 in this document 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. But major influence factors such as turbulence, shear and upflow may be different between the two measurement

locations and as such the magnitude of this uncertainty component shall be set to equal the uncertainty related to the classification of the anemometer on the wind turbine location meteorological mast.

The magnitude of this uncertainty shall be taken from the classification report. The terrain type in which the sensor is used shall match the terrain type of the classification of the sensor (Class A, B or S).

A reference to the classification report shall be included in the site calibration report. If no such reference is included, the default magnitude for the uncertainty shall be a class 3,4A (for non-complex terrain) or a class 4,5B (for complex terrain).

The measured range of the influence parameters used for the classification as per IEC 61400-50-1 shall be reported for the same data set used for the site calibration report. If upflow is not measured, compliance with the accuracy class shall be argued from the local terrain slopes for the experienced wind directions, assuming that the vertical angle of the wind is $2/3$ of the average terrain slope within $5D$ of the turbine upwind of the turbine.

10.2.5 Anemometer – Mounting

This uncertainty component covers the uncertainty related to the mounting of the sensors according to IEC 61400-50-1 during the site calibration. The wind turbine location anemometer as well as the reference meteorological mast anemometer mounting standard uncertainty shall be taken into account in the site calibration uncertainty evaluation.

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

This uncertainty is virtually the same as $u_{VS,mt,i}$ with the difference that in this document it is applied to a measurement of wind speeds on two masts. If the sensors are of the same type, the mast layout is the same and the wind direction is the same, one could assume that a high correlation exists between the mounting influences from both masts on both sensors which would be grounds for a reduced uncertainty. However, even with the same sensor type and mast layout often the wind direction that is experienced simultaneously on both masts will not be the same. As the influence from the mast on the sensors is directionally sensitive, the actual correlation of mounting effects between both masts will be limited and the mounting effects need to be taken into account.

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.

10.2.6 Anemometer – 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 $u_{dVT,i}$.

This uncertainty is virtually the same as $u_{dVS,i}$ with the difference that here it is applied to a measurement of wind speeds on two masts. As the data acquisition of both signals is assumed independent, this uncertainty needs to be counted twice.

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

10.2.7 Anemometer – 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 $u_{VT,igt,i}$.

This uncertainty is virtually the same as $u_{VS,igt,i}$ with the difference that in this document it is applied to a measurement of wind speeds on two masts. If the sensors are of the same type, the mast layout is the same and the wind direction is the same, one could assume that a high correlation exists between the mounting influences from both masts on both sensors which would be grounds for a reduced uncertainty. However, even with the same sensor type and mast layout often the wind direction that is experienced simultaneously on both masts will not be the same. As the influence from the lightning finial on the sensors is directionally sensitive, the actual correlation of mounting effects between both masts will be limited and the lightning finial effects (when the requirements for the finial of IEC 61400-50-1 cannot be met) need to be taken into account.

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

10.3 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, $u_{VT,i}$:

$$u_{VT,i,j} = \sqrt{u_{VT,precal,i,j}^2 + u_{VT,postcal,i,j}^2 + u_{VT,class,i,j}^2 + u_{VT,mnt,i,j}^2 + u_{VT,igt,i,j}^2 + u_{VT,coc,i,j}^2 + u_{VT,rmv,i,j}^2 + u_{VT,sv,i,j}^2 + u_{dVT,i,j}^2 + s_{VT}^2} \quad (8)$$

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;
$u_{VT,coc,i,j}$	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_{VT}	is the category A standard uncertainty of the site calibration.

To obtain the uncertainty in one wind speed bin across all the directional sectors the weighted average shall be used:

$$u_{VT,i} = \frac{\sum_j u_{VT,i,j} N_{i,j}}{\sum_j N_{i,j}} \quad (9)$$

10.4 Combined uncertainty

The Category A and B components of uncertainty should be considered as independent of each other for the purpose of evaluating the combined uncertainty of the site calibration.

Narrowing the measurement sector with the goal of reducing uncertainty by eliminating higher uncertainty wind direction bins is permitted.

11 Quality checks and additional uncertainties

11.1 Convergence check

A convergence check shall be carried out using the self-consistency parameter from Equation (4) for each wind direction bin. The most illustrative graph for this purpose plots cumulative average of the self-consistency parameter against the number of hours per wind direction bin. The cumulative averages should be seen to converge to within 0.5 % of the final average within the larger of 16 h of data or 25 % of the total number of data points in that bin. If these criteria are not met, steps such as additional filtering may be applied to try to explain and correct the non-convergence. If these steps do not result in convergence, the self-consistency check according to Annex A may be performed during the power curve measurement to assess if the non-convergence is an issue. If criteria for the self-consistency check during the power curve test are not met, then the bin shall be excluded from the measurement sector.

The k -fold cross validation method used to calculate the statistical uncertainty for the site calibration should reflect a higher test uncertainty for any non-convergence, so no uncertainty penalty is applied for this check.

11.2 Correlation check for linear regression (see 9.4)

For each wind direction bin, the level of correlation shall be assessed based on the correlation coefficient of the regression, commonly known as the r value. This assessment shall be included in the report.

11.3 Change in correction between adjacent wind direction bins

11.3.1 General

It is recommended that wind direction bins from the measurement sectors be eliminated when flow corrections change by more than 2 % between neighbouring bins.

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

This shall be evaluated by applying the self-consistency parameter method from 9.5 as follows:

- Evaluate the data and calculate the site calibration flow corrections.
- Shift the site calibration flow corrections by one direction sector so that the flow corrections or regressions are applied to the adjacent wind direction bin. For example, if the flow correction applied to the 290° bin is $1,024x + 0,1$, then apply this correction instead to the 280° bin.
- Using the adjusted site calibration flow corrections from the previous step and the site calibration data, calculate the predicted wind turbine location wind speed for each 10 min period and then calculate the self-consistency parameter with Equation (4).
- Average the self-consistency parameters for each wind direction bin. If the average is less than 0,98 or greater than 1,02, then those wind direction bins should be eliminated. If those wind direction bins are not eliminated, then the uncertainty in those bins shall be increased by the value of 1 minus the average self-consistency parameter multiplied by 100 % and

divided by 2 and the square root of 3. If a sector has this applied from both adjacent sectors, then the increase in uncertainty is the average of the two.

This method shall be applied by both adding and subtracting to the wind direction bin, for example applying the 290° bin results to both the 280° and 300° bins. The uncertainty adjustment for bins not on the edge shall be the average impact of moving one adjacent bin in each direction.

$$u_{VT,coc,i,j} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{|1 - sccp_{j,j-1}|}{2\sqrt{3}} + \frac{|1 - sccp_{j,j+1}|}{2\sqrt{3}} \right) \quad (10)$$

where:

- $u_{VT,coc,i,j}$ is the standard uncertainty due to change in correction in wind direction bin j ;
- $sccp_{j,j-1}$ is the site calibration consistency parameter for wind direction bin j using the site calibration flow corrections in bin $j - 1$;
- $sccp_{j,j+1}$ is the site calibration consistency parameter for wind direction bin j using the site calibration flow corrections in bin $j + 1$.

For sub-sectors at the edges of the measurement sector the uncertainty shall be assessed only by applying the correction from the respective neighbouring sub-sector.

11.3.2 Removal of the wind direction sensor between site calibration and power performance test

If the wind direction sensor is removed between site calibration and the power performance test, an error may be introduced due to the uncertainty of the wind direction sensor alignment between the two installations. An additional uncertainty component for each wind direction bin shall be applied.

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

This uncertainty component shall be calculated for each wind direction bin as follows:

- a) For each wind direction bin apply the method in 11.3 except that the uncertainty will also be applied where the average of the self-consistency parameters is between 0,98 and 1,02.
- b) Determine the relative uncertainty in the wind direction measurements.
- c) Multiply the result of list item a) by the ratio of the relative uncertainty in the wind vane measurements to the total wind direction bin size.

For example, the wind vane fails and is replaced by a similar model between site calibration and power curve measurement. The uncertainty in the wind vane alignments is determined to be 3° and the bin size is 10°. Multiply the change in correction between adjacent bins from 11.3 by $\frac{3}{10}$. This uncertainty is applied in addition to any uncertainty applied due to 11.3.

$$u_{VT,rmv,i,j} = u_{VT,coc,i,j} \cdot \left(\frac{u_{w,i}}{\text{BinSize}_j} \right) \quad (11)$$

where:

- $u_{w,i}$ is the wind direction uncertainty calculated according to IEC 61400-12-1;
- BinSize is the bin size of wind direction bin j , e.g. 10°.

Note that $u_{w,i}$ may be evaluated on a relative basis, i.e. uncertainty components that are fully correlated between the site calibration and power curve measurement may be neglected. For example if the met mast remains in place and only the sensor is replaced on the same boom and mount with an identical make and model, $u_{WVbo,i}$ and $u_{WVoe,i}$ may be neglected.

11.4 Site calibration and power performance measurements in different seasons

Seasonal changes in wind conditions and changes in surface roughness due to vegetation, precipitation (snow and ice) and freezing of bodies of water may cause a seasonal dependency in the site calibration flow corrections. It is therefore recommended that the site calibration and power performance measurements be conducted in the same part of the year, for example both occurring in summer. To assess the possible impact of this the following steps shall be taken.

The average wind conditions at the reference meteorological mast during the site calibration (wind shear, turbulence, upflow) shall be compared to the average wind conditions at the same meteorological mast during the power performance measurement for the wind directions within the measurement sector. An additional uncertainty shall be calculated for seasonal effects if any of these conditions for a wind direction bin differs by more than the following amounts:

- a) 0,05 for wind shear exponent;
- b) 3 % for turbulence intensity;
- c) if upflow is measured, a limit of $\pm 2^\circ$ change in vertical upflow is recommended.

The symbol for this uncertainty component is $u_{VT,sv,i}$. The additional uncertainty for seasonal effects shall be calculated as one third of the magnitude of the site calibration flow correction.

Annex A (informative)

Verification of results

A method to verify the results from a power performance measurement with or without site calibration is to use the measured electrical power data to derive a wind speed representative for the wind turbine for each 10 min period included in the power curve measurement. This wind speed is compared to the wind speed measured by the anemometer or RSD. Ideally this ratio should not vary as a function of the wind direction. Wind direction bins where the ratio varies strongly should be investigated and possibly excluded. If the power curve is a function of the rotor equivalent wind speed, the rotor equivalent wind speed should be applied for the self-consistency check.

- a) The reverse power curve is defined as the wind speed bin-averaged as a function of the power output for the data sets that have been used for the power curve evaluation. For actively controlled wind turbines, the air density normalised wind speed is used for the evaluation of the reverse power curve. For non-actively controlled wind turbines, the air density normalised power output is applied for the evaluation of the reverse power curve. If a site calibration has been performed, the site calibrated and, if applicable, air density normalised wind speed should be used for the bin analysis. The results used should include power data where the maximum power does not reach the measured nominal rated power and for which the normalized wind speed is above 4 m/s.
- b) The reverse power curve (RPC) is applied in order to evaluate the wind speed representative of the wind turbine rotor from the measurement of the active power for each 10 min interval in which the test wind turbine is operational. For this, the wind speed is interpolated linearly between the bins of the RPC according to the measured active power. The result is the wind speed representative of the wind turbine rotor. For actively controlled wind turbines, the result is the air density normalised ambient wind speed representative of the wind turbine rotor. For non-actively controlled wind turbines, the air density normalised power output should be used for the evaluation of the ambient wind speed.
- c) The ratio of the two wind speeds (derived/measured) should be bin-averaged as function of the wind direction in 5° sectors.
- d) The derived and measured wind speeds are expected to be in good agreement for the measurement sector and hence the ratio should be near unity. Deviations from unity may occur due to site effects, imperfections of the site calibration procedure, or influences of environmental variables on the power curve. Sectors where the wind speed determined via the meteorological mast is not representative for the test wind turbine can clearly be identified as variations of the bin-averaged ratio. Larger deviations should be analysed further. These sectors should be excluded from the final power curve test if site effects are identified as the reason.
- e) The power curve should be re-evaluated for the remaining sector. The self-consistency check may be repeated with the re-calculated RPC. If necessary, the measurement sector should be adjusted in accordance with the results of the repeated test.

An example of a result of a verification test is shown in Figure A.1.



The error bars indicate the category A standard uncertainty of the bin averaged ratios of v_P and v_{mast} . The acceptable range is for ratios of 0,98 to 1,02 for $L < 3$ rotor diameters and 0,97 to 1,03 for L between 3 and 4 rotor diameters.

Figure A.1 – Example of the results of a verification test

Annex B (informative)

Site calibration examples

B.1 Example A

B.1.1 Site description:

A power curve measurement is to be undertaken on a ridgeline site (Type B terrain). The ridgeline is perpendicular to the principle wind direction, facing a plain and the ridge is approximately 40 m to 60 m higher than the plane. The wind turbines have a hub height of 80 m and are located in a single row along the top of the ridge.

The terrain type is between a type A and type B terrain. The relatively flat terrain up-wind of the ridge means that high wind shear may be a concern due to atmospheric stability; however, the terrain local to the wind turbines is closer to a type B site where high upflow angles may also be a concern. The test wind turbine and meteorological mast location are therefore chosen to best minimize the possible upflow angle (lower local terrain slope) and to minimize the difference in elevation between the two locations (which will maximise correlation of wind speed flow corrections with different wind shear profiles) as much as possible given the wind turbine layout and terrain constraints.

B.1.2 Site calibration setup:

The reference meteorological mast is located on the ridge, next to the test wind turbine but at a slightly lower elevation that is about 10 m lower than the wind turbine elevation.

In addition to top mounted hub height cup anemometers in a side-by-side configuration, wind shear measurements are included in the form of anemometers located at 43 m elevation on both meteorological masts. A 3D ultrasonic anemometer is mounted on each meteorological mast to assess the operational characteristics of the hub height anemometers to quantify the uncertainty at the given terrain complexity.

B.1.3 Site calibration evaluation:

Data are collected for several months. The collected data are filtered based on the measurement sector, the wind speeds from 4 m/s to 16 m/s as recorded at the reference meteorological mast, sensor malfunction, and anemometer icing.

For each 10 min period, the following calculations are made according to 9.2:

- a) the ratio of the hub height wind speed at the wind turbine location to the hub height wind speed at the reference meteorological mast;
- b) the wind shear exponents at each meteorological mast are calculated from the power law using the wind speed measurements at 80 m and 43 m;
- c) a tag representing the time of day on a 24 h clock is calculated from the timestamp;
- d) upflow angle is calculated from the vertical and horizontal wind speeds from the ultrasonic anemometers at each meteorological mast.

B.1.4 Step 1: Check the significance of wind shear at the site according to 9.2.2:

For the filtered data, the wind shear exponent at each meteorological mast is plotted against time of day.

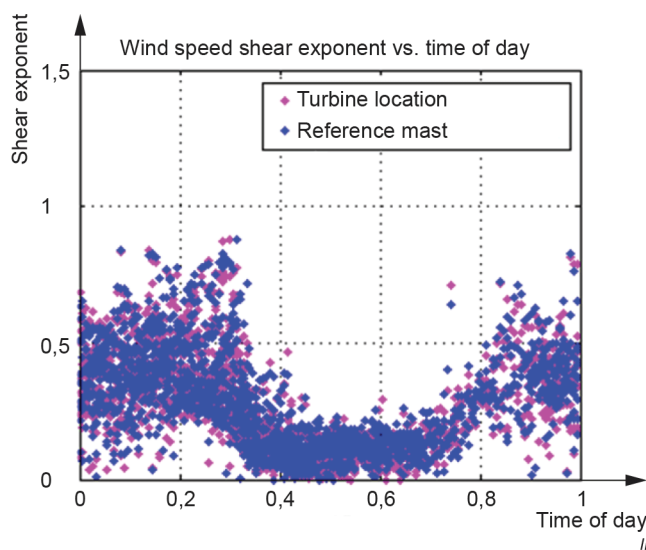


Figure B.1 – Wind shear exponent vs. time of day, Example A

From Figure B.1 it is observed that wind shear is high at night and low during the day. This is typical of a site experiencing a diurnal cycle of atmospheric stability. At night, the atmosphere forms thermal layers (stable atmosphere). These layers suppress turbulence and result in variably high wind shear. During the day, the sun heats up the ground, introducing turbulent mixing which results in a more uniform wind speed profile (low wind shear) and higher turbulence.

It also appears that similar values of wind shear are occurring at both the wind turbine and reference meteorological mast locations.

B.1.5 Step 2: Verify correlation of wind shear at wind turbine and reference meteorological mast locations – Example A

To verify that the wind shear exponent values are correlated between the wind turbine and reference meteorological mast locations, a plot of the wind shear exponents at the wind turbine location vs. the wind shear exponents at the reference meteorological mast is made (see Figure B.2):

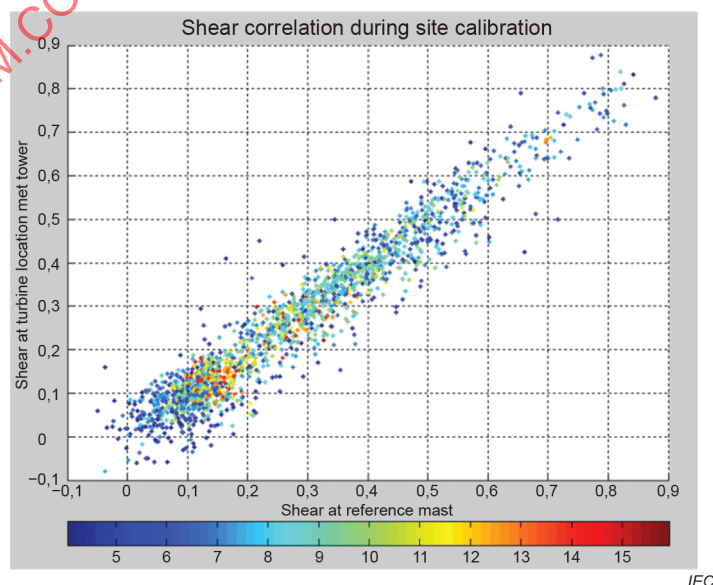


Figure B.2 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example A where the colour axis = wind speed (m/s)

The wind shear exponents at the reference meteorological mast are a reasonably good indicator of the wind shear exponents at the wind turbine location.

B.1.6 Step 3: Calculate results according to 9.2.3

The following calculations are made for each 10-min data set based on measurements at the reference mast:

- Wind shear bins centred on integer multiples of 0,05 values of wind shear exponent ($-0,025$ to $0,025$, $0,025$ to $0,075$, $0,075$ to $0,125$, etc.).

It is now possible to make a matrix of wind shear exponent and wind direction. For each point in this matrix, the following calculations are made:

- The correction for each point in the matrix is calculated as the average of the wind speed ratios in that matrix bin;
- A count of all valid data points within that matrix bin.

Table B.1 and Table B.2 show the site calibration flow corrections and bin count, respectively. Figure B.3 is a graphical illustration of these results.

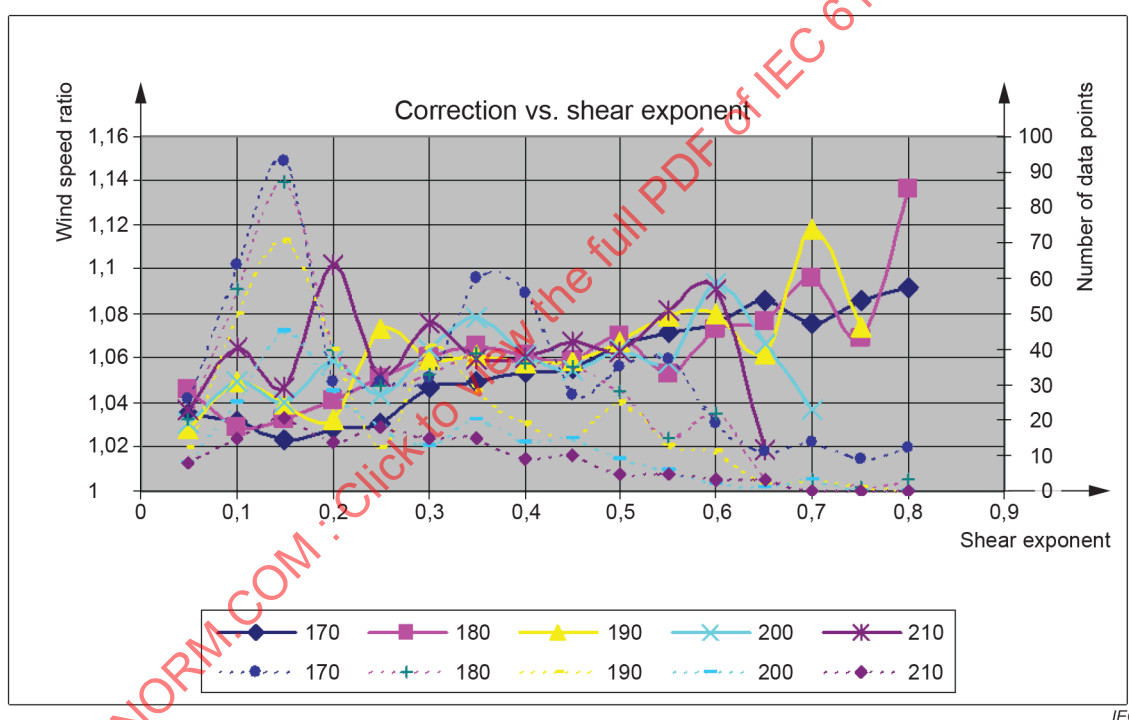


Figure B.3 – Wind speed ratios and number of data points vs. wind shear exponent and wind direction bin – wind speed ratios (full lines), number of data points (dotted lines)

B.1.7 Step 4: Quality checks and additional uncertainties

B.1.7.1 Anemometer operational characteristic uncertainty:

The upflow angle was recorded, which allows for the estimation of anemometer operational characteristic uncertainty at the site conditions according to 7.2. The maximum upflow angle for all data points in all wind direction bins was 3° at the reference meteorological mast and 1° at the wind turbine location mast. All other parameters fell within the range of the Class A anemometer operational characteristics, therefore the Class A anemometer operational characteristic uncertainty may be used for both locations. The class is 1,4A.

Table B.1 – Site calibration flow corrections (wind speed ratio)

Wind shear bin	Wind direction bin				
	170	180	190	200	210
0,05	1,035	1,046	1,028	1,031	1,037
0,10	1,031	1,029	1,05	1,05	1,064
0,15	1,023	1,033	1,039	1,04	1,047
0,20	1,028	1,041	1,032	1,059	1,102
0,25	1,031	1,051	1,073	1,044	1,052
0,30	1,047	1,06	1,06	1,064	1,076
0,35	1,049	1,066	1,062	1,078	1,06
0,40	1,054	1,061	1,058	1,061	1,06
0,45	1,055	1,058	1,059	1,055	1,067
0,50	1,066	1,07	1,067	1,064	1,063
0,55	1,072	1,053	1,079	1,058	1,081
0,60	1,076	1,074	1,08	INC	1,091
0,65	1,086	1,076	INC	INC	1,019
0,70	1,076	1,096	1,118	INC	INC
0,75	1,086	INC	INC	INC	INC
0,80	1,092	1,136	INC	INC	INC

Table B.2 – Site calibration data count

Wind shear bin	Wind direction bin				
	170	180	190	200	210
0,05	26	20	12	8	8
0,10	64	57	50	25	15
0,15	93	87	71	45	21
0,20	31	40	40	28	14
0,25	31	30	12	18	18
0,30	32	33	41	13	15
0,35	60	39	28	20	15
0,40	56	36	19	14	9
0,45	27	35	15	15	10
0,50	35	28	25	9	5
0,55	37	15	13	6	5
0,60	19	22	11	2	3
0,65	11	3	2	1	3
0,70	14	3	3	3	0
0,75	9	1	1	0	0
0,80	12	3	0	0	0

B.1.7.2 Convergence check:

The convergence check found that the data converged to within 0,5 % of the final value (or within 0,995 and 1,005 as illustrated in Figure B.4) for the 190° bin which uses over 50 h of data and satisfies the requirement to cover the larger of 16 h or 25 % of the data points in all bins.

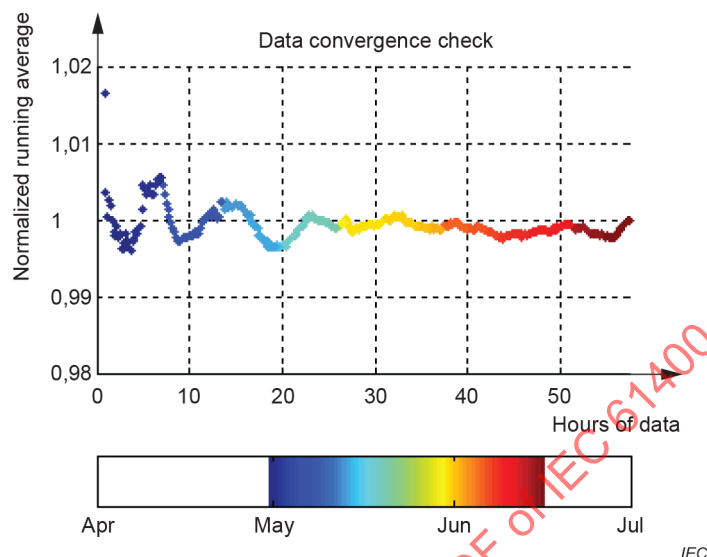


Figure B.4 – Data convergence check for 190° bin

B.1.7.3 Change in correction between bins:

The magnitude of the change in flow corrections was within 0,02 between all adjacent bins.

B.1.7.4 Wind vane adjustment:

No wind vane adjustment was made between measurements, so no additional uncertainty is required.

B.1.7.5 Seasonal uncertainty:

The power curve measurement fell during the same seasonal period and a comparison found that none of the changes in conditions exceeded the limits of 11.4 so no additional uncertainty is needed to account for seasonal effects.

B.2 Example B**B.2.1 Site description:**

The site is identical to the site in example A (Type B terrain) except that the local terrain to the wind turbine is slightly steeper.

B.2.2 Site calibration setup:

Unlike example A, it was not possible to locate the reference meteorological mast on the ridge. The reference meteorological mast is located at the base of the ridge (on the plain) 3 rotor diameters upwind of the test wind turbine that is on the top of the ridge. The difference in elevation between the test wind turbine and the reference meteorological mast is 45 m.

B.2.3 Step 1: Check the significance of wind shear at the site:

For the filtered data, the wind shear exponent at each meteorological mast is plotted against time of day (see Figure B.5).

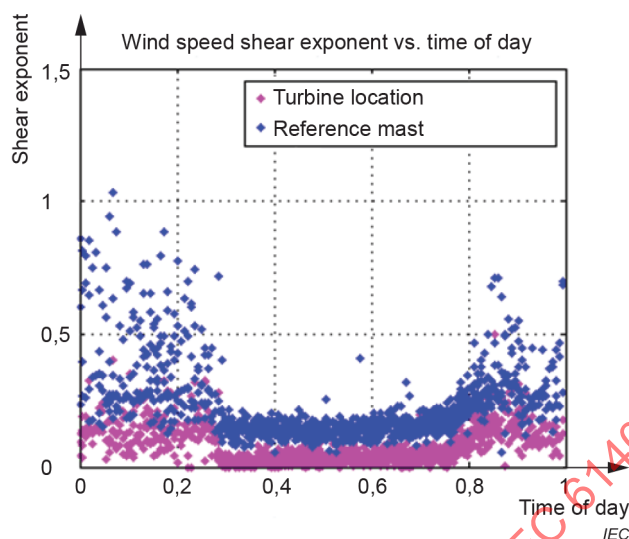


Figure B.5 – Wind shear exponent vs. time of day, example B

Similar to example A, the wind shear at night is higher than during the day, indicating a diurnal cycle of atmospheric stability. However, the wind shear at the wind turbine location appears to be significantly different from the wind shear at the reference meteorological mast. This will be problematic due to the change in elevation between the two locations, it is reasonable to assume that the relationship between the hub height wind speeds will be influenced by changes in the wind shear profile.

B.2.4 Step 2A: Verify correlation of wind shear at wind turbine and reference meteorological mast locations, example B

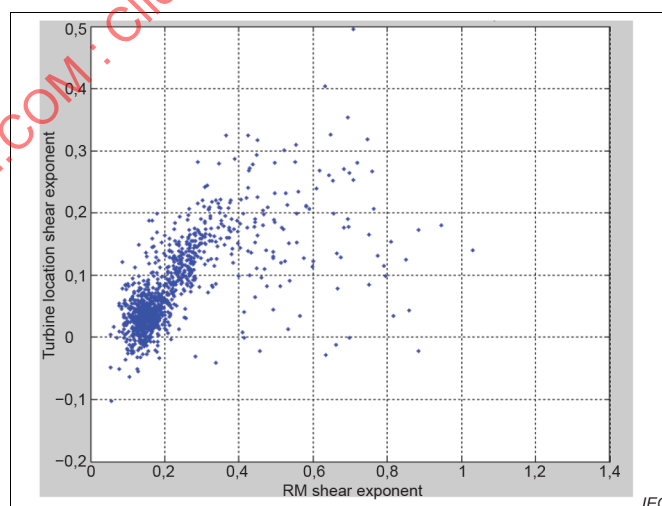
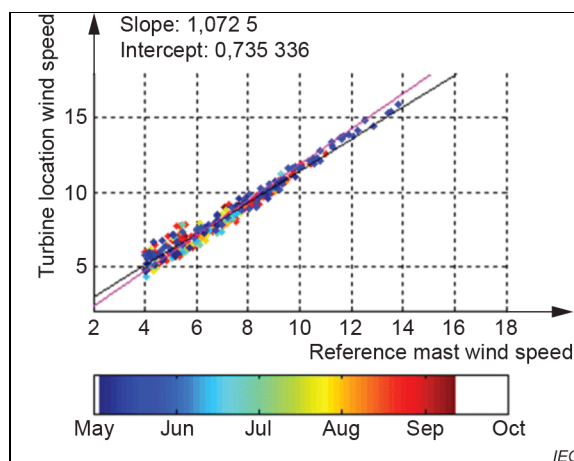


Figure B.6 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast, example B

There is no correlation for wind shear values greater than 0,25. This suggests that the correlation of site calibration flow corrections will be inconsistent during stable atmospheric conditions. To illustrate/verify that this is the case, the plots specified in 9.4 may be used (see Figure B.7):



The red line is the linear regression forced through origin (zero intercept), the black line is the two-parameter linear regression (non-zero intercept).

Figure B.7 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for 330° bin

The linear regression shows that there is a significant intercept in the linear regression. There is also high scatter at the lower wind speeds.

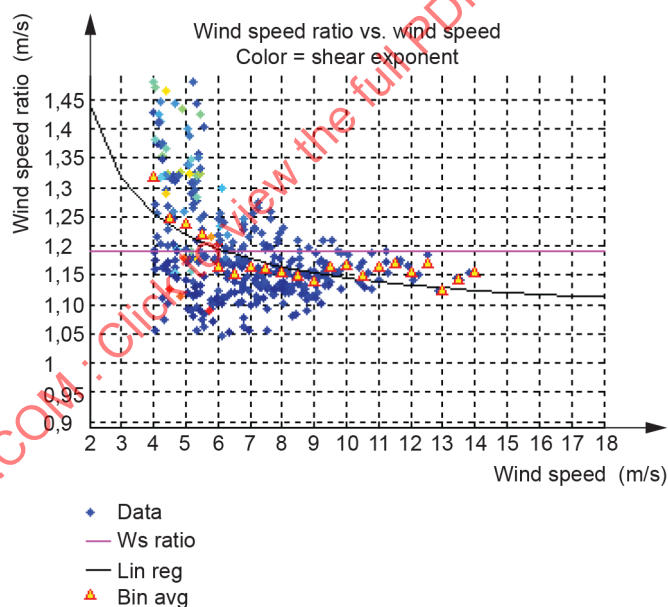


Figure B.8 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin

The plot of wind speed ratio vs. wind speed (see Figure B.8) shows the high dependency of the flow correction on wind speed due to the high intercept. Also note that the overall magnitude of the flow correction is quite high, 19 % on average.

For illustrative purposes, a plot of the wind speed ratios vs. wind shear for the different wind bins is shown in Figure B.9.

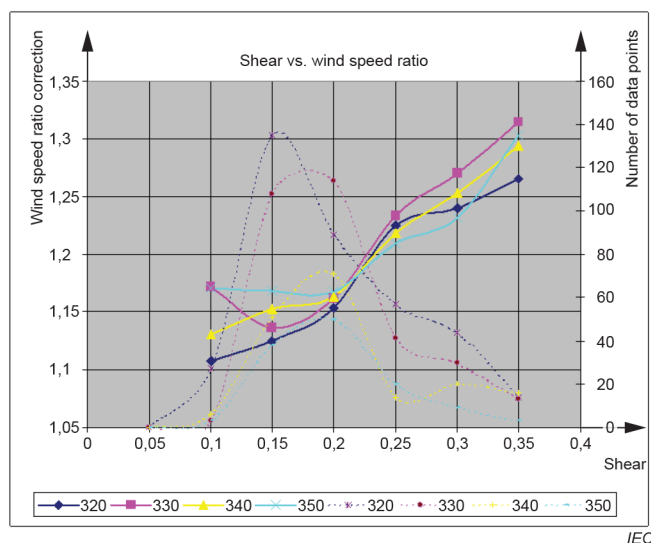


Figure B.9 – Wind speed ratios vs. wind shear for the 330° bin

These plots are useful illustrations of the impact to the site calibration due to the conditions at this site and the test setup. Figure B.9 shows that the correction changes by more than 5 % between 0,20 and 0,25, and Figure B.6 shows that the wind shear at the reference meteorological mast is not a good predictor of the wind shear at the wind turbine location for values greater than 0,25. It is possible that corrections using the wind direction-wind shear matrix method will not be reliable. Wind shear has been shown to have a significant influence and wind shear at the two locations is not well correlated so therefore additional filtering is necessary to try to improve the correlation.

B.2.5 Step 2B: Attempt to remove non-correlating wind shear data

Low wind shear values appear to be correlated between the two locations. Low wind shear values occur during the daytime (periods of atmospheric instability), therefore from the plots, a time-of-day filter is applied to select all daytime data between 07:00 and 19:00.

Plots according to 9.3 are shown for the newly filtered data set (see Figure B.10, Figure B.11 and Figure B.12).

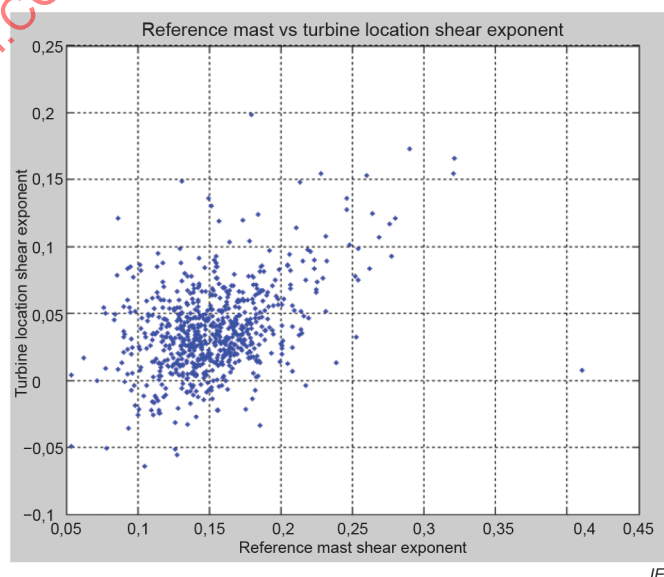


Figure B.10 – Wind shear exponents at wind turbine location vs. reference meteorological mast post-filtering

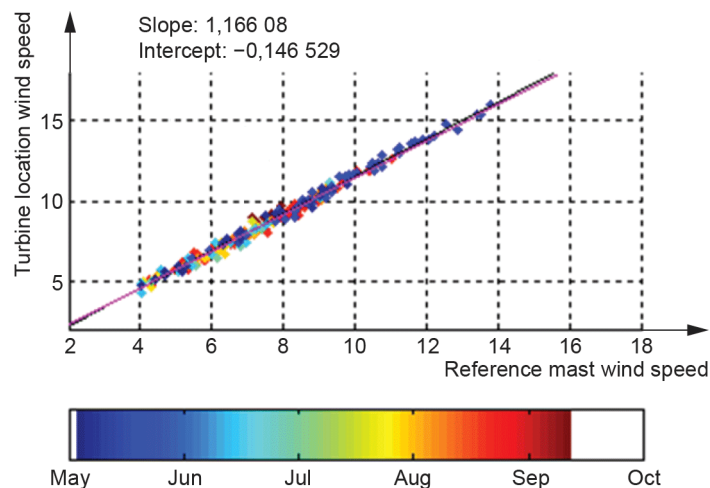


Figure B.11 – Linear regression of wind turbine location vs. reference meteorological mast hub height wind speeds for 330° bin, post-filtering

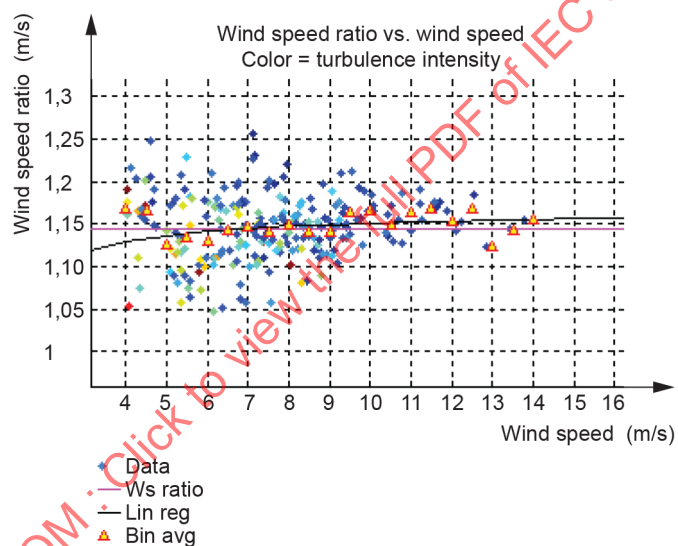


Figure B.12 – Wind speed ratios vs. wind speed for the 330° bin, post-filtering

B.2.6 Step 3: Calculate results

The previous step removed all of the data with high atmospheric stability leaving only daytime data with atmospheric instability. The wind shear values include a small range of wind shear exponents (0,10 to 0,20). This removes the dependence of the site calibration flow corrections on wind shear and so the linear regression method may be used instead of the wind direction-wind shear bin matrix.

For each wind direction bin, a linear regression of the wind speed at the wind turbine location vs. the wind speed at the reference meteorological mast is calculated along with the r^2 value of the regression. The count of total valid data points in each wind direction bin is also recorded.

B.2.7 Step 4: Additional uncertainties:

B.2.7.1 Anemometer operational uncertainty:

No vertical wind speed measurement was included so the Class B operational characteristic uncertainty shall be used. The anemometer operational characteristic classification is 5,4B.

B.2.7.2 Convergence check (see Figure B.13):

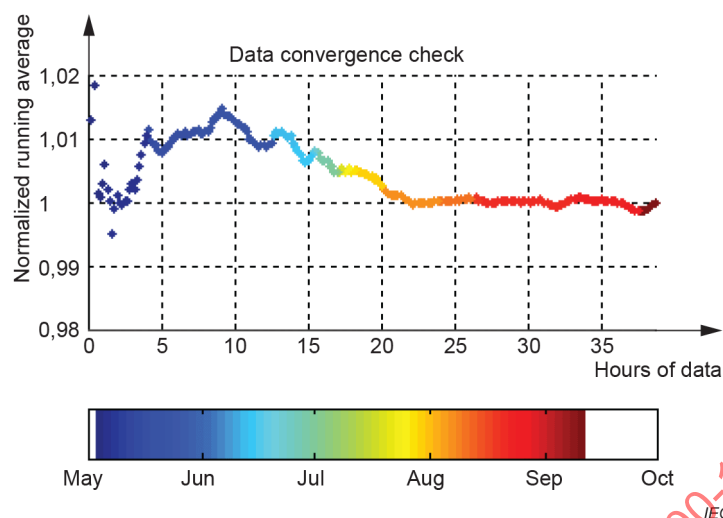


Figure B.13 – Data convergence check for 330° bin

B.2.7.3 Correlation check for linear regression:

As per 11.2 (see Table B.3).

Table B.3 – r^2 values for each wind direction bin

Bin centre	r^2 value	Absolute value of residual mean (m/s)	Residual standard deviation (m/s)
320	0,978	0,00	0,33
330	0,988	0,00	0,26
340	0,979	0,00	0,26
350	0,981	0,00	0,23

B.2.7.4 Change in correction between bins:

As per 11.3 (see Table B.4).

Table B.4 – Additional uncertainty due to change in bins for example B

Bin centre	Magnitude of change between bins (left)	Magnitude of change between bins (right)	Additional standard uncertainty (%)
320	1,019	-	0% (within limit)
330	1,009	0,981	0% (within limit)
340	1,013	0,988	0% (within limit)
350	-	0,992	0% (within limit)

B.2.7.5 Wind vane adjustment:

The wind vane was left in place so no additional uncertainty is required per 11.3.2.

B.2.7.6 Seasonal uncertainty:

The site calibration was conducted in the winter while the power curve measurement was conducted spanning multiple seasons, including the summer. Note that the time-of-day filter needed to be adjusted due to the change in time of sunrise and sunset. A comparison of the

wind shear exponent values (see Figure B.14) found a change greater than 0,05 (0,15 vs. 0,22), which is greater than the limits of 11.4 so additional uncertainty due to the measurements being in different seasons is required per 11.4.

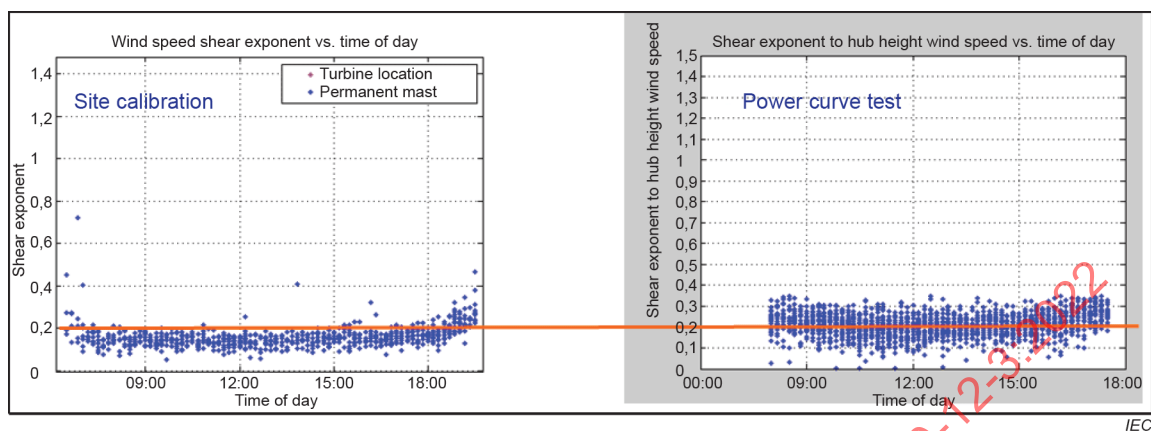


Figure B.14 – Site calibration wind shear vs. power curve test wind shear

The seasonal correction component is one-third of the magnitude of the total correction. This may be calculated for each data point as:

$$U = 1/3 \times \text{abs}(V_{\text{Turb_predicted}} - V_{\text{RM_measured}}) \quad (\text{B.1})$$

where:

- U is the standard uncertainty in one data point;
- $V_{\text{Turb_predicted-}i}$ wind turbine predicted wind speed applying site calibration flow correction;
- $V_{\text{RM_measured-}i}$ measured wind speed from the reference meteorological mast used to predict the wind at the wind turbine.

The uncertainties during the power performance test may then be bin averaged against reference meteorological mast wind speed and direction to calculate the total uncertainty.

B.3 Example C

B.3.1 Site description:

The site is in very complex terrain. The site is a mountain top site within a mountain range. The site is a ridgeline site perpendicular to the principle wind direction, with terrain dropping off steeply in front of and behind the ridge. The wind is very mono-directional with nearly all winds coming from a 30° sector. There is another ridge line 3 km directly up-wind a few hundred meters taller than the ridgeline on which the site is located. The site is therefore considered to be type C terrain as it may be located in a recirculation zone from the upwind ridge.

B.3.2 Site calibration setup:

The meteorological mast is located 2,5 rotor diameters from the test wind turbine on the same ridge and at a very similar elevation (within 5 m). Wind shear was measured using anemometers mounted lower on the meteorological masts. A vertical wind speed measurement was not included.

B.3.3 Step 1: Check the significance of wind shear at the site:

Wind shear exponent values are low and sometimes negative. All wind shear values are between $-0,05$ and $0,20$ and with no obvious correlation to time of day or other measured conditions. Turbulence is high. This indicates neutral to unstable atmosphere and wind shear is not therefore considered to be a significant factor for the site calibration, so the linear regression method may be used.

B.3.4 Step 2: Verify correlation of wind shear at wind turbine and reference meteorological mast locations, example C

Skipped as wind shear has already been determined to be low. There is no stable atmosphere at this site.

B.3.5 Step 3: Calculate results

For each wind direction bin a linear regression of the wind speed at the wind turbine location vs. the wind speed at the reference meteorological mast is calculated along with the r^2 value of the regression. The count of total valid data points in each wind direction bin is also recorded. The data scatter is very high and the magnitude of the change in flow correction between bins was also very high.

B.3.6 Step 4: Quality checks and uncertainty

The data confirms that the site is in a recirculation zone of the up-wind ridge. The data scatter is very high and the results do not converge, indicating that despite the reference meteorological mast and test wind turbine being located side by side on the ridge at similar elevation with similar local terrain, the correlation in wind speed between the two locations is very poor. This will have negative consequences on the accuracy and uncertainty of a power curve measured at this location.

B.3.7 Anemometer operational uncertainty:

No vertical wind speed measurement was included so the Class B operational characteristic uncertainty shall be used. The anemometer operational characteristic classification is 5,4B.

B.3.8 Convergence check:

The data fails the convergence check for all wind direction bins. The data does not converge to within 0,5 % of the final value until 75 % of the data collected has been included. A sample check for one of the wind direction bins is shown in Figure B.15.

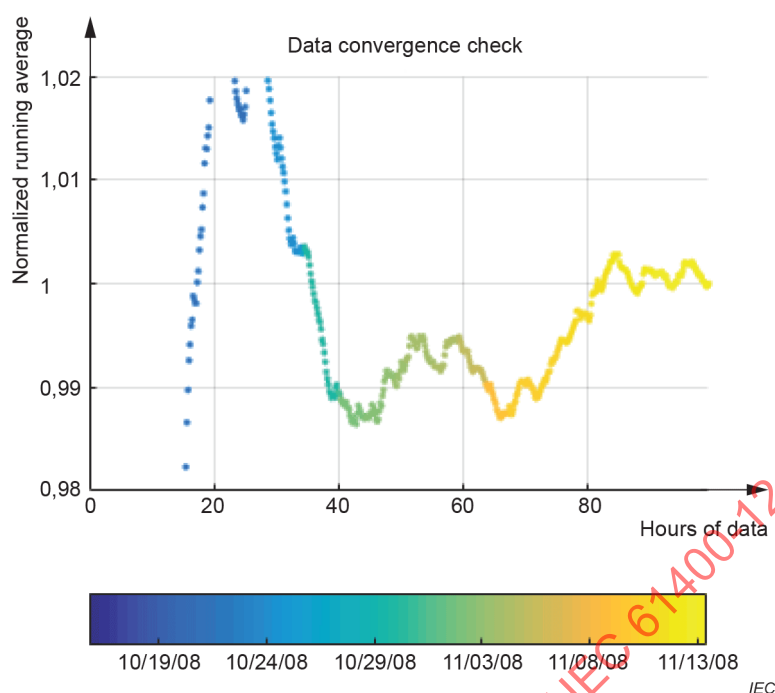


Figure B.15 – Convergence check for 270° bin

B.3.9 Change in magnitude of correction between bins:

All adjacent bins had changes in magnitude of around 10 %. The additional uncertainty is calculated as follows.

Table B.5 – Additional uncertainty due to change in bins for example C

Bin centre	Magnitude of change between bins (left)	Magnitude of change between bins (right)	Additional standard uncertainty (%)
260	1,137	1,176	4,52%
270	1,093	0,912	2,61%
280	1,023	0,946	1,11%

B.3.10 Wind vane adjustment:

No wind vane adjustment was made, so no additional uncertainty is required.

B.3.11 Seasonal uncertainty adjustment:

The site calibration and power performance test were conducted in different seasons (autumn and summer), however the wind shear and turbulence values did not change by more than the allowable limits between seasons. A vertical wind speed was not recorded to assess the upflow angle, however given that the site is in a recirculation zone a wide range of upflow angles are expected and there is no reason to expect seasonal dependence. The site was located in a hot climate with minimal vegetation, so no appreciable change in the surface roughness is expected.

No additional uncertainty for seasonal changes is necessary.

Bibliography

- [1] IEC 61400-12-4, *Wind energy generation systems – Part 12-4: Numerical site calibration for power performance testing of wind turbines*
- [2] IEC 61400-50, *Wind energy generation systems – Part 50: Wind measurements – Overview*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-3:2022

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-3:2022

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	49
INTRODUCTION.....	51
1 Domaine d'application	52
2 Références normatives	52
3 Termes et définitions	52
4 Symboles, unités et termes abrégés	55
5 Généralités	56
6 Vue d'ensemble de la procédure	57
7 Montage d'essai	59
7.1 Considérations relatives au choix de l'éolienne en essai et de l'emplacement du mât météorologique	59
7.1.1 Généralités	59
7.1.2 Type A:	59
7.1.3 Type B:	59
7.1.4 Type C:	60
7.2 Instrumentation	61
8 Acquisition de données et critères de rejet	61
9 Analyse	62
9.1 Généralités	62
9.2 Évaluation des conditions de cisaillement du site	62
9.2.1 Calculs et tracés de caractérisation du cisaillement	62
9.2.2 Évaluation de l'importance du cisaillement	63
9.2.3 Établissement d'une corrélation du cisaillement entre les emplacements	64
9.3 Méthode 1: Tranches de direction du vent et tranches de cisaillement du vent	64
9.4 Méthode 2: Méthode de régression linéaire lorsque le cisaillement n'a pas une influence significative	65
9.5 Calculs supplémentaires	66
10 Incertitude d'étalonnage du site	67
10.1 Incertitude d'étalonnage du site de catégorie A	67
10.1.1 Analyse par validation croisée en K échantillons de l'étalonnage du site	67
10.1.2 Incertitude statistique d'étalonnage du site pour chaque échantillon	68
10.2 Incertitude d'étalonnage du site de catégorie B	69
10.2.1 Généralités	69
10.2.2 Anémomètre – Pré-étalonnage	69
10.2.3 Anémomètre – Post-étalonnage	70
10.2.4 Anémomètre – Classification	70
10.2.5 Anémomètre – Montage	70
10.2.6 Anémomètre – Acquisition de données	71
10.2.7 Anémomètre – Paratonnerre	71
10.3 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 $u_{VT,i}$	71
10.4 Incertitude composée	72
11 Contrôles de la qualité et incertitudes supplémentaires	72
11.1 Contrôle de la convergence	72
11.2 Contrôle de corrélation pour la régression linéaire (voir 9.4)	73

11.3	Variation de correction entre des tranches de direction du vent adjacentes.....	73
11.3.1	Généralités.....	73
11.3.2	Suppression du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance	74
11.4	Étalonnage du site et mesurages de performance de puissance lors de différentes saisons.....	74
Annexe A (informative) Vérification des résultats		76
Annexe B (informative) Exemples d'étalonnage du site		78
B.1	Exemple A	78
B.1.1	Description du site:.....	78
B.1.2	Montage d'étalonnage du site:.....	78
B.1.3	Évaluation de l'étalonnage du site:	78
B.1.4	Étape 1: Vérifier l'importance du cisaillement du vent sur le site selon 9.2.2:.....	79
B.1.5	Étape 2: Vérifier la corrélation entre le cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne et à emplacement du mât météorologique de référence – Exemple A	79
B.1.6	Étape 3: Calculer les résultats selon 9.2.3	80
B.1.7	Étape 4: Contrôles de la qualité et incertitudes supplémentaires	81
B.2	Exemple B	83
B.2.1	Description du site:.....	83
B.2.2	Montage d'étalonnage du site:.....	83
B.2.3	Étape 1: Vérifier l'importance du cisaillement du vent sur le site:.....	84
B.2.4	Étape 2A: Vérifier la corrélation entre le cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne et à emplacement du mât météorologique de référence – exemple B.....	84
B.2.5	Étape 2B: Tentative de suppression des données de cisaillement du vent non corrélées	86
B.2.6	Étape 3: Calculer les résultats	88
B.2.7	Étape 4: Incertitudes supplémentaires:	88
B.3	Exemple C	90
B.3.1	Description du site:.....	90
B.3.2	Montage d'étalonnage du site:.....	91
B.3.3	Étape 1: Vérifier l'importance du cisaillement du vent sur le site:.....	91
B.3.4	Étape 2: Vérifier la corrélation entre le cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne et à emplacement du mât météorologique de référence, exemple C.....	91
B.3.5	Étape 3: Calculer les résultats	91
B.3.6	Étape 4: contrôles de la qualité et incertitude	91
B.3.7	Incertitude opérationnelle de l'anémomètre:.....	91
B.3.8	Contrôle de la convergence:	91
B.3.9	Variation de l'amplitude de correction entre les tranches:	92
B.3.10	Ajustement de la girouette:	92
B.3.11	Ajustement de l'incertitude saisonnière:.....	92
Bibliographie.....		93
Figure 1 – Organigramme d'étalonnage du site		58
Figure 2 – Types de terrains		60
Figure A.1 – Exemple de résultats d'essai de vérification.....		77

Figure B.1 – Exposant de cisaillement du vent par rapport à l'heure du jour, Exemple A	79
Figure B.2 – Exposants de cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport au mât météorologique de référence, exemple A où l'axe de couleur = vitesse du vent (en m/s).....	80
Figure B.3 – Rapports de vitesse du vent et nombre de points de données en fonction de l'exposant de cisaillement du vent et de la tranche de direction du vent – rapports de vitesse du vent (lignes pleines), nombre de points de données (lignes en pointillés)	81
Figure B.4 – Contrôle de la convergence des données pour la tranche à 190°	83
Figure B.5 – Exposant de cisaillement du vent par rapport à l'heure du jour, exemple B.....	84
Figure B.6 – Exposants de cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport au mât météorologique de référence, exemple B	84
Figure B.7 – Régression linéaire de la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent à la hauteur du moyeu du mât météorologique de référence pour la tranche à 330°	85
Figure B.8 – Rapports de vitesses du vent en fonction de la vitesse du vent pour la tranche à 330°	85
Figure B.9 – Rapports de vitesses du vent en fonction du cisaillement du vent pour la tranche à 330°	86
Figure B.10 – Exposants de cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport au post-filtrage du mât météorologique de référence	87
Figure B.11 – Régression linéaire de la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent à la hauteur du moyeu du mât météorologique de référence pour la tranche à 330°, post-filtrage	87
Figure B.12 – Rapports de vitesses du vent en fonction de la vitesse du vent pour la tranche à 330°, post-filtrage.....	88
Figure B.13 – Contrôle de la convergence des données pour la tranche à 330°	89
Figure B.14 – Cisaillement du vent lors de l'étalonnage du site par rapport au cisaillement du vent lors de l'essai de courbe de puissance	90
Figure B.15 – Contrôle de la convergence pour la tranche à 270°	92
Tableau B.1 – Corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site (rapport de vitesses du vent).....	82
Tableau B.2 – Nombre de données d'étalonnage du site	82
Tableau B.3 – r^2 pour chaque tranche de direction du vent	89
Tableau B.4 – Incertitude supplémentaire due à des variations dans les tranches pour l'exemple B	89
Tableau B.5 – Incertitude supplémentaire due à des variations dans les tranches pour l'exemple C	92

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

**Partie 12-3: Performance de puissance –
Étalonnage du site fondé sur le mesurage**

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique 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 de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets.

L'IEC 61400-12-3 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 première édition de l'IEC 61400-12-3 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
88/824/CDV	88/869/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/standardsdev/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 cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer ce document en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

La présente partie de l'IEC 61400 a pour objet de fournir une méthodologie uniforme qui garantit la cohérence, l'exactitude et la reproductibilité du mesurage et de l'analyse d'un étalonnage de site pour utilisation, afin de déterminer 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 sont amenées à définir avec exactitude et de manière acceptable les caractéristiques de performance de puissance des éoliennes au titre des règlements ou des exigences relatifs 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 de l'étalonnage du site pour une utilisation ultérieure, dans les essais 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 garantir 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 prennent en considération 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.

Le comité est conscient que la mise en œuvre de la révision de IEC 61400-12 est considérablement plus complexe, voire plus difficile. Néanmoins, le comité tente de traiter de son mieux les questions relatives au fonctionnement des grandes éoliennes sous un cisaillement du vent important et sur un terrain complexe. Le comité recommande que les nouvelles techniques présentées soient immédiatement validées par des laboratoires d'essai dans le cadre d'essais d'aptitude interlaboratoires. Le comité recommande de rédiger, dans les trois ans qui suivent la publication du présent document, un Rapport du Cycle de Maintenance contenant des recommandations, des clarifications et des simplifications qui amélioreront la mise en œuvre pratique de la présente norme. Au besoin, il convient de proposer une révision au moment de l'intégration de ces recommandations, clarifications et simplifications.

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 12-3: Performance de puissance – Étalonnage du site fondé sur le mesurage

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 spécifie une procédure de mesure et d'analyse de dérivation de la correction de vitesse du vent en raison des effets de terrain, et s'applique aux essais de performance d'éoliennes raccordés au réseau électrique de tous types et de toutes tailles, comme cela est décrit dans l'IEC 61400-12-1. La procédure est applicable pour l'évaluation de la performance d'éoliennes spécifiques sur des sites spécifiques.

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 61400-12-1, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 12-1: Mesures de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité*

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)

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

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 faibles gradients de température et un faible cisaillement du vent.

3.3

terrain complexe

terrain qui entoure le site d'essai et qui présente des variations topographiques notables et des obstacles qui peuvent entraîner une distorsion de l'écoulement de l'air

Note 1 à l'article: Pour l'évaluation des obstacles et du terrain, voir l'IEC 61400-12-5.

3.4

ensemble de données

collection de données qui ont été échantillonnées sur une période continue

3.5

constante de distance

indication du temps de réponse d'un anémomètre définie comme la longueur de l'écoulement d'air qui doit passer à travers l'instrument afin que celui-ci indique 63 % de la valeur finale pour une variation en échelon de la vitesse du vent en entrée

3.6

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

3.7

hauteur du moyeu

<des éoliennes> 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 la hauteur du centroïde de la surface balayée par le rotor par rapport au sol au niveau du mât.

3.8

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

3.9

secteur de mesure

secteur des directions du vent dans lequel les données sont choisies pour la courbe de puissance mesurée

Note 1 à l'article: Voir IEC 61400-12-5 pour la détermination du secteur de mesure.

3.10

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: Pour chaque tranche, le nombre d'ensembles de données ou d'échantillons et leur somme sont enregistrés, et la moyenne de la valeur du paramètre à l'intérieur de chaque tranche est calculée.

3.11

performance de puissance

mesure de l'aptitude d'une éolienne à produire de la puissance et de l'énergie électriques

3.12

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

3.13

incertitude-type

incertitude du résultat de mesure exprimée sous la forme d'un écart-type

3.14

site d'essai

emplacement de l'éolienne en essai et ses environs

3.15

incertitude de mesure

paramètre, associé au résultat de mesure, qui caractérise la dispersion des valeurs qui peuvent raisonnablement être attribuées au mesurande

3.16

matériel de mesure du vent

mât météorologique ou dispositif de télédétection

3.17

cisaillement du vent

variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur sur le rotor de l'éolienne

3.18

exposant de cisaillement du vent

exposant α de la loi exponentielle définissant 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 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.

3.19

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 termes abrégés	Description	Unité
BinSize	taille de la tranche de direction du vent	
$d_{j,k}$	résidu de la j^{e} période de 10 min d'un échantillon k	[W]
$d_{\text{std},k}$	écart-type des résidus d'étalonnage du site pour un échantillon k	[W]
\bar{d}_k	valeur moyenne des résidus dans un échantillon k	[W]
$F(\text{WD}, \alpha)$	correction de l'écoulement dictée par l'étalonnage du site définie en 9.2	
f	nombre de degrés de liberté de l'étalonnage du site	
H	hauteur du moyeu de l'éolienne	[m]
k	échantillons de validation croisée en k échantillons	
L	distance entre l'éolienne et le matériel de mesure du vent	[m]
N_k	nombre d'ensembles de données dans un échantillon k	
R	Rayon du rotor	[m]
Residual	résidu d'étalonnage du site	[m/s]
RSD	dispositif de télédétection	
r	coefficient de corrélation	
s_{VT}	incertitude-type de catégorie A de l'étalonnage du site	[m/s]
$s_{\text{VT},i}$	incertitude-type de catégorie A de l'étalonnage du site dans la tranche i	[m/s]
$s_{\text{VT},k}$	incertitude-type de catégorie A sur l'étalonnage du site du paramètre de cohérence d'étalonnage du site d'un échantillon k pour la tranche j de direction du vent	[m/s]
$\text{sccp}_{j,j-1}$	paramètre de cohérence d'étalonnage du site pour la tranche j de direction du vent à l'aide des corrections d'étalonnage du site dans la tranche $j-1$	[°]
$\text{sccp}_{j,j+1}$	paramètre de cohérence d'étalonnage du site pour la tranche j de direction du vent à l'aide des corrections d'étalonnage du site dans la tranche $j+1$	[°]
s_{VT}	incertitude-type de catégorie A de l'étalonnage du site	
$u_{\text{dVT},i}$	incertitude-type de catégorie B pour l'acquisition de données	[m/s]
$u_{\text{dVT},i,j}$	incertitude relative à l'acquisition de données du signal de vitesse du vent	
$u_{\text{VT,class},i}$	incertitude-type de catégorie B pour les caractéristiques de fonctionnement de l'anémomètre	[m/s]
$u_{\text{VT,class},i,j}$	incertitude relative à la classification des capteurs	
$u_{\text{VT,coc},i,j}$	incertitude-type de catégorie B pour la variation de la correction dans la tranche j de direction du vent	[°]
$u_{\text{VT},i,j}$	incertitude de l'étalonnage du site	
$u_{\text{VT,lgt},i}$	Incetitude relative au paratonnerre.	[m/s]
$u_{\text{VT,mnt},i}$	incertitude-type de catégorie B pour les effets du montage de l'anémomètre	[m/s]
$u_{\text{VT,mnt},i,j}$	incertitude relative au montage des capteurs	
$u_{\text{VT,precal},i}$	incertitude-type de catégorie B pour l'étalonnage de l'anémomètre	[m/s]
$u_{\text{VT,precal},i,j}$	incertitude relative à l'étalonnage des anémomètres	
$u_{\text{VT,postcal},i,j}$	incertitude relative au post-étalonnage ou à l'étalonnage in situ des anémomètres	
$u_{\text{VT,rmv},i,j}$	incertitude-type de catégorie B pour l'enlèvement du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance	[°]
$u_{\text{VT,sv},i}$	incertitude relative à la variation saisonnière	

Symbole ou termes abrégés	Description	Unité
$u_{VT,sv,i,j}$	incertitude relative à la variation saisonnière entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance	
$u_{W,i}$	incertitude-type de catégorie B pour le capteur de direction du vent	[°]
V_{PM}	vitesse du vent au niveau du mât météorologique de référence	[m/s]
$V_{Turb_measured}$	vitesse du vent mesurée à l'emplacement de l'éolienne	[m/s]
$V_{Turb_predicted}$	vitesse du vent prédite à l'emplacement de l'éolienne	[m/s]
v_h	vitesse du vent à la hauteur du moyeu	[m/s]
v_{zi}	vitesse du vent à la hauteur z_i	
WD	tranche de direction du vent	[°]
WME	matériel de mesure du vent	
α	exposant de cisaillement du vent calculé à l'aide de la loi exponentielle	

5 Généralités

Généralement, la vitesse du vent mesurée du côté exposé au vent de l'éolienne peut être par hypothèse, la même que celle à l'emplacement de l'éolienne en l'absence de cette dernière. En présence des effets de terrain, cette hypothèse n'est pas valable. De plus, les conditions atmosphériques peuvent également présenter des effets de vitesse du vent. Pour un mesurage de performance de puissance effectué selon l'IEC 61400-12-1, la vitesse du vent est mesurée de 2 à 4 diamètres de rotor à l'emplacement de référence de l'éolienne en essai. En réalité, la vitesse du vent exigée est celle rencontrée à l'emplacement de l'éolienne (en l'absence de l'éolienne). Dans un terrain complexe, l'influence de terrain peut varier la vitesse du vent aux emplacements de référence et de l'éolienne. Cependant, un étalonnage du site quantifie et, éventuellement, réduit les effets du terrain sur le mesurage de la vitesse du vent. Le terrain peut provoquer une différence systématique du mesurage de la vitesse du vent entre l'emplacement du mât météorologique de référence auquel est monté un anémomètre et un autre anémomètre monté à la hauteur équivalente au-dessus du sol au centre du rotor à l'emplacement de l'éolienne. En outre, la relation entre la vitesse du vent au niveau du mât météorologique de référence et la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne peut également être affectée par les variations de stabilité atmosphérique et/ou le profil de cisaillement. Le cisaillement du vent, c'est-à-dire la variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur par rapport au sol, peut également être un paramètre d'influence sur cette relation. En effet, différents profils de cisaillement peuvent provoquer une relation différente entre les points de mesure, notamment si l'éolienne et le mât météorologique présentent différentes altitudes.

Considérations saisonnières: la stabilité atmosphérique, les turbulences et le cisaillement du vent peuvent varier en fonction des conditions saisonnières. Les effets des variations de la rugosité dues aux modifications de la végétation dans la surface d'essai ou directement provoquées par différentes caractéristiques saisonnières de surface (eau/sol par rapport à glace/sol, neige, cultures, etc.) posent également problème. Par conséquent, il convient de réaliser l'étalonnage du site et le mesurage de la courbe de puissance pendant la ou les mêmes saisons. Si les mesurages sont réalisés lors de différentes saisons, une incertitude supplémentaire doit être appliquée de la manière décrite au 11.4.

Les résultats de l'étalonnage du site sont les suivants:

- a) un tableau des corrections de l'écoulement pour toutes les directions du vent dans le ou les secteurs de mesure, comme cela est défini dans l'IEC 61400-12-1 et
- b) une estimation de l'incertitude-type de ces corrections de l'écoulement qui doit être déterminée selon les principes de ISO/IEC Guide 98-3:2008.

L'étalonnage du site peut être évalué à l'aide de deux méthodes distinctes. Une seule méthode est exigée. Cette méthode est choisie en analysant les données qui permettent d'évaluer le cisaillement (voir 9.2). Pour chaque méthode, les résultats sont les suivants:

- Paragraphe 9.3, Étalonnage du site compte tenu de l'influence du cisaillement: Les corrections de l'écoulement sont représentées par une matrice des tranches de direction du vent et des tranches de cisaillement du vent dans laquelle un facteur de correction unique du rapport de vitesses du vent est calculé pour chaque point de la matrice.
- Paragraphe 9.4, Étalonnage du site lorsque le cisaillement n'a pas une influence significative: Les corrections de l'écoulement sont représentées par une pente et une valeur d'ordonnée à l'origine pour chaque tranche de direction du vent. Le coefficient de détermination, r^2 , à savoir la valeur de la régression, doit également être consigné.

Cette procédure est donnée pour la vitesse du vent définie comme la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. Ainsi, la procédure n'impose pas de mesures à la hauteur de l'extrémité supérieure du mât météorologique, qui impliquent un coût élevé et qui peuvent ne pas être pratiques, car les dispositifs de télédétection peuvent ne pas être adaptés pour des mesurages sur un terrain complexe. Cependant, lorsqu'une courbe de puissance doit être déduite pour la définition de la vitesse du vent comme REWS, la procédure est répétée pour chaque paire de hauteurs de mesure et non pour la hauteur du moyeu.

Le mesurage de la vitesse du vent constitue un élément fondamental des essais de performance de puissance. Pour mesurer le vent, le présent document exige l'utilisation d'anémomètres à coupelles, d'anémomètres à ultrasons ou de dispositifs de télédétection (RSD – remote sensing device) utilisés 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 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.

6 Vue d'ensemble de la procédure

Avant l'installation de l'éolienne (ou après son enlèvement si elle existe déjà), deux mâts météorologiques doivent être érigés. L'un des mâts météorologiques est le mât météorologique de référence. Il est également utilisé pour l'essai de performance de puissance. Le second mât météorologique est un mât météorologique situé à l'emplacement de l'éolienne.

Cette procédure vise à caractériser la corrélation des vitesses du vent entre ces deux emplacements. Des recommandations supplémentaires relatives au choix de ces emplacements sont données au 7.1.

L'organigramme de la Figure 1 fournit une vue d'ensemble générale du processus de préparation et d'analyse.

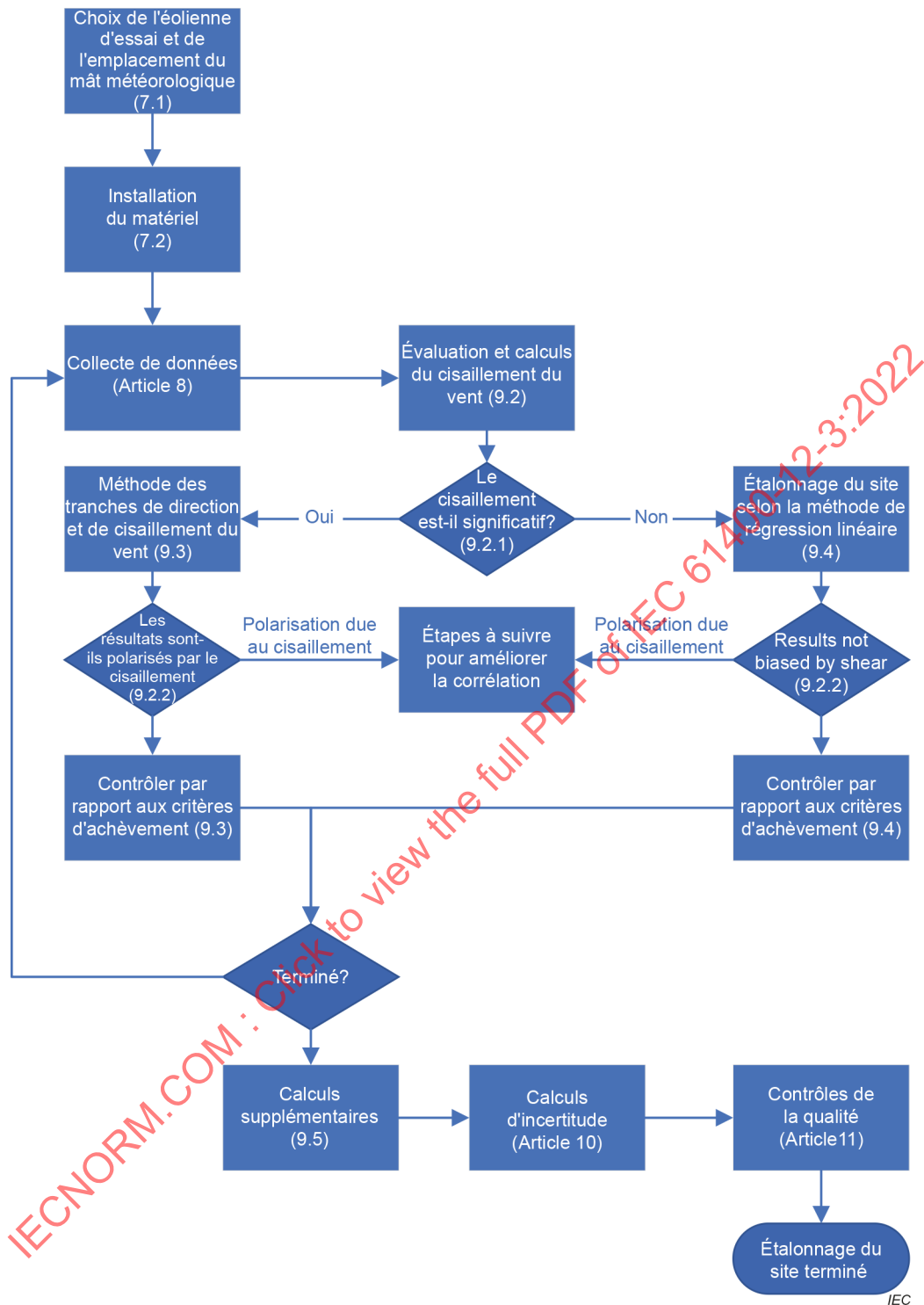


Figure 1 – Organigramme d'étalonnage du site

7 Montage d'essai

7.1 Considérations relatives au choix de l'éolienne en essai et de l'emplacement du mât météorologique

7.1.1 Généralités

Le mât météorologique de référence doit être le mât météorologique utilisé pour le mesurage de la courbe de puissance. Le mât météorologique qui représente l'éolienne doit être situé aussi près que possible de l'emplacement auquel l'éolienne en essai est ou a été placée. Il doit se trouver à $0,2 H$ ou moins de l'axe central de l'éolienne, H étant la hauteur du moyeu de l'éolienne. Il est recommandé que l'éolienne et les mâts météorologiques de référence soient du même type et comportent la même configuration de flèche afin d'obtenir des effets de montage similaires sur le matériel de mesure du vent.

Plusieurs facteurs peuvent affecter l'étalonnage du site. Les facteurs les plus importants sont le terrain, l'emplacement du mât météorologique et les conditions atmosphériques, notamment le cisaillement du vent, les turbulences et la stabilité. Ils peuvent varier de manière significative d'un emplacement à un autre, mais sont souvent corrélés entre eux.

Il convient de choisir l'emplacement de l'éolienne en essai de manière à optimiser la collecte de données valides et à favoriser la corrélation entre les mâts météorologiques de référence et représentant l'éolienne. L'étalonnage du site a pour objet de mesurer les variations qui interviennent dans la couche limite, car le vent suit l'orographie du terrain, qui est généralement un écoulement associé, alors que les obstacles produisent davantage de sillages turbulents, lesquels sont affectés par les bords saillants et les surfaces verticales qui peuvent entraîner une séparation de l'écoulement. En outre, certains éléments de terrains, comme les falaises ou les collines pentues, peuvent également provoquer une séparation de l'écoulement et ainsi entraîner une faible corrélation. À titre indicatif, il convient de prendre en considération le type de terrain lors du choix des emplacements de l'éolienne en essai et du mât météorologique de référence. Les types de terrains dont il est question dans le présent document constituent des descriptions informatives et qualitatives destinées à apporter une aide dans le choix des emplacements de l'éolienne en essai et du mât météorologique de référence, ainsi qu'à fournir des informations sur ce à quoi il faut s'attendre lors de la réalisation de mesurages sur ces types de terrains. Des exemples de ces types de terrains sont donnés à la Figure 2.

7.1.2 Type A:

Le terrain de type A est le type de terrain le moins complexe. En règle générale, un terrain de type A ne présente pas de variations significatives d'altitude par rapport à la hauteur du moyeu de l'éolienne ou de pentes particulièrement raides sur de longues distances. Des exemples de terrain de type A sont les terrains qui satisfont aux exigences de l'IEC 61400-12-5, les collines en pente douce et éventuellement les éoliennes situées sur une crête située face à une plaine.

Lorsque des étalonnages sont réalisés sur des sites de type A, les conditions de cisaillement du vent à l'emplacement du mât météorologique de référence peuvent être différentes des conditions de cisaillement du vent à l'emplacement de l'éolienne. Le cas échéant, les résultats d'étalonnage du site sont susceptibles de dépendre du cisaillement et de la direction du vent.

7.1.3 Type B:

Le terrain de type B correspond à un terrain de complexité modérée. Les terrains de type B incluent les montagnes, les bords de crêtes, les grandes collines et les sites vallonnés avec des pentes modérées à raides. Ils présentent des variations significatives d'altitude par rapport à la hauteur du moyeu de l'éolienne. En règle générale, le cisaillement du vent sur des sites de type B est faible et relativement constant, bien qu'il puisse parfois être négatif. Par conséquent, il n'est pas prévu que le cisaillement du vent constitue un facteur aussi significatif que pour les sites de type A. Néanmoins, les résultats d'étalonnage sur les sites de type B dépendent souvent à la fois de la vitesse et de la direction du vent, en particulier si la différence d'altitude

entre le mât météorologique de référence et l'éolienne en essai est supérieure à 10 m. Une correction de régression linéaire est donc fréquemment appropriée pour les sites de type B.

La composante d'écoulement ascendant/vitesse verticale du vent qu'impliquent les terrains de type B peut avoir un impact considérable sur l'incertitude, dépendant de la réponse des anémomètres à l'écoulement ascendant. Un mesurage de la vitesse verticale du vent peut servir à évaluer l'angle d'écoulement ascendant, qui peut ensuite être utilisé en association avec le rapport de classification des anémomètres dans le but de calculer les caractéristiques de fonctionnement d'un anémomètre de type S avec des plages des paramètres d'influence définies par les utilisateurs et décrites dans l'IEC 61400-50-1.

7.1.4 Type C:

Les terrains de type C sont les terrains les plus extrêmes du point de vue de la réalisation de mesurages. Les sites de type C présentent généralement un élément de terrain pentu (montagne ou canyon, par exemple) qui peut provoquer la séparation de l'écoulement directement du côté exposé au vent de l'éolienne en essai et créer une zone de recirculation à son emplacement. L'ampleur de la séparation de l'écoulement est définie par cet élément de terrain et peut perturber la corrélation de la vitesse du vent entre l'éolienne en essai et le mât météorologique de référence, même si l'élément de terrain est situé à une distance de plus de $16L$ de l'éolienne en essai. L est la distance entre l'éolienne et le matériel de mesure du vent. En règle générale, le terrain de type C est si complexe que la corrélation entre les vents au niveau du mât météorologique de référence et de l'éolienne en essai peut être faible. Les corrections de l'écoulement peuvent différer de manière significative entre les tranches adjacentes de direction du vent. Les données des éoliennes en essai dans les emplacements situés sur des terrains de type C sont généralement très dispersées et présentent une grande incertitude de résultat.

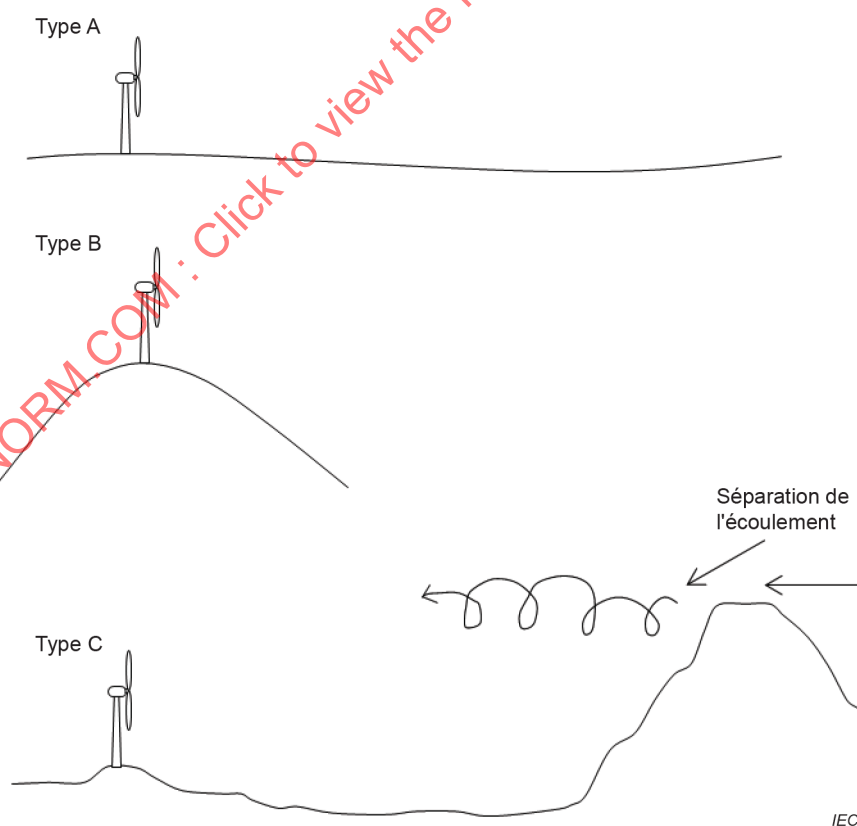


Figure 2 – Types de terrains

Afin d'améliorer la corrélation, il convient de placer le mât météorologique de référence de façon à obtenir une altitude et des conditions de vent similaires à celles de l'éolienne en essai.

Par exemple, si l'éolienne en essai est située sur une crête, il est recommandé de positionner le mât météorologique de référence sur cette crête à côté de l'éolienne plutôt qu'à une altitude inférieure face à l'éolienne.

7.2 Instrumentation

Le montage d'essai exige au moins la réalisation des mesurages de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu, de la direction du vent à proximité de la hauteur du moyeu et du cisaillement du vent au niveau des deux mâts météorologiques.

Le matériel de mesure du vent utilisé pour l'étalonnage du site doit satisfaire aux exigences d'instrumentation et aux lignes directrices relatives au montage données dans l'IEC 61400-50-1. Les anémomètres doivent être du même type, présenter des caractéristiques de fonctionnement identiques et doivent également être étalonnés dans la même soufflerie. Les anémomètres doivent être du même type et présenter des caractéristiques de fonctionnement identiques pour le mesurage de la courbe de puissance et pour l'étalonnage du site.

En fonction des caractéristiques du site, des mesurages supplémentaires sont recommandés afin de fournir davantage d'informations sur les conditions du site. Ils ne sont par conséquent pas normatifs. Ces mesurages peuvent également être utilisés pour améliorer la qualité générale de l'étalonnage du site et du mesurage de la courbe de puissance en identifiant des conditions atmosphériques inhabituelles qui se corréleraient avec les valeurs aberrantes ou peuvent être utilisées pour déterminer une classification pertinente des instruments et, en association avec le rapport de classification correspondant, quantifier l'incertitude-type des caractéristiques de fonctionnement des anémomètres spécifiques au site:

- a) Un mesurage de la vitesse verticale du vent (avec un anémomètre à ultrasons 3D, par exemple) est recommandé dans les 10 % de la hauteur du moyeu ou dans les 5 m de la hauteur du moyeu pour les petites éoliennes afin de ne pas enfreindre les lignes directrices relatives au montage des capteurs montés en tête de mât. Ce mesurage peut être utilisé pour déterminer la classe pertinente pour la classification des instruments et, en association avec le rapport de classification des instruments correspondant, pour quantifier l'incertitude due aux caractéristiques de fonctionnement.
- b) Un mesurage de la déviation de la trajectoire du vent est recommandé pour la direction du vent mesurée au point le plus bas à 10 m ou moins du mesurage de la vitesse du vent à la hauteur de l'extrémité inférieure.
- c) Si des conditions de givrage sont prévues pendant la campagne d'étalonnage du site, un capteur de température ou d'autres moyens de détection du givrage sont recommandés à proximité de la hauteur du moyeu.

De plus, afin d'éviter l'introduction d'une polarisation dans le mesurage de la direction du vent en raison de l'incertitude liée à l'installation du capteur de direction du vent, il convient de ne pas retirer le mât météorologique de référence ni son ou ses capteurs de direction du vent entre l'étalonnage du site et le mesurage de la courbe de puissance. Si le capteur principal de direction du vent est enlevé ou remplacé, une composante d'incertitude supplémentaire doit être incluse (voir 11.3.2). Si le mât météorologique de référence est retiré puis installé à nouveau entre l'étalonnage du site et le mesurage de la courbe de puissance, les instruments doivent être montés selon la même configuration et avec des angles de flèche identiques pendant ces deux périodes afin d'obtenir des effets de montage similaires.

8 Acquisition de données et critères de rejet

Les données doivent être recueillies en continu à la même fréquence d'échantillonnage que pour l'essai de performance de puissance. Les ensembles de données doivent être fondés sur des périodes de 10 min déduites à partir de données mesurées de façon continue. Pour chaque période de 10 min, la valeur moyenne, l'écart-type, la valeur minimale et la valeur maximale doivent être déduits et stockés.

La taille de la tranche de direction du vent doit être égale à 10°.

Des ensembles de données doivent être rejetés de la base de données dans les circonstances suivantes:

- a) le matériel d'essai est défaillant ou dégradé (par exemple, à cause du givrage);
- b) la direction du vent est en dehors du ou des secteurs de mesure définis pour l'essai de performance de puissance;
- c) la vitesse moyenne du vent sur le mât météorologique qui représente l'éolienne est inférieure à 4 m/s ou supérieure à 16 m/s;
- d) toutes les autres conditions atmosphériques particulières dont il s'avère qu'elles influent sur les résultats d'étalonnage du site et qui sont donc choisies comme critères de rejet;
- e) les conditions atmosphériques particulières à utiliser comme critères de rejet au cours de l'essai de performance de puissance et dont il s'avère qu'elles influent sur l'étalonnage du site.

Toute condition atmosphérique particulière filtrée pendant l'étalonnage du site doit l'être également pendant l'essai de courbe de puissance.

9 Analyse

9.1 Généralités

L'étalonnage du site mesure la relation des vitesses du vent à deux points spécifiques dans l'espace. L'orographie exerce une influence statique sur cette relation (le terrain est fixe dans le temps) alors que le cisaillement du vent lui apporte un élément dynamique, puisqu'il est possible que le gradient de la vitesse du vent varie de manière significative selon la hauteur, ou qu'il ne varie pas si le site présente uniquement un cisaillement relativement stable sur une plage limitée.

La première étape de l'analyse consiste à évaluer les conditions de cisaillement sur le site. Pour cela, les calculs et tracés décrits au 9.2 sont réalisés en premier. Ensuite, en fonction des résultats obtenus, le 9.3 ou 9.4 est appliqué pour calculer les corrections de l'écoulement. Par suite du calcul des corrections de l'écoulement selon au 9.3 ou 9.4, la procédure se poursuit avec les calculs supplémentaires du 9.5, qui permettent de réaliser les calculs d'incertitude de l'Article 10 et les contrôles de qualité de l'Article 11.

9.2 Évaluation des conditions de cisaillement du site

9.2.1 Calculs et tracés de caractérisation du cisaillement

Pour chaque point de données sur 10 min, les calculs suivants doivent être effectués:

- a) le rapport de vitesses du vent, soit la vitesse du vent au mât météorologique de l'éolienne divisée par la vitesse du vent au mât météorologique de référence;
- b) l'exposant de cisaillement aux deux mâts météorologiques, qui doit être calculé à l'aide de la loi exponentielle (voir 3.17);
- c) l'heure du jour selon un système horaire sur 24 h, qui doit être déterminée à partir de l'horodatage et de tout décalage par rapport à l'heure locale du site. Tout réglage des horloges locales pour passer de l'heure d'été à l'heure d'hiver (avancement d'une heure pour l'heure d'été) doit être consigné s'il est appliqué aux horodatages de l'acquisition de données.

La méthode d'analyse doit dépendre de la détermination ou non du cisaillement du vent comme un facteur significatif sur le site. Un cisaillement élevé, ou plus spécifiquement une large plage de valeurs de cisaillement, est généralement provoqué par un cycle diurne avec une atmosphère stable la nuit et une atmosphère instable au cours de la journée. À des fins de représentation des conditions de cisaillement sur le site et d'aide à l'évaluation du cisaillement, les diagrammes de dispersion suivants doivent être générés pour les données de

l'emplacement de l'éolienne ainsi que celles de l'emplacement du mât météorologique de référence à partir de la base de données filtrée:

- Diagramme de dispersion de l'exposant de cisaillement du vent par rapport à l'heure du jour;
- Diagramme de dispersion de l'exposant de cisaillement du vent par rapport à la direction du vent;
- Diagramme de dispersion de l'exposant de cisaillement du vent par rapport à la vitesse du vent;
- Diagramme de dispersion de la vitesse du vent par rapport à l'heure du jour.

Noter qu'il convient d'utiliser l'heure du jour avec précaution, car les heures de lever et de coucher du soleil locales ont une influence significative sur la stabilité atmosphérique. Or, en particulier pour les ensembles de données les plus longs et les latitudes les plus élevées, la corrélation entre le lever du soleil, le coucher du soleil et l'heure du jour est assez faible.

En règle générale, pour un site sur lequel ces effets se produisent, les exposants de cisaillement observés au cours de la journée sont faibles tant que le soleil réchauffe le sol, provoquant des turbulences et un brassage des couches, puis sont élevés la nuit. Par conséquent, une large plage d'exposants de cisaillement ainsi qu'une variation considérable des exposants de cisaillement entre la journée et la nuit peuvent être observées sur ces sites.

9.2.2 Évaluation de l'importance du cisaillement

Indépendamment de la stabilité atmosphérique, le cisaillement doit être considéré comme un facteur significatif si plus de 25 % des points de données affichent un exposant de cisaillement supérieur à 0,25.

Il faut confirmer que le cisaillement est un paramètre significatif si la corrélation avec la vitesse du vent s'améliore après la répartition en tranches en fonction de la direction du vent et du cisaillement selon la Méthode 1 du 9.3. À défaut, l'étalonnage du site peut être évalué d'après la Méthode 2 décrite au 9.4 (méthode de régression linéaire).

La division du secteur de mesure pour permettre l'application de méthodologies différentes à divers secteurs est admise. Elle peut être utile si, par exemple, le terrain d'une partie du secteur de mesure est de type A, mais correspond au type B en provenance d'une autre direction.

L'objectif est de garantir que l'étalonnage du site n'est pas polarisé par des conditions de cisaillement inhabituelles. En effet, soit la méthode d'étalonnage du site tient compte de l'impact du cisaillement, soit les conditions inhabituelles sont filtrées. Les résultats de l'étalonnage du site effectué à l'aide de la méthode du 9.3 ou 9.4 peuvent être évalués avec la méthode du 9.5, laquelle applique les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site à la vitesse du vent au niveau du mât météorologique de référence avant de réaliser une comparaison avec la vitesse du vent au niveau du mât météorologique représentant l'éolienne. La comparaison entre les résidus d'étalonnage du site et le cisaillement du vent ou d'autres indicateurs de stabilité atmosphérique révèle si la méthode choisie corrige avec exactitude la vitesse du vent au niveau du mât météorologique de référence, quelles que soient les conditions, ou si des actions supplémentaires sont nécessaires pour améliorer sa qualité et réduire l'incertitude. Plus spécifiquement:

- a) Il convient que le paramètre de cohérence interne (équation (4)) moyenné par tranche de vitesse du vent soit compris entre 0,98 et 1,02 dans la plage de valeurs de 4 m/s à 16 m/s au sein de chaque secteur;
- b) il convient qu'une régression linéaire de $V_{\text{Turbine Predicted}}$ (équation (2)) par rapport à $V_{\text{Turbine Measured}}$ ait une valeur de $R^2 > 0,95$ au sein de chaque secteur.

9.2.3 Établissement d'une corrélation du cisaillement entre les emplacements

S'il est établi que le cisaillement est significatif sur le site et s'il existe une exigence qui impose de filtrer le cisaillement à l'emplacement de l'éolienne, alors il doit être établi que le cisaillement à l'emplacement de l'éolienne peut être prédit à partir du cisaillement mesuré à l'emplacement du mât météorologique de référence. Pour cela, la méthode la plus simple consiste à établir le tracé du cisaillement à l'emplacement de l'éolienne par rapport au cisaillement à l'emplacement du mât météorologique de référence, puis à appliquer la méthode de régression linéaire des moindres carrés ordinaires. Cela doit être effectué à l'aide de la base de données filtrée. Noter que cette régression peut être utilisée pendant le mesurage de la courbe de puissance dans le but de prédire le cisaillement à l'emplacement de l'éolienne.

Si le cisaillement à l'emplacement de l'éolienne et le cisaillement à l'emplacement du mât météorologique de référence ne sont pas corrélés dans tous les cas, des actions supplémentaires doivent être entreprises pour que les données soient systématiquement corrélées. Par exemple, une non-corrélation peut apparaître lorsqu'une différence significative d'altitude entre l'emplacement du mât météorologique de référence et celui de l'éolienne est observée en association avec un cisaillement élevé, lui-même souvent corrélé avec l'heure du jour. Le cas échéant, la méthode suggérée pour obtenir des résultats corrélés consiste à filtrer les données en fonction de l'heure du jour afin de supprimer les données de cisaillement élevé relevées pendant la nuit, bien que d'autres méthodes de suppression des données non corrélées soient admises. Le filtre de l'heure du jour peut être établi à partir des tracés de l'exposant de cisaillement en fonction de l'heure du jour. Différentes méthodes, entre autres la réduction du secteur de mesure visant à étudier uniquement les directions qui présentent des conditions d'écoulement similaires, le filtrage ou le fractionnement de l'étalonnage du site en fonction des saisons, peuvent être utilisées pour obtenir un ensemble de données parfaitement corrélé. Les tracés de l'exposant de cisaillement en fonction de la direction du vent peuvent être utiles pour déterminer les secteurs à utiliser.

Chaque filtre supplémentaire appliqué aux résultats de l'étalonnage du site doit également être appliqué lors du mesurage de la courbe de puissance. Si un filtre de l'heure du jour est utilisé, il peut être ajusté en fonction des saisons afin de tenir compte de la longueur des jours, à savoir plus longs en été et plus courts en hiver. Il convient de n'utiliser que les données correspondant au mât météorologique de référence pour tous les filtres supplémentaires, car les données à l'emplacement de l'éolienne ne peuvent pas être filtrées lors du mesurage de la courbe de puissance.

Le cisaillement, les turbulences et la vitesse du vent sont souvent corrélés. Les tracés de l'exposant de cisaillement du vent par rapport à la direction du vent, de l'exposant de cisaillement du vent par rapport à la vitesse du vent et de la vitesse du vent par rapport à l'heure du jour peuvent être utilisés pour évaluer l'impact potentiel de ces filtres sur les données de la courbe de puissance en ce qui concerne les données réduites à des vitesses du vent spécifiques. Par exemple, si l'application d'un filtre de l'heure du jour entraîne la perte de la plupart des données pour des vitesses élevées du vent, il est alors possible que ce filtre ne soit pas pratique. En dernier recours, une solution peut consister à réaliser plusieurs étalonnages du site, chacun d'entre eux étant valide pour une plage spécifique de conditions atmosphériques.

9.3 Méthode 1: Tranches de direction du vent et tranches de cisaillement du vent

Pour déterminer si les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site sont influencées par le cisaillement sur le site, les données doivent être réparties en tranches de direction du vent et de cisaillement du vent. La taille des tranches de direction du vent doit être de 10° et ne doit pas être inférieure à l'incertitude du capteur de direction du vent. Les données doivent être filtrées aux limites des extrémités du secteur de mesure. Par exemple, lorsque le secteur de mesure se termine à 43° , l'étalonnage du site à l'extrémité du secteur est évalué de 35° à 43° uniquement. Le choix de la définition du centre de la tranche de direction du vent (tranches centrées sur des multiples entiers de 10° ou tranches commençant par des multiples entiers de 10° , par exemple) doit être réalisé de manière cohérente à partir de l'étalonnage du site à l'essai de la courbe de puissance. Les tranches de cisaillement du vent doivent augmenter

par incréments de 0,05 pour l'exposant de cisaillement et être centrées sur des multiples entiers de 0,05.

Les rapports de vitesses du vent au sein de chaque tranche de direction du vent et de cisaillement du vent doivent être moyennés.

Les critères d'achèvement pour les tranches de direction du vent et de cisaillement du vent sont les suivants:

- a) Au sein de chaque tranche de direction du vent, le nombre total minimal de points de données dans toutes les tranches de cisaillement du vent doit être au moins de 144 (24 h de données). Des tranches de cisaillement du vent incomplètes peuvent être incluses dans ce nombre total. En outre, chaque tranche de direction du vent doit contenir au moins 6 h au-dessus de 8 m/s et 6 h en dessous de cette même valeur.
- b) Chaque tranche de cisaillement du vent au sein d'une tranche de direction du vent complète doit contenir au moins 3 points de données.
- c) Les tranches de cisaillement du vent dans les secteurs de direction du vent incomplets qui contiennent au moins 6 h de données peuvent également être considérées comme complètes.

Après réalisation de la matrice, s'il est observé que les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site ne varient pas à mesure que le cisaillement du vent augmente, alors les tranches de cisaillement du vent peuvent être éliminées et les données évaluées sur la seule base d'une tranche de direction du vent (voir 9.4). Le niveau de variation doit être évalué par rapport à l'incertitude statistique de l'étalonnage du site.

Si la variation entre les tranches de cisaillement du vent provoque un niveau de variabilité des corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site qui est supérieure à deux fois l'incertitude statistique de l'étalonnage du site dans une ou plusieurs tranches de direction du vent, les tranches de cisaillement du vent doivent être incluses dans l'analyse au même titre que les tranches de direction du vent.

Si la variation entre les tranches de cisaillement du vent provoque un niveau de variabilité des corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site qui est inférieure à deux fois l'incertitude statistique de l'étalonnage du site dans une ou plusieurs tranches de direction du vent, les tranches de cisaillement du vent peuvent être éliminées et les données évaluées sur la seule base de la direction du vent conformément à 9.4.

Au cours du mesurage de la courbe de puissance, les données doivent être réparties dans des tranches de direction du vent. Pour chaque point de données sur 10 min, l'exposant de cisaillement du vent au niveau du mât météorologique de référence doit être calculé. La correction de l'écoulement appliquée à la vitesse de référence doit être le rapport de vitesses du vent interpolé à la valeur de cisaillement du vent mesurée à partir des valeurs moyennes de la tranche de cisaillement du vent et de l'exposant de cisaillement du vent mesuré pour cette tranche de direction du vent. L'extrapolation est admise pour les exposants de cisaillement du vent se trouvant dans les dernières tranches de cisaillement du vent complètes. Par exemple, si la dernière tranche de cisaillement du vent complète pour l'étalonnage du site est la tranche de cisaillement du vent de 0,6, une extrapolation est admise pour les valeurs mesurées de l'exposant de cisaillement du vent comprises entre 0,600 et 0,625 (0,625 étant l'extrémité supérieure de la tranche de cisaillement du vent de 0,6, pour une largeur de tranche de 0,05 et une plage de 0,575 à 0,625). L'interpolation entre deux tranches de cisaillement du vent complètes sur une tranche de cisaillement du vent incomplète est admise. L'interpolation entre des tranches de direction du vent n'est pas admise.

9.4 Méthode 2: Méthode de régression linéaire lorsque le cisaillement n'a pas une influence significative

Les ensembles de données doivent être répartis en tranches de direction du vent. La taille des tranches de direction du vent doit être de 10°. Le choix de la définition du centre de la tranche

de direction (tranches centrées sur des multiples entiers de 10° ou tranches commençant par des multiples entiers de 10°, par exemple) doit être réalisé de manière cohérente de l'étalonnage du site à l'essai de la courbe de puissance. Les données doivent être filtrées aux limites des extrémités du secteur de mesure. Par exemple, lorsque le secteur de mesure se termine à 43°, l'étalonnage du site à l'extrémité du secteur est évalué de 35° à 43° uniquement.

Pour chaque tranche de direction du vent, la méthode de régression linéaire des moindres carrés ordinaires doit être appliquée, la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne étant la variable dépendante et la vitesse du vent au niveau du mât météorologique de référence étant la variable indépendante. Par conséquent, chaque tranche de direction du vent présente une pente et une ordonnée à l'origine.

Chaque tranche de direction du vent doit compter un total d'au moins 24 h de données, et doit compter au moins 6 h de données lorsque la vitesse du vent est supérieure à 8 m/s ou inférieure à 8 m/s. Il convient d'étendre la répartition des vitesses du vent au sein de la tranche afin d'obtenir une bonne corrélation (voir 11.2). Il est par conséquent recommandé d'utiliser des données relatives aux vitesses du vent qui vont jusqu'à 11 m/s, voire plus. Noter que les valeurs aberrantes sont fortement pondérées par la méthode de régression linéaire des moindres carrés ordinaires. Il convient d'analyser et de documenter les valeurs aberrantes qui ont un impact significatif sur la régression.

Pour représenter la corrélation entre la vitesse du vent à l'emplacement du mât météorologique de référence et à l'emplacement de l'éolienne, les tracés suivants doivent être générés pour chaque tranche de direction du vent complète au sein du secteur de mesure:

- a) vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent au niveau du mât météorologique de référence, avec indication des coefficients de régression linéaire et de corrélation (communément appelés valeur R^2);

Sur un axe unique, effectuer les tracés ci-après (un exemple est donné à la Figure B.9):

- b) rapport de vitesses du vent par rapport à la vitesse du vent au niveau du mât météorologique de référence;
- c) moyennes des tranches des rapports de vitesses du vent en tranches de vitesse du vent de 0,5 m/s;
- d) courbe $y = m + b/x$ où m est la pente de la régression linéaire, b est l'ordonnée à l'origine, x est la vitesse du vent météorologique de référence et y est la vitesse du vent prédite à l'emplacement de l'éolienne normalisée à la vitesse du vent au niveau du mât météorologique de référence, c'est-à-dire $y = \text{rapport de vitesses du vent}$.
- e) ligne horizontale indiquant la moyenne de tous les rapports de vitesses du vent au sein de la tranche de direction du vent.

9.5 Calculs supplémentaires

Les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site doivent être appliquées aux données du mât météorologique de référence pour calculer la vitesse du vent prédite à l'emplacement de l'éolienne pour chaque point de données. Cela doit être effectué à l'aide de la base de données filtrée.

$$V_{\text{Turb_predicted}} = F(\text{WD}, \alpha) \cdot V_{PM} \quad (2)$$

où

- | | |
|------------------------------|---|
| $V_{\text{Turb_predicted}}$ | est la vitesse du vent prédite à l'emplacement de l'éolienne; |
| $F(\text{WD}, \alpha)$ | est la correction de l'écoulement dictée par l'étalonnage du site définie en 9.3; |
| V_{PM} | la vitesse du vent au niveau du mât météorologique de référence; |
| WD | est la tranche de direction du vent; |
| α | est l'exposant de cisaillement du vent, le cas échéant. |

Un résidu d'étalonnage du site doit être calculé de la manière décrite ci-dessous pour chaque point de données sur 10 min. Il correspond à la différence entre la vitesse du vent prédite à l'emplacement de l'éolienne et la vitesse du vent mesurée à l'emplacement de l'éolienne.

$$\text{residual} = V_{\text{Turb_predicted}} - V_{\text{Turb_measured}} \quad (3)$$

Un paramètre de cohérence interne doit être calculé de la manière décrite ci-après pour chaque point de données sur 10 min: diviser la vitesse du vent prédite à l'emplacement de l'éolienne par la vitesse du vent mesurée au niveau du mât météorologique représentant l'éolienne.

$$\text{self_consistency_parameter} = \frac{V_{\text{Turb_predicted}}}{V_{\text{Turb_measured}}} \quad (4)$$

Les résidus et le paramètre de cohérence interne sont utilisés pour évaluer la variation et les éventuelles polarisations des résultats. La moyenne des résidus et le paramètre de cohérence interne reflètent une polarisation moyenne. Les valeurs moyennes respectives de 0 et 1,0 correspondent à une polarisation nulle. L'écart-type de ces paramètres indique la variation de la polarisation moyenne. Il est utilisé pour le calcul de l'incertitude statistique de l'étalonnage du site.

Outre pour le calcul de l'incertitude statistique, qui s'appuie sur la variation d'une polarisation moyenne réputée nulle, ces paramètres sont utilisés pour le calcul de l'incertitude supplémentaire à ajouter à certains scénarios énumérés à l'Article 11. Ces scénarios sont élaborés à partir d'évaluations de la polarisation moyenne estimée qu'ils introduisent, et qui se reflète dans les décalages par rapport à la moyenne de ces paramètres, différant respectivement de 0 et de 1,0.

10 Incertitude d'étalonnage du site

10.1 Incertitude d'étalonnage du site de catégorie A

10.1.1 Analyse par validation croisée en k échantillons de l'étalonnage du site

L'étalonnage du site exploite un modèle de prédiction de la vitesse du vent à l'emplacement de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent à l'emplacement du mât météorologique de référence. Pour éviter le risque de sous-estimation de l'incertitude de catégorie A en raison d'un ajustement excessif du modèle aux données, l'incertitude de catégorie A doit être calculée à l'aide de la validation croisée en k échantillons, où $k = 10$. Il est à noter que, dans le secteur éolien, la lettre " k " a différentes significations. Toutefois, son utilisation dans le présent document coïncide avec son utilisation en apprentissage statistique, la méthode appliquée étant appelée validation croisée en k échantillons.

L'ensemble final de données filtrées doit être divisé en k échantillons (divisions) de taille égale en fonction de l'horodatage.

Pour chaque échantillon ($k = 1$ à 10):

- Les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site doivent être calculées selon l'Article 9, en utilisant uniquement les données des 9 autres échantillons;
- Les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site doivent être utilisées pour calculer la vitesse du vent prédite à l'emplacement de l'éolienne en utilisant les vitesses du vent mesurées au niveau du mât météorologique de référence pour un échantillon k .
- Les vitesses du vent prédites à l'emplacement de l'éolienne pour un échantillon k doivent être comparées aux vitesses du vent réelles mesurées à l'emplacement de l'éolienne pour un échantillon k selon les paramètres de résidus et de cohérence interne définis au 9.5.
- L'incertitude statistique pour un échantillon k doit être déterminée conformément à 10.1.2.

L'incertitude totale de catégorie A correspond à la racine carrée de la somme des carrés de l'incertitude calculée pour chaque échantillon divisée par la racine carrée de k .

$$s_{VT} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k s_{VT,i}^2}{k}} \quad (5)$$

Une valeur de $k = 10$ est choisie afin d'augmenter la probabilité de disposer de suffisamment d'informations dans les ensembles restants pour couvrir la plage de vitesses du vent présente dans l'ensemble de données en cours d'évaluation. Toutefois, d'autres valeurs de k sont admises, du moment que $k \geq 2$.

Les échantillons sont répartis par horodatage plutôt que choisis au hasard. En effet, il est prévu que les variations de relation des vitesses du vent entre les deux emplacements puissent être corrélées avec des événements météorologiques, eux-mêmes corrélés avec le temps. Ainsi, les échantillons répartis en fonction du temps sont plus susceptibles de mieux détecter les variations entre les conditions au cours des périodes d'étalonnage du site et de mesure de la courbe de puissance.

10.1.2 Incertitude statistique d'étalonnage du site pour chaque échantillon

Pour chaque échantillon de la validation croisée en k échantillons, l'écart entre la vitesse du vent corrigée après l'écoulement dictée par l'étalonnage du site à l'emplacement de l'éolienne et la vitesse du vent mesurée à l'emplacement de l'éolienne est calculé pour chaque période de 10 min. L'écart-type de l'écart de vitesse du vent sur toutes les périodes de 10 min est calculé comme suit:

$$d_{std,k} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N (d_{j,k} - \bar{d}_k)^2}{N_k - 1}} \quad (6)$$

où

$d_{j,k}$ est le résidu de la j^{e} période de 10 min d'un échantillon k , voir l'équation (3);

\bar{d}_k est la valeur moyenne des résidus dans un échantillon k ;

N_k est le nombre d'ensembles de données dans un échantillon k ;

$d_{std,k}$ est l'écart-type des résidus d'étalonnage du site pour un échantillon k .

Seules les données qui ont été intégrées à l'évaluation de l'étalonnage du site doivent être incluses dans le calcul de l'écart-type.

L'incertitude-type statistique de catégorie A d'un échantillon k est la suivante:

$$s_{VT,k} = d_{std,k} \cdot \frac{\sqrt{N_k - 1}}{\sqrt{f \cdot N_k}} \quad (7)$$

où

f est le nombre de degrés de liberté de l'étalonnage du site.

Le nombre f correspond à la différence entre le nombre de périodes de 10 min incluses dans l'étalonnage du site et le nombre total de paramètres de l'algorithme d'étalonnage du site. Si les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site se présentent sous la forme de rapports de vitesses du vent moyennés par tranche, le nombre de paramètres de l'algorithme d'étalonnage du site par sous-secteur de direction du vent est égal au nombre de tranches de cisaillement du vent. La valeur de f correspond alors à la différence entre N_k et le nombre de sous-secteurs de direction du vent (en règle générale, un nombre de secteurs ayant une largeur de 10°). Si les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site se présentent sous la forme de régressions linéaires (pentes et décalages), le nombre de paramètres de l'algorithme d'étalonnage du site est de 2 par sous-secteur de direction du vent. La valeur de f correspond alors à la différence entre N_k et deux fois le nombre de tranches de direction du vent. Si les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site se présentent sous la forme de rapports de vitesses du vent moyennés par tranche en fonction de la direction du vent et de la tranche de cisaillement du vent, f correspond à la différence entre N_k et la somme des nombres de toutes les tranches de cisaillement du vent dans tous les sous-secteurs de direction du vent.

10.2 Incertitude d'étalonnage du site de catégorie B

10.2.1 Généralités

Il convient de considérer les composantes d'incertitude suivantes comme étant indépendantes les unes des autres lors de l'évaluation de l'incertitude-type composée de catégorie B.

10.2.2 Anémomètre – 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 dans l'IEC 61400-50-1.

L'incertitude-type de l'étalonnage de l'anémomètre doit être issue des étalonnages. Lorsque les étalonnages de l'anémomètre au niveau du mât météorologique de référence et de l'emplacement de l'éolienne ont été réalisés dans la même soufflerie, les incertitudes estimées sont dans une certaine mesure corrélées. Il en va de même pour les étalonnages du ou des anémomètres utilisés pour les essais de performance de puissance. Une approche pratique consiste à inclure l'amplitude d'une incertitude d'étalonnage si les étalonnages sont effectués dans la même soufflerie. Lorsque les étalonnages ont été réalisés dans des souffleries différentes ou lorsque différents modèles d'anémomètres sont utilisés, les incertitudes sont indépendantes et doivent être prises en compte en tant que telles.

Les recommandations spécifiques suivantes sont données. Si l'anémomètre de référence n'est pas le même pour l'étalonnage du site et l'essai de courbe de puissance, son incertitude d'étalonnage s'annule complètement. Seule l'incertitude d'étalonnage de l'anémomètre au niveau du mât de l'éolienne est alors pertinente. Si l'anémomètre de référence est le même pour l'étalonnage du site et l'essai de courbe de puissance d'un anémomètre étalonné dans la soufflerie utilisée pour l'étalonnage du premier anémomètre, une grande partie de l'étalonnage des anémomètres de référence s'annule si la soufflerie produit des résultats fortement reproductibles. Si l'anémomètre de référence est le même pour l'étalonnage du site et l'essai de courbe de puissance d'un anémomètre étalonné dans une soufflerie différente de celle utilisée pour l'étalonnage du premier anémomètre, l'incertitude des deux étalonnages d'anémomètres est pertinente.

10.2.3 Anémomètre – Post-étalonnage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'étalonnage in situ (IEC 61400-50-1) et/ou au post-étalonnage 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 dans l'IEC 61400-50-1.

10.2.4 Anémomètre – Classification

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à la classification des capteurs pour l'étalonnage du site selon 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 à un mesurage des vitesses du vent sur deux mâts dans le présent document. Certains des facteurs d'influence pour la classification ont la même influence sur les deux capteurs, ce qui provoque une corrélation dans la réponse opérationnelle et une diminution de la différence entre les signaux. Les principaux facteurs d'influence, par exemple les turbulences, le cisaillement et l'écoulement ascendant, peuvent toutefois différer entre les deux emplacements de mesure; l'amplitude de cette composante d'incertitude doit donc être égale à l'incertitude relative à la classification de l'anémomètre du mât météorologique à l'emplacement de l'éolienne.

L'amplitude de cette incertitude doit être issue du rapport de classification. Le type de terrain sur lequel est utilisé le capteur doit correspondre au type de terrain adapté à la classification du capteur (classe A, B ou S).

Le rapport d'étalonnage du site doit faire référence au rapport de classification. En l'absence d'une telle référence, l'amplitude par défaut de l'incertitude doit être de classe 3,4A (pour un terrain non complexe) ou de classe 4,5B (pour un terrain complexe).

La plage mesurée des paramètres d'influence utilisés pour la classification, conformément à l'IEC 61400-50-1, doit être consignée pour l'ensemble de données utilisé pour le rapport d'étalonnage du site. Si l'écoulement ascendant n'est pas mesuré, la conformité à la classe d'exactitude doit être justifiée à partir des pentes du terrain local pour les directions du vent rencontrées, en prenant pour hypothèse que l'angle vertical du vent est égal aux 2/3 de la pente moyenne du terrain à moins de 5D du côté exposé au vent de l'éolienne.

10.2.5 Anémomètre – Montage

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative au montage des capteurs pendant l'étalonnage du site, selon l'IEC 61400-50-1. L'anémomètre au niveau à l'emplacement de l'éolienne et les incertitudes-types de montage de l'anémomètre au niveau du mât météorologique de référence doivent être prises en compte dans l'évaluation de l'incertitude d'étalonnage du site.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,mnt,i}$.

Cette incertitude est quasiment la même que $u_{VS,mnt,i}$ à la différence qu'elle est appliquée à un mesurage des vitesses du vent sur deux mâts dans le présent document. Lorsque les types des capteurs, les implantations des mâts et les directions du vent sont les mêmes, l'hypothèse d'une corrélation élevée entre les influences de montage des deux mâts sur les deux capteurs peut être envisagée, ce qui peut justifier une incertitude réduite. Cependant, même lorsque les types

des capteurs et les implantations des mâts sont identiques, les directions du vent rencontrées en même temps par les deux mâts ne sont pas toujours identiques. Alors que l'influence du mât sur les capteurs est sensible à la direction, la corrélation réelle des effets du montage entre les deux mâts est limitée et les effets du montage nécessitent d'être pris en compte.

L'amplitude par défaut de cette composante d'incertitude pour chacune des trois configurations de montage éventuelles (montage unique en tête de mât, montage côte à côte en tête de mât ou montage latéral) sont définis dans l'IEC 61400-50-1.

10.2.6 Anémomètre – Acquisition de données

Cette composante d'incertitude couvre l'incertitude relative à l'acquisition de données des signaux des capteurs de vitesse du vent pendant l'étalonnage du site, selon l'IEC 61400-50-1.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{dVT,i}$.

Cette incertitude est quasiment la même que $u_{dVS,i}$ à la différence qu'elle est appliquée à un mesurage des vitesses du vent sur deux mâts. Par hypothèse, l'acquisition de données des deux signaux est indépendante. Il est nécessaire de compter cette incertitude deux fois.

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 de vitesse du vent.

10.2.7 Anémomètre – 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 $u_{VT,igt,i}$.

Cette incertitude est quasiment la même que $u_{VS,igt,i}$ à la différence qu'elle est appliquée à un mesurage des vitesses du vent sur deux mâts. Lorsque les types des capteurs, les implantations des mâts et les directions du vent sont les mêmes, l'hypothèse d'une corrélation élevée entre les influences de montage des deux mâts sur les deux capteurs peut être envisagée, ce qui peut justifier une incertitude réduite. Cependant, même lorsque les types des capteurs et les implantations des mâts sont identiques, les directions du vent rencontrées en même temps par les deux mâts ne sont pas toujours identiques. Alors que l'influence du paratonnerre sur les capteurs est sensible à la direction, la corrélation réelle des effets du montage entre les deux mâts est limitée et les effets du paratonnerre nécessitent d'être pris en compte (lorsque les exigences de l'IEC 61400-50-1 relatives au paratonnerre ne peuvent pas être satisfaites).

Pour de plus amples informations sur cette composante, voir l'IEC 61400-50-1.

10.3 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 $u_{VT,i}$

Les composantes d'incertitude suivantes sont composées pour calculer l'incertitude de catégorie B relative à un étalonnage du site, $u_{VT,i}$:

$$u_{VT,i,j} = \sqrt{u_{VT,precal,i,j}^2 + u_{VT,postcal,i,j}^2 + u_{VT,class,i,j}^2 + u_{VT,mnt,i,j}^2 + u_{VT,igt,i,j}^2 + u_{VT,coc,i,j}^2 + u_{VT,rmv,i,j}^2 + u_{VT,sv,i,j}^2 + u_{dVT,i,j}^2 + s_{VT}^2} \quad (8)$$

où

$u_{VT,i,j}$ est l'incertitude de l'étalonnage du site;

$u_{VT,precal,i,j}$	est l'incertitude relative à l'étalonnage des anémomètres;
$u_{VT,postcal,i,j}$	est l'incertitude relative au post-étalonnage ou à l'étalonnage in situ des anémomètres;
$u_{VT,class,i,j}$	est l'incertitude relative à la classification des capteurs;
$u_{VT,mnt,i,j}$	est l'incertitude relative au montage des capteurs;
$u_{VT,coc,i,j}$	est l'incertitude relative à la variation de la valeur de correction entre les tranches;
$u_{VT,rmv,i,j}$	est l'incertitude relative à l'enlèvement du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance;
$u_{VT,sv,i,j}$	est l'incertitude relative à la variation saisonnière entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance;
$u_{dVT,i,j}$	est l'incertitude relative à l'acquisition de données du signal de vitesse du vent;
s_{VT}	est l'incertitude-type de catégorie A de l'étalonnage du site.

Pour obtenir l'incertitude dans une tranche de vitesse du vent sur tous les secteurs directionnels, la moyenne pondérée doit être utilisée:

$$u_{VT,i} = \frac{\sum_j u_{VT,i,j} N_{i,j}}{\sum_j N_{i,j}} \quad (9)$$

10.4 Incertitude composée

Il convient de considérer les composantes d'incertitude de catégorie A et de catégorie B comme étant indépendantes les unes des autres lors de l'évaluation de l'incertitude composée de l'étalonnage du site.

La restriction du secteur de mesure à des fins de réduction de l'incertitude par élimination des tranches de direction du vent présentant une incertitude plus élevée est admise.

11 Contrôles de la qualité et incertitudes supplémentaires

11.1 Contrôle de la convergence

Pour chaque tranche de direction du vent, un contrôle de la convergence doit être réalisé à l'aide du paramètre de cohérence interne issu de l'équation (4). Pour cela, le graphique le plus représentatif représente un tracé de la moyenne cumulative du paramètre de cohérence interne par rapport au nombre d'heures par tranche de direction du vent. Il convient de vérifier que les moyennes cumulatives convergent dans les 0,5 % de la moyenne finale pour 16 h de données ou 25 % du nombre total de points de données dans cette tranche (la valeur retenue étant la plus élevée des deux). Si ces critères ne sont pas satisfaits, d'autres actions, par exemple un filtrage supplémentaire, peuvent être appliquées dans le but d'essayer de justifier et de corriger la non-convergence. Si ces actions n'aboutissent pas à une convergence, la vérification de la cohérence interne selon l'Annexe A peut être réalisée au cours du mesurage de la courbe de puissance afin d'évaluer si la non-convergence représente un problème ou non. Si l'essai de courbe de puissance ne satisfait pas aux critères de vérification de la cohérence interne, la tranche doit être exclue du secteur de mesure.

Il convient que la méthode de validation croisée en k échantillons utilisée pour calculer l'incertitude statistique pour l'étalonnage du site reflète une incertitude d'essai plus élevée pour tout cas de non-convergence, afin qu'aucune pénalité d'incertitude ne soit appliquée pour ce contrôle.

11.2 Contrôle de corrélation pour la régression linéaire (voir 9.4)

Pour chaque tranche de direction du vent, le niveau de corrélation doit être évalué à partir du coefficient de corrélation de la régression, communément appelé valeur r . Cette évaluation doit être incluse dans le rapport.

11.3 Variation de correction entre des tranches de direction du vent adjacentes

11.3.1 Généralités

Il est recommandé d'éliminer les tranches de direction du vent des secteurs de mesure lorsque les corrections de l'écoulement varient de plus de 2 % entre les tranches adjacentes.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,COC,i}$ (COC représente la variation de correction, "correction change").

Ces variations doivent être évaluées par application de la méthode du paramètre de cohérence interne donnée au 9.5, de la manière suivante:

- Évaluer les données et calculer les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site.
- Créer un décalage des corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site de l'ordre d'un secteur de direction, de manière que les corrections ou régressions de l'écoulement soient appliquées à la tranche adjacente de direction du vent. Par exemple, si la correction de l'écoulement appliquée à la tranche à 290° est $1,024x + 0,1$, appliquer plutôt cette correction à la tranche à 280°.
- En utilisant les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site ajustées à l'étape précédente et les données d'étalonnage du site, calculer la vitesse du vent prédite à l'emplacement de l'éolienne pour chaque période de 10 min, puis calculer le paramètre de cohérence interne avec l'équation (4).
- Moyenner les paramètres de cohérence interne pour chaque tranche de direction du vent. Si la moyenne est inférieure à 0,98 ou supérieure à 1,02, il convient d'éliminer ces tranches de direction du vent. Si ces tranches de direction du vent ne sont pas éliminées, l'incertitude qu'elles présentent doit être augmentée par la valeur de 1 moins la moyenne du paramètre de cohérence interne multipliée par 100 % et divisée par 2 et la racine carrée de 3. Si cela s'applique à un secteur à partir de ses deux secteurs adjacents, l'augmentation de l'incertitude correspond à la moyenne des deux.

Cette méthode doit être appliquée à la fois par addition et par soustraction à la tranche de direction du vent, en appliquant par exemple les résultats de la tranche à 290° aux deux tranches à 280° et à 300°. Le réglage d'incertitude pour les tranches qui ne se situent pas à une extrémité doit correspondre à l'impact de déplacement moyen d'une tranche adjacente dans chacune des directions.

$$u_{VT,COC,i,j} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{|1 - sccp_{j,j-1}|}{2\sqrt{3}} + \frac{|1 - sccp_{j,j+1}|}{2\sqrt{3}} \right) \quad (10)$$

où:

- $u_{VT,COC,i,j}$ est l'incertitude-type due à la variation de la correction dans la tranche j de direction du vent;
- $sccp_{j,j-1}$ est le paramètre de cohérence d'étalonnage du site pour la tranche j de direction du vent à l'aide des corrections d'écoulement de l'étalonnage du site dans la tranche $j - 1$;

$sccp_{j,j+1}$ est le paramètre de cohérence d'étalonnage du site pour la tranche j de direction du vent à l'aide des corrections d'écoulement de l'étalonnage du site dans la tranche $j + 1$.

Pour les sous-secteurs situés aux extrémités du secteur de mesure, l'incertitude doit être uniquement évaluée par application de la correction à partir des sous-secteurs adjacents respectifs.

11.3.2 Suppression du capteur de direction du vent entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance

Si le capteur de direction du vent est supprimé entre l'étalonnage du site et l'essai de performance de puissance, une erreur peut être introduite en raison de l'incertitude d'alignement du capteur de direction du vent entre les deux installations. Une composante d'incertitude supplémentaire doit être appliquée pour chaque tranche de direction du vent.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,rmv,i}$.

Pour chaque tranche de direction du vent, cette composante d'incertitude doit être calculée de la manière suivante:

- Pour chaque tranche de direction du vent, appliquer la méthode décrite au 11.3, à la différence que l'incertitude est également appliquée lorsque la moyenne des paramètres de cohérence interne est comprise entre 0,98 et 1,02.
- Déterminer l'incertitude relative des mesurages de la direction du vent.
- Multiplier le résultat obtenu au point a) par le rapport entre l'incertitude relative des mesurages de la girouette et la taille totale de la tranche de direction du vent.

Par exemple, la girouette présente une défaillance et est remplacée par un modèle similaire entre l'étalonnage du site et le mesurage de la courbe de puissance. L'incertitude sur les alignements de la girouette est déterminée à 3° et la taille de la tranche est de 10°. Multiplier

la variation de la correction entre les tranches adjacentes d'après le 11.3 par $\frac{3}{10}$. Cette incertitude est appliquée en plus de toute incertitude appliquée d'après le 11.3.

$$u_{VT,rmv,i,j} = u_{VT,coc,i,j} \cdot \left(\frac{u_{w,i}}{\text{BinSize}_j} \right) \quad (11)$$

où:

$u_{w,i}$ est l'incertitude de direction du vent calculée selon l'IEC 61400-12-1;

BinSize est la taille de la tranche j de direction du vent, par exemple 10°.

Il est à noter que $u_{w,i}$ peut être évaluée sur une base relative, c'est-à-dire que les composantes d'incertitude qui sont entièrement corrélées entre l'étalonnage du site et le mesurage de la courbe de puissance peuvent être négligées. Par exemple, si le mât météorologique reste en place et que seul le capteur est remplacé sur la même flèche et monté avec une marque et un modèle identiques, $u_{WVbo,i}$ et $u_{WVoe,i}$ peuvent être négligées.

11.4 Étalonnage du site et mesurages de performance de puissance lors de différentes saisons

En raison des variations saisonnières des conditions de vent et les variations de rugosité de la surface dues à la végétation, aux précipitations (neige et glace) et au gel de l'eau, les corrections de l'écoulement dictées par l'étalonnage du site peuvent dépendre de la saison. Par conséquent, il est recommandé de réaliser l'étalonnage du site et les mesurages de

performance de puissance à la même période de l'année, par exemple en été. Pour en évaluer l'impact éventuel, les étapes ci-après doivent être suivies.

Les conditions de vent moyennes au niveau du mât météorologique de référence au cours de l'étalonnage du site (cisaillement du vent, turbulences, écoulement ascendant) doivent être comparées aux conditions de vent moyennes au niveau de ce même mât météorologique au cours du mesurage de performance de puissance pour les directions du vent au sein du secteur de mesure. Une incertitude supplémentaire liée aux variations saisonnières doit être calculée si l'une des conditions suivantes associées à une tranche de direction du vent diffère d'une valeur supérieure aux valeurs indiquées:

- a) 0,05 pour l'exposant de cisaillement du vent;
- b) 3 % pour l'intensité des turbulences;
- c) si l'écoulement ascendant est mesuré, une limite de variation de $\pm 2^\circ$ est recommandée pour l'écoulement ascendant vertical.

Le symbole de cette composante d'incertitude est $u_{VT,sv,i}$. L'incertitude supplémentaire liée aux variations saisonnières doit être égale à un tiers de l'amplitude de la correction de l'écoulement dictée par l'étalonnage du site.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-3:2022

Annexe A (informative)

Vérification des résultats

Une méthode de vérification des résultats à partir d'un mesurage de performance de puissance avec ou sans étalonnage du site consiste à utiliser les données mesurées de puissance électrique pour déduire une vitesse du vent représentative pour l'éolienne pour chaque période de 10 min incluse dans le mesurage de la courbe de puissance. Cette vitesse du vent est comparée à la vitesse du vent mesurée par l'anémomètre ou par le RSD. Idéalement, il convient que ce rapport ne varie pas en fonction de la direction du vent. Il convient d'analyser, voire d'exclure, les tranches de direction du vent pour lesquelles le rapport varie fortement. Si la courbe de puissance dépend de la vitesse du vent équivalente du rotor, il convient d'appliquer ladite vitesse à la vérification de la cohérence interne.

- a) La courbe de puissance inversée est définie comme la vitesse du vent moyennée par tranche en fonction de la puissance de sortie pour les ensembles de données qui ont été utilisés pour l'évaluation de la courbe de puissance. Pour les éoliennes avec contrôle actif, la vitesse du vent normalisée en fonction de la masse volumique de l'air est utilisée pour l'évaluation de la courbe de puissance inversée. Pour les éoliennes avec contrôle non actif, la puissance de sortie normalisée en fonction de la masse volumique de l'air est appliquée pour l'évaluation de la courbe de puissance inversée. Si un étalonnage du site a été réalisé, il convient d'utiliser la vitesse du vent étalonnée du site et, le cas échéant, normalisée en fonction de la masse volumique de l'air pour l'analyse par tranches. Il convient d'inclure les données de puissance aux résultats utilisés lorsque la puissance maximale n'atteint pas la puissance assignée nominale mesurée et lorsque la vitesse du vent normalisée est supérieure à 4 m/s.
- b) La courbe de puissance inversée (RPC – reverse power curve) est appliquée pour évaluer la vitesse du vent représentative du rotor de l'éolienne d'après le mesurage de la puissance active sur chaque intervalle de 10 min dans lequel l'éolienne en essai fonctionne. Pour cela, la vitesse du vent est interpolée de manière linéaire entre les tranches de la RPC selon la puissance active mesurée. Le résultat donne la vitesse du vent représentative du rotor de l'éolienne. Pour les éoliennes avec contrôle actif, le résultat est la vitesse du vent ambiante normalisée en fonction de la masse volumique de l'air représentative du rotor de l'éolienne. Pour les éoliennes avec contrôle non actif, il convient d'utiliser la puissance de sortie normalisée en fonction de la masse volumique de l'air pour l'évaluation de la vitesse du vent ambiante.
- c) Il convient de moyenner par tranche le rapport des deux vitesses du vent (déduites/mesurées) en fonction de la direction du vent en secteurs de 5°.
- d) Il est prévu que la vitesse du vent déduite et la vitesse du vent mesurée soient en adéquation pour le secteur de mesure. Ainsi, il convient que le rapport soit proche de l'unité. Des effets du site, des imperfections liées à la procédure d'étalonnage du site ou l'influence des variables environnementales sur la courbe de puissance peuvent donner lieu à des écarts par rapport à l'unité. Les secteurs pour lesquels la vitesse du vent déterminée à l'aide du mât météorologique n'est pas représentative de l'éolienne en essai peuvent clairement être identifiés comme des variations du rapport moyenné par tranche. Il convient d'analyser les écarts plus élevés de manière plus approfondie. Il convient d'exclure ces secteurs de l'essai de la courbe de puissance final si les effets du site sont identifiés comme à l'origine de ces écarts.
- e) Il convient d'évaluer à nouveau la courbe de puissance pour le secteur restant. La vérification de la cohérence interne peut être répétée avec la RPC recalculée. Il convient d'ajuster le secteur de mesure, si nécessaire, conformément aux résultats de l'essai répété.

Un exemple de résultat d'essai de vérification est donné à la Figure A.1.