

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Wind energy generation systems –

Part 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry

Systèmes de génération d'énergie éolienne –

Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité fondée sur l'anémométrie de nacelle



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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry

Systèmes de génération d'énergie éolienne –

Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité fondée sur l'anémométrie de nacelle

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-5594-0

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	9
2 Normative references	9
3 Terms and definitions	10
4 Symbols, units and abbreviated terms	14
5 Overview of test method	17
6 Preparation for performance test	19
6.1 General	19
6.2 Wind turbine	19
6.3 Test site	19
6.4 Nacelle wind speed transfer function	20
6.5 Test plan	20
7 Test equipment	20
7.1 Electric power	20
7.2 Wind speed	21
7.3 Wind direction	21
7.4 Air density	21
7.5 Rotor speed	22
7.6 Pitch angle	22
7.7 Wind turbine status	22
7.8 Data acquisition	22
8 Measurement procedure	23
8.1 General	23
8.2 Wind turbine operation	23
8.3 Data system(s) synchronisation	23
8.4 Data collection	24
8.5 Data quality check	24
8.5.1 General	24
8.5.2 Measured signals are in range and available	24
8.5.3 Sensors are operating properly	24
8.5.4 Ensure data acquisition system(s) is/are operating properly	25
8.5.5 Sector self-consistency check	25
8.6 Data rejection	25
8.7 Data correction	26
8.8 Database	26
9 Derived results	27
9.1 Data normalisation – Density correction	27
9.2 Determination of measured power curve	28
9.3 Annual energy production (AEP)	28
9.4 Power coefficient	29
9.5 Uncertainty analysis	30
10 Reporting format	30
Annex A (normative) Nacelle wind speed transfer function validity procedure	38
A.1 General	38

A.2	Measurement procedure:	38
A.3	Terrain class and slope:	38
A.4	Measurement hardware:	38
A.5	Other turbine hardware:	38
A.6	Turbine controls:	39
Annex B (normative)	Evaluation of uncertainty in measurement	40
B.1	General:	40
B.2	The measurands	40
B.3	Uncertainty components	40
B.4	Wind direction uncertainty	42
Annex C (normative)	Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins	43
C.1	General:	43
C.2	Propagation of uncertainty through the stages of NTF/NPC measurement	44
C.3	Category A uncertainties	47
C.3.1	General	47
C.3.2	Category A uncertainty in electric power	47
C.4	Category B uncertainties	49
C.4.1	General	49
C.4.2	Category B uncertainties in climatic variations	49
C.5	Expanded uncertainty	49
Annex D (normative)	NPC uncertainty estimates and calculation	51
D.1	Methods and assumptions	51
D.1.1	General	51
D.1.2	Nacelle power curve uncertainty component estimates	51
D.1.3	Wind direction uncertainty	54
D.1.4	Contribution factors	55
D.2	Uncertainty example calculations	57
D.2.1	Example description	57
D.2.2	Example case – NTF uncertainty	57
D.2.3	Example case – NPC uncertainty	58
Annex E (normative)	Allowable anemometry instrument types	60
E.1	General:	60
E.2	Calibration of sonic anemometers	60
E.2.1	General	60
E.2.2	Step 1: Wind speed calibration (required)	60
E.2.3	Step 2: Wind direction calibration (required)	61
E.2.4	Step 3: Tilting test (recommended)	61
E.3	Recalibration of sonic anemometers	61
E.4	Uncertainty of sonic and propeller anemometers	61
Annex F (informative)	Results and uncertainty considerations	62
F.1	General:	62
F.2	Method for calculation of measurement uncertainty	62
F.3	Method for calculation of sampling uncertainty	66
F.4	Combined measurement and sampling uncertainty	66
Annex G (informative)	Example multi-turbine NTF/NPC uncertainty calculation	67
G.1	Overview:	67
G.2	Outline of procedure:	67

G.3	Example of measurement uncertainty calculation	70
G.4	Example of sampling uncertainty calculation	74
G.5	Combined uncertainty	74
G.6	Discussion of sample size and uncertainty	74
Annex H (informative)	Organisation of test, safety and communication	76
H.1	Overview.....	76
H.2	Responsibility for test	76
H.3	Safety during test.....	76
H.4	Communication	76
H.5	Prior to test.....	76
H.6	During test.....	76
H.7	After test.....	77
Bibliography		78
Figure 1	– Procedural overview.....	18
Figure 2	– Presentation of sample data: nacelle power performance test scatter plots	34
Figure 3	– Presentation of sample data: binned power curve with uncertainty bands.....	34
Figure 4	– Example of sample data: measured power curve and C_p curve	35
Figure G.1	– Impact of multiple turbine testing on measurement uncertainty	74
Figure G.2	– Impact of multiple turbine testing on sampling uncertainty	75
Table 1	– Example of a measured power curve.....	36
Table 2	– Example of estimated annual energy production.....	37
Table B.1	– Uncertainty components in nacelle power curve evaluation	41
Table B.2	– Uncertainty components in nacelle based absolute wind direction	42
Table C.1	– Example cancellation sources	45
Table C.2	– List of category A and B uncertainties for NPC.....	48
Table C.3	– Expanded uncertainties.....	50
Table D.1	– Estimates for uncertainty components from NPC measurement	52
Table D.2	– Estimates for $u_{V5,i}$ for NPC terrain class	54
Table D.3	– Estimates for uncertainty components for wind direction	55
Table D.4	– Estimates for contribution factors for NPC	56
Table G.1	– List of correlated uncertainty components.....	68
Table G.2	– Sample AEP and uncertainty data from three turbines	70
Table G.3	– Component uncertainty contribution to AEP uncertainty on turbine 1	71
Table G.4	– Combination of uncertainty components across turbines.....	72

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

**Part 12-2: Power performance of electricity producing
wind turbines based on nacelle anemometry**

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 61400-12-2 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems. It is an International Standard.

This second edition of IEC 61400-12-2 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
88/823/CDV	88/868/RVC

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

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

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

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

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

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

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

INTRODUCTION

This second edition contains no technical changes with respect to the previous edition but the parts that relate to wind measurements, measurement of nacelle transfer functions and assessment of obstacles and terrain have been extracted into separate standards. The separated standards comprise:

- IEC 61400-50, *Wind measurements – Overview*
- IEC 61400-50-1, *Wind measurement – Application of meteorological mast, nacelle and spinner mounted instruments*
- IEC 61400-50-2, *Wind measurement – Application of ground-mounted remote sensing technology*
- IEC 61400-12, *Power performance measurements of electricity producing wind turbines – Overview*
- IEC 61400-12-1, *Power performance measurement of electricity producing wind turbines*
- IEC 61400-12-2, *Power performance of electricity producing turbines based on nacelle anemometry*
- IEC 61400-12-3, *Power performance – Measurement based site calibration*
- IEC 61400-12-5, *Power performance – Assessment of obstacles and terrain*
- IEC 61400-12-6, *Measurement based nacelle transfer function of electricity producing wind turbines.*

This procedure describes how to characterise a wind turbine's power performance characteristics in terms of a measured power curve and the estimated annual energy production (AEP) based on nacelle-anemometry. In this procedure, the anemometer is located on or near the test turbine's nacelle. In this location, the anemometer is measuring wind speed that is strongly affected by the test turbine's rotor. The procedure provides guidance on determination of measurement uncertainty including assessment of uncertainty sources and recommendations for combining them into uncertainties in reported power and AEP.

The measured power curve is determined by collecting simultaneous measurements of nacelle-measured wind speed and power output for a period that is long enough to establish a statistically significant database over a range of wind speeds and under varying wind and atmospheric conditions. In order to accurately measure the power curve, the nacelle-measured wind speed is adjusted using a transfer function to estimate the free stream wind speed. The procedure to measure such a transfer function is given in IEC 61400-12-6. The AEP is calculated by applying the measured power curve to the reference wind speed frequency distributions, assuming 100 % availability.

A key element of power performance testing is the measurement of wind speed. Even when anemometers are carefully calibrated in a quality wind tunnel, fluctuations in magnitude and direction of the wind vector can cause different anemometers to perform differently in the field. Further, the flow conditions close to a turbine nacelle are complex and variable. Therefore special care should be taken in the selection and installation of the anemometer. These issues are addressed in this document.

This document will benefit those parties involved in the manufacture, installation, planning and permitting, operation, utilisation and regulation of wind turbines. When appropriate, 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 environmental concerns. 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 intensity, and from the chosen criteria for data selection. 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 power performance measurements.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry

1 Scope

This part of IEC 61400-12 specifies a procedure for verifying the power performance characteristics of a single electricity-producing, horizontal axis wind turbine that is not considered to be a small wind turbine per IEC 61400-2. It is expected that this document be used when the specific operational or contractual specifications do not comply with the requirements set out in IEC 61400-12-1. The procedure can be used for power performance evaluation of specific turbines at specific locations, but equally the methodology can be used to make generic comparisons between different turbine models or different turbine settings.

The purpose of this document is to provide a uniform methodology of measurement, analysis, and reporting of power performance characteristics for individual electricity producing wind turbines utilising nacelle-anemometry methods. This document is intended to be applied only to horizontal axis wind turbines of sufficient size that the nacelle-mounted anemometer does not significantly affect the flow through the turbine's rotor and around the nacelle and hence does not affect the wind turbine's performance. The intent of this document is that the methods presented in this document be utilised when the requirements set out in IEC 61400-12-1 are not feasible. This will ensure that the results are as consistent, accurate, and reproducible as possible within the current state of the art for instrumentation and measurement techniques.

This document describes how to characterise a wind turbine's power performance in terms of a measured power curve and the estimated AEP. Guidance on uncertainty considerations relating to the power performance of the sample of turbines tested relative to the power performance of all turbines in a wind farm is provided. Guidance on the evaluation of the combined uncertainty for the case where multiple turbines are tested is also provided.

2 Normative references

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

IEC 60688:2021, *Electrical measuring transducers for converting AC and DC electrical quantities to analogue or digital signals*

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

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

IEC 61400-12-5:2022, *Wind energy generation systems – Part 12-5: Power performance – Assessment of obstacles and terrain*

IEC 61400-12-6, *Wind energy generation systems – Part 12-6: Measurement based nacelle transfer function of electricity producing wind turbines*

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

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

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

ISO 2533:1975, *Standard atmosphere*

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

3 Terms and definitions

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

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

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

3.1

accuracy

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

3.2

AEP

annual energy production

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

3.3

AEP-measured

measured annual energy production

estimate of the total energy production of a wind turbine during a one-year period by applying the measured power curve to different reference wind speed frequency distributions at hub height, assuming 100 % availability, without power curve extrapolation to higher wind speeds

3.4

AEP-extrapolated

extrapolated annual energy production

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

3.5

complex terrain

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

3.6**data set**

collection of data sampled over a contiguous period

3.7**documentation**

any information regarding the test which is kept in files or data, or both, but which will not necessarily be presented in the final report

3.8**extrapolated power curve**

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

3.9**flow distortion**

change in air flow caused by obstacles, topographical variations, turbine's rotor, turbine's nacelle or other wind turbines that results in a significant deviation of the measured wind speed from the free stream wind speed

3.10**free stream wind speed**

horizontal wind speed measured upstream of the rotor of the wind turbine generator that is unaffected by rotor aerodynamics

3.11**turbulence intensity**

ratio of the wind speed standard deviation to the mean wind speed, determined from the same set of measured data samples of horizontal wind speed, and taken over a specific period of time

3.12**hub height**

<wind turbines> height of the centre of the swept area of the wind turbine rotor above the ground level at the tower base

3.13**machine configuration change**

change to the turbine or intervention in the turbine operation which causes a significant change in the power performance of the turbine and which is not normal maintenance

Note 1 to entry: Examples of machine configuration change include replacements of hardware components, especially rotor blade, gearbox or generator; a change or update of the turbine software or its parameters; unplanned blade washing; turbine software updates.

3.14**measured power curve**

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

3.15**measurement period**

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

3.16

measurement sector

sector of wind directions from which data are selected for determination of:

- i) the measured power curve
- ii) the nacelle transfer function

3.17

measurement uncertainty

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

3.18

method of bins

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

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

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

3.19

nacelle

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

3.20

NPC

nacelle power curve

measured power performance of a wind turbine expressed as net active electric power output from the wind turbine as a function of free stream wind speed

Note 1 to entry: For the NPC, the free stream wind speed is not directly measured, but rather the nacelle wind speed is measured and a nacelle transfer function is applied to arrive at the free stream wind speed.

3.21

nacelle wind speed

horizontal wind speed measured on top of or in front of the nacelle of a wind turbine

3.22

net active electric power

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

3.23

normal maintenance

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

3.24

obstacle

object that blocks and distorts the flow of the wind, such as a building or tree

3.25

pitch angle

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

3.26**power coefficient**

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

3.27**power performance**

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

3.28**rated power**

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

3.29**report**

any information regarding the test which is stated in the final documentation

3.30**roughness length**

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

3.31**site calibration**

procedure that quantifies and potentially reduces the effects of terrain and obstacles by measuring the correlation over wind direction between the wind speed measured at a reference meteorological mast and the wind speed measured at the wind turbine position

3.32**standard uncertainty**

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

3.33**swept area**

for a horizontal-axis turbine, the projected area of the moving rotor upon a plane normal to axis of rotation; for teetering rotors, it should be assumed that the rotor remains normal to the low-speed shaft

Note 1 to entry: For teetering rotors, it should be assumed that the rotor remains normal to the low-speed shaft.

3.34**test site**

location of the wind turbine under test and its surroundings

3.35**turbine online**

status of the wind turbine, during normal operation excluding cut-in or cut-out, but including any operation at rotor speed in normal operating range where the turbine briefly disconnects from the grid, e.g. switching between generators, generator stages, star/delta or similar

3.36**wind shear**

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

4 Symbols, units and abbreviated terms

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
A	swept area of the wind turbine rotor	[m ²]
AEP	annual energy production	[Wh]
AEP _m	the measured AEP on turbine m	[Wh]
AEP _s	sum of annual energy production	[Wh]
ASL	above sea level	[m]
B	barometric pressure	[Pa]
$B_{10\text{min}}$	measured air pressure averaged over 10 minutes	[Pa]
C_p	power coefficient	
$C_{p,i}$	power coefficient in bin i	
c	sensitivity factor on a parameter (the partial differential)	
$c_{B,i}$	sensitivity factor of air pressure in bin i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	sensitivity factor of data acquisition system in bin i	
$c_{k,i}$	sensitivity factor of component k in bin v	
$c_{l,j}$	sensitivity factor of component l in bin j	
$c_{M,i}$	sensitivity factor of air density correction in bin i	[W/m ³ kg]
$c_{m,k,i}$	sensitivity factor of component k in bin i on turbine m	
$c_{n,l,j}$	sensitivity factor of component l in bin j on turbine n	
$c_{T,i}$	sensitivity factor of air temperature in bin i	[W/K]
$c_{V,i}$	sensitivity factor of wind speed in bin i	[W/ms ⁻¹]
$F(V)$	the Rayleigh cumulative probability distribution function for wind speed	
f_i	the relative occurrence of wind speed between $V_i - 1$ and V_i ($F(V_i) - F(V_i - 1)$) within bin i	
NT	number of tested turbines	
L	distance between turbine and met mast ($2,5D$) in terms of rotor diameters	
l_X	contribution factor for source X, as per Table D.4	
M	number of uncertainty components in each bin	
M_A	number of category A uncertainty components	
M_B	number of category B uncertainty components	
N	number of bins	
N_h	number of hours in one year $\approx 8\,760$	
N_i	number of 10-minute data sets in wind speed bin i	
N_m	number of bins on turbine m	
N_n	number of bins on turbine n	
N	number of samples within sampling interval	
NPC	nacelle power curve	

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
NTF	nacelle transfer function	
P_i	normalised and averaged power output in bin i	[W]
P_n	normalised power output	[W]
$P_{n,i,j}$	normalised power output of data set j in bin i	[W]
$P_{10\text{min}}$	measured power averaged over 10 minutes	[W]
P_w	the water vapour pressure	[Pa]
R_0	the gas constant (=287,05)	[J/(kg × K)]
R_w	the gas constant of water vapour (=461,5)	[J/(kg × K)]
s^{NTF}	uncertainty component of category A stemming from the nacelle transfer function	
s	uncertainty component of category A	[W]
$s^{\text{AEP},k}$	uncertainty in AEP from category A component k	[W]
$s^{\text{AEP},m,k}$	uncertainty in AEP from category A component k on turbine m	[W]
$s_{k,i}$	category A standard uncertainty of component k in bin i	[W]
s_i	combined category A uncertainties in bin i	[W]
$s_{P,i}$	category A standard uncertainty of power in bin i	[W]
se^{AEP}	standard error in the mean AEP of the sample	[Wh]
T	absolute temperature	[K]
$T_{10\text{min}}$	measured absolute air temperature averaged over 10 minutes	[K]
u	uncertainty component of category B	
$u_{\text{dB},i}$	uncertainty component of category B for the data acquisition system for atmospheric pressure	
u^{AEP}	combined standard uncertainty in the estimated annual energy production	[Wh]
u^{AEPratio}	ratio of the uncertainty of the AEP and the total AEP	[Wh]
$u^{\text{AEP,AVG}}$	uncertainty in the average AEP	[Wh]
$u^{\text{AEP},i}$	uncertainty in AEP for turbine i	
$u^{\text{AEP},k}$	uncertainty in AEP from category B component k	[Wh]
$u^{\text{AEP},m,k}$	uncertainty in AEP from category B component k on turbine m	[Wh]
$u_{B,i}$	category B standard uncertainty of air pressure in bin i	[W]
$u_{c,i}$	combined standard uncertainty of the power in bin i	[W]
u_{FS}	uncertainty component for free stream wind speed	[W]
u_i	combined category B uncertainties in bin i	
$u_{k,i}$	category B standard uncertainty of component k in bin i	[W]
$u_{m,k,i}$	standard uncertainty of component k in bin i on turbine m	[W][kg/m ³]
$u_{l,j}$	standard uncertainty of component l in bin j	[W]
$u_{m,i}$	category B standard uncertainty of air density correction in bin i	[kg/m ³]

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
$u_{n,l,j}$	standard uncertainty of component l in bin j on turbine n	
$u_{P,i}$	category B standard uncertainty of power in bin i	[W]
$u_{\text{PARK AEP}}$	combined uncertainty of the wind farm AEP estimate	[Wh]
$u_{V,i}$	category B standard uncertainty of wind speed in bin i	[W]
$u_{V,k,i}$	standard uncertainty of wind speed component k in bin i	
u_{WD}	wind direction uncertainty	[°]
u_{dWD}	uncertainty of the data acquisition of the wind direction	[°]
$u_{\text{WD,SENSOR}}$	wind direction uncertainty, nacelle measured	[°]
$u_{\text{WD,YAW}}$	wind direction uncertainty, yaw component	[°]
$u_{T,i}$	category B standard uncertainty of air temperature in bin i	[K]
V	wind speed	[m/s]
V_{ave}	annual average wind speed at hub height	[m/s]
V_{free}	measured nacelle wind speed, corrected with the nacelle transfer function	[m/s]
V_i	normalised and averaged wind speed in bin i	[m/s]
V_n	normalised wind speed	[m/s]
$V_{n,i,j}$	normalised wind speed of data set j in bin i	[m/s]
WTG	wind turbine generator	
X	the size of the population, typically the number of turbines in the wind farm	
ρ	correlation coefficient	
$\rho_{k,l,i,j}$	correlation coefficient between uncertainty component k in bin i and uncertainty component l in bin j	
$\rho_{k,m,n}$	correlation coefficient between turbine m and turbine n for component k	
$\rho_{k,m,i,l,j,n}$	correlation coefficient between uncertainty component k in bin i on turbine m and uncertainty component l in bin j on turbine n	
$\rho_{m,n,k,l,i,j}$	correlation coefficient between uncertainty component k in bin i on turbine m and uncertainty component l in bin j on turbine n	
ρ_0	reference air density	[kg/m ³]
$\rho_{10\text{min}}$	derived air density averaged over 10 minutes	[kg/m ³]
$\rho_{\text{ubi},m,n}$	correlation coefficient for pressure	
$\rho_{\text{umi},m,n}$	correlation coefficient for method	
$\rho_{\text{upi},m,n}$	correlation coefficient for electric power	
$\rho_{\text{sp},m,n}$	statistical correlation coefficient	
$\rho_{\text{uti},m,n}$	correlation coefficient for temperature	
$\rho_{\text{uvi},m,n}$	correlation coefficient for wind speed	
σ	standard deviation	
$\sigma_{P,i}$	standard deviation of the normalised power data in bin i	[W]
Φ	relative humidity (range 0 to 1)	

5 Overview of test method

This "nacelle-anemometry" power performance measurement method is similar to the standard method described in IEC 61400-12-1 in that data are obtained to characterise a wind turbine's power curve – that is power as a function of free stream wind speed. In both methods free stream wind speed is the horizontal component of free stream wind that would exist at the position of the centre of the turbine's rotor if the turbine were not present to obstruct the wind. In the IEC 61400-12-1 method, an anemometer is placed on a meteorological tower between 2 and 4 rotor diameters distance to the turbine. In flat terrain, this position provides a reasonably good estimate of the wind speed that would be at the turbine if the turbine were not present. In complex terrain, a site calibration corrects for the distortion of wind speed between the meteorological tower and the position at the centre of the turbine's rotor.

In this nacelle-anemometry method, wind is measured using an anemometer mounted on or in front of the turbine's nacelle. This position is relatively close to the centre of the turbine's rotor so surrounding terrain and obstacles have less potential to distort the wind between the desired and the actual measurement positions. However, the turbine's rotor and nacelle distort the wind significantly. Therefore it is necessary to quantify this distortion and to account for it in the test procedure. This method defines criteria to determine if a nacelle transfer function (NTF) is valid for a certain turbine.

Once the transfer function is obtained by application of IEC 61400-12-6, the nacelle-anemometry method to establish a power curve, the nacelle power curve (NPC), is similar to the IEC 61400-12-1 method. In this document this part of the method is called the "performance test". Similar data to that required by the IEC 61400-12-1 test is obtained on wind speed (nacelle based wind speeds rather than meteorological tower wind speeds), wind direction (through turbine yaw position and wind vane rather than use of a wind vane on a meteorological tower), electrical power, air temperature, air pressure, and other conditions. The transfer function is applied to the measured wind speed in a manner analogous to that used for site calibration corrections. Valid data are selected and binned and the NPC is presented in tabular and graphical formats. AEP and the measurement uncertainties are determined and reported.

The following points shall be duly noted when using the method described in this document. The definition of the resulting power curve is not identical to that of IEC 61400-12-1, as the transfer function can only be established and applied when the rotor is extracting power from the wind (i.e. turbine online). As a consequence, the power curve determined according to this document does not consider occurrences during which the wind turbine is not online while it is available (start-up, stand-by for internal check, hysteresis effects, etc.). In this respect, the power curve is similar to, but not coincident with, the power curve B of IEC 61400-12-1. In extreme cases the mean power output given by the power curve determined according to this document may be significantly larger, and the AEP overestimated, as compared to IEC 61400-12-1.

Furthermore, this method is based on the assumption that the terrain effects can be separated from the rotor effects, i.e. the terrain effects are captured in the site calibration whereas the rotor effects are captured in the transfer function. The assumption that all terrain effects are captured in the site calibration also underlies the IEC 61400-12-1 methodology. However, the validity of this assumption has a stronger effect in the methodology of this document. For that reason additional uncertainty contribution due to terrain effects are taken into account. Finally, this method is based on the assumption that the transfer function and resulting power curve are not seasonally dependent. There is sufficient evidence to doubt this assumption. Therefore the uncertainty assessment reflects seasonal dependency. The user of this document is cautioned to be aware of these issues when applying this document in practice.

Note that a site calibration is not relevant to the measurement of a nacelle power curve. However, a site calibration may be required to determine the NTF.

A graphical representation of the overall nacelle power curve test method can be seen in Figure 1.

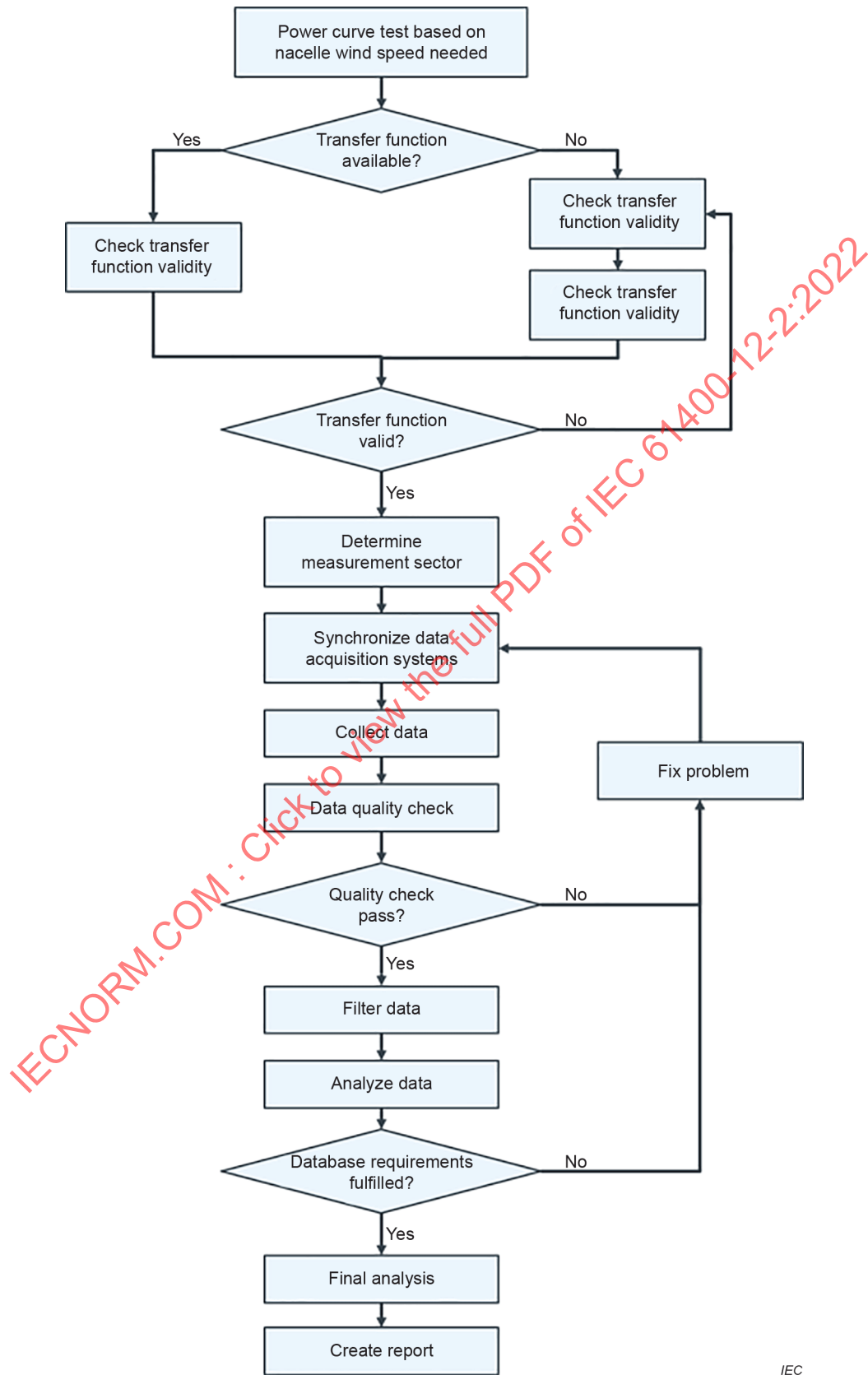


Figure 1 – Procedural overview

6 Preparation for performance test

6.1 General

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

6.2 Wind turbine

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

The turbine configuration has significant influence on the measured nacelle power curve of the wind turbine. In particular, nacelle and rotor-based flow distortion effects will cause the wind speed as measured at the turbine nacelle to be different from, though correlated to, the free stream wind speed.

The nacelle wind speed transfer function should be measured on a turbine in similar terrain to the turbine to which the NTF will be applied to determine the NPC. If this is not possible then the NTF should be measured in flat terrain.

The turbine configuration shall be assessed for sources of influence on the NTF in order to:

- a) determine the validity of a previously generated nacelle transfer function (Annex A);
- b) evaluate the uncertainty due to wind flow distortion (Annex B, Annex C and Annex D).

All checks in accordance with Annex A shall be done as part of the wind turbine assessment.

The turbine configuration shall be reported as detailed in Clause 10.

6.3 Test site

Conditions at the test site may significantly increase uncertainty in power performance measurements. Although the proximity of the nacelle anemometer to the desired measurement position (the rotor centre) reduces the distortion that exists between an anemometer that is mounted on a meteorological tower and the turbine rotor, topography and obstructions may still influence test results.

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

- a) define a suitable measurement sector taking the location of obstacles and the terrain classification into consideration;
- b) evaluate the uncertainty in the power curve due to wind flow distortion.

The following factors shall be considered, in particular:

- 1) topographical variations and reference roughness length (as defined in IEC 61400-12-1);
- 2) other wind turbines;
- 3) turbulence as function of wind speed and wind direction;
- 4) obstacles (buildings, trees, etc.).

Two factors are particularly important:

- First, other turbines or significant obstacles upwind of the test turbine produce wakes that influence both the test turbine's power production and the nacelle anemometer's measurements. There are currently no techniques available to minimise this interference with the measurement campaign. Therefore wakes shall be avoided.

- Second, topographical variations may change the vertical angle of the wind vector at the turbine. Depending on the position of the anemometer on the nacelle, the nacelle transfer function may be altered significantly by changes in the vertical angle of wind. Therefore, the relationship of local wind speed at the nacelle anemometer to vertical wind angle should be assessed. Based on this relationship and test site topology, certain wind directions may be excluded.

The measurement sector shall be determined using the procedure described in IEC 61400-12-5. It is strongly recommended that care be taken such that the average slopes of the 10° direction sectors making up the whole measurement sector have the same sign – i.e. the terrain in the measurement sector is either sloping down towards the turbine or sloping up towards the turbine. A measurement sector that mixes up and down slopes becomes difficult as the NTF is sensitive to this. Therefore, the measurement sector shall be restricted to slopes of the same sign and only an NTF derived for a slope of the same sign and satisfying the other terrain classification validity requirements (6.4) can be used.

The test site and the measurement sector shall be reported as detailed in Clause 10.

6.4 Nacelle wind speed transfer function

This method of determining power performance of a wind turbine requires a nacelle wind speed transfer function. This transfer function predicts what the free stream wind speed would be at the position of the centre of the turbine rotor if the turbine were not present using wind speed measured by a nacelle-mounted anemometer.

If a transfer function is not available then the nacelle wind speed transfer function shall be measured in accordance with the procedure specified in IEC 61400-12-6. If a transfer function is available then it shall be checked for validity using Annex A. If the transfer function is found to be valid then it can be used for the NPC, otherwise the nacelle wind speed transfer function shall be measured in accordance with the procedure in IEC 61400-12-6.

If, during an NPC measurement, an NTF is used that has previously been measured in the same park, it may be applied to turbines with a terrain classification differing maximum one terrain class from the terrain class during the NTF measurements; the terrain shall also have the same sign of terrain slope in the measurement sector. (Note that this may apply to a park where the park is built across a range of terrain classes.)

If, during an NPC measurement, an NTF is used that has previously been measured in another park, it may only be applied to turbines with a terrain classification that is the same as the terrain class during the NTF measurements; the terrain shall also have the same sign of terrain slope in the measurement sector.

The terrain complexity is classified according to IEC 61400-12-5:2022, Clause 10. The uncertainty related to this NTF shall be evaluated as detailed in IEC 61400-12-6.

6.5 Test plan

A test plan shall be prepared prior to the test that addresses the information covered in Clause 10 of this document to the extent that it can be determined prior to the tests. The guidelines in Annex H should also be considered regarding the organisation of the test, safety and communication.

7 Test equipment

7.1 Electric power

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

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

The accuracy of the power measurement device, if it is a power transducer, shall meet the requirements of IEC 60688 and shall be class 0,5 or better. If the power measurement device is not a power transducer then the accuracy should be equivalent to class 0,5 power transducers. The operating range of the power measurement device shall be set to measure all positive and negative instantaneous power peaks generated by the wind turbine. As a guide, the full-scale range of the power measurement device should be set to –50 % to +200 % of the wind turbine rated power. All data shall be periodically reviewed during the test to ensure that the range limits of the power measurement device have not been exceeded. This also includes the possibility of in-situ verification. The power measurement device shall be mounted between the wind turbine and the electrical connection to ensure that only the net active electric power (i.e. reduced by self-consumption) is measured. It shall be stated whether the measurements are made on the turbine side or the network side of the transformer.

The power measurement equipment (current transformer, voltage transformer, power measurement device) shall be calibrated traceable to national standards. Alternatively, an in-situ comparison may be done to a calibrated energy meter. The in-situ procedure used as well as the results shall be documented.

7.2 Wind speed

Nacelle wind speed shall be measured according to IEC 61400-50-1. Further requirements on nacelle wind speed are presented in Annex E.

7.3 Wind direction

Nacelle wind direction shall be measured according to IEC 61400-50-1.

7.4 Air density

Air density shall be derived from the measurement of ambient air temperature and ambient absolute air pressure using Equation (3) (see Clause 9). At high temperatures, it is also recommended that the ambient relative air humidity be measured and that the air density be corrected to account for the effect of the air humidity using Equation (1).

$$\rho = \frac{1}{T} \left(\frac{B}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (1)$$

Where

- B is the barometric pressure [Pa];
- T is the absolute temperature [K];
- ϕ is the relative humidity (range 0 to 1)
- R_0 is the gas constant of dry air [287,05 J/kgK];
- R_w is the gas constant of water vapour [461,5 J/kgK];
- P_w is the vapour pressure [Pa];

$$P_w = 0,000\,020\,5e^{0,063\,184\,6T} \quad (2)$$

Where vapour pressure P_w depends on mean air temperature.

Air temperature, pressure, and humidity measurements shall measure the ambient air conditions (i.e. not internal nacelle conditions). If the air pressure sensor is mounted on the turbine it shall be placed such that the measurement is not affected by the blades or by other equipment from the turbine such as the ventilation system.

The temperature sensor (and humidity sensor when used) shall be mounted within 10 m of hub height, either on the turbine itself or on a local meteorological tower within a distance of four rotor diameters from the turbine. The temperature sensor shall measure the ambient outside air temperature without influence from the turbine equipment, e.g. ventilation or heating systems. If humidity is not measured and a correction for humidity at high temperatures is needed, then a value of $\phi = 0,5$ shall be used in Equation (1).

The air pressure shall be measured within 5 km from the turbine and shall be synchronised with the NPC measurement system to within 10 min. If the air pressure sensor is not mounted close to rotor centre altitude above sea level (ASL), air pressure measurements shall be corrected to the rotor centre altitude ASL according to ISO 2533.

The combined uncertainty of the temperature signal shall be less than 3 °C. The combined uncertainty of the air pressure signal shall be less than 10 hPa.

7.5 Rotor speed

The turbine rotor speed should be measured or verified by checking that the relevant parameter settings of the turbine have not changed during the test duration. This measurement will be used to ensure the validity of the application of the NTF.

7.6 Pitch angle

The turbine blade pitch angles are recommended to be measured or verified by checking that the relevant parameter settings of the turbine have not changed during the test duration. This measurement will be utilised to ensure the validity of the application of the nacelle wind speed transfer function.

7.7 Wind turbine status

Sufficient status signals shall be identified, verified and monitored to allow the rejection criteria of 8.6 to be applied. The status signal shall identify curtailed situations such as noise reduced operation or power deregulation conditions. Typically, a generator grid connection status signal is sufficient. Obtaining these parameters from the turbine controller's data system, if available, is adequate. Obtaining an "availability" status signal to ascertain the operational status of the wind turbine (available or not available) is recommended. The definition of each status signal shall be reported.

It is recommended to keep track of online and offline operation of the turbine as described in Clause 10 (Table 1).

7.8 Data acquisition

A data acquisition system having a sampling rate per channel of at least 1 Hz shall be used to collect measurements and store pre-processed data.

The turbine controller data system (i.e. SCADA system) may be used for data acquisition as long as it fulfils the requirements and gives sufficient insight into the traceability of the signals and signal processing.

The calibration and accuracy of the data system chain (transmission, signal conditioning and data recording) shall be verified by injecting known signals at the transducer ends and

comparing these inputs against the recorded readings. This shall be done using instrumentation that is calibrated traceable to national standards. As a guideline, the uncertainty of the data acquisition system should be negligible compared with the uncertainty of the sensors.

Any influence or operation performed by the data acquisition system on the data shall be reported. The following checks shall be done:

- a) any averaging or filtering of the data by the data acquisition system shall be reported in such detail that its effect on the data and the uncertainty of the data can be established;
- b) any internal calibrations, applied offsets or corrections applied to the data shall be reported in such detail that the calibrations, applied offsets or corrections can be undone during data processing;
- c) the uncertainty of the whole signal chain shall be calculated for each signal;
- d) a correct treatment of the wind direction north jump (360° to 0° transition or vice versa) averaging shall be verified.

If the conditions in this Subclause 7.8 cannot be fulfilled due to the fact that a turbine controller data system is used, a separate, independent data system that is capable of fulfilling these requirements shall be installed and used instead.

8 Measurement procedure

8.1 General

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

Accuracy of the measurements shall be expressed in terms of measurement uncertainty, as described in Annex B. During the measurement period, data shall be periodically checked to ensure high quality and repeatability of the test results. These checks shall be reported. Test logs shall be maintained to document all important events during the power performance test.

8.2 Wind turbine operation

During the measurement period, the wind turbine shall be in normal operation, as prescribed in the wind turbine operations manual (or equivalent), and the machine configuration shall not be changed. The operational status of the wind turbine shall be documented by the status signals as described in Clause 7 and it shall be stated in the report that the operational status has not changed throughout the test. Normal maintenance of the turbine shall be carried out throughout the measurement period, and such work shall be noted in the test log. Any special maintenance actions, such as frequent blade washing, which ensure good performance during the test shall in particular be noted. Such special maintenance actions shall by default not be made unless agreed by contractual parties prior to commencement of the test.

8.3 Data system(s) synchronisation

If during one test the signals are measured with more than one data acquisition system, the synchronisation of all systems shall be ensured throughout the measurement period. The maximum synchronisation difference between any two data acquisition systems shall be less than 1 % of the averaging time. Any violation of this synchronisation requirement shall be reported. The pressure measurement is excluded from this criterion.

It is recommended to avoid synchronisation problems by measuring with one single measurement system. The recommended time convention is coordinated universal time (UTC)

or a reference to the UTC time base. The time correction applied for each update shall be logged. The selected time reference shall be reported.

8.4 Data collection

Data shall be collected continuously at a sampling rate of 1 Hz or faster. The data acquisition system should as a minimum store statistics of data sets of all signals as follows:

- a) 10-min mean value;
- b) 10-min standard deviation;
- c) 10-min maximum value;
- d) 10-min minimum value.

If the data collection system present in the turbine cannot do this for all signals, then the 10-min minimum, 10-min maximum, 10-min standard deviation and 10-min mean shall be stored for all wind speed and power signals. For the other signals storing a 10-min mean signal will suffice.

Selected data sets shall be based on 10-min periods derived from contiguous measured data. Data shall be collected until the requirements defined in 8.8 are satisfied.

The standard analysis will be based on the 10-min statistics of the measured data. This has been chosen to keep the results closely linked to IEC 61400-12-1.

It is important to note that the choice to use 10-min statistics in itself influences the result of the power performance test, for instance through the effect of turbulence. Originally, the 10-min period was selected, amongst other reasons, to allow for the time the wind needs to flow from mast to turbine and to ensure reasonable correlation between wind speed and power. In the case of nacelle anemometry, this is no longer needed and there are arguments to reduce the averaging time to a period of less than 10 min.

In order to keep the link with IEC 61400-12-1 and at the same time not prevent more accurate reporting, the choice has been made to always report the standard result based on 10-min statistics, but to allow analysis based on shorter averaging periods to be reported as well. The validity of the applied transfer function shall be checked when using shorter averaging periods.

8.5 Data quality check

8.5.1 General

To ensure the data included in the final valid database of results are accurate, quality control steps shall be performed on the data during, or prior to, the data reduction and analysis process. Subclauses 8.5.2 to 8.5.5 list examples of quality control methods, but do not include all methods that may be required. Data points that fail to meet the quality control criteria defined by the user shall be removed from the valid database. All data filtering methodology shall be reported thoroughly as required by Clause 10. These steps are in addition to the check/calibration of the measurement system as described in 7.8.

8.5.2 Measured signals are in range and available

Ensure that each data set in which a required signal is outside the signal range is excluded from the valid database. Similarly, exclude data sets in which one or more of the required signals are unavailable or not operating for one or more samples. These exclusions shall be reported and described as per the requirements listed in Clause 10.

8.5.3 Sensors are operating properly

The individual data set average, maximum, minimum and standard deviation statistics of the measured signals shall be checked periodically to ensure the values are consistent with the expected values (e.g. no significant signal noise or data when the sensors are influenced by

their mounting structure or other sensors). Manually interrogating time-series and/or scatter plots of a subset of the measured data (database sampling) is suggested, in addition to automated techniques, in order to ensure all irregularities are identified. Additionally, compare like signals to each other (e.g. primary and control wind speed on meteorological tower; turbine-measured power and independent power signal; turbine yaw position to meteorological tower, or nearby wind direction measurement) to ensure the deviations are consistent with the expected values. Suspect data should be excluded from the valid database. These exclusions shall be reported and described as per the requirements listed in Clause 10.

8.5.4 Ensure data acquisition system(s) is/are operating properly

Steps should be taken to verify that the data acquisition system operates properly throughout the measurement period. These steps include, but are not limited to:

- a) ensuring data records are not repeated;
- b) investigating the cause for any significant data gaps in measured signals;
- c) investigating any discontinuities in measured signals that do not correspond to data gaps.

If any issues are found, these findings shall be documented and reported. The checks themselves shall also be reported.

8.5.5 Sector self-consistency check

Once a (draft) NPC is available the sector self-consistency check in IEC 61400-12-5:2022, 8.2 shall be done.

8.6 Data rejection

Certain data sets shall be excluded from the database to ensure:

- a) analysis and results are commensurate with normal operating conditions of the turbine;
- b) corrupted and inaccurate data are excluded.

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

- 1) external conditions other than wind speed are out of the operating range of the wind turbine;
- 2) external conditions are out of the operating range of the test instruments;
- 3) turbine is not online (except for turbines that temporarily go offline as part of normal operation, e.g., generator switching. These effects shall be captured in the power curve and the precise filter applied shall be reported);
- 4) turbine is output-limited by external factors such as the power grid; this shall be documented in situ, for instance with a logbook or status-signal from the turbine;
- 5) failure or degradation (e.g. due to icing) of test equipment;
- 6) 10-min average wind direction outside the measurement sector;
- 7) blade icing events and snow cover on the nacelle;
- 8) wind speed is out of the applicability range of the nacelle wind speed transfer function;
- 9) data from time periods where the NTF is not valid shall be excluded (i.e. wrong parameter settings in the turbine);
- 10) turbine cannot operate because of a turbine fault condition;
- 11) turbine is manually shut down or in a test or maintenance operating mode.

Any other rejection criteria shall be clearly reported. All data rejected for these reasons shall be clearly documented and reported.

Subsets of the database collected under special operational conditions (e.g. high blade roughness due to dust, salt, insects, ice) or atmospheric conditions (e.g. precipitation,

turbulence intensity, wind shear) that occur during the measurement period may be selected as special databases.

If it is to be expected that the grid frequency varies by more than 1 % during an average time of 600 s, the grid frequency shall be measured. Measurement data collected when the grid frequency is outside the nominal grid frequency ± 1 % shall be separately classified or shall be neglected.

8.7 Data correction

For the selected data sets the following data corrections shall be made to the following measurements:

- a) air pressure correction to rotor centre altitude ASL (if required by 7.4);
- b) the absolute wind direction shall be calculated from the nacelle yaw position and the nacelle vane signal;
- c) signal modifications applied by the wind turbine controller shall be taken into account to ensure correct final values;
- d) data may be corrected for any calibrations, applied offsets or corrections performed by the data acquisition system in order to ensure the highest data quality, as applicable and as long as clearly reported;
- e) nacelle wind speed shall be corrected to free stream wind speed using a valid transfer function based on a measurement according to IEC 61400-12-6;
- f) any other corrections made to the data shall be reported clearly and in detail.

The data correction details shall be reported as detailed in Clause 10.

8.8 Database

After data normalisation (see 9.1) the selected data sets shall be sorted using the "method of bins" procedure (see 9.2). The selected data sets shall at least cover a wind speed range extending from cut-in to 1,5 times the wind speed at 85 % of the rated power of the wind turbine. Alternatively, the wind speed range shall extend from cut-in to a wind speed at which "AEP-measured" is greater than or equal to 95 % of "AEP-extrapolated" (see 9.3). The report shall state which of the two definitions has been used to determine the range of the measured power curve. The wind speed range shall be divided into 0,5 m/s contiguous bins centred on multiples of 0,5 m/s.

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

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

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

In order to complete the power curve at high wind speeds the following procedure can be used. For wind speeds above 1,6 times the wind speed at 85 % of rated power the measurement sector can be opened.

The following condition has to be fulfilled when using the above two extended procedures: AEP-measured from extended procedures deviates less than 1 % from AEP-extrapolated up to the highest complete wind speed bin for the extended procedures (for the Rayleigh distribution in 9.3).

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

9 Derived results

9.1 Data normalisation – Density correction

The air density shall be determined from measured air temperature, air pressure and relative humidity according to the equation:

$$\rho_{10\min} = \frac{1}{T_{10\min}} \left(\frac{B_{10\min}}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (3)$$

where

$\rho_{10\min}$ is the derived 10 min averaged air density;

T is the measured absolute air temperature averaged over 10 min;

$B_{10\min}$ is the measured air pressure averaged over 10 min;

R_0 is the gas constant of dry air 287,05 J/(kgK);

ϕ is the relative humidity (range 0 to 1);

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

P_w is the vapour pressure [Pa].

$P_w = 0,000\,020\,5 \cdot e^{0.0613846T}$, where vapour pressure P_w depends on mean air temperature T [K].

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

For a stall-regulated wind turbine with constant pitch and constant rotational speed, data normalisation shall be applied to the measured power output according to the equation:

$$P_n = P_{10\min} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10\min}} \quad (4)$$

where

P_n is the normalised power output;

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

ρ_0 is the reference air density.

For a wind turbine with active power control, the normalisation shall be applied to the wind speed according to Equation (5):

$$V_n = V_{\text{free}} \left(\frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (5)$$

where

V_n is the normalised wind speed;

V_{free} is the measured nacelle wind speed, corrected with the NTF.

9.2 Determination of measured power curve

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

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (6)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (7)$$

where

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

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

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

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

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

The measured power curve shall be presented as detailed in Clause 10.

9.3 Annual energy production (AEP)

Generic AEP is estimated by applying the measured power curve to different reference wind speed frequency distributions. A Rayleigh distribution, which is identical to a Weibull distribution with a shape factor of 2, shall be used as the reference wind speed frequency distribution. AEP estimations shall be made for hub height annual average wind speeds of 4 m/s, 5 m/s, 6 m/s, 7 m/s, 8 m/s, 9 m/s, 10 m/s and 11 m/s according to Equation (8):

$$\text{AEP} = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (8)$$

where

AEP is the annual energy production;

N_h is the number of hours in one year $\approx 8\,760$;

N is the number of bins;

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

P_i is the normalised and averaged power output in bin i .

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{\text{ave}}}\right)^2\right) \quad (9)$$

where

$F(V)$ is the Rayleigh cumulative probability distribution function for wind speed;

V_{ave} is the annual average wind speed at hub height;

V is the wind speed.

The summation is initiated by setting V_{i-1} equal to $V_i - 0,5$ m/s and P_{i-1} equal to 0,0 kW.

For a specific development, nominal site conditions specifying the wind climate of the site may be known. If so, a site-specific AEP may, additionally, be reported and computed based on this site-specific information.

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

AEP-measured shall be obtained from the measured power curve by assuming zero power for all wind speeds above and below the range of the measured power curve.

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

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

Estimations of measurement uncertainty in terms of standard uncertainty of the AEP according to Annex B, Annex C and Annex D, shall be reported for the AEP-measured for all given annual average wind speeds.

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

- a) uncertainty of the wind resource;
- b) uncertainty of turbine availability;
- c) uncertainty due to wind flow and wake modelling.

9.4 Power coefficient

The power coefficient, C_p , of the wind turbine shall be added to the test results and presented as detailed in Clause 10. C_p shall be determined from the measured power curve according to the following equation:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (10)$$

where

- $C_{P,i}$ is the power coefficient in bin i ;
- V_i is the normalised and averaged wind speed in bin i ;
- P_i is the normalised and averaged power output in bin i ;
- A is the swept area of the wind turbine rotor;
- ρ_0 is the reference air density.

9.5 Uncertainty analysis

An uncertainty analysis shall be done in accordance with Annex B, Annex C and Annex D. In certain circumstances it may be useful to calculate an average power curve from multiple tests, in which case the guidelines of Annex F and Annex G should be followed.

10 Reporting format

The test shall be reported in such detail that every significant procedural step and test condition can be reviewed, and, if necessary, repeated. This document differentiates between documentation and reporting. The measurement party shall maintain all documentation for future reference, even in the event that the documentation is not reported. The documents should be retained for a prescribed period of time, typically ten years per ISO 17025. An example of such documentation would be turbine maintenance records. The following list items are the minimum nacelle power performance test reporting requirements.

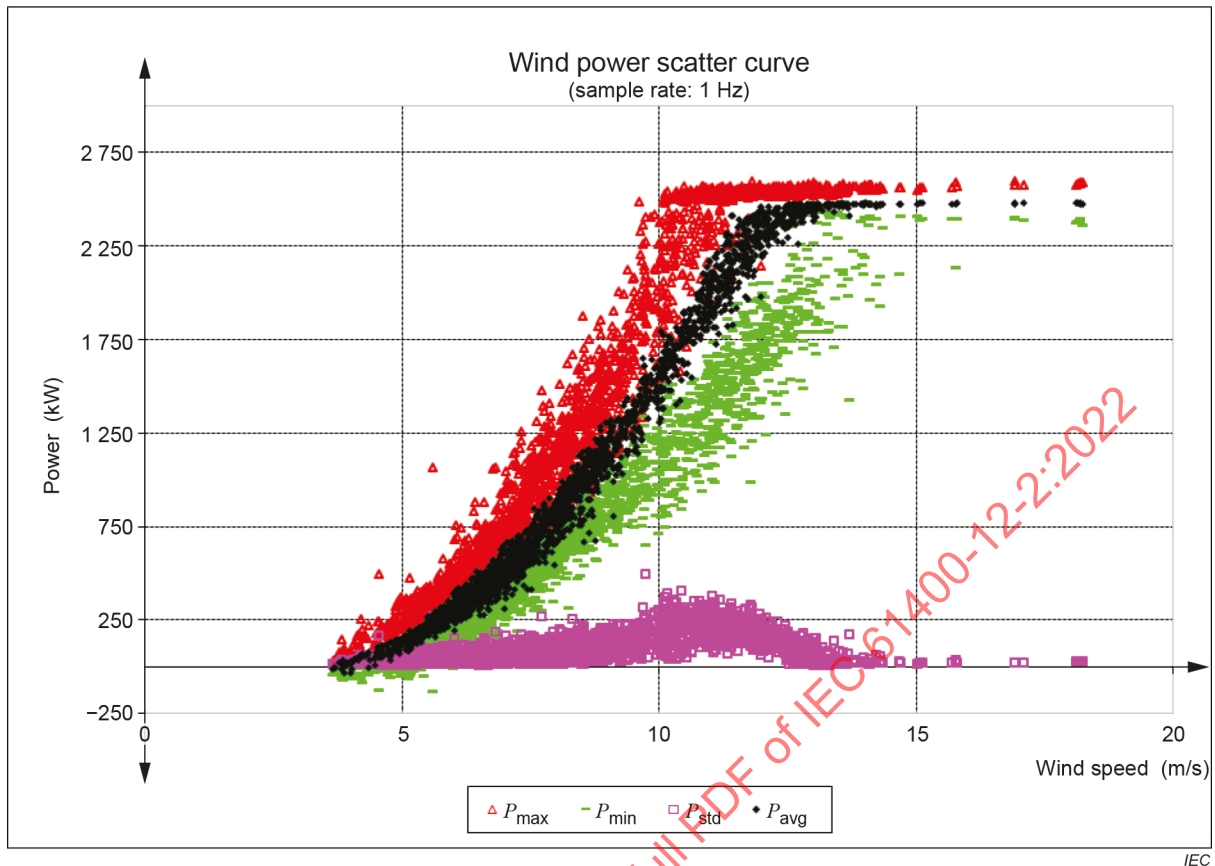
The test report shall contain, at a minimum, the following information:

- a) An identification and description of the specific wind turbine configuration under test, in such detail as to be able to assess transfer function validity (see 6.2), including:
 - 1) turbine make, type, serial number, production year, nacelle description (e.g. drawings, measurements, photos) and type, hub description.
 - 2) rotor diameter and a description of the verification method used or reference to rotor diameter documentation;
 - 3) rotor speed or rotor speed range;
 - 4) rated power and rated wind speed;
 - 5) blade data: make, type, serial numbers, number of blades, fixed or variable pitch, zero pitch offset, and normal pitch angle(s);
 - 6) tower type, tower height and hub height;
 - 7) aviation light type, size, location, and a description of other ancillary equipment on the nacelle;
 - 8) description of the control system (device and software version) including but not limited to documentation of status signals being used for data reduction; turbine control parameters, as far as relevant to the transfer function test (e.g., pitch, yaw, nacelle wind speed and wind direction, rotational speed and power), by agreement between involved parties;
 - 9) description of grid conditions at the wind turbine, i.e. voltage, frequency and their tolerances, and a drawing indicating where the power transducer is connected, specifically in relation to an internal or external transformer and self-consumption of power;

- 10) drawings and photographs of the nacelle anemometer and wind direction instrument location and mounting type, pre- and post- or in-situ calibration, data acquisition method, data acquisition averaging time (if multiple instruments a clear identifier of the primary measurements shall be reported);
 - 11) nacelle anemometer and vane signal type, signal conditioning, signal chain description.
- b) A description of the test site (see 6.3), including:
- 1) photographs of all measurement sectors preferably taken from the wind turbine at hub height;
 - 2) a test site map with such scale as to detail the surrounding area covering a radial distance of at least 20 times the wind turbine rotor diameter and indicating the topography, location of the wind turbine under test, meteorological masts (if applicable), significant obstacles, other wind turbines, vegetation type and height, and measurement sector;
 - 3) results of site assessment, as reported according to IEC 61400-12-3;
 - 4) if a site calibration is undertaken on the same site to establish the nacelle transfer function, the limits of the final measurement sector(s) shall also be reported;
 - 5) terrain description including estimates of the slope angle for various directions;
 - 6) nominal site-specific air density.
- c) A description of the test equipment, inclusive of the site calibration, nacelle transfer function, nacelle power curve tests (see Clause 7):
- 1) identification of the sensors and data acquisition system(s) for each measurement parameter, including documentation of calibrations for the sensors, transmission lines, and data acquisition system;
 - 2) description of the arrangement of anemometers on the mounting structure on the nacelle, following the requirements and descriptions in IEC 61400-50-1;
 - 3) sketch of the arrangement of the mounting structure showing principle dimensions of the structure and instrument mounting fixtures;
 - 4) description of in-situ calibration method (if applicable) and documentation of results that show that the calibration is maintained;
 - 5) results of the end to end calibration for power, wind speed, wind direction, temperature and pressure.
- d) A description of the measurement procedure:
- 1) reporting of the procedural steps, test conditions, sampling rate, averaging time, measurement period;
 - 2) documentation of the data filtering, including exact filter criteria limit values, filtering order and the total number of data points removed;
 - 3) documentation of all corrections applied to the data;
 - 4) a summary of the test log book that records all important events during the power performance test; including a listing of all maintenance activities that occurred during the test and a listing of any special actions (such as blade washing) that were completed to ensure good performance;
 - 5) identification of any data rejection criteria beyond those listed in 8.6;
 - 6) if more than one measurement system was used, a statement regarding the synchronisation of all systems shall be included. The maximum time difference registered between these systems shall be documented and a graph or table showing the time corrections made during the measurement campaign on each measurement system shall be shown.
- e) Data from each selected data set shall be presented in both tabular and graphical formats, providing statistics of measured power output as a function of wind speed and other important meteorological parameters including (refer to 8.4 to 8.8):

- 1) scatter plots of mean, standard deviation, maximum, and minimum power output as a function of wind speed (plots shall include information on sample frequency). An example is shown in Figure 3;
 - 2) scatter plots of mean wind speed as a function of wind direction;
 - 3) special databases consisting of data collected under special operational or atmospheric conditions, per 8.6, should also be presented as described above;
 - 4) if measured, rotational speed and pitch angle should be presented with a scatter plot including binned values versus wind speed and a table with the binned values;
 - 5) definition of status signals, and plots of status signals during the measurement period.
- f) Presentation of measured power curve for the selected reference air density (see 9.1 and 9.2):
- 1) the power curve shall be presented in a table similar to Table 1. For each wind speed bin, the table shall list:
 - normalised and averaged wind speed;
 - normalised and averaged power output;
 - number of data sets;
 - calculated C_p value;
 - standard uncertainties of category A (see Annex B and Annex C);
 - standard uncertainties of category B (see Annex B and Annex C);
 - combined standard uncertainty (see Annex B and Annex C);
 - 2) the power curve shall be presented in a graph similar to Figure 2 and Figure 4. The graph shall show as a function of normalised and averaged wind speed:
 - normalised and averaged power output;
 - combined standard uncertainty;
 - 3) the C_p curve shall be presented in a graph similar to Figure 4; in the graph the swept area of the rotor shall be indicated;
 - 4) both the graph and the table shall state the reference air density, used for the normalisation.
- g) Presentation of measured power curve for site-specific air density (see 9.1 and 9.2):
- If the site average air density is not within 0,05 kg/m³ of the reference air density then a second presentation of the measured power curve shall be made. This presentation shall be the same as for the reference air density but shall show the power curve results obtained by normalisation to the site-specific air density.
- If more than one reference air density is selected, then a presentation of the measured power curve for all other reference air densities shall be made. This presentation shall be the same as for the reference air density but shall show the power curve results obtained by normalisation to the further selected reference air densities.
- h) Presentation of measured power curves collected under special operational and atmospheric conditions (see 8.6):
- Power curves, derived from subsets of the database for special operational or atmospheric conditions, may also be reported. If this is the case, a power curve should be reported as for sea level air density, but with clear indication in all plots and tables of the special operational and/or atmospheric conditions.
- i) Presentation of estimated AEP for the reference air density (see 9.3):
- 1) a table similar to Table 2 such that each annual average hub height wind speed shall include:
 - AEP-measured;
 - standard uncertainty of AEP-measured (see Annex B and Annex C);
 - AEP-extrapolated;

- 2) the table shall also state:
 - reference air density;
 - cut-out wind speed;
 - 3) if at any annual average wind speed AEP-measured is less than 95 % of AEP-extrapolated, the table shall also include the label, "incomplete" in the column of values of AEP-measured.
- j) Presentation of estimated annual energy production for site-specific air density (see 9.3):
- If the site average air density is not within 0,05 kg/m³ of the selected reference air density, then a second table of AEP shall be presented. This presentation shall be the same as for the reference air density, but shall show AEP results obtained by normalisation to the site-specific air density.
- If more than one reference air density is selected, then further AEP tables shall be presented for each reference air density. This presentation shall be the same as for the reference air density, but shall show AEP results obtained by normalisation to the further reference air densities.
- k) A reference to the report where the results of measuring the nacelle transfer function as per IEC 61400-12-6 are reported, including the uncertainty of the NTF.
- l) Uncertainty of measurement (see Annex B):
- Uncertainty assumptions on all uncertainty components shall be provided as well as assumptions regarding contribution of uncertainties and correlated/uncorrelated uncertainties, as described in Annex B, Annex C and Annex D.
- m) Deviations from the procedure:
- Any deviations from the requirements of this document shall be clearly reported in a separate clause. Each deviation shall be supported with the technical rationale and an estimate of its effect on the test results.



NOTE The fitted transfer function was used to create the estimate of free stream wind speed from the measured nacelle wind speed.

Figure 2 – Presentation of sample data: nacelle power performance test scatter plots

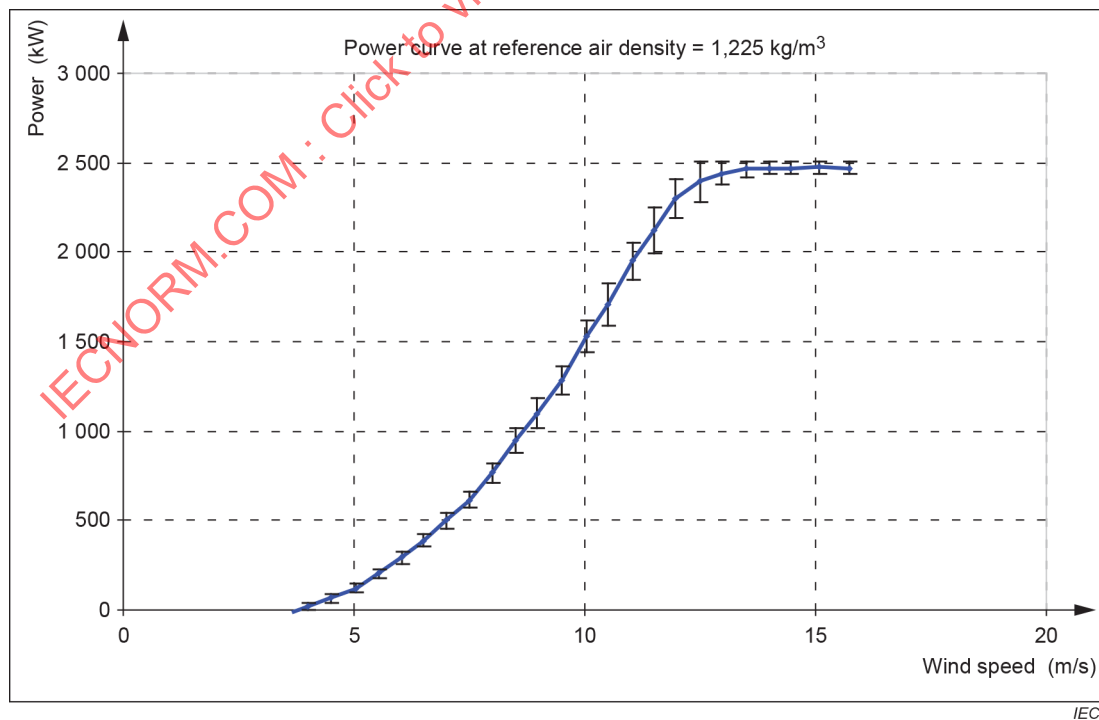


Figure 3 – Presentation of sample data: binned power curve with uncertainty bands

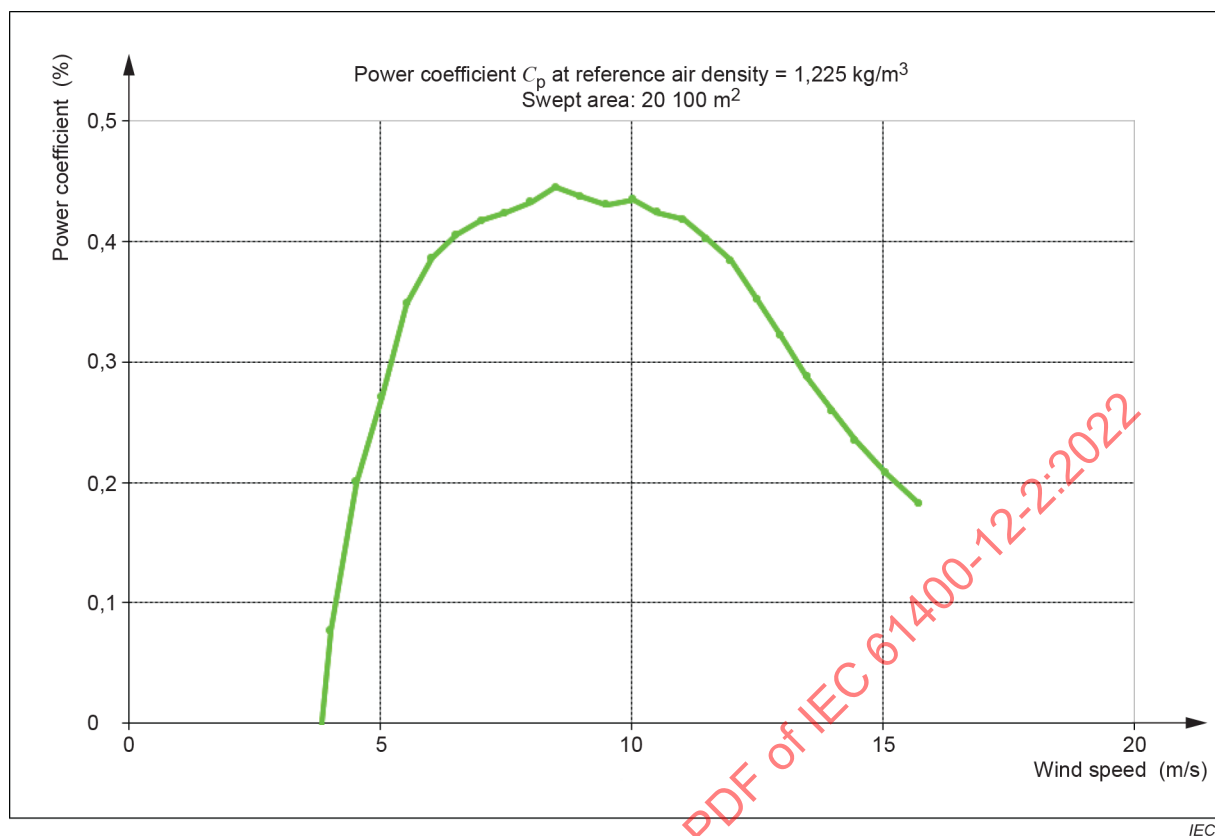


Figure 4 – Example of sample data: measured power curve and C_p curve

Table 1 – Example of a measured power curve

Wind turbine and corrected nacelle speed							
Reference air density: 1,225 kg/m ³					Category A	Category B	Combined uncertainty
Bin no.	$V_{\text{free stream}}$ wind speed	Power Output	C_p	No. of data sets	Standard uncertainty	Standard uncertainty	Standard uncertainty
	m/s	kW		#	s_i kW	u_i kW	u_{ci} kW
7	3,71	–9,3	–0,053	3	2,35	20,43	20,56
8	4,00	17,2	0,077	24	5,21	23,37	23,94
9	4,52	64,2	0,201	27	5,57	23,89	24,53
10	5,03	119,9	0,272	77	3,49	25,89	26,12
11	5,53	204,6	0,349	124	3,32	33,49	33,65
12	6,02	293,4	0,386	200	3,26	36,25	36,40
13	6,51	389,0	0,406	231	3,41	40,48	40,62
14	7,00	498,8	0,418	240	4,46	46,40	46,62
15	7,48	616,7	0,424	203	5,42	53,19	53,47
16	7,99	768,8	0,433	165	7,23	65,46	65,86
17	8,49	946,0	0,445	163	7,86	81,83	82,21
18	8,97	1 098,1	0,438	118	10,89	75,82	76,60
19	9,50	1 282,5	0,431	90	12,11	87,63	88,47
20	10,03	1 526,5	0,435	86	12,84	117,68	118,38
21	10,50	1 707,7	0,424	84	12,41	105,27	105,99
22	11,03	1 950,9	0,419	111	10,61	129,94	130,37
23	11,48	2 119,7	0,403	112	12,68	109,25	109,98
24	11,98	2 296,7	0,385	113	8,87	110,43	110,78
25	12,5	2 393,5	0,352	80	5,49	64,97	65,20
26	12,97	2 440,6	0,322	49	5,34	45,24	45,55
27	13,50	2 462,5	0,288	29	2,56	35,00	35,10
28	13,99	2 469,1	0,260	17	1,01	32,57	32,58
29	14,45	2 469,1	0,235	5	1,32	32,24	32,27
30	15,07	2 472,3	0,208	3	0,46	32,32	32,33
31	15,72	2 472,0	0,183	3	0,56	32,27	32,27

Table 2 – Example of estimated annual energy production

Estimated annual energy production (database A) Turbine: type = Wind turbine + nacelle anemometer TF, location = IEC PT IEC 61400-12-2 Reference air density: 1,225 kg/m ³ Cut-out wind speed: 25 m/s (extrapolation by constant power from last bin)					
Hub height annual average wind speed (Rayleigh) m/s	AEP-measured (measured power curve) MWh	Standard uncertainty in AEP MWh	Standard uncertainty in AEP %	AEP - extrapolated (extrapolated power curve) MWh	
4	1 256	197	15,5	1 256	
5	2 732	359	13,2	2 738	
6	4 505	520	11,7	4 579	
7	6 186	618	10,2	6 518	Incomplete
8	7 484	647	8,9	8 360	Incomplete
9	8 306	665	8,3	9 988	Incomplete
10	8 695	659	7,9	11 335	Incomplete
11	8 753	609	7,3	12 372	Incomplete

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

Annex A

(normative)

Nacelle wind speed transfer function validity procedure

A.1 General

The transfer function can be significantly affected by turbine hardware and control. This annex describes the criteria that need to be checked to assess if a transfer function measured at one turbine can be applied to another. The criteria in this annex refer to a comparison of a measurement of a NTF on one turbine and the application of the NTF on another turbine (or the same turbine at a later date). The validity criteria in Clause A.2 to Clause A.6 shall be checked to ensure that they are identical and within the given limits given before the test is started.

If any of these validity criteria are not met, another transfer function shall be used. The validity check shall be reported in such detail that each of the 9 checks in this annex is supported by evidence. Note that also the sector self-consistency check (see IEC 61400-12-5:2022, 8.2) shall be done before a valid test result can be reported. However, the checks in IEC 61400-12-5:2022, 8.2 can only be done after an NPC is available whereas the checks in this annex can be done before a test is started.

A.2 Measurement procedure:

The averaging time the data points are based on to calculate the transfer function shall be the same as the averaging time the data points are based on to calculate the nacelle power curve.

A.3 Terrain class and slope:

The terrain class when the NTF was established shall be the same as the terrain class when the NTF will be applied, unless the NTF is measured in the same wind farm as where it is applied in which case the terrain class may vary by ± 1 .

The sign of slope of the 10 degree sectors in the measurement sector shall be compared as well – a positive slope cannot be mixed with a negative slope.

The sign of the slope of the terrain in the measurement sector when the NTF was established shall be the same as the sign of the slope of the terrain in the measurement sector when the NTF will be applied.

A.4 Measurement hardware:

- a) anemometer and vane type;
- b) anemometer and vane location (relative to the mounting structure) within 5 mm;
- c) location of anemometer, vane and mounting structure on the nacelle within 100 mm.

A.5 Other turbine hardware:

- a) the blade type, including aerodynamic devices mounted on the blade;
- b) nacelle shape, within 100 mm;
- c) the size and location of equipment mounted on the nacelle (such as aviation lights); location within 100 mm.

A.6 Turbine controls:

- a) the control software and version to the extent that the changes significantly affect the power performance of the turbine as estimated by the manufacturer;
- b) all parameters (and changes to those parameters) related to control of pitch, yaw, rotational speed, power and any other parameters to the extent that these parameters (and changes to these parameters) significantly affect the power performance of the turbine as estimated by the manufacturer; this is to be checked by comparing specific parameters and their related values.
- c) operational modes (e.g., noise reduced operation, power curtailment).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

Annex B (normative)

Evaluation of uncertainty in measurement

B.1 General

This annex addresses the requirements for the determination of uncertainty in measurement. The theoretical basis for determining the uncertainty using the method of bins can be found in Annex C and an example of estimating uncertainties in Annex D.

The measured NTF and NPC shall each be supplemented with an estimate of the uncertainty of the results due to uncertainty in the measurement as well as other factors such as terrain. The estimate shall be based on ISO/IEC GUIDE 98-3, Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995). The guidance for the NTF uncertainty assessment is covered in IEC 61400-12-6 and the results of that assessment shall be further incorporated in the evaluation of the NPC uncertainty.

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

B.2 The measurands

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

B.3 Uncertainty components

Table B.1 and Table B.2 provide minimum uncertainty parameters that shall be included in the uncertainty analysis of the NPC.

Table B.1 – Uncertainty components in nacelle power curve evaluation

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Electric power	Current transformers	B
	Voltage transformers	B
	Power transducer or power measurement device	B
	Data acquisition system	B
	Variability of electric power	A
Wind speed	Nacelle anemometer calibration due to wind speed	B
	Nacelle anemometer calibration due to direction	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Flow distortion due to terrain (inflow)	B
	NTF (from IEC 61400-12-6)	B
	Data acquisition system	B
Air temperature	Temperature sensor	B
	Radiation shielding	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system	B
Air pressure	Pressure sensor	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system	B
Method	Air density correction	B
	Dynamic power measurement	B
	Seasonal variation	B
	Variation in inflow to rotor	B
	Turbulence influence on binning	B

The components mentioned in Table B.1 and Table B.2 constitute a minimum list of uncertainty components. Components can be added as needed.

NOTE The implicit assumption of the method of this document is that the 10-min mean power yield from a wind turbine is fully explained by the simultaneous 10-min mean wind speed measured by the nacelle anemometer (related to the free stream wind speed by a turbine-type specific measured NTF) and the air density. This is not the case. Other flow variables affect both the power yield and the NTF. Thus identical wind turbines will yield different power and different nacelle wind speeds at different sites even if the free stream hub height wind speed and air density are the same. These other variables include turbulent fluctuations of wind speed (in three directions), the inclination of the flow vector relative to horizontal scale of turbulence, and shear of mean wind speed over the rotor. Currently, analytical tools offer little help in identification of the impact of these variables and experimental methods encounter equally serious difficulties.

The result is that the power curve will vary from one site to the next, but since the other influential variables are not measured and taken into account, the variation in the power curve will appear as uncertainty.

This apparent uncertainty stems from differences in observed power yield under different topographical and climatic conditions, i.e. when comparing an AEP measured in homogeneous terrain with an AEP measured at a non-homogeneous wind farm site.

Quantification of this apparent uncertainty is difficult. Depending on site conditions and climate, the uncertainty in the nacelle power curve can be around 10 % or more. In general terms, the uncertainty can be expected to increase as the complexity of the site conditions under which the NTF was measured and the complexity of the site conditions under which the NPC was measured diverge, with increasing complexity of topography and with increasing frequency of non-neutral atmospheric conditions. This document addresses this issue by adding uncertainty components such as seasonal variation and inflow to rotor.

B.4 Wind direction uncertainty

The uncertainty of the wind direction does not directly influence the uncertainty of the power curve or the uncertainty of the annual energy production but it does influence the calculation of the measurement sector. Therefore some estimates of the contributing uncertainty components are given here.

The uncertainty in the wind direction measurement consists of three components: the uncertainty in the yaw position, the uncertainty in the nacelle wind vane and the uncertainty in the data acquisition system. Furthermore the uncertainty in the yaw position consists of the uncertainty in the alignment of the sensor (or sensor mounting) and of the signal resolution (or sensor uncertainty). The uncertainty in the nacelle measured wind direction consists of the calibration uncertainty (sonic sensors only), the in-situ calibration uncertainty and the effects the rotor and terrain have on the measurement (the terrain includes up-flow effects for the specific site).

Table B.2 – Uncertainty components in nacelle based absolute wind direction

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Yaw position	Field calibration	B
	Signal resolution	B
Nacelle measured wind direction	Calibration – sensor mounting position uncertainty (sonic sensors only)	B
	Calibration – bin averaged wind direction difference due to wind direction (sonic sensors only)	B
	Calibration – bin averaged wind direction difference due to non-vertical flow (sonic sensors only)	B
	Sensor alignment	B
	Rotor effect on average measured wind direction	B
	Terrain effects on average measured wind direction	B
Data acquisition system	Signal transmission	B
	System accuracy	B
	Signal conditioning	B

Annex C (normative)

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

C.1 General

The corrected wind speed derived from application of a nacelle transfer function (NTF) has uncertainty associated with measurement of the NTF and also with transferral of the NTF to the same or other turbines (of the same type) experiencing in-flow conditions different from those prevailing during measurement of the NTF relationship.

In evaluating the uncertainty, $u_{c,i}$, in the wind speed output from bin i of a measured NTF or in the power in bin i of a nacelle power curve, the combined standard uncertainty can be expressed in its most general form by:

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

where

- $c_{k,i}$ is the sensitivity factor of component k in bin i ;
- $u_{k,i}$ is the standard uncertainty of component k in bin i ;
- $c_{l,j}$ is the sensitivity factor of component l in bin j ;
- $u_{l,j}$ is the standard uncertainty of component l in bin j ;
- M is the number of uncertainty components in each bin;
- $\rho_{k,l,i,j}$ is the correlation coefficient between uncertainty component k in bin i and uncertainty component l in bin j (in Equation (C.1) only the diagonal elements, $j = i$, are used).

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

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

where

- f_i is the relative occurrence of wind speed between V_{i-1} and V_i ($F(V_i) - F(V_{i-1})$) within bin i ;
- $F(V)$ is the Rayleigh cumulative probability distribution function for wind speed;
- N is the number of bins;
- N_h is the number of hours in one year $\approx 8\,760$.

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

- a) uncertainty components are either fully correlated ($\rho = 1$, implying linear summation to obtain the combined standard uncertainty) or independent ($\rho = 0$, implying quadratic summation, i.e. the combined standard uncertainty is the square root of summed squares of the uncertainty components);
- b) all category A uncertainty components are mutually independent and category A and B uncertainty components are independent (irrespective of whether they are from the same bin or from different bins), while category B uncertainty is fully correlated with category B uncertainties from the same origin in a different bin (e.g. uncertainty in power transducer in different bins).

Note that where the NPC is derived across multiple wind turbines simultaneously the NTF measurement uncertainty is fully correlated across turbines and those components of the NTF uncertainty associated with site and in-flow conditions may also be considered fully correlated as long as the same NTF is used on all turbines.

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

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

where

- M_A is the number of category A uncertainty components;
- M_B is the number of category B uncertainty components;
- $s_{k,i}$ is the category A standard uncertainty of component k in bin i ;
- s_i are the combined category A uncertainties in bin i ;
- u_i are the combined category B uncertainties in bin i .

It should be noted that $u_{c,i}^2$ is not independent of bin size due to the dependency of s_i on the number of data sets in the bin (see Equation (C.3) and Equation (C.9)).

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

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

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

C.2 Propagation of uncertainty through the stages of NTF/NPC measurement

The uncertainty evaluation shall recognise that certain uncertainties carry through to different stages of the NTF/NPC measurement and therefore are at risk of being overestimated if the above assumptions concerning the independence between category B uncertainties are fully applied. This can be avoided by considering a degree of cancellation between uncertainties.

The examples in Table C.1 illustrate some of the situations where a degree of cancellation may be assumed to apply.

Table C.1 – Example cancellation sources

Uncertainty source	Cancels with uncertainty source	Conditional upon
Operational characteristics of reference anemometer on the reference mast during site calibration of the NTF test turbine site	Operational characteristics of reference anemometer on reference mast during NTF measurement on test turbine	The same model of anemometer (and preferably the same anemometer) is used on the reference mast during the site calibration measurement and during the NTF measurement and similar incoming flow conditions prevail.
Mounting effects of the reference anemometer on the reference mast during site calibration of the NTF test turbine site	Mounting effects of the reference anemometer on the reference mast during the NTF measurement	Precisely the same mounting configuration is used for the reference anemometer during the site calibration and NTF measurements.
Operational characteristics of nacelle anemometer on test turbine during determination of NTF	Operational characteristics of nacelle anemometer on the test turbine during determination of NPC	The same model of nacelle anemometer is used on the NTF and NPC test turbines and similar incoming flow conditions prevail.
Mounting effects for the nacelle anemometer on the test turbine during determination of the NTF	Mounting effects for the nacelle anemometer on the test turbine during determination of the NPC	The same mounting configuration is used on the NTF and NPC test turbines and similar flow conditions prevail.
Terrain effect on NTF during NTF measurement	Terrain effect on NTF during derivation of NPC	The terrain characteristics at the NTF measurement turbine and the terrain characteristics at the NPC test turbine are identical (i.e. the same turbine in both cases) or are very similar (i.e. neighbouring turbines on a ridge).

In all of the cases in Table C.1, the degree of cancellation will decrease as the differences between the atmospheric conditions and/or site conditions prevailing during each stage of the measurement increase. These differences may arise as a result of carrying out different stages of the measurement on different sites (e.g. measuring the NTF on a simple site and using the NTF during the measurement of the NPC on a complex site) or during different seasons (e.g. measuring the NTF during the summer and measuring the NPC on the same or a different site during the winter).

This cancellation is already implicit in the IEC 61400-12-1 uncertainty analysis, but is made explicit here. An example of implicit cancellation in the IEC 61400-12-1 analysis can be found in Annex E where the uncertainties for the site calibration are calculated. The operational characteristics of the anemometer are in principle a contributing factor to the site calibration uncertainty. As both anemometers are required to be of the same type, this uncertainty contribution is assumed to be cancelled and therefore is not included in the calculation.

The examples in Annex E go through an estimate of the category A and B uncertainties for each bin of a measured power curve. The uncertainty of the power curve is derived, and finally the uncertainty of AEP is estimated. The example follows ISO/IEC GUIDE 98-3 and the assumptions made above.

Using the combination of the category B uncertainty components according to Equation (C.3) and taking the cancellation factors into account, all uncertainty components within each bin can be combined first to express the combined category B uncertainty of each measured parameter, as for example for the wind speed:

$$u_{V,i}^2 = \sum_k^M l_{V,k}^2 u_{V,k,i}^2 \quad (\text{C.5})$$

where

- $u_{V,i}$ is the total uncertainty of the wind speed in bin i ;
- $u_{V,k,i}$ is the standard uncertainty of wind speed component k in bin i (see Table C.2);
- $l_{V,k}$ is the cancellation factor for uncertainty component k ;
- M is the number of wind speed uncertainty components.

Note cancellation factors are included in Equation (C.6). For $l = 1$ there is no cancellation and Equation (C.6) reverts to the one used in IEC 61400-12-1. For $l < 1$ there is a degree of cancellation, and for $l = 0$ there is full cancellation. The following rules apply to cancellation:

- Because of the complex causes of the uncertainties it is difficult to accurately determine the cancellation. To yield a reasonable, but conservative estimate of the overall uncertainty the cancellation factor shall not be applied to the first appearance of an uncertainty term, only to subsequent appearances. If for instance the same anemometer is used in the site calibration as during the NTF measurement, then the calibration uncertainty of the anemometer on the permanent met-mast is fully taken into account ($l = 1$) in the uncertainty of the site calibration factors, but will cancel fully or partially in the TF-uncertainty. A full cancellation ($l = 0$) is appropriate if the two measurements are done in a short enough time span such that no drift in the calibration factors should be expected, otherwise a partial cancellation should be used ($1 > l > 0$).
- Statistical uncertainties never cancel and so they do not have a cancellation term.
- There is no full cancellation apart from the example as given in the first dashed list item, but in some cases there may be partial cancellation.
- The estimates given in Annex C have to be taken as lower boundaries for cancellation; even lower values can only be used when backed up by evidence.

Then the standard uncertainties of the measurands can be combined to get the total uncertainty in bin i using Equation (C.6). Equation (C.7) can be used to calculate the standard uncertainty of the AEP.

$$u_{c,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{m,i}^2 u_{m,i}^2 \quad (\text{C.6})$$

The subscripts in Equation (C.6) are as given in Table C.2. Note the uncertainties due to the data acquisition system are part of the uncertainty of each measurement parameter and flow distortion due to terrain is included in the uncertainty of wind speed.

To calculate the uncertainty in AEP the uncertainty of each category B component needs to be combined over bins before adding the different components together, to accurately account for the correlations between bins.

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} l_k u_{k,i} \right)^2 \quad (\text{C.7})$$

Equation (C.7) is identical to Equation (C.4) except that the cancellation factor l is included in Equation (C.7).

C.3 Category A uncertainties

C.3.1 General

The category A uncertainty that needs to be considered is the uncertainty of the measured and normalized electric power data in each bin, the variance in the site calibration (when performed) and the variance in the NTF (please note that this latter contribution is estimated in IEC 61400-12-6 but needs to be included in the assessment of the NPC uncertainty).

C.3.2 Category A uncertainty in electric power

The standard deviation of the distribution of normalized power data in each bin is calculated by the equation:

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (\text{C.8})$$

where

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

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

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

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

The standard uncertainty of the normalized and averaged power in the bin is estimated by the equation:

$$s_i = s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (\text{C.9})$$

where

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

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

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

Table C.2 – List of category A and B uncertainties for NPC

Category B: Instruments	Note	Standard	Symbol	Sensitivity
Power output			$u_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
Current transformers *	a	IEC 61869-2	$u_{P1,i}$	
Voltage transformers *	a	IEC 61869-3	$u_{P2,i}$	
Power transducer or	a	IEC 60688	$u_{P3,i}$	
Power measurement device	c			
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	cd		$u_{P4,i}$	
	bcd		$u_{dP,i}$	
Wind speed			$u_{V,i}$	
Anemometer calibration uncertainty due to wind speed *	ab	IEC 61400-50-1	$u_{V1,i}$	
Anemometer calibration uncertainty due to direction (if sonic or propeller) *	b		$u_{V2,i}$	
Operational characteristics *				
Mounting effects *	cd	IEC 61400-50-1	$u_{V3,i}$	$c_{V,i} = \left \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right $
Flow distortion due to terrain *	c	IEC 61400-12-1 & IEC 61400-12-3	$u_{V4,i}$	
NTF (from IEC 61400-12-6) *	cd		$u_{V5,i}$	
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	bc		$u_{V6,i}$	
	bcd		$u_{dV,i}$	
Air density				
Temperature			$u_{T,i}$	$c_{T,i} = \frac{c_{V,i} \cdot V_i}{3 \cdot T_{Data,i}}$
Temperature sensor *	a		$u_{T1,i}$	NOTE For a stall-regulated turbine, sensitivity remains the same as IEC 61400-12-1
Radiation shielding *	cd		$u_{T2,i}$	
Mounting effects *	cd		$u_{T3,i}$	
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	bcd	ISO 2533	$u_{dT,i}$	$c_{B,i} = \frac{c_{V,i} \cdot V_i}{3 \cdot B_{Data,i}}$
Air pressure			$u_{B,i}$	NOTE For a stall-regulated turbine, sensitivity remains the same as IEC 61400-12-1
Pressure sensor *	a		$u_{B1,i}$	
Mounting effects *	c		$u_{B2,i}$	
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning) *	bcd		$u_{dB,i}$	
Category B: method				
Method			$u_{M,i}$	
Air density correction *	cd		$u_{M3,i}$	$c_{M,i} = 1$
Dynamic power measurement *	cd		$u_{M4,i}$	$c_{T,i}$ and $c_{B,i}$
Seasonal variation on NPC *	d		$u_{M5,i}$	$c_{M,i} = 1$
Variation rotor inflow *	de		$u_{M6,i}$	$c_{M,i} = 1$
Turbulence effect on binning *	cd		$u_{M7,i}$	$c_{M,i} = 1$

Category B: Instruments	Note	Standard	Symbol	Sensitivity
Category A: statistical				
Statistical uncertainty contributions				
Electric power variation *	e		$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
* Parameter required for uncertainty analysis Note identification of uncertainties: a = reference to standard; b = calibration; c = other "objective" method; d = "guesstimate"; e = statistics.				

C.4 Category B uncertainties

C.4.1 General

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

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

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{C.10})$$

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

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{6}} \quad (\text{C.11})$$

C.4.2 Category B uncertainties in climatic variations

The power performance test may have been carried out under special atmospheric conditions that affect the test result systematically, such as very stable (large vertical shear and low turbulence) or unstable (little shear and high turbulence) atmospheric stratification or frequent and/or large changes in wind direction. This climatic uncertainty can be seen in the site calibration, the nacelle transfer function and the nacelle power curve. It is by nature a statistical uncertainty that can normally not be determined from the data because the data record is not sufficiently long. It is therefore captured by a category B uncertainty linked to the method used.

C.5 Expanded uncertainty

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

Table C.3 – Expanded uncertainties

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

Annex D (normative)

NPC uncertainty estimates and calculation

D.1 Methods and assumptions

D.1.1 General

In this annex an estimate is given of the magnitude of each uncertainty component and contribution factor as well as two examples where the calculation is further clarified. The general principles introduced in Annex B and Annex C are employed to derive the combined uncertainty in AEP.

This annex is normative in that the methods and assumptions regarding uncertainties and correlations shall be followed unless evidence is provided upon which to base another choice. Unless commented in the notes, the uncertainty components are assumed to have a normally distributed uncertainty distribution.

D.1.2 Nacelle power curve uncertainty component estimates

Given the good agreement between the IEC 61400-12-1 and NPC power curves on the test turbine, it is assumed that site effects add a relatively small amount to the wind speed uncertainty for simple sites. However, when transferred to a more complex site, the wider range of in-flow conditions experienced by the turbines and nacelle anemometer mean that certain components of uncertainty should be increased. Some assumed values for transferral of the NTF to a complex terrain site are shown in Table D.1 and Table D.2, although they should be reassessed on a site-specific basis.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

Table D.1 – Estimates for uncertainty components from NPC measurement

	Source	Uncertainty component	Uncertainty estimate	Method
Power output	Current transformers	$u_{P1,i}$	0,75 %	Refer to IEC 61400-12-1, Class 0,5 at 20 % load. This component has a rectangular uncertainty distribution (see IEC 61869-2)
	Voltage transformers	$u_{P2,i}$	0,5 %	Refer to IEC 61400-12-1, Class 0,5. This component has a rectangular uncertainty distribution (see IEC 61869-3)
	Power transducer or power measurement device	$u_{P3,i}$	0,5 %	Refer to IEC 61400-12-1, Class 0,5. This component has a rectangular uncertainty distribution (see IEC 60688)
	Data acquisition	$u_{dP,i}$	0,1 %	Uncertainty is assumed to be 0,1 % of full measurement range.
Nacelle wind speed	Anemometer calibration uncertainty due to wind speed	$u_{V1,i}$	0,15 m/s	Calibrated using best practice according to IEC 61400-50-1. Calibration is assumed valid for one year in the field and this shall be proven with post-calibration or in-situ calibration.
	Anemometer calibration uncertainty due to wind direction	$u_{V2,i}$	1,0 %	Typical for sonic and propeller anemometers is that the wind speed uncertainty is directionally dependent.
	Operational characteristics	$u_{V3,i}$	Class 4B	Most standard nacelle sensors are not (yet) classified as per IEC 61400-12-1 and in that case a conservative estimate shall be used. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{V4,i}$	2,0 %	The support structure and other objects on the nacelle as well as the location of the anemometer can have a significant effect on the measurement.
	Flow distortion due to terrain	$u_{V5,i}$	See Table D.4	This term captures the influence of the terrain on the flow over the nacelle (upflow, turbulence, shear) and subsequent effect on correlation between nacelle wind speed and free stream wind speed as measured during the NTF and NPC.
	NTF	$u_{V6,i}$	$u_{V6,i} = \sqrt{u_{FS,i}^2 + u_{N,i}^2 + u_{M,i}^2 + s_{NTF,i}^2}$	
	Data acquisition	$u_{dV,i}$	0,1 %	Uncertainty is assumed to be 0,1 % of full measurement range.
Air density	Temperature sensor	$u_{T1,i}$	0,5 °C	Standard uncertainty of the temperature sensor is assumed to be 0,5 °C.
	Radiation shielding	$u_{T2,i}$	2,0 °C	Standard uncertainty of the radiation shielding is assumed to be 2,0 °C.
	Mounting effects	$u_{T3,i}$	0,33 °C	Assumed to be 0,33 °C when the sensor is mounted within 10 m from hub height.
	Data acquisition	$u_{dT,i}$	0,1 %	Uncertainty is assumed to be 0,1 % of full measurement range.
	Pressure sensor	$u_{B1,i}$	3,0 hPa	Standard uncertainty of the pressure sensor is assumed to be 3,0 hPa.
	Mounting effects	$u_{B2,i}$	20 % of correction	The standard uncertainty due to mounting effects is dependent on the vertical distance from hub height as well as from the horizontal distance to the turbine.
	Data acquisition	$u_{dB,i}$	0,1 %	Uncertainty is assumed to be 0,1 % of full measurement range.

	Source	Uncertainty component	Uncertainty estimate	Method
Method	Air density correction	$u_{M3,i}$	0,5 %	The air density correction is based on the assumption that C_p is constant over the wind speed range. However, even for small changes in air density this is only reasonably accurate. This specific uncertainty component captures the influence of this incorrect assumption on the NPC.
	Dynamic power measurement	$u_{M4,i}$	1 %	The class of the power measurement equipment reflects the full range uncertainty of a steady-state power measurement. The actual measurement is on dynamic power, so this uncertainty component captures the additional uncertainty in power. Add sensitivity factor based on the standard deviation of measured power.
	Seasonal variation (changing climatic conditions) on NPC	$u_{M5,i}$	2 %	A power curve measured at different times of the year using same equipment will give different results. This is a guesstimate of the magnitude of this effect but the actual uncertainty will depend on the site and the complexity of the wind. The longer the data set the lower this uncertainty will be. IEC 61400-12-1 defines both a power curve for turbines at specific locations as well as a generic power curve. For a generic power curve this uncertainty component shall be taken into account; for a site-specific power curve this uncertainty component does not need to be taken into account completely.
	Variation to rotor inflow	$u_{M6,i}$	2 %	The wind speed is a single point measurement at hub height. The turbine power is a function of the wind distribution over the whole rotor. This component captures the related uncertainty, for instance due to shear. IEC 61400-12-1 defines both a power curve for turbines at specific locations as well as a generic power curve. For a generic power curve this uncertainty component shall be taken into account, for a site-specific power curve this uncertainty component does not need to be taken into account completely.
	Turbulence effect on averaging and binning	$u_{M7,i}$	1 %	The method of binning includes an inaccurate estimate of average power in the bin due to turbulence. The effect is larger for larger turbulence, and scales with the second derivative of the power curve. This means that the effect for lower wind speeds will cancel in part with the effect at medium wind speeds, just before rated power. The total effect depends on the applied wind speed distribution. IEC 61400-12-1 defines both a power curve for turbines at specific locations as well as a generic power curve. For a generic power curve this uncertainty component shall be taken into account, for a site-specific power curve this uncertainty component does not need to be taken into account completely.
Statistical	Variance in electrical power	$s_{P,i}$	$s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}}$	Standard uncertainty of the normalised and averaged power is based on the standard deviation of power values in bin i and the number of data sets in bin i .

The assumptions in Table D.1 regarding uncertainties and correlations shall be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

Table D.2 – Estimates for $u_{V5,i}$ for NPC terrain class

NTF terrain class	NPC terrain class					
		1	2	3	4	5
	1	1 %	1,5 %	n.a.	n.a.	n.a.
	2	2 %	2,5 %	3 %	n.a.	n.a.
	3	n.a.	3,5 %	4 %	4,5 %	n.a.
	4	n.a.	n.a.	5 %	5,5 %	6 %
	5	n.a.	n.a.	n.a.	6,5 %	7 %

The values in Table D.2 are guesstimates. Other values may be used as long as data is provided that warrants such a change in the values.

$u_{C,i}$ and u_{AEP} are calculated as follows:

$$u_{P,i} = \sqrt{l_{P1}^2 u_{P1,i}^2 + l_{P2}^2 u_{P2,i}^2 + l_{P3}^2 u_{P3,i}^2 + l_{P4}^2 u_{P4,i}^2 + l_{dP}^2 u_{dP,i}^2} \quad (D.1)$$

$$u_{V,i} = \sqrt{l_{V1}^2 u_{V1,i}^2 + l_{V2}^2 u_{V2,i}^2 + l_{V3}^2 u_{V3,i}^2 + l_{V4}^2 u_{V4,i}^2 + l_{V5}^2 u_{V5,i}^2 + u_{V6,i}^2 + l_{dV}^2 u_{dV,i}^2} \quad (D.2)$$

$$u_{T,i} = \sqrt{l_{T1}^2 u_{T1,i}^2 + l_{T2}^2 u_{T2,i}^2 + l_{T3}^2 u_{T3,i}^2 + l_{dT}^2 u_{dT,i}^2} \quad (D.3)$$

$$u_{B,i} = \sqrt{l_{B1}^2 u_{B1,i}^2 + l_{B2}^2 u_{B2,i}^2 + l_{dB}^2 u_{dB,i}^2} \quad (D.4)$$

$$u_{M,i} = \sqrt{l_{M3}^2 u_{M3,i}^2 + l_{M4}^2 u_{M4,i}^2 + l_{M5}^2 u_{M5,i}^2 + l_{M6}^2 u_{M6,i}^2 + l_{M7}^2 u_{M7,i}^2} \quad (D.5)$$

$$u_i = \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{M,i}^2 u_{M,i}^2} \quad (D.6)$$

$$u_{C,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} = \sqrt{s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{M,i}^2 u_{M,i}^2} \quad (D.7)$$

$$u_{AEP} = N_h \sqrt{\sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + \left(\sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2} \quad (D.8)$$

D.1.3 Wind direction uncertainty

The uncertainty of the wind direction does not directly influence the uncertainty of the power curve or the uncertainty of the annual energy production but it does influence the calculation of the measurement sector. Therefore some estimates of the contributing uncertainty components are given here.

The uncertainty components for u_{WD} are as follows:

Table D.3 – Estimates for uncertainty components for wind direction

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude	Method
Yaw position	In-situ calibration	u_{WD1}	3°	This can be estimated from comparing the variation between multiple yaw positions and related known reference points
	Signal resolution	u_{WD2}	0,5°	50 % of the yaw position signal resolution
	Data acquisition	u_{dWD1}	0,1°	Assumed uncertainty of 0,1°
Nacelle measured wind direction	Calibration sensor mounting (sonic sensor only)	u_{WD3}	1°	Estimated from calibration setup as described in IEC 61400-12-6.
	Calibration maximum bin averaged wind direction difference due to wind direction (sonic sensor only)	u_{WD4}	2°	Estimated from calibration data as described in IEC 61400-12-6.
	Calibration maximum bin averaged wind direction difference due to non-vertical flow (sonic sensor only)	u_{WD5}	2°	Estimated from calibration data as described in IEC 61400-12-6.
	Sensor alignment	u_{WD6}	2°	Estimated from sensor mounting on turbine
	Rotor effects on average measured wind direction	u_{WD7}	5°	This estimate assumes a transfer function for nacelle wind direction has not been developed and takes the complete rotor effect into account. This may be reduced by following the procedure from IEC 61400-12-6
	Data acquisition	u_{dWD2}	0,1°	Assumed uncertainty of 0,1°

The assumptions in Table D.3 regarding uncertainties and correlations shall be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

u_{WD} is calculated as follows:

$$u_{WD,YAW} = \sqrt{u_{WD1}^2 + u_{WD2}^2 + u_{dWD1}^2} \quad (D.9)$$

$$u_{WD,SENSOR} = \sqrt{u_{WD3}^2 + u_{WD4}^2 + u_{WD5}^2 + u_{WD6}^2 + u_{WD7}^2 + u_{dWD2}^2} \quad (D.10)$$

$$u_{WD} = \sqrt{u_{WD,YAW}^2 + u_{WD,SENSOR}^2} \quad (D.11)$$

D.1.4 Contribution factors

Terrain effects can be seen both in the NTF and the NPC. But similar terrain will have similar effects so a degree of contribution can also be assumed. Table D.4 gives the recommended contribution between various classes of terrain. The reference mast and anemometer are common to both the site calibration measurements, the NTF measurement and the IEC 61400-12-1 power performance measurements; therefore it is certainly the case that some

aspects of the uncertainty associated with this particular measurement will contribute to multiple stages. The values indicate minimum values that shall be used. To what extent they contribute is highly subjective.

Table D.4 – Estimates for contribution factors for NPC

	Source	Contribution factors	Contribution magnitude	Notes
Power output	Current transformers	l_{P1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Voltage transformers	l_{P2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Power transducer or power measurement device	l_{P3}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition	l_{dP}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes
Nacelle wind speed	Anemometer calibration uncertainty due to wind speed	l_{V1}	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor. First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Anemometer calibration uncertainty due to wind direction	l_{V2}	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor.
	Operational characteristics	l_{V3}	0,7	Operational uncertainty contributes partially as the conditions will be roughly the same as the nacelle anemometer sees during the NTF measurement.
	Mounting effects	l_{V4}	0,7	Mounting effects uncertainty contributes partially as the support structure will be very similar as during the NTF measurement.
	Flow distortion due to terrain	l_{V5}	1	This term contributes fully depending on the terrain classes of both the NTF test and the NPC test.
	NTF	l_{V6}	n.a.	The contribution terms for u_{V6} have been included in Equation (F.3) and Equation (F.4)
	Data acquisition	l_{dV}	1	It contributes fully as data is acquired in different environmental circumstances.
Air density	Temperature sensor	l_{T1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Radiation shielding	l_{T2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Mounting effects	l_{T3}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition	l_{dT}	1	It contributes fully as data is acquired in different environmental circumstances.
	Pressure sensor	l_{B1}	1	Standard uncertainty of the pressure sensor is assumed to be 3,0 hPa.
	Mounting effects	l_{B2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition	l_{dB}	1	Contribution at one stage as data is acquired in different environmental circumstances.

	Source	Contribution factors	Contribution magnitude	Notes
Method	Air density correction	l_{M3}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Dynamic power measurement	l_{M4}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Seasonal variation	l_{M5}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Variation in inflow to rotor	l_{M6}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Turbulence effect on binning	l_{M7}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Statistical	Variance in electrical power	n.a.	n.a.	Statistical variation always contributes fully.

The assumptions in Table D.4 regarding uncertainties and correlations shall be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

D.2 Uncertainty example calculations

D.2.1 Example description

These examples illustrate the following case where:

- the NTF is derived on a test turbine on a site where no site calibration is required;
- an IEC 61400-12-1 power curve is derived on the NTF test turbine;
- the NTF is applied to a different turbine of the same type in the same terrain.

D.2.2 Example case – NTF uncertainty

Without a site calibration, all the contribution factors are equal to 1 (contribution at one stage) for the NTF uncertainty. In the example 2 % uncertainty is used for the flow distortion due to terrain. The calculation for $u_{FS,i}$ is:

$$u_{FS,i} = \sqrt{(1)^2(0,01 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,034 \text{ m/s} + 0,0034 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,01 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,02 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,03 \text{ m/s})^2} \quad (\text{D.12})$$

$$= \sqrt{(0,024 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (0,034 \text{ m/s} + 0,0034 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (0,03 \text{ m/s})^2}$$

The calculation for $u_{N,i}$ is very similar:

$$u_{N,i} = \sqrt{(1)^2(0,015 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,01 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,12 \text{ m/s} + 0,012 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,02 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,03 \text{ m/s})^2} \quad (\text{D.13})$$

$$= \sqrt{(0,027 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (0,12 \text{ m/s} + 0,012 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (0,03 \text{ m/s})^2}$$

The uncertainty resulting from the method is given by Equation (C.6):

$$u_{M_NTF,i} = \sqrt{(1)^2 (0,02 \times V_i [\text{m/s}])^2} \quad (\text{D.14})$$

D.2.3 Example case – NPC uncertainty

In the example, the current and voltage transformers and the power transducer are all assumed to be of class 0,5.

The current transformers of class 0,5 (nominal loads of the current transformers are here designed to match the nominal power and not 200 % of nominal power). They have uncertainty limits, referring to IEC 61869-2, of $\pm 0,5$ % of the current at 100 % load.

At 20 % and 5 % loads, though, the uncertainty limits are increased to $\pm 0,75$ % and $\pm 1,5$ % of the current, respectively. For power performance measurements on wind turbines, the most important energy production is produced at a reduced power. Thus, we anticipate the uncertainty limits of $\pm 0,75$ % of the current at 20 % load to be a good average. The uncertainty distribution is assumed to be rectangular. It is assumed that the uncertainties of the three current transformers are caused by external influence factors such as air temperature, grid frequency, etc. They are therefore assumed to be fully correlated (an exception from the general assumption) and are summed linearly. As each current transformer contributes by one-third to the power measurement, it follows that the uncertainty of all current transformers is proportional to the power as follows:

$$u_{P1,i} = \frac{0,0075 \times P_i [\text{kW}]}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{3} \times 3 = 0,0043 \times P_i [\text{kW}] \quad (\text{D.15})$$

The voltage transformers of class 0,5 have uncertainty limits, referring to IEC 61869-3, of $\pm 0,5$ % of the voltage at all loads. The uncertainty distribution is assumed to be rectangular. The grid voltage is normally rather constant and independent of the wind turbine power. The uncertainties of the three voltage transformers are as for the current transformers assumed to be caused by external influence factors such as air temperature, grid frequency, etc. They are therefore assumed fully correlated (an exception from the general assumption) and are summed linearly. As each voltage transformer contributes by one-third to the power measurement, it follows that the uncertainty of all voltage transformers is proportional to the power as follows:

$$u_{P2,i} = \frac{0,005 \times P_i [\text{kW}]}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{3} \times 3 = 0,0029 \times P_i [\text{kW}] \quad (\text{D.16})$$

If current and voltage transformers are not operated within their secondary loop operational load limits, additional uncertainties shall be added. The power transducer of class 0,5, referring to IEC 60688, with a nominal power of 2 000 kW (200 % of the nominal power of the wind turbine) has an uncertainty limit of 10 kW. The uncertainty distribution is assumed to be rectangular. The uncertainty of the power transducer is thus:

$$u_{P3,i} = \frac{10 \text{ kW}}{\sqrt{3}} = 5,8 \text{ kW} \quad (\text{D.17})$$

This leads to

$$\begin{aligned}
 u_{P,i} &= \sqrt{(1)^2(0,004\,3 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2(0,002\,9 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2(5,8 \text{ kW})^2 + (1)^2(0,001 \times 2\,500 \text{ kW})^2} \\
 &= \sqrt{(1)^2(0,005\,2 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2(5,8 \text{ kW})^2}
 \end{aligned} \quad (\text{D.18})$$

$u_{V,i}$ can not be written in a simple mathematical form as it includes a category A uncertainty.

$$u_{T,i} = \sqrt{(1)^2(0,5 \text{ K})^2 + (1)^2(2,0 \text{ K})^2 + (1)^2(0,3 \text{ K})^2 + (1)^2(0,001 \times 40 \text{ K})^2} = 2,1 \text{ K} \quad (\text{D.19})$$

$$u_{B,i} = \sqrt{(1)^2(3,0 \text{ hPa})^2 + (1)^2(0,34 \text{ hPa})^2 + (1)^2(0,001 \times 100 \text{ hPa})^2} = 3,0 \text{ hPa} \quad (\text{D.20})$$

$$\begin{aligned}
 u_{M,i} &= \sqrt{(1)^2(0,005 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2(0,01 \times P_i [\text{kW}])^2 +} \\
 &\quad \sqrt{(1)^2(0,02 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2(0,02 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2(0,01 \times P_i [\text{kW}])^2} = 0,032 \times P_i [\text{kW}]
 \end{aligned} \quad (\text{D.21})$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

Annex E (normative)

Allowable anemometry instrument types

E.1 General

Anemometers that are used on a meteorological mast to establish a transfer function according to 6.4 shall be of class 1,7A or better, as defined in IEC 61400-50-1.

Anemometers that are used on the nacelle, are recommended to be of class 2,5B or better (as defined in the IEC 61400-50-1) but can be any of the following type:

- any form of cup anemometer;
- any sonic anemometer;
- any propeller anemometer.

Any other type of anemometer (Pitot tubes, hot wire anemometers, hot surface anemometers, etc.) shall not be used either to establish the transfer function or to measure the nacelle power curve.

Cup anemometers shall be calibrated according to IEC 61400-50-1, cup anemometer calibration procedure.

Sonic anemometers shall be calibrated according to IEC 61400-50-1, sonic anemometer calibration procedure.

Propeller anemometers shall be calibrated according to IEC 61400-50-1, cup anemometer calibration procedure.

The reporting of the calibration of all sensors shall follow the requirements as set out in the IEC 61400-50-1, cup and sonic anemometer calibration procedure.

E.2 Calibration of sonic anemometers

E.2.1 General

Sonic anemometers shall be calibrated according to IEC 61400-50-1 sonic anemometer calibration procedure.

E.2.2 Step 1: Wind speed calibration (required)

Perform a calibration as described in IEC 61400-50-1, ensuring that the sensor is exposed to the wind from the same direction as it would when mounted on the turbine. Measure the sensor wind speed against wind tunnel wind speed. The sensor shall not be tilted unless it is mounted tilted in the final mounting arrangement on the turbine. A linear regression shall be done with tunnel wind speed on the y-axis. If slope and offset are found to be statistically different from 1 and 0, the slope and offset shall be used to calibrate the measured wind speed. The variation of the residuals shall be used to assess the sensor uncertainty and calibration uncertainty, analogous to the calculations as described in the IEC 61400-50-1 cup and sonic anemometer calibration procedure.

E.2.3 Step 2: Wind direction calibration (required)

E.2.3.1 General

The sensor shall be calibrated according to IEC 61400-50-1:2022, Annex A: Calibration procedure for wind direction sensors.

E.2.3.2 Wind direction difference

The difference between the orientation of the sensor relative to the wind tunnel and the measured wind direction from the sensor shall be calculated and binned in 5° bins against the measured sensor wind direction. The centre bin shall range from $-2,5^\circ$ to $+2,5^\circ$. The sensor wind direction uncertainty due to wind direction shall be based on the uncertainty of the sensor mounting position in the wind tunnel and the maximum bin-averaged wind direction difference found in any of the bins.

E.2.3.3 Wind speed difference

The difference between the wind tunnel wind speed and measured wind speed shall be calculated and binned in 5° bins with respect to the measured sensor wind direction. The centre bin shall range from $-2,5^\circ$ to $+2,5^\circ$. The sensor wind speed uncertainty due to wind direction shall be the maximum bin-averaged wind speed difference found in any of the bins.

E.2.4 Step 3: Tilting test (recommended)

Perform a tilting test regarding the sensitivity of the sensor to rotation around the horizontal axis at a fixed wind tunnel speed of 8 m/s and with the wind tunnel wind coming from a direction of zero degrees. The anemometer shall be rotated in a vertical plane parallel with the wind tunnel wind speed vector. The anemometer shall be rotated from -45° to $+45^\circ$ (with zero degrees being a vertical or upright position). Data shall be captured at 1 Hz. The deviation from the wind tunnel speed and wind direction shall be calculated and binned against the rotation angle. The bins shall be 5° bins with the centre bin ranging from $-2,5^\circ$ to $+2,5^\circ$. The maximum of the bin averaged wind speed deviation and bin averaged wind direction deviation shall be used to calculate the contribution of non-horizontal flow to the wind speed and wind direction uncertainty.

E.3 Recalibration of sonic anemometers

A sensor that has been used on the turbine to measure the transfer function shall be recalibrated after the measurement campaign. In-situ comparisons are an acceptable alternative. Maximum allowed deviation between calibration and recalibration is 1 % in wind speed range 4 m/s to 12 m/s. The in-situ calibration procedure as described in the IEC 61400-50-1 shall be used when an in-situ calibration is done.

E.4 Uncertainty of sonic and propeller anemometers

The final sensor wind speed uncertainty can be calculated by quadratically combining the calibration uncertainty, the uncertainty from the rotation test and the uncertainty from the tilting test appropriately.

The final sensor wind direction uncertainty can be calculated by quadratically combining the uncertainty from the rotating test and the tilting test appropriately (see Annex B).

The tilting test is also highly recommended for a cup anemometer and a propeller anemometer and should be considered for wind vanes, as well as a gust test for the anemometers to determine influence from turbulence.

Annex F (informative)

Results and uncertainty considerations

F.1 General

This annex addresses the uncertainty considerations that arise when compiling test results from multiple turbines. When testing multiple turbines the quantities of interest are typically the mean AEP of the sample and the uncertainty in that mean. The mean AEP can most simply be determined by taking a simple average of the individual turbine AEPs. A more rigorous approach is to combine the data from all turbines to form a park power curve and apply the relevant wind distribution to the park curve.

The determination of the uncertainty in the average AEP is not as straightforward. One approach to combining uncertainties is a simple average of the individual test uncertainties. However, the simple average fails to account for the chief benefit of multiple tests, i.e. a reduction in the combined test uncertainty. A second approach is to calculate the standard uncertainty of the mean of the uncertainties:

$$u_{\text{AEP AVG}} = \sqrt{\frac{1}{L} \sum_{i=1}^L u_{\text{AEP},i}^2} \quad (\text{F.1})$$

where

$u_{\text{AEP AVG}}$ is the uncertainty in the average AEP;

$u_{\text{AEP},i}$ is the uncertainty in AEP for turbine i ;

L is the number of turbines tested.

However, in the case of nacelle anemometry tests Equation (F.1) is generally not applicable. Equation (F.1) assumes full independence among the individual turbine test results, meaning there is no correlation in the individual test results from one unit to the next. In practice, nacelle anemometry tests on multiple turbines will have a significant degree of correlation:

- a) most individual test turbines within a facility will utilize identical measurement systems;
- b) calibrations on individual nacelle anemometers will generally be performed at a single calibration facility;
- c) the same free stream to nacelle wind speed transfer function will typically be applied to all turbines.

As a consequence application of Equation (F.1) would lead to an underestimation of the uncertainty in the average AEP.

Therefore, in order to accurately assess the uncertainty in the average AEP it is necessary to identify a practical method for handling correlated uncertainty components. An approach is suggested based on ISO/IEC GUIDE 98-3 with minor adjustments in the handling of correlation.

F.2 Method for calculation of measurement uncertainty

As a starting point, the expression for the combined standard uncertainty in the estimated annual energy production on a single turbine, u_{AEP} , is reproduced below.

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

where

N_h is the number of hours in one year $\approx 8\,760$;

N is the number of bins;

M is the number of uncertainty components;

f_i the relative occurrence of wind speed within bin i ;

$c_{k,i}$ is the sensitivity factor of component k in bin i ;

$u_{k,i}$ is the standard uncertainty of component k in bin i ;

$c_{l,j}$ is the sensitivity factor of component l in bin j ;

$u_{l,j}$ is the standard uncertainty of component l in bin j ;

$\rho_{k,l,i,j}$ is the correlation coefficient between uncertainty component k in bin i and uncertainty component l in bin j .

In order to expand the method of bins to multiple turbines two additional summations are needed.

$$u_{\text{AEP}}^2 = N_h^2 \sum_{m=1}^L \sum_{n=1}^L \left(\sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M \left(\sum_{i=1}^{N_m} \sum_{j=1}^{N_n} f_i c_{m,k,i} u_{m,k,i} f_j c_{n,l,j} u_{n,l,j} \rho_{m,n,k,l,i,j} \right) \right) \quad (\text{F.3})$$

where

N_m is the number of bins on turbine m ;

N_n is the number of bins on turbine n ;

$c_{m,k,i}$ is the sensitivity factor of component k in bin i on turbine m ;

$u_{m,k,i}$ is the standard uncertainty of component k in bin i on turbine m ;

$c_{n,l,j}$ is the sensitivity factor of component l in bin j on turbine n ;

$u_{n,l,j}$ is the standard uncertainty of component l in bin j on turbine n ;

$\rho_{m,n,k,l,i,j}$ is the correlation coefficient between uncertainty component k in bin i on turbine m and uncertainty component l in bin j on turbine n .

To evaluate Equation (F.3) in its general form a correlation matrix, the size of which is determined by the number of bins (N), the number of uncertainty components (M) and the number of turbines (L), shall be developed. Even with simplifying assumptions, development of a correlation matrix of this size is not practical. Moreover, by applying some simplifying assumptions, reasonable uncertainty estimates can be reached without the full correlation matrix described above.

The proposed approach is to avoid correlations at the bin level and to instead consider only correlations after summing across bins. Per Annex B, the uncertainties of a given category A component on a given turbine are summed across bins assuming full independence Equation (F.4) and the uncertainties of a given category B component are summed assuming full correlation Equation (F.5).

$$s_{\text{AEP}, m, k}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^{N_m} f_i^2 c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 \quad (\text{F.4})$$

category A uncertainty summation

$$u_{\text{AEP}, m, k}^2 = N_h^2 \left(\sum_{i=1}^{N_m} f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \quad (\text{F.5})$$

category B uncertainty summation

where

- $s_{\text{AEP}, m, k}$ is the uncertainty in AEP from category A component k on turbine m ;
- $u_{\text{AEP}, m, k}$ is the uncertainty in AEP from category B component k on turbine m ;
- $s_{k,i}$ is the standard uncertainty of category A component k in bin i ;
- $u_{k,i}$ is the standard uncertainty of category B component k in bin i .

The summations in Equation (F.4) and Equation (F.5) are completed for each uncertainty component k on each turbine m to determine its contribution uncertainty in AEP. These uncertainties can then be combined across turbines through the introduction of correlation factors.

The following assumptions with regard to correlations between turbines may be made:

- a) all category A uncertainty components are independent of each other regardless of whether they are from the same turbine or different turbines;
- b) all category A uncertainty components are independent of all category B uncertainty components regardless of whether they are from the same turbine or different turbines;
- c) all category B uncertainty components of different types are independent regardless of whether they are from the same turbine or different turbines;
- d) category B uncertainty components of the same type typically have some degree of correlation between turbines, ranging in value from 0 to 1.

With the aforementioned assumptions, the only correlation coefficients which shall be determined are for uncertainty components of the same type between different turbines.

Applying these assumptions the summation across turbines for a given category A component k is shown in Equation (F.6), and the summation for a given category B component is shown in Equation (F.7).

$$s_{\text{AEP}, k}^2 = \sum_{m=1}^L s_{\text{AEP}, m, k}^2 \quad (\text{F.6})$$

category A summation for component across turbines

$$u_{\text{AEP}, k}^2 = \sum_{m=1}^L u_{\text{AEP}, m, k}^2 + 2 \sum_{m=1}^{L-1} \sum_{n=m+1}^L (u_{\text{AEP}, m, k})(u_{\text{AEP}, n, k}) \rho_{m,n,k} \quad (\text{F.7})$$

category B summation for component across turbines

where

$s_{\text{AEP},k}$ is the uncertainty in AEP from category A component k ;

$u_{\text{AEP},k}$ is the uncertainty in AEP from category B component k ;

$\rho_{m,n,k}$ is the correlation coefficient between turbine m and turbine n for component k .

Using this method the contribution of each uncertainty component to the uncertainty of the total AEP of the population is determined. Note that further simplification may be possible if it is assumed that for each of the M uncertainty components, the same (or close to the same) correlation coefficient applies for all of the permutations across the L turbines.

Since all category A and category B components are independent, the uncertainty in the total AEP of the population can be determined through a root-sum-square as represented in Equation (F.8).

$$u_{\text{AEP}} = \sqrt{\sum_{k=1}^{M_A} s_{\text{AEP},k}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} u_{\text{AEP},k}^2} \quad (\text{F.8})$$

where

M_A is the number of category A uncertainty components;

M_B is the number of category B uncertainty components.

The average uncertainty in the AEP is simply the total uncertainty in AEP divided by the number of turbines N .

$$u_{\text{AEP AVG}} = \frac{u_{\text{AEP}}}{N} \quad (\text{F.9})$$

More commonly, this uncertainty is expressed as a ratio

$$u_{\text{AEP RATIO}} = \frac{u_{\text{AEP}}}{\sum_{m=1}^L \text{AEP}_m} \quad (\text{F.10})$$

where

AEP_m is the measured AEP on turbine m .

This approach effectively uncouples the rigorous mathematical formulation to a degree that yields a more manageable level of effort for practical application while preserving the strongest correlations of the full $L \times M \times N$ by $L \times M \times N$ matrix of correlation coefficients.

Application of Equation (F.9) and Equation (F.10) above demonstrates that as the sample size increases, the average uncertainty in the AEP of all the turbines decreases; however, how much the average uncertainty decreases is highly dependent upon the degree of correlation between the turbines. Annex C provides guidance on estimating the degree of correlation between different turbines and a sample calculation.

F.3 Method for calculation of sampling uncertainty

If the aim of the nacelle anemometry test is to characterize the performance of the entire park, then an additional uncertainty component shall be considered. This component is termed sampling uncertainty. It defines the stochastic or random error in sample, and indicates how well the mean of the sample of test turbines reflects the mean of entire wind farm.

If considering the mean AEP of a small sample of turbines out of a much larger population, the sampling uncertainty is given by

$$se_{AEP} = \frac{\sigma}{\sqrt{L}} \quad (F.11)$$

where

se_{AEP} is the standard error in the mean AEP of the sample;

σ is the standard deviation of the measured AEP of the sample.

Typically sampling uncertainty is not impacted by the percentage of the population surveyed because populations tend to be large and percentages surveyed tend to be small. However, if a population is "small", and a "significant" portion of the population is tested, Equation (F.11) is no longer valid. In order to account for higher ratios of sample size to population size, a correction factor is introduced; this factor is referred to as the "finite population correction" factor. Introducing this factor into Equation (F.11) yields.

$$se_{AEP} = \frac{\sigma}{\sqrt{NT}} \sqrt{\frac{X - NT}{X - 1}} \quad (F.12)$$

where

X is the size of the population, typically the number of turbines in the wind farm;

NT is the number of tested turbines.

Application of Equation (F.12) shows that as the proportion of turbines tested to turbines in the population increases, the sampling uncertainty goes to zero.

F.4 Combined measurement and sampling uncertainty

If less than the entire park is tested, the total uncertainty in park AEP will be a function of both the measurement error and the sampling error. The sampling error may be considered fully independent of the measurement error, yielding

$$u_{PARK AEP} = \sqrt{u_{AEP}^2 + se_{AEP}^2} \quad (F.13)$$

NOTE It is not possible to estimate the precision of a test method with only one test result; therefore, Equation (F.13) cannot be applied to test samples smaller than two. With only one test result the standard deviation in Equation (F.12) is not defined, and no estimate of se is available. Thus sampling error can only be evaluated when testing multiple turbines.

Annex G (informative)

Example multi-turbine NTF/NPC uncertainty calculation

G.1 Overview

This annex applies the method developed in Annex E for the determination of uncertainty in a measurement derived from nacelle power curve measurements on multiple test turbines. Specifically, this annex provides an example of an uncertainty calculation from power curve test results on three individual turbines.

Per Annex C, on each individual turbine the uncertainties of each measured quantity are calculated per bin and converted into uncertainties in power via sensitivity factors. These uncertainties are then converted into uncertainties in AEP by considering the annual occurrence of wind in each bin. The combined uncertainty in AEP is obtained by summing the uncertainties either first across components and then across bins or vice-versa. While the former approach leads to a convenient expression for the combined uncertainty of an individual turbine, it makes combining uncertainties across turbines difficult. In order to facilitate the combination of uncertainties between turbines, this annex will apply the approach developed in Annex E of summing first across bins, then across turbines, and lastly across components.

In order to combine uncertainty components across turbines, it is necessary to define the degree of correlation for each component between each pair of turbines. In some cases it is reasonable to apply the simplifying assumptions of either full correlation or full independence; however, when testing a larger sample of units where the correlation among uncertainty components will vary, a more granular approach is more realistic. With the understanding that it is seldom possible to deduce explicitly the values of correlation coefficients, this annex will propose a potential range of acceptable values.

In the tables and formulations to follow, the notations developed in Annex C and Annex E apply. Specifically when defining correlation coefficients ρ , the indices m and n refer to individual test turbines, and the indices k and j refer to individual uncertainty components. When naming specific uncertainty components, the indices in Table D.3 will be used.

G.2 Outline of procedure:

- a) Individual test turbine nacelle power curve uncertainty analyses for each test turbine, m , shall be performed in accordance with Annex D;
- b) The bin-wise uncertainties in electric power ($u_{P,i}$), wind speed ($u_{V,i}$), temperature ($u_{T,i}$), pressure ($u_{B,i}$), and method ($u_{M,i}$) shall be calculated and converted to uncertainties in AEP by considering the annual occurrence of wind speed in each bin;
- c) The total contribution to uncertainty in AEP of each uncertainty component, k , on each test turbine, m , shall be calculated by summing across bins using Equation (F.4) and Equation (F.5);
- d) The contribution of each uncertainty component, k , to uncertainty in the AEP of all turbines (i.e. sum of individual turbine AEPs) shall be calculated by considering correlations between turbines and summing across these turbines using Equation (F.6) and Equation (F.7);
- e) The uncertainty in the AEP of all turbines shall be calculated by summing across components, k , using Equation (F.8).

Per step d), a list of correlation coefficients shall be developed to define the degree of correlation for each component between turbines. To facilitate this development, Table G.1 is presented. Table G.1 treats each component uncertainty from Table D.1 individually and suggests ranges of correlation coefficient values. While highly subjective, these correlations

shall be estimated. If possible, correlation studies should be utilized to evaluate the covariance and empirically determine the correlation coefficients.

Table G.1 – List of correlated uncertainty components

Measured parameter	Source	Correlation coefficient	Condition	Value range	Notes
Electric power	Current transformers	$\rho_{up1,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	CTs of the same make tend to have similar cat. B error values relative to the true value
	Voltage transformers	$\rho_{up2,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	VTs of the same make tend to have similar cat. B error. Direct measurement of voltage eliminates this uncertainty.
	Power transducer or power measurement device	$\rho_{up3,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Power measurement devices of the same make tend to have similar cat. B error
	Dynamic power measurement	$\rho_{up4,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Power measurement devices of the same make tend to have similar cat. B error
	Data acquisition	$\rho_{udp,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat. B errors relative to the true value
Wind speed	Nacelle anemometer calibration	$\rho_{uv1,m,n}$	Same calibration lab Different calibration lab	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Calibration reference and method produces similar cat. B error
	Nacelle anemometer calibration uncertainty due to wind direction	$\rho_{uv2,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Anemometers of the same make tend to have similar cat. B errors relative to the true value
	Operational characteristics	$\rho_{uv3,m,n}$	Same instrument make	0,7 to 1,0	Anemometers of the same make tend to have similar cat. B errors relative to the true value
	Mounting effects	$\rho_{uv4,m,n}$	Per specification in this document	0,7 to 1,0	Similar mounting required for use of a given transfer function drives a correlated uncertainty

Measured parameter	Source	Correlation coefficient	Condition	Value range	Notes																																				
	Flow distortion due to terrain amongst test units	$\rho_{uv5,m,n}$	Terrain class matrix <table><tr><td></td><td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td><td>5</td></tr><tr><td>1</td><td>0,7 to 1,0</td><td>0,5 to 0,8</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,0 to 0,3</td></tr><tr><td>2</td><td>0,5 to 0,8</td><td>0,5 to 0,8</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,0 to 0,3</td></tr><tr><td>3</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,3 to 0,6</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,0 to 0,3</td></tr><tr><td>4</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,1 to 0,4</td><td>0,0 to 0,3</td></tr><tr><td>5</td><td>0,0 to 0,3</td><td>0,0 to 0,3</td><td>0,0 to 0,3</td><td>0,0 to 0,3</td><td>0,0 to 0,3</td></tr></table>			1	2	3	4	5	1	0,7 to 1,0	0,5 to 0,8	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3	2	0,5 to 0,8	0,5 to 0,8	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3	3	0,3 to 0,6	0,3 to 0,6	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3	4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3	5	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	Increased terrain complexity and variation in terrain amongst test units will tend to have dis-similar cat. B errors on the wind speed relative to the true value
		1	2	3	4	5																																			
	1	0,7 to 1,0	0,5 to 0,8	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3																																			
2	0,5 to 0,8	0,5 to 0,8	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3																																				
3	0,3 to 0,6	0,3 to 0,6	0,3 to 0,6	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3																																				
4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,1 to 0,4	0,0 to 0,3																																				
5	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3	0,0 to 0,3																																				
	Nacelle transfer function (NTF)	$\rho_{uv6,m,n}$	Same NTF Different NTF	1,0 0,0 to 0,5																																					
	Data acquisition	$\rho_{udv,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat. B error																																				
Temperature	Temperature sensor	$\rho_{ut1,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Temperature measurement devices of the same make tend to have similar cat. B error																																				
	Radiation shielding	$\rho_{ut2,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,4 to 0,7	Radiation shields tend to have the same method errors relative to the true value																																				
	Mounting effects	$\rho_{ut3,m,n}$	Same location and mounting Different location and mounting	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2																																					
	Data acquisition	$\rho_{udt,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat. B error																																				
Pressure	Pressure sensor	$\rho_{ub1,m,n}$	Single shared instrument Same instrument make Different instrument make	1,0 0,4 to 0,8 0 to 0,2	Pressure measurement devices of the same make tend to have similar cat. B error.																																				
	Mounting effects	$\rho_{ub2,m,n}$	Shared instrument Different Instruments	1,0 0,4 to 0,8	If using multiple instruments, mounting will likely be similar.																																				
	Data acquisition	$\rho_{udb,m,n}$	Same instrument make Different instrument make	0,7 to 1,0 0,0 to 0,2	Data acquisition devices of the same make tend to have similar cat. B error																																				

Measured parameter	Source	Correlation coefficient	Condition	Value range	Notes
Method	Air density correction	$\rho_{um4,m,n}$	Same correction methodology for all turbines	1,0	
	Seasonal variation	$\rho_{um5,m,n}$	Testing occurs during the same time periods Testing occurs during different time periods	1,0 0,3 to 0,8	
	Variation in inflow to rotor	$\rho_{um6,m,n}$	Similar inflow conditions Different inflow conditions	0,7 to 1,0 0,0 to 0,4	
Statistical	Variance in electrical power	$\rho_{sp,m,n}$		0,0	Inherently random and independent

The method of cancelling uncertainties may also be used to assess the relative uncertainties between NPCs on different turbines or different measurement periods. If a design change is made that has no or small impact on the NTF (e.g. an improved drivetrain efficiency) then the uncertainty of the AEP impact of the design change can be assessed by cancelling uncertainties that are the same or similar in both measurements.

G.3 Example of measurement uncertainty calculation

This example computes the uncertainty from a test containing three turbines out of a park of 33. The following assumptions with regard to correlation are made.

- The three turbines (#1, #2, and #3) share a single pressure sensor;
- The three turbines utilize the same make and model DAQs;
- The measurement setups on #1 and #2 are identical;
- The power measurement equipment on #3 is different from that of #1 and #2;
- The temperature sensor on #3 is different from that of #1 and #2;
- The nacelle anemometer on #3 was calibrated at a different facility from that of #1 and #2;
- The three turbines are in different terrain: the first turbine is in terrain class 1, the second turbine is in terrain class 3, and the third turbine is in terrain class 5.

Per step a) in Clause G.2 the individual test turbine nacelle power curve uncertainty analyses are performed for each test turbine. This step has been completed and the results are shown in Table G.2.

Table G.2 – Sample AEP and uncertainty data from three turbines

	AEP (MWh)	Uncertainty (MWh)	Uncertainty ratio (%)
Turbine 1	6 540,7	1 321,0	20,20 %
Turbine 2	6 867,7	1 373,8	20,00 %
Turbine 3	6 279,1	1 281,4	20,41 %

Per step b) in Clause G.2 the bin-wise uncertainties in electric power, wind speed, temperature, etc. are calculated and where necessary converted to electric power via sensitivity factors.

Per step c) in Clause G.2 these uncertainties in power are converted to uncertainty AEP by considering the occurrence of wind in each bin. The total uncertainty contribution of each component is calculated by summing across bins using Equation (F.4) and Equation (F.5). A sample of these calculations on the first turbine is shown in Table G.3.

Table G.3 – Component uncertainty contribution to AEP uncertainty on turbine 1

Bin centre (m/s)	Wind hours (h)	Category B										Category A
		Electric power		Wind speed		Air temperature		Air pressure		Method		Electric power variation
		"P,1 (kW)	etc.	"V,1 (kW)	etc.	"T,1 (kW)	etc.	"B,1 (kW)	etc.	"M,1 (kW)	...	^s P (kW)
3,0	341,7	0,05	...	0,16	...	0,02	...	0,00	...	0,00	...	12,5
3,5	384,9	0,09	...	1,35	...	0,04	...	0,01	...	0,00	...	7,6
4,0	419,9	0,10	...	4,47	...	0,04	...	0,01	...	0,00	...	7,0
4,5	446,4	0,34	...	6,98	...	0,14	...	0,02	...	0,01	...	6,6
5,0	464,2	0,60	...	9,46	...	0,25	...	0,04	...	0,01	...	5,1
5,5	473,6	0,95	...	13,33	...	0,40	...	0,07	...	0,02	...	4,9
6,0	474,9	1,31	...	15,93	...	0,55	...	0,09	...	0,02	...	4,8
6,5	468,9	1,71	...	18,13	...	0,71	...	0,12	...	0,03	...	4,5
7,0	456,4	2,13	...	20,81	...	0,88	...	0,15	...	0,04	...	5,0
7,5	438,2	2,64	...	26,45	...	1,10	...	0,18	...	0,05	...	5,7
8,0	415,4	3,30	...	38,22	...	1,37	...	0,23	...	0,06	...	8,8
8,5	389,0	4,01	...	39,51	...	1,67	...	0,27	...	0,07	...	9,5
9,0	360,1	4,73	...	44,78	...	1,96	...	0,32	...	0,08	...	11,1
9,5	329,5	5,67	...	60,68	...	2,35	...	0,39	...	0,10	...	13,0
10,0	298,3	6,63	...	66,69	...	2,75	...	0,45	...	0,11	...	17,8
10,5	267,2	7,60	...	69,25	...	3,16	...	0,52	...	0,13	...	15,0
11,0	236,8	8,45	...	65,71	...	3,51	...	0,58	...	0,15	...	13,8
11,5	207,8	9,14	...	57,46	...	3,79	...	0,63	...	0,16	...	14,9
12,0	180,5	9,93	...	66,03	...	4,12	...	0,68	...	0,17	...	10,4
12,5	155,3	10,31	...	30,85	...	4,28	...	0,71	...	0,18	...	8,3
13,0	132,3	10,55	...	24,05	...	4,38	...	0,72	...	0,18	...	4,5
13,5	111,7	10,64	...	7,96	...	4,42	...	0,73	...	0,18	...	4,4
14,0	93,3	10,67	...	3,55	...	4,43	...	0,73	...	0,18	...	2,3
14,5	77,3	10,69	...	1,67	...	4,44	...	0,73	...	0,19	...	1,4
15,0	63,4	10,70	...	1,07	...	4,44	...	0,73	...	0,19	...	0,6
15,5	51,6	10,70	...	0,48	...	4,44	...	0,73	...	0,19	...	0,3
16,0	41,6	10,71	...	0,09	...	4,44	...	0,73	...	0,19	...	0,3
Sum across bins (MWh)		28,42	...	208,02	...	11,80	...	1,94	...	0,49	...	14,4

In Table G.3 the contributions of the first component in each uncertainty category of the nacelle power curve test are tabulated. The contributions from the remaining power, wind speed, temperature, pressure, and method uncertainty components would be calculated in the same manner.

Per step d) in Clause G.2 the contribution of each uncertainty component to the uncertainty in the AEP of all turbines is determined by considering correlations between turbines. The correlation coefficients used in this example are shown in Table G.4. These components are summed across turbines using Equations (F.6) and Equation (F.7). Application of Equation (F.6) is shown for the first component in each group.

$$\begin{aligned}
 & \begin{array}{ccccccc} \text{wtg1} & \text{wtg2} & \text{wtg3} & \text{wtg1} & \text{wtg2} & \rho_{1,2} & \\ \downarrow & \downarrow & \downarrow & \downarrow & \downarrow & \downarrow & \end{array} \\
 u_{\text{AEP}, u_{p,1}}^2 &= (28,42)^2 + (29,56)^2 + (27,57)^2 + 2(28,42)(29,56)(0,8) + 2(28,42)(27,57)(0,2) + 2(29,56)(27,57)(0,2) \\
 & \vdots \\
 u_{\text{AEP}, u_{v,1}}^2 &= (208,02)^2 + (216,34)^2 + (201,78)^2 + 2(208,02)(216,34)(0,9) + 2(208,02)(201,78)(0,2) + 2(216,34)(201,78)(0,2) \\
 & \vdots \\
 u_{\text{AEP}, u_{T,1}}^2 &= (11,80)^2 + (12,27)^2 + (11,45)^2 + 2(11,80)(12,27)(0,9) + 2(11,80)(11,45)(0,2) + 2(12,27)(11,45)(0,2) \\
 & \vdots \\
 u_{\text{AEP}, u_{B,1}}^2 &= (1,94)^2 + (1,94)^2 + (1,94)^2 + 2(1,94)(1,94)(1) + 2(1,94)(1,94)(1) + 2(1,94)(1,94)(1) \\
 & \vdots \\
 u_{\text{AEP}, u_{M,1}}^2 &= (0,49)^2 + (0,51)^2 + (0,48)^2 + 2(0,49)(0,51)(1) + 2(0,49)(0,48)(1) + 2(0,51)(0,48)(1) \\
 & \vdots \\
 u_{\text{AEP}, s_p}^2 &= (14,40)^2 + (14,98)^2 + (13,97)^2
 \end{aligned}$$

The result for the full list of uncertainty components is shown in Table G.4.

Table G.4 – Combination of uncertainty components across turbines

Source k	Contribution to uncertainty in AEP on turbine 1 (MWhr)	Contribution to uncertainty in AEP on turbine 2 (MWhr)	Contribution to uncertainty in AEP on turbine 3 (MWhr)	$\rho_{k,1,2}$ or $\rho_{k,2,1}$	$\rho_{k,1,3}$ or $\rho_{k,3,1}$	$\rho_{k,2,3}$ or $\rho_{k,3,2}$	Contribution combined across turbines (MWhr)
Current transformers	28,42	29,56	27,57	0,8	0,2	0,2	66,52
Voltage transformers	18,95	19,71	18,38	0,8	0,2	0,2	44,35
Power transducer or power measurement device	112,30	116,79	108,93	0,8	0,2	0,2	262,84
Dynamic power measurement	65,64	68,27	63,67	0,8	0,2	0,2	153,63
Data acquisition	38,90	40,46	37,73	0,9	0,9	0,9	113,12
Nacelle anemometer calibration	208,02	216,34	201,78	0,9	0,2	0,2	496,03
Nacelle anemometer calibration uncertainty due to wind direction	138,68	144,23	134,52	0,9	0,2	0,2	330,69
Operational characteristics	243,71	253,46	236,40	0,9	0,9	0,9	708,71
Mounting effects	194,16	201,93	188,34	0,9	0,9	0,9	564,62
Flow distortion due to terrain amongst test units	658,74	685,09	638,98	0,6	0,3	0,2	1 510,23

Source k	Contribution to uncertainty in AEP on turbine 1 (MWhr)	Contribution to uncertainty in AEP on turbine 2 (MWhr)	Contribution to uncertainty in AEP on turbine 3 (MWhr)	$\rho_{k,1,2}$ or $\rho_{k,2,1}$	$\rho_{k,1,3}$ or $\rho_{k,3,1}$	$\rho_{k,2,3}$ or $\rho_{k,3,2}$	Contribution combined across turbines (MWhr)
Nacelle transfer function (NTF)	881,08	916,32	854,65	1	1	1	2 652,05
Data acquisition	81,42	84,68	78,98	0,9	0,9	0,9	236,77
Temperature sensor	11,80	12,27	11,45	0,9	0,2	0,2	28,14
Radiation shielding	47,19	49,08	45,77	0,9	0,5	0,7	127,3
Mounting effects	7,79	8,10	7,56	0,9	0,9	0,9	22,66
Data acquisition	2,36	2,45	2,29	0,9	0,9	0,9	6,86
Pressure sensor	1,94	1,94	1,94	1	1	1	5,82
Mounting effects	12,96	12,96	12,96	1	1	1	38,88
Data acquisition	1,94	1,94	1,94	1	1	1	5,83
Air density correction	0,49	0,51	0,48	1	1	1	1,48
Seasonal variation	416,05	432,69	403,57	1	1	1	1 252,31
Variation in inflow to rotor	416,05	432,69	403,57	0,8	0,3	0,4	1 025,5
Variance in electrical power	14,40	14,98	13,97	0	0	0	25,04

Per step e) in Clause G.2 we apply Equation (F.8) and take the root-sum-square of all components to calculate the total uncertainty in the measured AEP of the turbines.

$$\begin{aligned}
 u_{\text{AEP}} = & \sqrt{
 \begin{aligned}
 & (66,52)^2 + (44,35)^2 + (262,84)^2 + (153,63)^2 + (113,12)^2 \\
 & + (496,03)^2 + (330,69)^2 + (708,71)^2 + (564,62)^2 + (1510,23)^2 + (2\,652,05)^2 + (236,77)^2 \\
 & + (28,14)^2 + (127,3)^2 + (22,66)^2 + (6,86)^2 \\
 & + (5,82)^2 + (38,88)^2 + (5,83)^2 \\
 & + (1,48)^2 + (1\,252,31)^2 + (1\,025,5)^2 \\
 & + (25,04)^2
 \end{aligned}
 } \\
 = & 3\,646,68 \text{ MWh}
 \end{aligned}$$

The average uncertainty is then

$$u_{\text{AEP,AVG}} = \frac{3\,646,68 \text{ MWh}}{3} = 1\,215,56 \text{ MWh}$$

and the uncertainty ratio is

$$u_{\text{AEP,RATIO}} = \frac{3\,646,68 \text{ MWh}}{19\,687,50 \text{ MWh}} = 18,52 \%$$

G.4 Example of sampling uncertainty calculation

The sampling error for the three turbines tested above is determined from Equation (F.11). The standard deviation in AEP for the three turbines is 4,49 %. Given the full population of the park is 33 turbines, the following sampling uncertainty is calculated

$$se_{AEP} = \frac{4,49 \%}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{33-3}{33-1}} = 2,51 \%$$

G.5 Combined uncertainty

The total combined uncertainty for the park AEP is calculated as the root-sum-square of the measurement uncertainty and sampling uncertainty.

$$u_{PARKAEP} = \sqrt{(18,52 \%)^2 + (2,51 \%)^2} = 18,69 \%$$

G.6 Discussion of sample size and uncertainty

To evaluate the impact of sample size on the overall uncertainty, the results from the three test turbines example are extrapolated out to 33 turbines, assuming identical results for each additional 3 turbines tested. The resulting reduction in measurement uncertainty is plotted in Figure G.1.

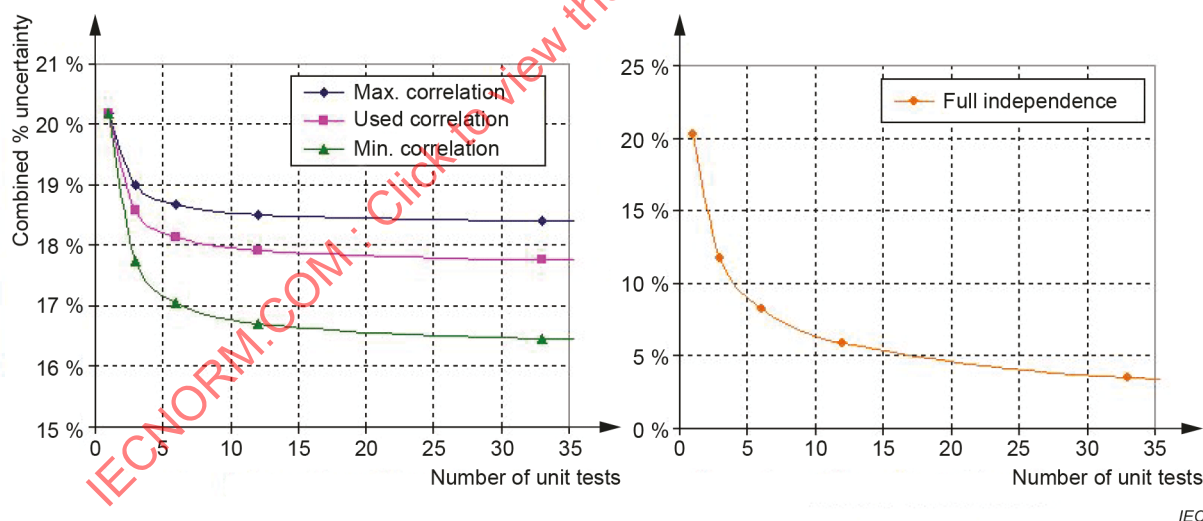


Figure G.1 – Impact of multiple turbine testing on measurement uncertainty

In the three turbine example, 96 % of the uncertainty components are inherently correlated. This is compared with 96,5 % if the highest set of correlation factors (as defined in Table G.1) are selected and 93 % if the lowest set of factors are selected. Results are shown in Table G.1 for these two cases as well. Also shown in Figure G.1 is the result assuming full independence between all turbines.

To evaluate the impact of sampling error, the results from the three test turbines example are extrapolated out to additional turbines (again assuming identical results) and the resulting reduction in sampling uncertainty is plotted in Figure G.2.

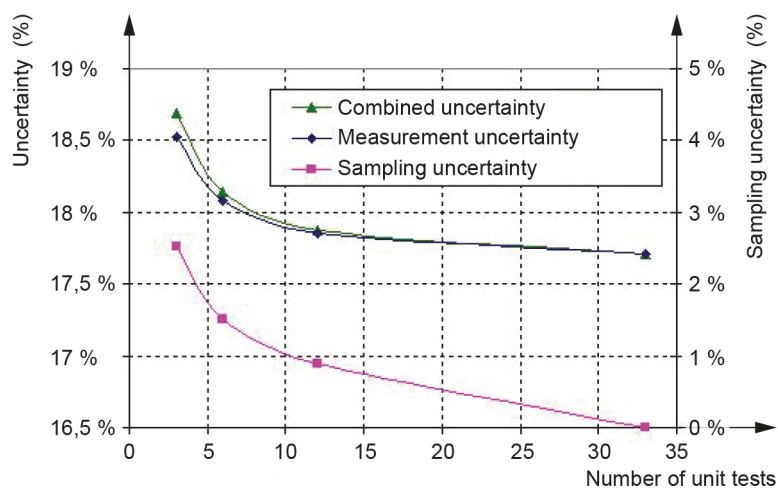


Figure G.2 – Impact of multiple turbine testing on sampling uncertainty

Assuming all 33 turbines were tested, the sampling uncertainty would be 0 %. Therefore the only uncertainty would be the measurement uncertainty. According to Figure G.2, the measurement uncertainty for a sample of 33 turbines is 17,7 %.

Annex H (informative)

Organisation of test, safety and communication

H.1 Overview

This annex gives recommendations on how a test can be organised regarding the assignment of roles and responsibilities, safety and communication between the involved parties. The term involved parties shall refer to all parties affected by the test in any way.

H.2 Responsibility for test

A chief of test shall be identified and communicated to the involved parties. The chief of test shall have responsibility for preparing the test plan, selecting all other test personnel, the interpretation of the test methods and procedures, assessment of the test data and preparation of a test report.

H.3 Safety during test

All testing personnel shall be site oriented, adequately familiar with and trained to work under the hazardous conditions that may prevail at the site and follow applicable safety regulations.

H.4 Communication

Any turbine under test shall be marked clearly as being under test, the planned duration of the test as well as contact information for the chief of test and/or other safety representatives and emergency services. Any access to the turbine under test by any person shall be recorded in a log book and the chief of test shall be informed. Any remote change to the operating mode of the turbine under test shall also be reported to the chief of test.

H.5 Prior to test

All relevant drawings, documents, specifications, certificates and reports shall be placed at the disposal of the chief of test. Shortly before the start of tests the turbine under test shall be subjected to a thorough inspection to ensure that the agreed test conditions are met. A test plan shall be prepared before start of tests by the chief of test and be agreed upon by the involved parties. The test plan shall be distributed to the involved parties with ample time for consideration and agreement in writing. Where the test plan is not clear the provisions in this document shall prevail. Where neither the test plan, nor this document is clear the interpretation by the chief of test shall prevail.

H.6 During test

The inspection report and any relevant observation during calibration of instruments, test preparation or test duration shall be recorded in writing by the chief of test, distributed immediately to the involved parties for written comment and included in the test report with the responses received. An observation shall be classified as relevant if any representative of a party considers it relevant.

H.7 After test

If requested by any involved party the turbine(s) under test shall be subjected to a post-testing inspection of identical scope to the pre-testing inspection. The chief of test shall prepare the final report within the time frame agreed in the test plan in draft format and distribute it to the involved parties.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

Bibliography

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	83
INTRODUCTION	85
1 Domaine d'application	87
2 Références normatives	87
3 Termes et définitions	88
4 Symboles, unités et termes abrégés	92
5 Vue d'ensemble de la méthode d'essai	95
6 Préparation de l'essai de performance	98
6.1 Généralités	98
6.2 Éolienne	98
6.3 Site d'essai	98
6.4 Fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle	99
6.5 Plan d'essai	100
7 Matériel d'essai	100
7.1 Puissance électrique	100
7.2 Vitesse du vent	100
7.3 Direction du vent	100
7.4 Masse volumique de l'air	100
7.5 Vitesse du rotor	101
7.6 Angle de pas	101
7.7 État de l'éolienne	102
7.8 Acquisition de données	102
8 Procédure de mesure	102
8.1 Généralités	102
8.2 Fonctionnement de l'éolienne	103
8.3 Synchronisation du ou des systèmes d'acquisition de données	103
8.4 Collecte des données	103
8.5 Contrôle de qualité des données	104
8.5.1 Généralités	104
8.5.2 Les signaux mesurés sont dans la plage de mesure et sont disponibles	104
8.5.3 Les capteurs fonctionnent correctement	104
8.5.4 Assurer que le ou les systèmes d'acquisition de données fonctionnent correctement	104
8.5.5 Vérification de la cohérence interne des secteurs	105
8.6 Rejet des données	105
8.7 Correction des données	106
8.8 Base de données	106
9 Résultats déduits	107
9.1 Normalisation des données – Correction de la masse volumique	107
9.2 Détermination de la courbe de puissance mesurée	108
9.3 Production annuelle d'énergie (AEP)	108
9.4 Coefficient de puissance	110
9.5 Analyse d'incertitude	110
10 Format de rapport	110

Annexe A (normative) Procédure du contrôle de validité de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle	118
A.1 Généralités	118
A.2 Procédure de mesure:	118
A.3 Classe de terrain et pente:	118
A.4 Matériel de mesure:	118
A.5 Matériel des autres éoliennes:	118
A.6 Commandes de l'éolienne:	119
Annexe B (normative) Évaluation de l'incertitude de mesure	120
B.1 Généralités	120
B.2 Mesurandes	120
B.3 Composantes d'incertitude	120
B.4 Incertitude de direction du vent	122
Annexe C (normative) Fondements théoriques de la détermination de l'incertitude de mesure à l'aide de la méthode des tranches	123
C.1 Généralités	123
C.2 Propagation de l'incertitude au cours des étapes de mesure de la NTF/NPC	125
C.3 Incertitudes de catégorie A	127
C.3.1 Généralités	127
C.3.2 Incertitude de catégorie A sur la puissance électrique	127
C.4 Incertitudes de catégorie B	129
C.4.1 Généralités	129
C.4.2 Incertitudes de catégorie B dans les variations climatiques	129
C.5 Incertitude élargie	129
Annexe D (normative) Estimations et calcul de l'incertitude de la NPC	131
D.1 Méthodes et hypothèses	131
D.1.1 Généralités	131
D.1.2 Estimations de la composante d'incertitude de la courbe de puissance de la nacelle	131
D.1.3 Incertitude de direction du vent	135
D.1.4 Facteurs de contribution	136
D.2 Exemples de calculs d'incertitude	137
D.2.1 Description des exemples	137
D.2.2 Exemple de cas – Incertitude de la NTF	137
D.2.3 Exemple de cas – Incertitude de la NPC	138
Annexe E (normative) Types d'appareils d'anémométrie admissibles	140
E.1 Généralités	140
E.2 Étalonnage des anémomètres soniques	140
E.2.1 Généralités	140
E.2.2 Étape 1: Étalonnage de la vitesse du vent (exigé)	140
E.2.3 Étape 2: Étalonnage de la direction du vent (exigé)	141
E.2.4 Étape 3: Essai d'inclinaison (recommandé)	141
E.3 Réétalonnage des anémomètres soniques	141
E.4 Incertitude des anémomètres soniques et à hélice	141
Annexe F (informative) Résultats et considérations sur l'incertitude	142
F.1 Généralités	142
F.2 Méthode de calcul de l'incertitude de mesure	143
F.3 Méthode de calcul de l'incertitude d'échantillonnage	146
F.4 Incertitude composée de mesure et d'échantillonnage	147

Annexe G (informative) Exemple de calcul d'incertitude sur la NTF/NPC pour plusieurs éoliennes	148
G.1 Vue d'ensemble	148
G.2 Vue d'ensemble de la procédure:	148
G.3 Exemple de calcul d'incertitude de mesure.....	152
G.4 Exemple de calcul d'incertitude d'échantillonnage.....	156
G.5 Incertitude composée.....	156
G.6 Explication de la taille de l'échantillon et de l'incertitude	156
Annexe H (informative) Organisation de l'essai, de la sécurité et de la communication	158
H.1 Vue d'ensemble	158
H.2 Responsabilité de l'essai.....	158
H.3 Sécurité pendant l'essai	158
H.4 Communication	158
H.5 Avant l'essai	158
H.6 Pendant l'essai	158
H.7 Après l'essai	159
Bibliographie.....	160
Figure 1 – Vue d'ensemble du mode opératoire	97
Figure 2 – Présentation de données d'échantillonnage: diagrammes de dispersion de l'essai de performance de puissance de la nacelle	114
Figure 3 – Présentation de données d'échantillonnage: courbe de puissance en tranches avec les plages d'incertitude.....	115
Figure 4 – Présentation de données d'échantillonnage: courbe de puissance mesurée et courbe du coefficient de puissance C_p mesurée.....	115
Figure G.1 – Impact du nombre d'éoliennes en essai sur l'incertitude de mesure	157
Figure G.2 – Impact du nombre d'éoliennes en essai sur l'incertitude d'échantillonnage.....	157
Tableau 1 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée	116
Tableau 2 – Exemple de production annuelle d'énergie estimée	117
Tableau B.1 – Composantes d'incertitude dans l'évaluation de la courbe de puissance de la nacelle	121
Tableau B.2 – Composantes d'incertitude de la direction absolue du vent mesurée à la nacelle.....	122
Tableau C.1 – Exemple de sources d'annulation	125
Tableau C.2 – Liste des incertitudes de catégories A et B pour la NPC.....	128
Tableau C.3 – Incertitudes élargies.....	130
Tableau D.1 – Estimations des composantes d'incertitude d'après le mesurage de la NPC	132
Tableau D.2 – Estimations de $u_{\sqrt{5},i}$ pour une classe de terrain de la NPC	134
Tableau D.3 – Estimations des composantes d'incertitude sur la direction du vent.....	135
Tableau D.4 – Estimations des facteurs de contribution pour la NPC	136
Tableau G.1 – Liste des composantes d'incertitude corrélées	149
Tableau G.2 – Exemple d'AEP et de données d'incertitude des trois éoliennes.....	152
Tableau G.3 – Contribution de l'incertitude des composantes à l'incertitude de l'AEP de l'éolienne 1	153
Tableau G.4 – Combinaison des composantes d'incertitude entre les éoliennes	154

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

**Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes de production
d'électricité fondée sur l'anémométrie de nacelle**

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 61400-12-2 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.

Cette deuxième édition de l'IEC 61400-12-2 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
88/823/CDV	88/868/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 ce document indique qu'il contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer ce document en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

Cette deuxième édition n'inclut pas de modification technique par rapport à l'édition précédente, mais les parties relatives aux mesurages du vent, aux mesurages des fonctions de transfert de la nacelle et à l'évaluation des obstacles et du terrain ont été extraites vers des normes distinctes. Ces normes distinctes comprennent:

- IEC 61400-50, *Mesurages du vent – Vue d'ensemble*
- IEC 61400-50-1, *Wind measurement – Application of meteorological mast, nacelle and spinner mounted instruments* (disponible en anglais seulement)
- IEC 61400-50-2, *Mesurage du vent – Application de la technologie de télédétection montée au sol*
- IEC 61400-12: *Mesurages de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité – Vue d'ensemble*
- IEC 61400-12-1, *Mesures de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité*
- IEC 61400-12-2, *Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité fondée sur l'anémométrie de nacelle*
- IEC 61400-12-3, *Performance de puissance – Étalonnage du site fondé sur le mesurage*
- IEC 61400-12-5, *Performance de puissance – Évaluation des obstacles et du terrain*
- IEC 61400-12-6, *Fonction de transfert de la nacelle fondée sur le mesurage des éoliennes de production d'électricité*

Cette procédure décrit la façon de déterminer la performance de puissance d'une éolienne en matière de courbe de puissance mesurée et de production annuelle d'énergie (AEP – annual energy production) estimée en se fondant sur l'anémométrie de nacelle. Dans cette procédure, l'anémomètre est situé sur ou près de la nacelle de l'éolienne d'essai. À cet emplacement, l'anémomètre mesure la vitesse du vent, qui subit une forte influence du rotor de l'éolienne d'essai. Cette procédure fournit également des recommandations relatives à la détermination de l'incertitude de mesure, incluant l'évaluation des sources d'incertitude et des recommandations pour les combiner en incertitudes de puissance et d'AEP consignées.

La courbe de puissance mesurée est déterminée en collectant des mesurages simultanés de la vitesse du vent mesurée à la nacelle et de la puissance de sortie pendant une période suffisamment longue pour créer une base de données statistiquement significative sur une plage donnée de vitesses du vent et dans des conditions de vent et des conditions atmosphériques variables. Pour mesurer avec exactitude la courbe de puissance, la vitesse du vent mesurée à la nacelle est réglée en utilisant une fonction de transfert pour estimer la vitesse du vent en écoulement libre. La procédure de mesure de cette fonction de transfert est présentée dans l'IEC 61400-12-6. L'AEP est calculée en appliquant la courbe de puissance mesurée aux distributions de fréquence de vitesses du vent de référence, en prenant pour hypothèse une disponibilité de 100 %.

Un élément fondamental de l'essai de performance de puissance est le mesurage de la vitesse du vent. Même lorsque les anémomètres sont soigneusement étalonnés dans une soufflerie de qualité, les fluctuations de l'amplitude et de la direction du vecteur vent peuvent entraîner des différences de performance entre les anémomètres sur le terrain. De plus, les conditions d'écoulement à proximité de la nacelle d'une éolienne sont complexes et variables. Il convient donc d'apporter un soin particulier au choix et à l'installation de l'anémomètre. Ces questions sont traitées dans le présent document.

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. Le cas échéant, il convient que toutes les parties appliquent les techniques de mesure et d'analyse techniquement exactes recommandées dans le présent document pour assurer le développement et le fonctionnement en continu des éoliennes dans un climat de communication cohérente et exacte par rapport aux préoccupations environnementales. Il décrit les procédures de mesure et de rapport qui sont réputées donner des résultats exacts pouvant être reproduits par d'autres personnes.

D'autre part, il convient que les utilisateurs du présent document soient informés des différences qui découlent des variations importantes du cisaillement du vent et de l'intensité de turbulence, ainsi que des critères retenus pour le choix des données. Il convient donc 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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 12-2: Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité fondée sur l'anémométrie de nacelle

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400-12 spécifie une procédure de vérification des caractéristiques de performance de puissance d'une éolienne simple de production d'électricité à axe horizontal, qui n'est pas considérée comme un petit aérogénérateur selon l'IEC 61400-2. Il est prévu que le présent document soit utilisé lorsque les spécifications de fonctionnement ou contractuelles spécifiques ne sont pas conformes aux exigences définies dans l'IEC 61400-12-1. Cette procédure peut être utilisée pour évaluer la performance de puissance d'éoliennes spécifiques à des emplacements spécifiques, mais elle peut également être utilisée pour effectuer des comparaisons génériques entre différents modèles d'éoliennes ou différents réglages d'éoliennes.

Le présent document a pour objet de fournir une méthodologie uniforme de mesure, d'analyse et de rapport des caractéristiques de performance de puissance de chacune des éoliennes de production d'électricité qui applique les méthodes d'anémométrie de nacelle. Le présent document est destiné à être appliqué uniquement aux éoliennes à axe horizontal et de taille suffisante pour que l'anémomètre monté sur la nacelle n'ait pas d'influence significative sur l'écoulement d'air dans le rotor de l'éolienne et autour de la nacelle, et n'ait donc pas d'influence sur les performances de l'éolienne. Le but du présent document est que les méthodes qu'il présente soient utilisées lorsque les exigences définies dans l'IEC 61400-12-1 ne sont pas réalisables. Cela assure des résultats aussi cohérents, exacts et reproductibles que possible dans l'état actuel de l'art des techniques d'instrumentation et de mesure.

Le présent document décrit la façon de déterminer les performances de puissance d'une éolienne en matière de courbe de puissance mesurée et d'AEP estimée. Il fournit des recommandations relatives à l'incertitude de performance de puissance de l'échantillon d'éoliennes soumises à l'essai par rapport à la performance de puissance de toutes les éoliennes dans un parc éolien. Il donne également des recommandations relatives à l'évaluation des incertitudes composées pour le cas où plusieurs éoliennes sont soumises à l'essai.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60688:2021, *Transducteurs électriques de mesure convertissant les grandeurs électriques alternatives ou continues en signaux analogiques ou numériques*

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 61400-12-3, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 12-3: Performance de puissance – Étalonnage du site fondé sur le mesurage*

IEC 61400-12-5:2022, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 12-5: Performance de puissance – Évaluation des obstacles et du terrain*

IEC 61400-12-6, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 12-6: Fonction de transfert de la nacelle fondée sur le mesurage des éoliennes de production d'électricité*

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)

Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 50-1: Mesurages du vent – Application d'instruments météorologiques montés sur mât, nacelle et nez de rotor

IEC 61869-2, *Transformateurs de mesure – Partie 2: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs de courant*

IEC 61869-3, *Transformateurs de mesure – Partie 3: Exigences supplémentaires concernant les transformateurs inductifs de tension*

ISO 2533:1975, *Atmosphère Type*

Guide ISO/IEC 98-3:2008, *Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure (GUM:1995)*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

exactitude

étroitesse de l'accord entre le résultat de mesure et une valeur vraie du mesurande

3.2

AEP

production annuelle d'énergie

estimation de la production totale annuelle d'énergie d'une éolienne en appliquant la courbe de puissance mesurée à différentes distributions de fréquence de vitesse du vent de référence à la hauteur du moyeu, en prenant pour hypothèse une disponibilité de 100 %

Note 1 à l'article: L'abréviation "AEP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "annual energy production".

3.3

AEP mesurée

production annuelle d'énergie mesurée

estimation de la production totale d'énergie d'une éolienne pendant une période d'une année en appliquant la courbe de puissance mesurée à différentes distributions des fréquences de vitesse du vent de référence à la hauteur du moyeu, en faisant l'hypothèse d'une disponibilité de 100 %, sans extrapolation de la courbe de puissance à des vitesses supérieures du vent

3.4

AEP extrapolée

production annuelle d'énergie extrapolée

estimation de la production totale d'énergie d'une éolienne pendant une période d'une année en appliquant la courbe de puissance mesurée à différentes distributions des fréquences de

vitesse du vent de référence à la hauteur du moyeu, en faisant l'hypothèse d'une disponibilité de 100 %, avec extrapolation de la courbe de puissance jusqu'à la vitesse du vent à la coupure de l'éolienne

3.5

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

3.6

ensemble de données

collection de données échantillonnées sur une période contiguë

3.7

documentation

toute information concernant l'essai, conservée dans des fichiers ou dans des données, ou dans les deux, mais qui n'est pas nécessairement présentée dans le rapport final

3.8

courbe de puissance extrapolée

prolongement de la courbe de puissance mesurée obtenu en estimant la production de puissance entre la vitesse maximale du vent mesurée et la vitesse de coupure

3.9

distorsion de l'écoulement

changement dans l'écoulement de l'air causé par des obstacles, des variations topographiques, le rotor de l'éolienne, la nacelle de l'éolienne ou par d'autres éoliennes, qui se traduit par un écart significatif entre la vitesse mesurée du vent et la vitesse du vent en écoulement libre

3.10

vitesse du vent en écoulement libre

vitesse horizontale du vent mesurée en amont du rotor de l'aérogénérateur, non perturbée par l'aérodynamisme du rotor

3.11

intensité de turbulence

rapport de l'écart-type de la vitesse du vent à la vitesse moyenne du vent, déterminé à partir du même ensemble d'échantillons de données mesurées de la vitesse horizontale du vent, et établi sur une durée définie

3.12

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

3.13

modification de configuration de la machine

modification sur l'éolienne ou intervention dans le fonctionnement de l'éolienne qui produit une modification significative de la performance de puissance de l'éolienne et qui ne constitue pas une maintenance normale

Note 1 à l'article: Le remplacement de composants matériels, en particulier de la pale du rotor, de la boîte de vitesses ou du générateur; une modification ou mise à jour du logiciel de l'éolienne ou de ses paramètres; un lavage des pales non prévu sont des exemples de modifications de configuration de la machine.

3.14

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 en écoulement libre mesurée selon une procédure de mesure bien définie

3.15

période de mesure

période pendant laquelle une base de données statistiquement significative a été collectée pour l'essai de performance de puissance

3.16

secteur de mesure

secteur de directions du vent à partir duquel des données sont choisies pour la détermination de:

- i) la courbe de puissance mesurée
- ii) la fonction de transfert de la nacelle

3.17

incertitude de mesure

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

3.18

méthode des tranches

procédure de réduction des données selon laquelle les données d'essai pour un paramètre donné sont groupées en intervalles (tranches)

Note 1 à l'article: La méthode des tranches est normalement utilisée pour des tranches de vitesses du vent mais également applicable à d'autres paramètres.

Note 2 à l'article: Pour chaque tranche, le nombre d'ensembles de données ou d'échantillons et leur somme sont enregistrés, et la moyenne de la valeur du paramètre à l'intérieur de chaque tranche est calculée.

3.19

nacelle

logement qui contient la transmission et d'autres éléments en haut d'un aérogénérateur à axe horizontal

3.20

NPC

courbe de puissance de la nacelle

performance de puissance mesurée d'une éolienne, exprimée en puissance de sortie électrique active nette de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre

Note 1 à l'article: Pour la NPC, ce n'est pas la vitesse du vent en écoulement libre qui est mesurée directement, mais plutôt la vitesse du vent à la nacelle, et une fonction de transfert de la nacelle est appliquée pour obtenir la vitesse du vent en écoulement libre.

Note 2 à l'article: L'abréviation "NPC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "nacelle power curve".

3.21

vitesse du vent à la nacelle

vitesse horizontale du vent mesurée en haut ou en face de la nacelle d'une éolienne

3.22

puissance électrique active nette

mesure de la puissance de sortie électrique de l'éolienne fournie au réseau électrique

3.23

maintenance normale

toute intervention effectuée selon un programme défini de maintenance régulière, indépendamment de tout essai de performance de puissance, par exemple une vidange, un lavage des pales (s'il est nécessaire, indépendamment de l'essai de performance de puissance) et toute intervention qui ne relève pas du programme de maintenance régulière (par exemple

la réparation d'un composant défectueux) et qui ne constitue pas une modification de configuration de la machine

3.24

obstacle

objet qui fait obstacle au vent et qui crée une distorsion de l'écoulement, tel qu'un bâtiment ou un arbre

3.25

angle de pas

angle entre la corde à un endroit défini du rayon de la pale (habituellement à 100 % du rayon de la pale) et le plan de rotation du rotor

3.26

coefficient de puissance

rapport de la puissance de sortie électrique nette d'une éolienne, à la puissance disponible dans le vent en écoulement libre sur la surface balayée par le rotor

3.27

performance de puissance

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

3.28

puissance assignée

quantité de puissance assignée, généralement par un fabricant, pour une condition de fonctionnement spécifiée d'un composant, d'un dispositif ou d'un matériel

3.29

rapport

toute information concernant l'essai, consignée dans la documentation finale

3.30

longueur de rugosité

hauteur extrapolée à laquelle la vitesse moyenne devient nulle si par hypothèse le profil vertical du vent présente une variation logarithmique avec la hauteur

3.31

étalonnage du site

procédure qui quantifie et réduit potentiellement les effets du terrain et des obstacles en mesurant la corrélation en fonction de la direction du vent entre la vitesse du vent mesurée sur un mât météorologique de référence et la vitesse du vent mesurée dans la position de l'éolienne

3.32

incertitude-type

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

3.33

surface balayée

pour une éolienne à axe horizontal, surface projetée par le rotor mobile sur un plan perpendiculaire à l'axe de rotation

Note 1 à l'article: Pour les rotors à balancier, il convient de prendre pour hypothèse que le rotor reste perpendiculaire par rapport à l'arbre primaire.

3.34

site d'essai

emplacement de l'éolienne en essai et ses environs

3.35

éolienne en ligne

état de l'éolienne en fonctionnement normal, sauf au démarrage ou à la coupure, mais incluant tout fonctionnement à la vitesse du rotor dans la plage de fonctionnement normal dans laquelle l'éolienne est brièvement déconnectée du réseau électrique, par exemple pour une commutation entre générateurs, étages du générateur, étoile/triangle ou similaire

3.36

cisaillement du vent

variation de la vitesse du vent sur un plan perpendiculaire à la direction du vent

4 Symboles, unités et termes abrégés

Symboles ou termes abrégés	Description	Unité
A	surface balayée par le rotor de l'éolienne	[m ²]
AEP	annual energy production (production annuelle d'énergie)	[Wh]
AEP _m	AEP mesurée sur l'éolienne m	[Wh]
AEP _s	somme de la production annuelle d'énergie	[Wh]
ASL	above sea level (altitude au-dessus du niveau de la mer)	[m]
B	pression atmosphérique	[Pa]
$B_{10\text{min}}$	pression atmosphérique moyennée sur une période de 10 min	[Pa]
C_p	coefficient de puissance	
$C_{p,i}$	coefficient de puissance dans la tranche i	
c	facteur de sensibilité d'un paramètre (dérivée partielle)	
$c_{B,i}$	facteur de sensibilité de la pression atmosphérique dans la tranche i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	facteur de sensibilité du système d'acquisition de données dans la tranche i	
$c_{k,i}$	facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche v	
$c_{l,j}$	facteur de sensibilité de la composante l dans la tranche j	
$c_{M,i}$	facteur de sensibilité de la correction de la masse volumique de l'air dans la tranche i	[W/m ³ kg]
$c_{m,k,i}$	facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i sur l'éolienne m	
$c_{n,l,j}$	facteur de sensibilité de la composante l dans la tranche j sur l'éolienne n	
$c_{T,i}$	facteur de sensibilité de la température de l'air dans la tranche i	[W/K]
$c_{V,i}$	facteur de sensibilité de la vitesse du vent dans la tranche i	[W/ms ⁻¹]
$F(V)$	fonction de distribution de probabilité cumulative de Rayleigh pour la vitesse du vent	
f_i	occurrence relative de la vitesse du vent entre V_{i-1} et V_i ($F(V_i) - F(V_{i-1})$) dans la tranche i	
NT	number of tested turbines (nombre d'éoliennes soumises à l'essai)	
L	distance entre l'éolienne et le mât météorologique (2,5D) en ce qui concerne les diamètres du rotor	
l_X	facteur de contribution associé à la source X, selon le Tableau D.4	
M	nombre de composantes d'incertitude dans chaque tranche	

Symboles ou termes abrégés	Description	Unité
M_A	nombre de composantes d'incertitude de catégorie A	
M_B	nombre de composantes d'incertitude de catégorie B	
N	nombre de tranches	
N_h	nombre d'heures dans une année $\approx 8\,760$	
N_i	nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche i de vitesse du vent	
N_m	nombre de tranches sur l'éolienne m	
N_n	nombre de tranches sur l'éolienne n	
N	nombre d'échantillons dans un intervalle d'échantillonnage	
NPC	courbe de puissance de la nacelle	
NTF	fonction de transfert de la nacelle	
P_i	puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i	[W]
P_n	puissance de sortie normalisée	[W]
$P_{n,i,j}$	puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i	[W]
$P_{10\text{min}}$	puissance moyennée sur une période de 10 min	[W]
P_w	pression de vapeur d'eau	[Pa]
R_0	constante des gaz ($=287,05$)	[J/(kg $\times$ K)]
R_w	constante des gaz pour la vapeur d'eau ($=461,5$)	[J/(kg $\times$ K)]
s_{NTF}	composante d'incertitude de catégorie A issue de la fonction de transfert de la nacelle	
s	composante d'incertitude de catégorie A	[W]
$s_{\text{AEP},k}$	incertitude de l'AEP de la composante k de catégorie A	[W]
$s_{\text{AEP},m,k}$	incertitude de l'AEP de la composante k de catégorie A sur l'éolienne m	[W]
$s_{k,i}$	incertitude-type de catégorie A sur la composante k dans la tranche i	[W]
s_i	incertitudes composées de catégorie A dans la tranche i	[W]
$s_{P,i}$	incertitude-type de catégorie A sur la puissance dans la tranche i	[W]
se_{AEP}	erreur-type de l'AEP moyenne de l'échantillon	[Wh]
T	température absolue	[K]
$T_{10\text{min}}$	température absolue de l'air moyennée sur une période de 10 min	[K]
u	composante d'incertitude de catégorie B	
$u_{dB,i}$	composante d'incertitude de catégorie B pour le système d'acquisition de données relatives à la pression atmosphérique	
u_{AEP}	incertitude-type composée sur la production annuelle d'énergie estimée	[Wh]
u_{AEPratio}	rapport de l'incertitude entre l'AEP et l'AEP totale	[Wh]
$u_{\text{AEP,AVG}}$	incertitude de l'AEP moyenne	[Wh]
$u_{\text{AEP},i}$	incertitude de l'AEP pour l'éolienne i	
$u_{\text{AEP},k}$	incertitude de l'AEP de la composante k de catégorie B	[Wh]

Symboles ou termes abrégés	Description	Unité
$u_{AEP,m,k}$	incertitude de l'AEP de la composante k de catégorie B sur l'éolienne m	[Wh]
$u_{B,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la pression d'air dans la tranche i	[W]
$u_{c,i}$	incertitude-type composée sur la puissance dans la tranche i	[W]
u_{FS}	composante d'incertitude sur la vitesse du vent en écoulement libre	[W]
u_i	incertitudes composées de catégorie B dans la tranche i	
$u_{k,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la composante k dans la tranche i	[W]
$u_{m,k,i}$	incertitude-type de la composante k dans la tranche i sur l'éolienne m	[W][kg/m ³]
$u_{l,j}$	incertitude-type de la composante l dans la tranche j	[W]
$u_{m,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la correction de la masse volumique de l'air dans la tranche i	[kg/m ³]
$u_{n,l,j}$	incertitude-type de la composante l dans la tranche j sur l'éolienne n	
$u_{P,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la puissance dans la tranche i	[W]
$u_{PARK AEP}$	incertitude composée de l'estimation de l'AEP d'un parc éolien	[Wh]
$u_{V,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la vitesse du vent dans la tranche i	[W]
$u_{V,k,i}$	incertitude-type de la composante k de la vitesse du vent dans la tranche i	
u_{WD}	incertitude de direction du vent	[°]
u_{dWD}	incertitude liée à l'acquisition de données de direction du vent	[°]
$u_{WD,SENSOR}$	incertitude sur la direction du vent mesurée à la nacelle	[°]
$u_{WD,YAW}$	composante de lacet de l'incertitude sur la direction du vent	[°]
$u_{T,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la température de l'air dans la tranche i	[K]
V	vitesse du vent	[m/s]
V_{ave}	moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu	[m/s]
V_{free}	vitesse du vent mesurée à la nacelle, corrigée avec la fonction de transfert de la nacelle (vitesse libre)	[m/s]
V_i	vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i	[m/s]
V_n	vitesse du vent normalisée	[m/s]
$V_{n,i,j}$	vitesse normalisée du vent de l'ensemble de données j dans la tranche i	[m/s]
WTG	aérogénérateur (wind turbine generator)	
X	taille de la population, généralement le nombre d'éoliennes du parc éolien	
ρ	coefficient de corrélation	
$\rho_{k,l,i,j}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i et la composante d'incertitude l dans la tranche j	
$\rho_{k,m,n}$	coefficient de corrélation entre l'éolienne m et l'éolienne n pour la composante k	
$\rho_{k,m,i,l,j,n}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i sur l'éolienne m et la composante d'incertitude l dans la tranche j sur l'éolienne n	
$\rho_{m,n,k,l,i,j}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i sur l'éolienne m et la composante d'incertitude l dans la tranche j sur l'éolienne n	

Symboles ou termes abrégés	Description	Unité
ρ_0	masse volumique de l'air de référence	[kg/m ³]
$\rho_{10 \text{ min}}$	masse volumique de l'air déduite moyennée sur une période de 10 min	[kg/m ³]
$\rho_{ubi,m,n}$	coefficient de corrélation de pression	
$\rho_{umi,m,n}$	coefficient de corrélation de méthode	
$\rho_{upi,m,n}$	coefficient de corrélation de puissance électrique	
$\rho_{sp,m,n}$	coefficient de corrélation statistique	
$\rho_{uti,m,n}$	coefficient de corrélation de température	
$\rho_{uvi,m,n}$	coefficient de corrélation de vitesse du vent	
σ	écart-type	
$\sigma_{P,i}$	écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i	[W]
Φ	humidité relative (plage de 0 à 1)	

5 Vue d'ensemble de la méthode d'essai

Cette méthode de mesure de performance de puissance par "anémométrie de nacelle" est similaire à la méthode normalisée décrite dans l'IEC 61400-12-1 en ce que des données sont obtenues pour caractériser une courbe de puissance de l'éolienne, c'est-à-dire la puissance en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre. Dans les deux méthodes, la vitesse du vent en écoulement libre est la composante horizontale du vent en écoulement libre qui existe à la position au centre du rotor de l'éolienne en l'absence d'éolienne pour faire obstacle au vent. Dans la méthode de l'IEC 61400-12-1, un anémomètre est placé sur un mât météorologique à une distance comprise entre 2 et 4 fois le diamètre du rotor de l'éolienne. En terrain plat, cette position fournit une estimation relativement bonne de la vitesse du vent telle qu'elle est au niveau de l'éolienne en l'absence d'éolienne. En terrain complexe, un étalonnage du site corrige la distorsion de vitesse du vent entre le mât météorologique et la position au centre du rotor de l'éolienne.

Dans cette méthode par "anémométrie de nacelle", le vent est mesuré en utilisant un anémomètre monté sur la nacelle de l'éolienne ou devant celle-ci. Cette position est relativement proche du centre du rotor de l'éolienne, de sorte que le terrain et les obstacles environnants sont moins susceptibles de déformer le vent entre les positions de mesure souhaitée et réelle. Toutefois, le rotor et la nacelle de l'éolienne déforment le vent d'une manière significative. Il est donc nécessaire de quantifier cette distorsion et d'en tenir compte dans la procédure d'essai. Cette méthode définit des critères qui permettent de déterminer si une fonction de transfert de la nacelle (NFT) est valable pour une éolienne donnée.

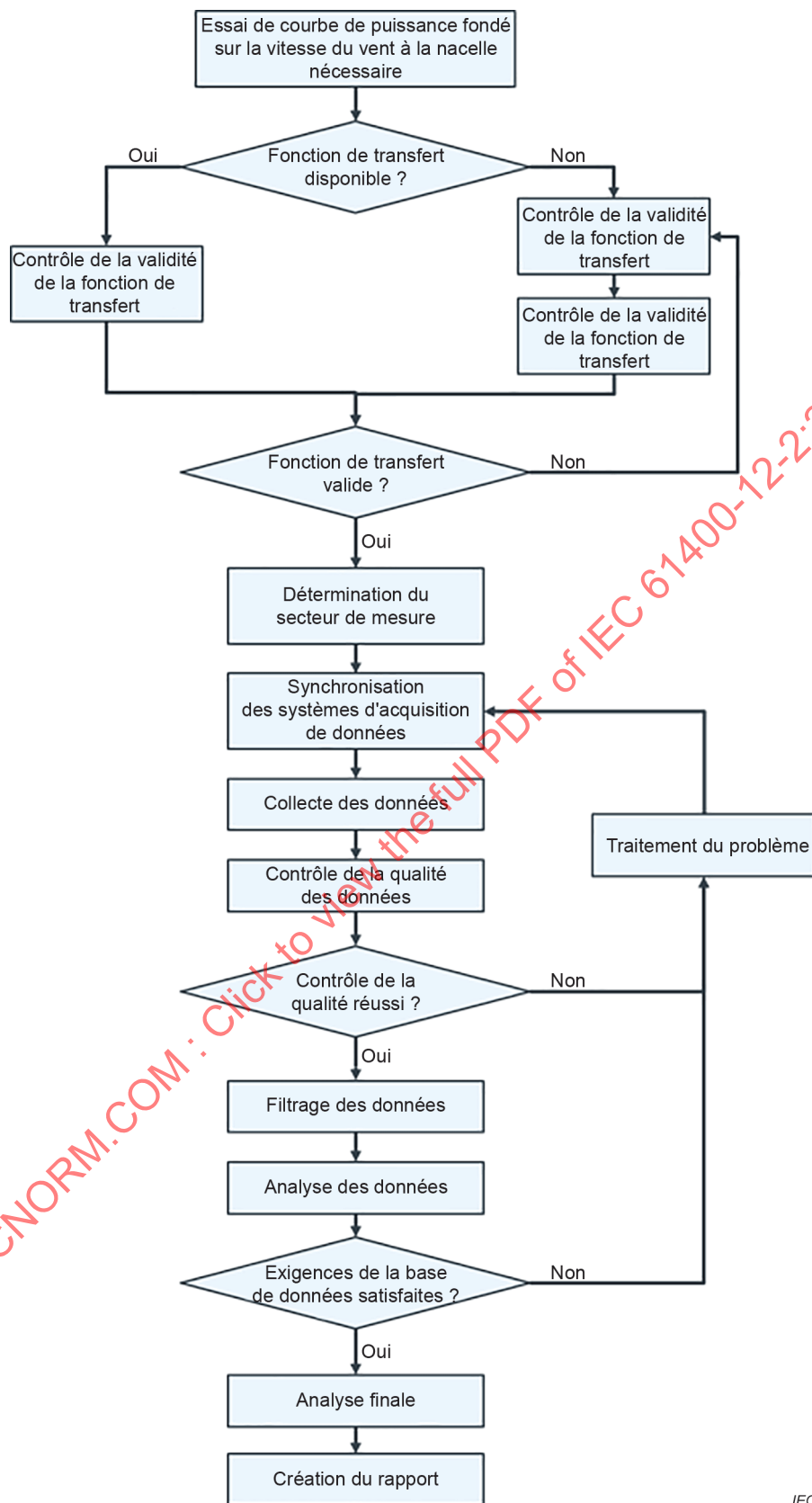
Dès lors que la fonction de transfert est obtenue par l'application de l'IEC 61400-12-6, la méthode par "anémométrie de nacelle" qui permet de déterminer une courbe de puissance (la courbe de puissance de la nacelle (NPC)) est similaire à la méthode de l'IEC 61400-12-1. Dans le présent document, la présente partie de la méthode est appelée "Essai de performance". Des données similaires à celles exigées par l'essai de l'IEC 61400-12-1 sont obtenues sur la vitesse du vent (vitesses du vent fondées sur la nacelle plutôt que vitesses du vent sur un mât météorologique), la direction du vent (par l'orientation de l'éolienne et d'une girouette plutôt que l'utilisation d'une girouette sur un mât météorologique), la puissance électrique, la température de l'air, la pression de l'air et d'autres conditions. La fonction de transfert est appliquée à la vitesse du vent mesurée d'une manière analogue à celle qui est utilisée pour les corrections d'étalonnage du site. Des données valables sont choisies et classées par tranche et la NPC est présentée au moyen de formats tabulaires et graphiques. L'AEP et les incertitudes de mesure sont déterminées et consignées.

Les points suivants doivent être notés comme il convient lorsque la méthode décrite dans le présent document est utilisée. La définition de la courbe de puissance résultante n'est pas identique à celle de l'IEC 61400-12-1, car la fonction de transfert ne peut être déterminée et appliquée que lorsque le rotor extrait de l'énergie du vent (c'est-à-dire, l'éolienne en ligne). En conséquence, la courbe de puissance déterminée selon le présent document n'envisage pas des cas pendant lesquels l'éolienne n'est pas en ligne alors qu'elle est disponible (démarrage, arrêt pour contrôle interne, effets d'hystérésis, etc.). À cet égard, la courbe de puissance est similaire à la courbe de puissance B de l'IEC 61400-12-1 sans coïncider avec celle-ci. Dans les cas extrêmes, la puissance de sortie moyenne donnée par la courbe de puissance déterminée selon le présent document peut être significativement plus grande et l'AEP surestimée, par rapport à l'IEC 61400-12-1.

De plus, cette méthode repose sur l'hypothèse selon laquelle les effets du terrain peuvent être séparés des effets du rotor, c'est-à-dire que les effets du terrain sont pris en compte lors de l'étalonnage du site, tandis que les effets du rotor sont pris en compte dans la fonction de transfert. L'hypothèse selon laquelle tous les effets du terrain sont pris en compte lors de l'étalonnage du site est également sous-jacente dans la méthodologie du présent document. Toutefois, la validité de cette hypothèse a une plus grande influence sur la méthodologie du présent document. Pour cette raison, les contributions d'incertitude supplémentaires dues aux effets du terrain sont prises en compte. Enfin, cette méthode repose sur l'hypothèse selon laquelle la fonction de transfert et la courbe de puissance résultante ne dépendent pas de la saison. Il existe suffisamment de preuves pour douter de cette hypothèse. L'évaluation de l'incertitude représente donc la dépendance par rapport à la saison. Il est recommandé à l'utilisateur du présent document d'être informé sur ces questions lorsqu'il applique le présent document dans la pratique.

Noter qu'un étalonnage du site n'est pas approprié au mesurage d'une courbe de puissance de la nacelle. Toutefois, un étalonnage du site peut être exigé pour déterminer la NTF.

Une représentation graphique de la méthode d'essai de la courbe de puissance globale de la nacelle peut être consultée à la Figure 1.



IEC

Figure 1 – Vue d'ensemble du mode opératoire

6 Préparation de l'essai de performance

6.1 Généralités

Les conditions d'essai spécifiques concernant le mesurage de performance de puissance de l'éolienne doivent être bien documentées et consignées, comme cela est décrit à l'Article 10.

6.2 Éolienne

Comme cela est décrit à l'Article 10, l'éolienne doit être évaluée, décrite et consignée afin d'identifier de manière unique la configuration spécifique de la machine soumise à l'essai.

La configuration de l'éolienne a une influence significative sur la courbe de puissance mesurée de la nacelle de l'éolienne. En particulier, la distorsion de l'écoulement au niveau de la nacelle et du rotor entraîne des différences entre la vitesse du vent mesurée à la nacelle de l'éolienne et la vitesse du vent en écoulement libre, bien qu'elles soient corrélées.

Il convient de mesurer la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle sur une éolienne sur un terrain similaire à celui de l'éolienne à laquelle est appliquée la NTF pour déterminer la NPC. Si ceci n'est pas possible, il convient alors de mesurer la NTF sur un terrain plat.

Les sources d'influence sur la NTF de la configuration de l'éolienne doivent être évaluées pour:

- a) déterminer la validité d'une fonction de transfert de la nacelle définie précédemment (Annexe A);
- b) évaluer l'incertitude due à la distorsion de l'écoulement du vent (Annexe B, Annexe C et Annexe D).

Tous les contrôles selon l'Annexe A doivent être réalisés dans le cadre de l'évaluation de l'éolienne.

La configuration de l'éolienne doit être consignée comme cela est décrit à l'Article 10.

6.3 Site d'essai

Les conditions au site d'essai peuvent augmenter de manière significative l'incertitude sur les mesurages de performance de puissance. Bien que la proximité de l'anémomètre de la nacelle avec la position de mesure souhaitée (centre du rotor) diminue la distorsion existant entre un anémomètre monté sur un mât météorologique et le rotor de l'éolienne, la topographie et des obstacles peuvent toujours avoir une influence sur les résultats d'essai.

Les sources de distorsion de l'écoulement du vent doivent être évaluées sur le site d'essai afin:

- a) de définir un secteur de mesure approprié en prenant en considération l'emplacement des obstacles et la classification du terrain;
- b) d'évaluer l'incertitude sur la courbe de puissance due à la distorsion de l'écoulement du vent.

En particulier, les facteurs suivants doivent être pris en considération:

- 1) les variations topographiques et la longueur de rugosité de référence (comme cela est défini dans l'IEC 61400-12-1);
- 2) les autres éoliennes;
- 3) la turbulence en fonction de la vitesse du vent et de la direction du vent;
- 4) les obstacles (bâtiments, arbres, etc.).

Deux facteurs sont particulièrement importants:

- Premièrement, les autres éoliennes ou des obstacles significatifs au vent de l'éolienne d'essai produisent des sillages qui ont une influence à la fois sur la production d'énergie de l'éolienne d'essai et sur les mesurages de l'anémomètre de la nacelle. Aucune technique n'est actuellement disponible pour réduire le plus possible cette interférence avec la campagne de mesure. Les sillages doivent donc être évités.
- Deuxièmement, les variations topographiques peuvent modifier l'angle vertical du vecteur vent au niveau de l'éolienne. Selon la position de l'anémomètre sur la nacelle, la fonction de transfert de la nacelle peut être modifiée de façon significative par les variations de l'angle vertical du vent. Il convient donc d'évaluer la relation de la vitesse locale du vent au niveau de l'anémomètre de la nacelle par rapport à l'angle vertical du vent. Sur la base de cette relation et sur la topologie du site d'essai, certaines directions du vent peuvent être exclues.

Le secteur de mesure doit être déterminé en utilisant la procédure décrite dans l'IEC 61400-12-5. Il est fortement recommandé de prendre soin à ce que les pentes moyennes des secteurs de direction de 10° constituant la totalité du secteur de mesure soient de même signe, c'est-à-dire que le terrain dans le secteur de mesure est soit en pente descendante vers l'éolienne, soit en pente montante vers l'éolienne. Un secteur de mesure qui mélange les pentes montantes et descendantes devient difficile à interpréter car la NTF est sensible à ce facteur. Le secteur de mesure doit donc être limité aux pentes de même signe et seule une NTF déterminée pour une pente de même signe et satisfaisant aux autres exigences de validité de classification de terrain (6.4) peut être utilisée.

Le site d'essai et le secteur de mesure doivent être consignés comme cela est décrit à l'Article 10.

6.4 Fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle

Cette méthode de détermination de performance de puissance d'une éolienne exige une fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle. Cette fonction de transfert prédit la vitesse du vent en écoulement libre au niveau du centre du rotor de l'éolienne en l'absence d'éolienne, en utilisant la vitesse du vent mesurée par un anémomètre monté sur la nacelle.

Si aucune fonction de transfert n'est disponible, la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle doit être mesurée conformément à la procédure spécifiée dans l'IEC 61400-12-6. Si une fonction de transfert est disponible, sa validité doit alors être contrôlée en utilisant l'Annexe A. Si la fonction de transfert se révèle valable, elle peut alors être utilisée pour la NPC, sinon, la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle doit être mesurée conformément à la procédure de l'IEC 61400-12-6.

Si, pendant un mesurage de la NPC, une NTF mesurée précédemment dans le même parc est utilisée, celle-ci peut être appliquée à des éoliennes qui ont une classification de terrain qui diffère d'une classe de terrain au plus par rapport à la classe de terrain des mesurages de NTF; le terrain doit alors également avoir le même signe de pente de terrain dans le secteur de mesure. (Noter que ceci peut s'appliquer à un parc lorsque ce dernier est installé sur une plage de classes de terrain.)

Si, pendant un mesurage de la NPC, une NTF mesurée précédemment dans un autre parc est utilisée, celle-ci ne peut être appliquée qu'à des éoliennes qui ont la même classification de terrain que la classe de terrain des mesurages de NTF; le terrain doit alors également avoir le même signe de pente de terrain dans le secteur de mesure.

La complexité du terrain est classée selon l'Article 10 de l'IEC 61400-12-5:2022. L'incertitude associée à cette NTF doit être évaluée comme cela est décrit dans l'IEC 61400-12-6.

6.5 Plan d'essai

Un plan d'essai doit être préparé avant l'essai traitant les informations couvertes à l'Article 10 du présent document dans la mesure où il peut être déterminé avant les essais. Il convient de prendre en considération les lignes directrices de l'Annexe H concernant l'organisation de l'essai, la sécurité et la communication.

7 Matériel d'essai

7.1 Puissance électrique

La puissance électrique nette de l'éolienne doit être mesurée en utilisant un dispositif de mesure de puissance (par exemple, un transducteur de puissance) et être fondée sur des mesurages de courant et de tension sur chaque phase.

La classe des transformateurs de courant doit satisfaire aux exigences de l'IEC 61869-2 et la classe des transformateurs de tension, le cas échéant, doit satisfaire aux exigences de l'IEC 61869-3. Les transformateurs de courant et les transformateurs de tension doivent tous deux être de classe 0,5 au moins.

Si le dispositif de mesure est un transducteur de puissance, son exactitude doit satisfaire aux exigences de l'IEC 60688 et doit être de classe 0,5 au moins. Si le dispositif de mesure de puissance n'est pas un transducteur de puissance, il convient alors que l'exactitude soit équivalente à celle des transducteurs de puissance de classe 0,5. La plage de fonctionnement du dispositif de mesure de puissance doit être déterminée de manière à mesurer toutes les crêtes de puissance instantanée positives et négatives produites par l'éolienne. À titre indicatif, il convient de définir la plage complète du dispositif de mesure de puissance de -50% à $+200\%$ de la puissance assignée de l'éolienne. Toutes les données doivent être revues périodiquement pendant l'essai pour assurer que les limites de la plage du dispositif de mesure de puissance n'ont pas été dépassées. Ceci inclut également la possibilité de vérification in situ. Le dispositif de mesure de puissance doit être monté entre l'éolienne et le raccordement électrique pour assurer que seule la puissance électrique active nette (c'est-à-dire, diminuée de la consommation propre) est mesurée. Il faut indiquer si les mesurages sont réalisés côté éolienne ou côté réseau du transformateur.

Le matériel de mesure de puissance (transformateur de courant, transformateur de tension, dispositif de mesure de puissance) doit être étalonné, traçable par rapport à des étalons nationaux. En variante, une comparaison par rapport à un mesureur d'énergie étalonné peut être effectuée in situ. La procédure in situ utilisée ainsi que les résultats doivent être documentés.

7.2 Vitesse du vent

La vitesse du vent à la nacelle doit être mesurée conformément à l'IEC 61400-50-1. D'autres exigences relatives à la vitesse du vent à la nacelle sont présentées à l'Annexe E.

7.3 Direction du vent

La direction du vent à la nacelle doit être mesurée conformément à l'IEC 61400-50-1.

7.4 Masse volumique de l'air

La masse volumique de l'air doit être déduite du mesurage de la température de l'air ambiant et de la pression absolue de l'air ambiant en utilisant l'Équation (3) (voir l'Article 9). À haute température, il est également recommandé de mesurer l'humidité relative de l'air ambiant et de corriger la masse volumique de l'air pour tenir compte de l'effet de l'humidité de l'air en utilisant l'Équation (1).

$$\rho = \frac{1}{T} \left(\frac{B}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (1)$$

Où

B est la pression atmosphérique [Pa];

T est la température absolue [K];

ϕ est l'humidité relative (plage de 0 à 1)

R_0 est la constante de gaz de l'air sec [287,05 J/kgK];

R_w est la constante de gaz de la vapeur d'eau [461,5 J/kgK];

P_w est la pression de vapeur [Pa];

$$P_w = 0,000\,020\,5 e^{0,063\,184\,6T} \quad (2)$$

la pression de vapeur P_w dépend de la température moyenne de l'air.

Les mesurages de température, de pression et d'humidité de l'air doivent évaluer les conditions de l'air ambiant (c'est-à-dire, pas les conditions internes à la nacelle). Si le capteur de pression d'air est monté sur l'éolienne, il doit être disposé de façon que le mesurage ne subisse pas l'influence des pales ou d'un autre matériel de l'éolienne, par exemple le système de ventilation.

Le capteur de température (et le capteur d'humidité s'il est utilisé) doit être monté à moins de 10 m de la hauteur du moyeu, soit sur l'éolienne elle-même, soit sur un mât météorologique à une distance de l'éolienne inférieure à quatre fois le diamètre du rotor. Le capteur de température doit mesurer la température ambiante de l'air extérieur sans être influencé par le matériel de l'éolienne, par exemple les systèmes de ventilation ou de chauffage. Si l'humidité n'est pas mesurée et qu'une correction d'humidité à haute température est nécessaire, alors une valeur de $\phi = 0,5$ doit être utilisée dans l'Équation (1).

La pression atmosphérique doit être mesurée à moins de 5 km de l'éolienne et doit être synchronisée avec le système de mesure de NPC toutes les 10 min au plus. Si le capteur de pression atmosphérique n'est pas monté à une altitude au-dessus du niveau de la mer (ASL) proche de celle du centre du rotor, les mesurages de pression atmosphérique doivent être corrigés en fonction de l'altitude ASL du centre du rotor, conformément à l'ISO 2533.

L'incertitude composée sur le signal de température doit être inférieure à 3 °C. L'incertitude composée sur le signal de pression atmosphérique doit être inférieure à 10 hPa.

7.5 Vitesse du rotor

Il convient de mesurer ou de vérifier la vitesse du rotor de l'éolienne en contrôlant que les réglages des paramètres appropriés de l'éolienne n'ont pas changé pendant la durée de l'essai. Ce mesurage permet d'assurer la validité de l'application de la NTF.

7.6 Angle de pas

Il est recommandé de mesurer ou de vérifier les angles de pas des pales de l'éolienne en contrôlant que les réglages des paramètres appropriés de l'éolienne n'ont pas changé pendant la durée de l'essai. Ce mesurage permet d'assurer la validité de l'application de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle.

7.7 État de l'éolienne

Des signaux d'état en nombre suffisant doivent être identifiés, vérifiés et surveillés afin de pouvoir appliquer les critères de rejet du 8.6. Le signal d'état doit identifier des situations dégradées telles qu'un fonctionnement à bruit réduit ou des conditions de dérégulation de l'énergie. Un signal d'état de connexion du générateur au réseau électrique est généralement suffisant. L'obtention de ces paramètres à partir des données du système de contrôle de l'éolienne, si elles sont disponibles, convient. L'obtention d'un signal d'état de "disponibilité" pour assurer l'état de fonctionnement de l'éolienne (disponible ou indisponible) est recommandée. La définition de chaque signal d'état doit être consignée.

Il est recommandé de conserver la trace du fonctionnement en ligne et hors ligne de l'éolienne, comme cela est décrit à l'Article 10, Tableau 1.

7.8 Acquisition de données

Un système d'acquisition de données qui a une fréquence d'échantillonnage par canal d'au moins 1 Hz doit être utilisé pour collecter les mesurages et stocker les données prétraitées.

Le système de contrôle de l'éolienne (c'est-à-dire, le système SCADA) peut être utilisé pour l'acquisition des données tant qu'il satisfait aux exigences et fournit une connaissance suffisante de la traçabilité et du traitement des signaux.

L'étalonnage et l'exactitude de la chaîne du système d'acquisition de données (transmission, conditionnement du signal et enregistrement des données) doivent être vérifiés en injectant des signaux connus aux extrémités des transducteurs et en comparant ces entrées aux relevés enregistrés. Ceci doit être réalisé en utilisant des instruments étalonnés traçables par rapport à des étalons nationaux. À titre de ligne directrice, il convient que l'incertitude du système d'acquisition de données soit négligeable par rapport à l'incertitude des capteurs.

Toute influence ou tout fonctionnement exécuté sur les données par le système d'acquisition de données doit être consigné. Les vérifications suivantes doivent être effectuées:

- a) tout moyennage ou filtrage des données par le système d'acquisition de données doit être consigné à un niveau de détail suffisant pour que son effet sur les données et l'incertitude des données puisse être déterminé;
- b) tous les étalonnages internes, décalages ou corrections appliqués aux données doivent être consignés à un niveau de détail suffisant pour que les étalonnages, les décalages ou les corrections appliqués puissent être annulés pendant le traitement des données;
- c) l'incertitude sur toute la chaîne de signaux doit être calculée pour chaque signal;
- d) un traitement correct du moyennage du saut au nord de la direction du vent doit être vérifié (transition de 360° à 0° ou vice versa).

Si les conditions du présent paragraphe 7.8 ne peuvent pas être satisfaites du fait de l'utilisation d'un système de contrôle de l'éolienne pour les données, un système séparé et indépendant d'obtention de données capable de satisfaire à ces exigences doit être installé et utilisé en remplacement.

8 Procédure de mesure

8.1 Généralités

La procédure de mesure a pour objet de collecter des données qui satisfont à un ensemble de critères clairement définis pour assurer que la quantité et la qualité des données suffisent pour déterminer avec exactitude les caractéristiques de performance de puissance de l'éolienne. La procédure de mesure doit être documentée, comme cela est décrit à l'Article 10, de sorte que chaque étape du mode opératoire et chaque condition d'essai puissent être révisées et, si cela est nécessaire, répétées.

L'exactitude de mesure doit être exprimée en matière d'incertitude de mesure, comme cela est décrit à l'Annexe B. Pendant la période de mesure, les données doivent être contrôlées périodiquement pour assurer une haute qualité et la reproductibilité des résultats d'essai. Ces contrôles doivent être consignés. Des journaux d'essai doivent être tenus à jour afin de documenter tous les événements importants pendant l'essai de performance de puissance.

8.2 Fonctionnement de l'éolienne

Pendant la période de mesure, l'éolienne doit être en fonctionnement normal conformément aux prescriptions du manuel de fonctionnement de l'éolienne (ou son équivalent) et la configuration de la machine ne doit pas être modifiée. L'état de fonctionnement de l'éolienne doit être documenté par les signaux d'état, comme cela est décrit à l'Article 7, et il faut mentionner dans le rapport que l'état de fonctionnement n'a pas changé durant la totalité de l'essai. Une maintenance normale de l'éolienne doit être assurée tout au long de la période de mesure, mais ces travaux doivent être notés dans le journal d'essai. En particulier, toutes les actions de maintenance spéciale (par exemple, un lavage fréquent des pales) destinées à assurer une bonne performance pendant l'essai doivent être notées. De telles actions de maintenance spéciale ne doivent pas être effectuées par défaut, sauf accord entre les parties contractuelles avant le début de l'essai.

8.3 Synchronisation du ou des systèmes d'acquisition de données

Si pendant un essai, les signaux sont mesurés avec plusieurs systèmes d'acquisition de données, la synchronisation de tous les systèmes doit être assurée durant toute la période de mesure. La différence maximale de synchronisation entre deux systèmes quelconques d'acquisition de données doit être inférieure à 1 % de la durée de moyennage. Toute violation de cette exigence de synchronisation doit être consignée. Le mesurage de pression est exclu de ce critère.

Il est recommandé d'éviter les problèmes de synchronisation en effectuant les mesurages avec un seul système de mesure. La convention horaire recommandée est le temps universel coordonné (UTC) ou une référence à la base de temps UTC. La correction de temps appliquée pour chaque mise à jour doit être mentionnée dans le journal. La référence de temps choisie doit être consignée.

8.4 Collecte des données

Les données doivent être collectées en continu à une fréquence d'échantillonnage de 1 Hz ou plus. Il convient que le système d'acquisition de données mémorise au moins les statistiques des ensembles de données de tous les signaux comme suit:

- a) valeur moyenne sur 10 min;
- b) écart-type sur 10 min;
- c) valeur maximale sur 10 min;
- d) valeur minimale sur 10 min.

Si le système de collecte des données présent dans l'éolienne ne peut pas y parvenir pour tous les signaux, alors le minimum pendant 10 min, le maximum pendant 10 min, l'écart-type pendant 10 min et la moyenne pendant 10 min doivent être mémorisés pour tous les signaux de vitesse du vent et de puissance. Pour les autres signaux, la mémorisation d'un signal de moyenne pendant 10 min suffit.

Les ensembles de données choisis doivent être fondés sur des périodes de 10 min déduites à partir de données mesurées de façon continue. Les données doivent être collectées jusqu'à ce que les exigences définies en 8.8 soient satisfaites.

L'analyse normale repose sur les statistiques des données mesurées pendant 10 min. Cette durée a été choisie pour maintenir les résultats étroitement liés à l'IEC 61400-12-1.

Il est important de noter que le choix de l'utilisation de statistiques pendant 10 min a lui-même une influence sur le résultat de l'essai de performance de puissance, par exemple par l'effet de turbulence. À l'origine, la période de 10 min a été choisie, entre autres raisons, pour laisser au vent le temps nécessaire pour s'écouler du mât jusqu'à l'éolienne et pour assurer une corrélation raisonnable entre la vitesse du vent et la puissance. Dans le cas de l'anémométrie de nacelle, ceci n'est plus nécessaire et des arguments existent pour diminuer le temps de moyennage à une période inférieure à 10 min.

Pour conserver le lien avec l'IEC 61400-12-1 et en même temps ne pas empêcher un rapport plus exact, le choix a été fait de toujours consigner le résultat selon la norme en se fondant sur une statistique de 10 min, mais de permettre également de consigner une analyse reposant sur des périodes de moyennage plus courtes. La validité de la fonction de transfert appliquée doit être vérifiée lorsque des périodes de moyennage plus courtes sont utilisées.

8.5 Contrôle de qualité des données

8.5.1 Généralités

Pour assurer que les données incluses dans la base de données finale et valide de résultats sont exactes, des étapes de contrôle de qualité doivent être exécutées sur les données pendant ou avant le processus de réduction et d'analyse des données. Les paragraphes 8.5.2 à 8.5.5 suivants énumèrent des exemples de méthodes de contrôle de qualité, mais sans inclure toutes les méthodes pouvant être exigées. Les points de données qui ne parviennent pas à satisfaire aux critères de contrôle de qualité définis par l'utilisateur doivent être supprimés de la base de données valide. Toute la méthodologie de filtrage des données doit être entièrement consignée, comme l'exige l'Article 10. Ces étapes s'ajoutent au contrôle/à l'étalonnage du système de mesure, comme cela est décrit en 7.8.

8.5.2 Les signaux mesurés sont dans la plage de mesure et sont disponibles

Vérifier que chaque ensemble de données dans lequel un signal exigé est à l'extérieur de la plage de mesure du signal est exclu de la base de données valide. De façon similaire, exclure les ensembles de données dans lesquels un ou plusieurs des signaux exigés sont indisponibles ou inopérants pour un ou plusieurs échantillons. Ces exclusions doivent être consignées et décrites selon les exigences énumérées à l'Article 10.

8.5.3 Les capteurs fonctionnent correctement

Chacune des statistiques de moyenne, maximum, minimum et écart-type de l'ensemble de données des signaux mesurés doivent être contrôlées périodiquement pour assurer que les valeurs sont cohérentes avec les valeurs attendues (par exemple, absence de bruit de signal significatif ou données dont les capteurs subissent l'influence de leur structure de montage ou d'autres capteurs). Des chronogrammes et/ou des diagrammes de dispersion à interrogation manuelle d'un sous-ensemble des données mesurées (échantillonnage de la base de données) sont suggérés, s'ajoutant aux techniques automatiques, afin d'assurer que toutes les irrégularités sont identifiées. Comparer également des signaux analogues (par exemple, la vitesse primaire et de contrôle du vent sur le mât météorologique, la puissance mesurée de l'éolienne et un signal de puissance indépendant; l'orientation de l'éolienne par rapport au mât météorologique ou un mesurage de direction du vent à proximité) pour assurer que les écarts sont cohérents avec les valeurs attendues. Il convient d'exclure les données suspectes de la base de données valide. Ces exclusions doivent être consignées et décrites selon les exigences énumérées à l'Article 10.

8.5.4 Assurer que le ou les systèmes d'acquisition de données fonctionnent correctement

Il convient d'exécuter des étapes pour vérifier que le système d'acquisition de données fonctionne correctement pendant toute la période de mesure. Ces étapes comprennent, entre autres:

- a) la vérification que les enregistrements de données ne sont pas répétés;

- b) la recherche de la cause de quelconques lacunes de données significatives dans les signaux mesurés;
- c) la recherche de toute discontinuité dans les signaux mesurés, ne correspondant pas à des lacunes de données.

Lorsque des problèmes sont découverts, ils doivent être documentés et consignés. Les vérifications elles-mêmes doivent également être consignées.

8.5.5 Vérification de la cohérence interne des secteurs

Lorsqu'une NPC (projet) est disponible, la vérification de la cohérence interne des secteurs de l'IEC 61400-12-5:2022, 8.2 doit être effectuée.

8.6 Rejet des données

Certains ensembles de données doivent être exclus de la base de données pour assurer que:

- a) l'analyse et les résultats sont d'une commune mesure avec les conditions normales de fonctionnement de l'éolienne;
- b) les données corrompues et inexactes sont exclues.

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

- 1) les conditions externes autres que la vitesse du vent sont en dehors de la plage de fonctionnement de l'éolienne;
- 2) les conditions externes sont en dehors de la plage de fonctionnement de l'appareillage d'essai;
- 3) l'éolienne n'est pas en ligne (sauf pour les éoliennes passant temporairement hors ligne dans le cadre de leur fonctionnement normal, par exemple, commutation de générateur. Ces effets doivent être saisis sur la courbe de puissance et le filtre précis appliqué doit être consigné);
- 4) la sortie de l'éolienne est limitée par des facteurs extérieurs tels que le réseau électrique; ceci doit être documenté in situ, par exemple avec un journal de bord ou un signal d'état en provenance de l'éolienne;
- 5) le matériel d'essai est défaillant ou dégradé (par exemple en raison du givrage);
- 6) la direction moyenne du vent sur 10 min à l'extérieur du secteur de mesure;
- 7) des événements de givrage des pales et nacelle recouverte de neige;
- 8) la vitesse du vent est en dehors de la plage d'applicabilité de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle;
- 9) les données des périodes pendant lesquelles la NTF n'est pas valable doivent être exclues (c'est-à-dire, un mauvais paramétrage de l'éolienne);
- 10) l'éolienne ne peut pas fonctionner en raison d'un état de défaut à son niveau;
- 11) l'éolienne est arrêtée manuellement ou dans un mode de fonctionnement d'essai ou de maintenance.

Tout autre critère de rejet doit être clairement consigné. Toutes les données rejetées pour ces raisons doivent être clairement documentées et consignées.

Des sous-ensembles de la base de données collectés dans des conditions de fonctionnement particulières (par exemple, forte rugosité des pales due à la poussière, au sel, aux insectes, au givrage) ou dans des conditions atmosphériques particulières (par exemple, précipitations, intensité de turbulence, cisaillement du vent) qui se produisent pendant la période de mesure peuvent être choisis comme bases de données spéciales.

S'il est prévu que la fréquence du réseau électrique varie de plus de 1 % pendant une durée moyenne de 600 s, la fréquence du réseau électrique doit être mesurée. Les données de mesure collectées lorsque la fréquence du réseau électrique s'écarte de ± 1 % de la fréquence nominale du réseau électrique doivent être classées séparément ou doivent être ignorées.

8.7 Correction des données

Pour les ensembles de données sélectionnés, les corrections de données suivantes doivent être effectuées sur les mesurages suivants:

- a) correction de pression atmosphérique à l'altitude ASL (au-dessus du niveau de la mer) du centre du rotor (si cela est exigé par 7.4);
- b) la direction absolue du vent doit être calculée d'après l'orientation de la nacelle et le signal de girouette de la nacelle;
- c) les modifications de signal appliquées par le système de contrôle de l'éolienne doivent être prises en compte pour assurer des valeurs finales correctes;
- d) les données de tous les étalonnages, décalages appliqués ou corrections effectuées par le système d'acquisition de données peuvent être corrigées pour assurer la meilleure qualité des données, tant que les corrections sont applicables et dans la mesure où elles sont clairement consignées;
- e) la vitesse du vent à la nacelle doit être corrigée en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre en utilisant une fonction de transfert valide fondée sur un mesurage conformément à l'IEC 61400-12-6;
- f) toutes les autres corrections apportées aux données doivent être consignées clairement et en détail.

Les informations détaillées des corrections de données doivent être consignées comme cela est décrit à l'Article 10.

8.8 Base de données

Après normalisation des données (voir 9.1), les ensembles de données choisis doivent être triés selon la procédure de la "méthode des tranches" (voir 9.2). Les ensembles de données choisis doivent au moins couvrir une plage de vitesses du vent comprise entre la vitesse de démarrage et 1,5 fois la vitesse du vent à 85 % de la puissance assignée de l'éolienne. En variante, la plage de vitesses du vent doit aller du démarrage jusqu'à une vitesse du vent à laquelle l'"AEP mesurée" est supérieure ou égale à 95 % de l'"AEP extrapolée" (voir 9.3). Le rapport doit indiquer laquelle des deux définitions a été utilisée pour déterminer la plage de la courbe de puissance mesurée. La plage de vitesses du vent doit être divisée en tranches contiguës de 0,5 m/s, centrées sur des multiples de 0,5 m/s.

La base de données doit être considérée comme complète lorsqu'elle satisfait aux critères suivants:

- a) chaque tranche comporte au moins 30 min de données échantillonnées;
- b) la base de données comporte au moins 180 h de données échantillonnées.

Dans le cas où une tranche incomplète empêche l'achèvement de l'essai, cette valeur de tranche peut être estimée par interpolation linéaire à partir des deux tranches complètes adjacentes.

Pour terminer la courbe de puissance aux vitesses élevées du vent, la procédure suivante peut être utilisée. Pour des vitesses du vent supérieures à 1,6 fois la vitesse du vent à 85 % de la puissance assignée, le secteur de mesure peut être ouvert.

La condition suivante doit être satisfaite lorsque les deux procédures étendues ci-dessus sont utilisées: l'AEP mesurée par les procédures étendues s'écarte de moins de 1 % de

l'AEP extrapolée jusqu'à la tranche complète des vitesses du vent les plus grandes pour les procédures étendues (pour la loi de Rayleigh en 9.3).

La base de données doit être présentée dans le rapport d'essai comme cela est décrit à l'Article 10.

9 Résultats déduits

9.1 Normalisation des données – Correction de la masse volumique

La masse volumique de l'air doit être déterminée à partir du mesurage de la température de l'air, de la pression de l'air et de l'humidité relative, selon l'équation:

$$\rho_{10\min} = \frac{1}{T_{10\min}} \left(\frac{B_{10\min}}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (3)$$

où

$\rho_{10\min}$ est la moyenne sur 10 min de la masse volumique de l'air déduite;

T est la moyenne sur 10 min de la température absolue mesurée de l'air;

$B_{10\min}$ est la moyenne sur 10 min de la pression mesurée de l'air;

R_0 est la constante de gaz de l'air sec 287,05 J/(kgK);

ϕ est l'humidité relative (plage de 0 à 1);

R_w est la constante de gaz de la vapeur d'eau [461,5 J/kgK];

P_w est la pression de vapeur [Pa].

$P_w = 0,000\,020\,5 \cdot e^{0.0613846T}$, où la pression de vapeur P_w dépend de la température moyenne de l'air T [K].

Les ensembles de données choisis doivent être normalisés au moins à une masse volumique de l'air de référence. La masse volumique d'air de référence doit être la moyenne de la masse volumique de l'air mesurée pour l'ensemble de données valides collectées sur le site pendant la période d'essai ou, à défaut, une masse volumique d'air nominale prédéfinie pour le site. La masse volumique d'air moyenne mesurée doit être arrondie au 0,01 kg/m³ le plus proche et être consignée selon l'Article 10.

Pour une éolienne à régulation par décrochage avec pas de pale constant et vitesse de rotation constante, la normalisation des données doit être appliquée à la puissance de sortie mesurée selon l'équation:

$$P_n = P_{10\min} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10\min}} \quad (4)$$

où

P_n est la puissance de sortie normalisée;

$P_{10\min}$ est la moyenne pendant 10 min de la puissance mesurée

ρ_0 est la masse volumique de l'air de référence.

Pour une éolienne avec contrôle de puissance active, la normalisation doit être appliquée à la vitesse du vent selon l'Équation (5):

$$V_n = V_{\text{free}} \left(\frac{\rho_{10\text{min}}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (5)$$

où

V_n est la vitesse du vent normalisée;

V_{free} est la vitesse du vent mesurée à la nacelle, corrigée de la NTF.

9.2 Détermination de la courbe de puissance mesurée

La courbe de puissance mesurée est déterminée en appliquant la "méthode des tranches" aux ensembles de données normalisés, en utilisant des tranches de 0,5 m/s et en calculant les valeurs moyennes de la vitesse normalisée du vent et de la puissance de sortie normalisée pour chaque tranche de vitesses du vent, selon les équations:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (6)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (7)$$

où

V_i est la vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i ;

$V_{n,i,j}$ est la vitesse du vent normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

$P_{n,i,j}$ est la puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i ;

N_i est le nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche i .

La courbe de puissance mesurée doit être présentée comme cela est décrit à l'Article 10.

9.3 Production annuelle d'énergie (AEP)

L'AEP générique est estimée en appliquant la courbe de puissance mesurée aux différentes distributions de fréquence de vitesse du vent de référence. Une loi de Rayleigh, qui est identique à une loi de Weibull avec un facteur de forme de 2, doit être utilisée comme distribution de fréquences de vitesse du vent de référence. Les estimations de l'AEP doivent être effectuées pour des moyennes annuelles de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu égales à 4 m/s, 5 m/s, 6 m/s, 7 m/s, 8 m/s, 9 m/s, 10 m/s et 11 m/s selon l'Équation (8):

$$\text{AEP} = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (8)$$

où

AEP est la production annuelle d'énergie;

- N_h est le nombre d'heures dans une année $\approx 8\,760$;
- N est le nombre de tranches;
- V_i est la vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i ;
- P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i .

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (9)$$

où

- $F(V)$ est la fonction de distribution de probabilité cumulative de Rayleigh pour la vitesse du vent;
- V_{ave} est la moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu;
- V est la vitesse du vent.

La sommation est initialisée en définissant V_{i-1} sur $V_i - 0,5$ m/s et P_{i-1} sur 0,0 kW.

Pour une installation spécifique, les conditions nominales du site spécifiant le régime des vents sur le site peuvent être connues. Dans ce cas, une AEP spécifique au site peut également être consignée et calculée en se fondant sur les informations spécifiques à ce site.

L'AEP doit être calculée de deux manières, l'une nommée "AEP mesurée", l'autre nommée "AEP extrapolée". Si la courbe de puissance mesurée n'inclut pas les données jusqu'à la vitesse du vent de coupure, la courbe de puissance doit être extrapolée de la vitesse du vent maximale complète mesurée, jusqu'à la vitesse du vent de coupure.

L'AEP mesurée doit être obtenue à partir de la courbe de puissance mesurée en prenant pour hypothèse une puissance nulle pour toutes les vitesses du vent supérieures et inférieures à la plage de la courbe de puissance mesurée.

L'AEP extrapolée doit être obtenue à partir de la courbe de puissance mesurée en prenant pour hypothèse une puissance nulle pour toutes les vitesses de vent inférieures à la vitesse la plus basse du vent sur la courbe de puissance mesurée et une puissance constante pour les vitesses de vent comprises entre la vitesse du vent la plus élevée sur la courbe de puissance mesurée et la vitesse du vent de coupure. La puissance constante utilisée pour l'AEP extrapolée doit correspondre à la valeur de puissance de la tranche à la vitesse du vent la plus élevée sur la courbe de puissance mesurée.

L'AEP mesurée et l'AEP extrapolée doivent être présentées dans le rapport d'essai, comme cela est décrit à l'Article 10. Pour tous les calculs de l'AEP, la disponibilité de l'éolienne doit être définie à 100 %. Pour des moyennes annuelles données de la vitesse du vent, les estimations de l'AEP mesurée doivent être marquées comme "incomplètes" lorsque les calculs indiquent que l'AEP mesurée est inférieure à 95 % de l'AEP extrapolée.

Des estimations de l'incertitude de mesure en matière d'incertitude-type de l'AEP, selon l'Annexe B, l'Annexe C et l'Annexe D, doivent être consignées pour l'AEP mesurée pour toutes les moyennes annuelles de vitesse du vent données.

Les incertitudes de l'AEP, décrites ci-dessus, ne tiennent compte que des incertitudes issues de l'essai de performance de puissance; elles ne tiennent pas compte des incertitudes dues à d'autres facteurs importants associés à la production d'énergie réelle à long terme pour une installation donnée, tels que:

- a) l'incertitude sur la ressource de vent;
- b) l'incertitude sur la disponibilité de l'éolienne;
- c) l'incertitude due à l'écoulement du vent et à la modélisation des sillages.

9.4 Coefficient de puissance

Le coefficient de puissance, C_p , de l'éolienne doit être ajouté aux résultats d'essai et présenté comme cela est décrit à l'Article 10. Le C_p doit être déterminé à partir de la courbe de puissance mesurée, selon l'équation suivante:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (10)$$

où

$C_{P,i}$ est le coefficient de puissance dans la tranche i ;

V_i est la vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

A est la surface balayée par le rotor de l'éolienne;

ρ_0 est la masse volumique de l'air de référence.

9.5 Analyse d'incertitude

Une analyse d'incertitude doit être effectuée selon l'Annexe B, l'Annexe C et l'Annexe D. Dans certains cas, il peut être utile de calculer une courbe de puissance moyenne à partir d'essais multiples, auquel cas il convient de suivre les lignes directrices de l'Annexe F et de l'Annexe G.

10 Format de rapport

L'essai doit être consigné à un niveau de détail tel que chaque étape significative du mode opératoire et chaque condition d'essai significative puissent être révisées et, si cela est nécessaire, répétées. Le présent document fait une différence entre la documentation et le rapport. La partie "mesurage" doit tenir à jour toute la documentation pour référence ultérieure, même dans le cas où la documentation n'est pas consignée. Il convient de conserver les documents pendant la période exigée, généralement dix ans selon l'ISO 17025. Un exemple d'une telle documentation est constitué des enregistrements de maintenance de l'éolienne. Les éléments énumérés ci-dessous représentent les exigences relatives au rapport d'essai de performance de puissance minimale de la nacelle.

Le rapport d'essai doit contenir au moins les informations suivantes:

- a) Une identification et une description de la configuration spécifique de l'éolienne en essai, à un niveau de détail tel à pouvoir évaluer la validité de la fonction de transfert (voir 6.2), incluant:
 - 1) la marque, le type, le numéro de série, l'année de fabrication de l'éolienne, la description de la nacelle (par exemple, avec des dessins, des mesurages, des photographies) et son type, la description du moyeu;

- 2) le diamètre du rotor et une description de la méthode de vérification utilisée ou un renvoi à la documentation relative au diamètre du rotor;
 - 3) la vitesse du rotor ou la plage de vitesses du rotor;
 - 4) la puissance assignée et la vitesse du vent assignée;
 - 5) les données relatives aux pales: marque, type, numéros de série, nombre de pales, pas fixe ou variable, décalage de pas nul et angle de pas normal;
 - 6) le type de mât, la hauteur du mât et la hauteur du moyeu;
 - 7) le type, les dimensions, l'emplacement des feux aéronautiques et une description des autres matériels auxiliaires sur la nacelle;
 - 8) une description du système de contrôle (dispositif et version logicielle) y compris, entre autres, une documentation des signaux d'état utilisés pour la réduction des données; les paramètres de contrôle de l'éolienne, dans la mesure où ils concernent l'essai de la fonction de transfert (par exemple, pas de pale, orientation, vitesse du vent et direction du vent à la nacelle, vitesse de rotation et puissance), par accord entre les parties prenantes;
 - 9) une description des conditions de raccordement au réseau électrique au niveau de l'éolienne (tension, fréquence et tolérances associées), ainsi qu'un schéma indiquant l'emplacement auquel est raccordé le transducteur de puissance, à savoir un transformateur interne ou externe, ainsi que la consommation électrique propre de l'éolienne;
 - 10) des dessins et des photographies de l'emplacement et du type de montage de l'anémomètre de la nacelle et de l'instrument de mesure de la direction du vent, l'étalonnage préalable et postérieur, ou in situ, la méthode d'acquisition des données, le temps de moyennage d'acquisition des données (en cas d'instruments multiples, une identification claire des mesurages primaires doit être consignée);
 - 11) le type de signal de l'anémomètre et de la girouette de la nacelle, le conditionnement des signaux, la description de la chaîne de signaux.
- b) Une description du site d'essai (voir 6.3), notamment:
- 1) des photographies de tous les secteurs de mesure, prises de préférence depuis l'éolienne à la hauteur du moyeu;
 - 2) une carte du site d'essai à une échelle qui permet de détailler la zone de voisinage couvrant une distance radiale d'au moins 20 fois le diamètre du rotor de l'éolienne et indiquant la topographie, l'emplacement de l'éolienne en essai, les mâts météorologiques (le cas échéant), les obstacles significatifs, les autres éoliennes, le type et la hauteur de la végétation et le secteur de mesure;
 - 3) les résultats de l'évaluation du site, consignés conformément à l'IEC 61400-12-3;
 - 4) si un étalonnage du site est effectué sur le même site pour déterminer la fonction de transfert de la nacelle, les limites du ou des secteurs de mesure finaux doivent également être consignées;
 - 5) une description du terrain incluant les estimations de l'angle de la pente dans différentes directions;
 - 6) la masse volumique nominale de l'air spécifique au site.
- c) Une description du matériel d'essai, incluant l'étalonnage du site, la fonction de transfert de la nacelle, les essais de courbe de puissance de la nacelle (voir l'Article 7):
- 1) une identification des capteurs et du ou des systèmes d'acquisition de données pour chaque paramètre de mesure, incluant une documentation concernant les étalonnages des capteurs, des lignes de transmission du signal, et du système d'acquisition de données;
 - 2) une description de la configuration des anémomètres sur la structure de montage sur la nacelle, conformément aux exigences et aux descriptions de l'IEC 61400-50-1;
 - 3) un croquis de la configuration de la structure de montage présentant les dimensions de principe de la structure et les éléments de montage de l'instrument;

- 4) une description de la méthode d'étalonnage in situ (le cas échéant) et une documentation des résultats indiquant que l'étalonnage est maintenu;
 - 5) les résultats de l'étalonnage d'une extrémité à l'autre concernant la puissance, la vitesse du vent, la direction du vent, la température et la pression.
- d) Une description de la procédure de mesure:
- 1) un rapport sur les étapes du mode opératoire, les conditions d'essai, la fréquence d'échantillonnage, le temps de moyennage, et la période de mesure;
 - 2) une documentation concernant le filtrage des données, incluant les valeurs limites exactes des critères de filtrage, l'ordre du filtrage et le nombre total de points de données supprimés;
 - 3) une documentation sur toutes les corrections appliquées aux données;
 - 4) un résumé du journal de bord d'essai consignait tous les événements importants qui se sont produits lors de l'essai de performance de puissance, y compris une liste de toutes les activités de maintenance qui ont eu lieu pendant l'essai et une liste de toutes les actions spéciales (par exemple, un lavage des pales) qui ont été réalisées pour assurer une bonne performance;
 - 5) une identification de tout critère de rejet des données, outre ceux qui sont énumérés en 8.6;
 - 6) si plusieurs systèmes de mesure ont été utilisés, une mention concernant la synchronisation de tous les systèmes doit être incluse. La différence de temps maximale enregistrée entre ces systèmes doit être documentée et un graphique ou un tableau doit être présenté, indiquant les corrections de temps effectuées pendant la campagne de mesure sur chaque système de mesure.
- e) Des données issues de chaque ensemble de données sélectionné doivent être présentées dans des formats à la fois tabulaires et graphiques, fournissant des statistiques de puissance de sortie mesurée en fonction de la vitesse du vent et d'autres paramètres météorologiques importants, incluant (se référer aux 8.4 à 8.8):
- 1) des diagrammes de dispersion représentant les moyennes, les écarts-types, la puissance de sortie minimale et maximale en fonction de la vitesse du vent (les tracés doivent inclure des informations concernant la fréquence d'échantillonnage). Un exemple est donné à la Figure 3;
 - 2) des diagrammes de dispersion représentant la vitesse moyenne du vent en fonction de la direction du vent;
 - 3) il convient également de présenter comme cela est décrit ci-dessus les bases de données spéciales constituées de données collectées dans des conditions de fonctionnement ou atmosphériques particulières, selon le 8.6;
 - 4) s'ils ont été mesurés, il convient de présenter la vitesse de rotation et l'angle de pas sous la forme d'un diagramme de dispersion incluant les valeurs de tranche en fonction de la vitesse du vent et un tableau des valeurs de tranche;
 - 5) la définition des signaux d'état et des tracés des signaux d'état pendant la période de mesure.
- f) La présentation de la courbe de puissance mesurée pour la masse volumique de l'air de référence sélectionné (voir 9.1 et 9.2):
- 1) la courbe de puissance doit être représentée sous la forme d'un tableau similaire au Tableau 1. Pour chaque tranche de vitesses du vent, le tableau doit répertorier:
 - la vitesse du vent normalisée et moyennée;
 - la puissance de sortie normalisée et moyennée;
 - le nombre d'ensembles de données;
 - la valeur du C_p calculée;
 - les incertitudes-types de catégorie A (voir l'Annexe B et l'Annexe C);
 - les incertitudes-types de catégorie B (voir l'Annexe B et l'Annexe C);

- l'incertitude-type composée (voir l'Annexe B et l'Annexe C);
 - 2) la courbe de puissance doit être représentée sous la forme d'un graphique similaire à la Figure 2 et à la Figure 4. Le graphique doit représenter les caractéristiques suivantes en fonction de la vitesse du vent normalisée et moyennée:
 - la puissance de sortie normalisée et moyennée;
 - l'incertitude-type composée;
 - 3) la courbe C_p doit être représentée sous la forme d'un graphique similaire à la Figure 4; la surface balayée par le rotor doit être indiquée sur le graphique;
 - 4) le graphique et le tableau doivent mentionner la masse volumique de l'air de référence utilisée pour la normalisation.
- g) Une présentation de la courbe de puissance mesurée pour une masse volumique de l'air spécifique au site (voir 9.1 et 9.2):
- Si la masse volumique moyenne de l'air du site n'est pas à moins de 0,05 kg/m³ par rapport à la masse volumique de l'air de référence, une seconde présentation de la courbe de puissance mesurée doit alors être effectuée. Cette présentation doit être la même que pour la masse volumique de l'air de référence mais elle doit indiquer les résultats de la courbe de puissance obtenue par normalisation par rapport à la masse volumique de l'air spécifique au site.
- Si plusieurs masses volumiques de l'air de référence sont sélectionnées, une présentation de la courbe de puissance mesurée pour toutes les autres masses volumiques de l'air de référence doit alors être effectuée. Cette présentation doit être la même que pour la masse volumique de l'air de référence mais elle doit indiquer les résultats de la courbe de puissance obtenue par normalisation par rapport aux masses volumiques d'air de référence supplémentaires sélectionnées.
- h) Une présentation des courbes de puissance mesurées collectées dans des conditions de fonctionnement et des conditions atmosphériques particulières (voir 8.6):
- Les courbes de puissance déduites à partir de sous-ensembles de la base de données pour des conditions de fonctionnement ou atmosphériques particulières peuvent également être consignées. Si tel est le cas, il convient de consigner une courbe de puissance pour la masse volumique de l'air au niveau de la mer mais avec une indication claire sur tous les tracés et les tableaux, des conditions de fonctionnement et/ou atmosphériques particulières.
- i) Une présentation de l'AEP estimée pour la masse volumique de l'air de référence (voir 9.3):
- 1) un tableau similaire au Tableau 2 qui doit inclure pour chaque moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu:
 - l'AEP mesurée;
 - l'incertitude-type de l'AEP mesurée (voir l'Annexe B et l'Annexe C);
 - l'AEP extrapolée;
 - 2) le tableau doit également mentionner:
 - la masse volumique de l'air de référence;
 - la vitesse de coupure;
 - 3) pour toute moyenne annuelle de la vitesse du vent, si l'AEP mesurée est inférieure à 95 % de l'AEP extrapolée, le tableau doit également inclure la mention "incomplet" dans la colonne des valeurs de l'AEP mesurée.
- j) Une présentation de la production annuelle d'énergie estimée pour une masse volumique de l'air spécifique au site (voir 9.3):
- Si la masse volumique moyenne de l'air du site n'est pas à moins de 0,05 kg/m³ par rapport à la masse volumique de l'air de référence sélectionnée, un second tableau de l'AEP doit alors être présenté. Cette présentation doit être la même que pour la masse volumique de l'air de référence mais elle doit indiquer les résultats de l'AEP obtenue par normalisation par rapport à la masse volumique de l'air spécifique au site.
- Si plusieurs masses volumiques de l'air de référence ont été sélectionnées, d'autres tableaux d'AEP doivent alors être présentés pour chaque masse volumique de l'air de

référence. Cette présentation doit être la même que pour la masse volumique de l'air de référence mais elle doit indiquer les résultats de l'AEP obtenue par normalisation par rapport aux masses volumiques d'air de référence supplémentaires sélectionnées.

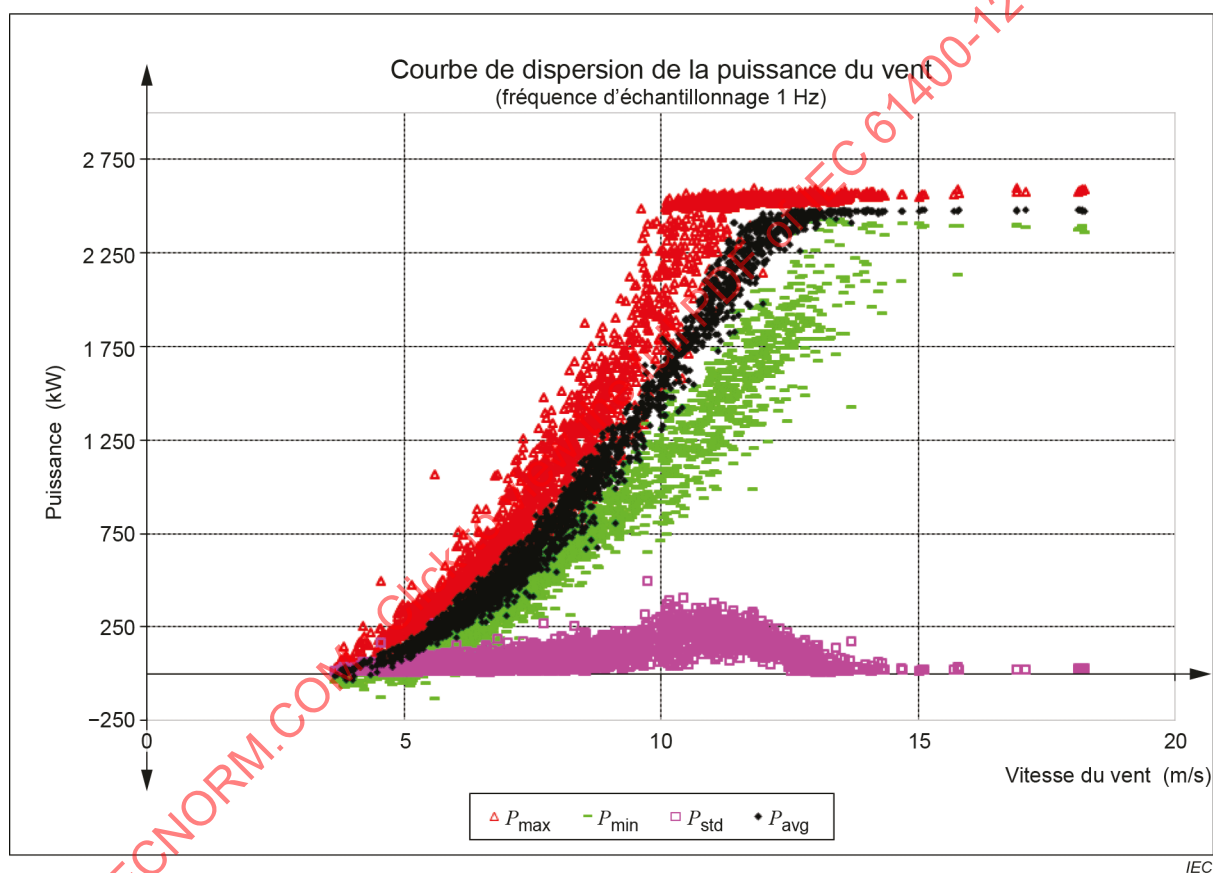
k) Un renvoi au rapport dans lequel les résultats de mesure de la NTF selon l'IEC 61400-12-6 sont consignés, y compris l'incertitude liée à la NTF.

l) L'incertitude de mesure (voir l'Annexe B):

Des hypothèses d'incertitude sur toutes les composantes d'incertitude doivent être effectuées ainsi que des hypothèses concernant la contribution des incertitudes et des incertitudes corrélées/non corrélées, comme cela est décrit à l'Annexe B, l'Annexe C et l'Annexe D.

m) Les écarts par rapport à la procédure:

Tout écart par rapport aux exigences du présent document doit être clairement consigné dans un article distinct. Pour chaque écart doivent être fournies des justifications techniques, ainsi qu'une estimation de son effet sur les résultats d'essai.



NOTE La fonction de transfert ajustée a été utilisée pour estimer la vitesse du vent en écoulement libre à partir de la vitesse du vent mesurée à la nacelle.

Figure 2 – Présentation de données d'échantillonnage: diagrammes de dispersion de l'essai de performance de puissance de la nacelle

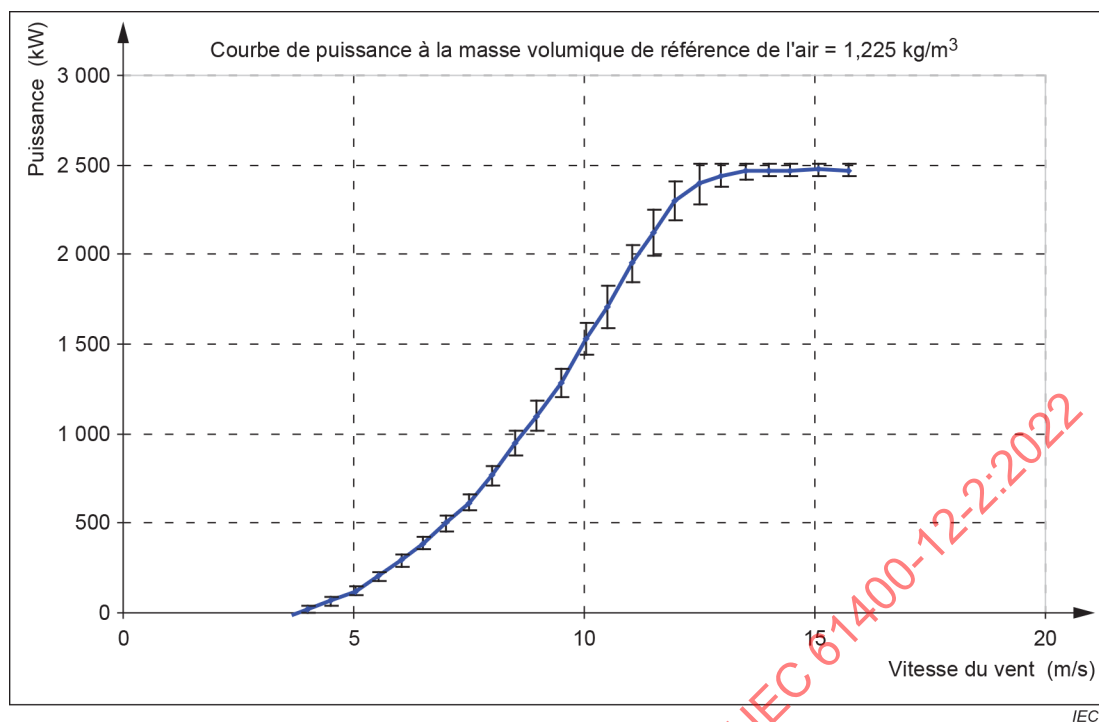


Figure 3 – Présentation de données d'échantillonnage: courbe de puissance en tranches avec les plages d'incertitude

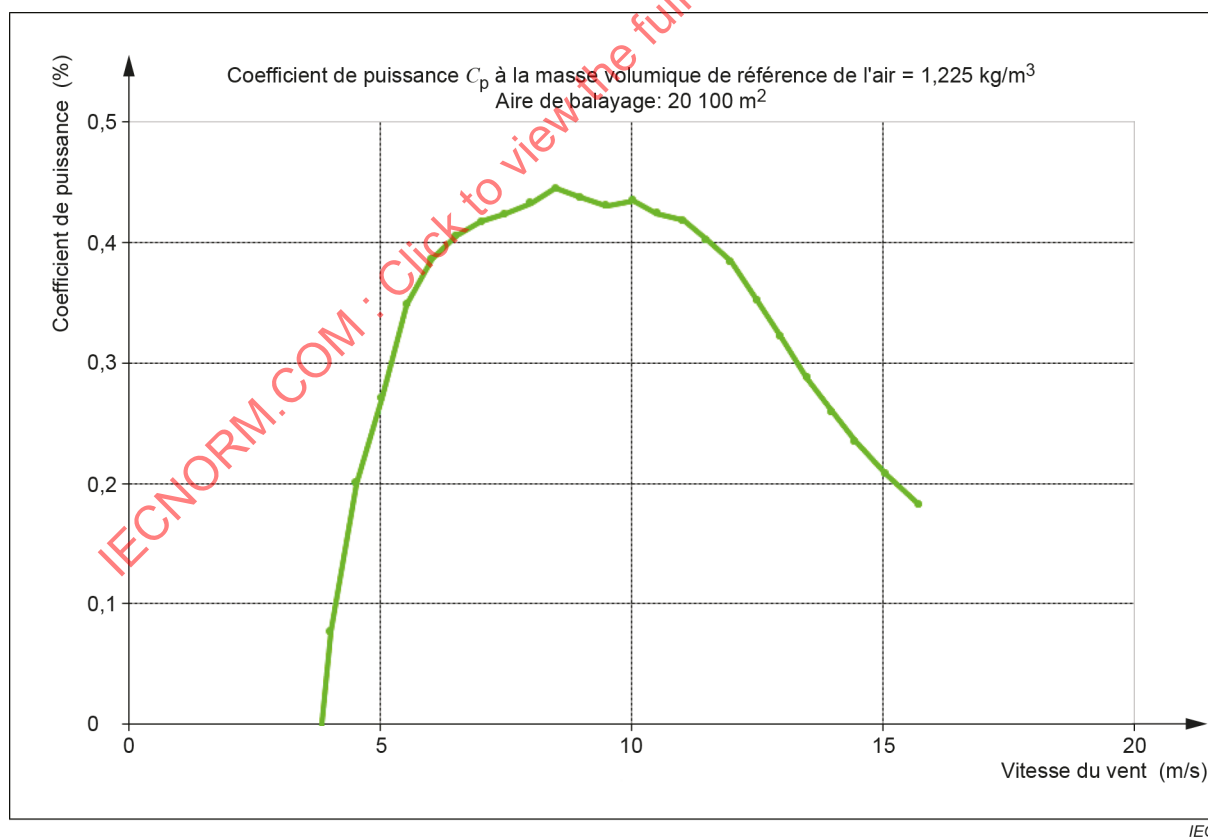


Figure 4 – Présentation de données d'échantillonnage: courbe de puissance mesurée et courbe du coefficient de puissance C_p mesurée

Tableau 1 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée

Éolienne et vitesse corrigée de la nacelle							
Masse volumique de référence de l'air: 1,225 kg/m ³					Catégorie A	Catégorie B	Incertitude composée
N° de tranche	$V_{\text{free stream}}$	Puissance	C_p	Nombre	Incertitude	Incertitude	Incertitude
tranche	Vitesse du vent	de sortie		d'ensembles données	-type	-type	-type
	m/s	kW		de données	s_i	u_i	u_{ci}
				#	kW	kW	kW
7	3,71	–9,3	–0,053	3	2,35	20,43	20,56
8	4,00	17,2	0,077	24	5,21	23,37	23,94
9	4,52	64,2	0,201	27	5,57	23,89	24,53
10	5,03	119,9	0,272	77	3,49	25,89	26,12
11	5,53	204,6	0,349	124	3,32	33,49	33,65
12	6,02	293,4	0,386	200	3,26	36,25	36,40
13	6,51	389,0	0,406	231	3,41	40,48	40,62
14	7,00	498,8	0,418	240	4,46	46,40	46,62
15	7,48	616,7	0,424	203	5,42	53,19	53,47
16	7,99	768,8	0,433	165	7,23	65,46	65,86
17	8,49	946,0	0,445	163	7,86	81,83	82,21
18	8,97	1 098,1	0,438	118	10,89	75,82	76,60
19	9,50	1 282,5	0,431	90	12,11	87,63	88,47
20	10,03	1 526,5	0,435	86	12,84	117,68	118,38
21	10,50	1 707,7	0,424	84	12,41	105,27	105,99
22	11,03	1 950,9	0,419	111	10,61	129,94	130,37
23	11,48	2 119,7	0,403	112	12,68	109,25	109,98
24	11,98	2 296,7	0,385	113	8,87	110,43	110,78
25	12,5	2 393,5	0,352	80	5,49	64,97	65,20
26	12,97	2 440,6	0,322	49	5,34	45,24	45,55
27	13,50	2 462,5	0,288	29	2,56	35,00	35,10
28	13,99	2 469,1	0,260	17	1,01	32,57	32,58
29	14,45	2 469,1	0,235	5	1,32	32,24	32,27
30	15,07	2 472,3	0,208	3	0,46	32,32	32,33
31	15,72	2 472,0	0,183	3	0,56	32,27	32,27

Tableau 2 – Exemple de production annuelle d'énergie estimée

Production annuelle d'énergie estimée (base de données A) Éolienne: type = Éolienne FT anémomètre de la nacelle, emplacement = IEC PT IEC 61400-12-2 Masse volumique de l'air de référence: 1,225 kg/m ³ Vitesse du vent de coupure: 25 m/s (extrapolation par puissance constante après la dernière tranche)					
Moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu (Rayleigh) m/s	AEP mesurée (courbe de puissance mesurée) MWh	Incertitude-type de l'AEP MWh	Incertitude-type de l'AEP %	AEP extrapolée (courbe de puissance extrapolée) MWh	
4	1 256	197	15,5	1 256	
5	2 732	359	13,2	2 738	
6	4 505	520	11,7	4 579	
7	6 186	618	10,2	6 518	Incomplet
8	7 484	647	8,9	8 360	Incomplet
9	8 306	665	8,3	9 988	Incomplet
10	8 695	659	7,9	11 335	Incomplet
11	8 753	609	7,3	12 372	Incomplet

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

Annexe A (normative)

Procédure du contrôle de validité de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle

A.1 Généralités

La fonction de transfert peut subir une influence significative du matériel et de la commande de l'éolienne. La présente annexe décrit les critères qu'il est nécessaire de vérifier pour évaluer si une fonction de transfert mesurée sur une éolienne peut être appliquée à une autre. Les critères de la présente annexe se réfèrent à une comparaison de mesure de NTF sur une éolienne et l'application de la NTF à une autre éolienne (ou à la même éolienne à une date ultérieure). Les critères de validité dans l'Article A.2 à l'Article A.6 doivent être contrôlés pour assurer qu'ils sont identiques et dans les limites données avant de démarrer l'essai.

Si l'un quelconque de ces critères de validité n'est pas satisfait, une autre fonction de transfert doit être utilisée. Le contrôle de validité doit être consigné à un niveau de détail tel que chacun des 9 contrôles de la présente annexe soit validé par des preuves. Noter également que la vérification de la cohérence interne des secteurs (voir IEC 61400-12-5:2022, 8.2) doit être effectuée avant de pouvoir consigner un résultat d'essai valable. Toutefois, la vérification du IEC 61400-12-5:2022, 8.2 ne peut être réalisée qu'après qu'une NPC est disponible, tandis que les contrôles de la présente annexe peuvent être réalisés avant de démarrer un essai.

A.2 Procédure de mesure:

Le temps de moyennage sur lequel reposent les points de données pour calculer la fonction de transfert doit être le même que le temps de moyennage sur lequel reposent les points de données pour calculer la courbe de puissance de la nacelle.

A.3 Classe de terrain et pente:

La classe de terrain lorsque la NTF a été déterminée doit être la même que la classe de terrain lorsque la NTF est appliquée, sauf si la NTF est mesurée dans le même parc éolien que celui dans lequel elle est appliquée, auquel cas la classe de terrain peut varier de ± 1 .

Les signes de la pente des secteurs de 10° dans le secteur de mesure doivent également être comparés, une pente positive ne peut pas être mélangée avec une pente négative.

Le signe de la pente du terrain dans le secteur de mesure lorsque la NTF a été déterminée doit être le même que le signe de la pente du terrain dans le secteur de mesure lorsque la NTF est appliquée.

A.4 Matériel de mesure:

- a) le type d'anémomètre et de girouette;
- b) l'emplacement de l'anémomètre et de la girouette (par rapport à la structure de montage) à moins de 5 mm;
- c) l'emplacement de l'anémomètre, de la girouette et structure de montage sur la nacelle à moins de 100 mm.

A.5 Matériel des autres éoliennes:

- a) le type de pale, y compris les dispositifs aérodynamiques montés sur la pale;

- b) la forme de la nacelle à moins de 100 mm;
- c) la dimension et l'emplacement du matériel monté sur la nacelle (tel que les feux aéronautiques); emplacement à moins de 100 mm.

A.6 Commandes de l'éolienne:

- a) le logiciel de commande et la version dans la mesure où les modifications ont une influence significative sur la performance de puissance de l'éolienne estimée par le fabricant;
- b) l'ensemble des paramètres (modifications à ces paramètres) associés à la commande de pas, d'orientation de la nacelle, de vitesse de rotation, de puissance et tous les autres paramètres dans la mesure où (et les modifications de ces paramètres) ont une influence significative sur la performance de puissance de l'éolienne estimée par le fabricant; ceci doit être contrôlé en comparant les paramètres spécifiques et leurs valeurs associées;
- c) les modes de fonctionnement (par exemple, fonctionnement à bruit réduit, dégradation de la puissance).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-2:2022

Annexe B (normative)

Évaluation de l'incertitude de mesure

B.1 Généralités

La présente annexe traite des exigences de détermination de l'incertitude de mesure. Les fondements théoriques de la détermination de l'incertitude à l'aide de la méthode des tranches et un exemple d'estimation des incertitudes peuvent être consultés respectivement à l'Annexe C et à l'Annexe D.

La NTF et la NPC mesurées doivent chacune être complétées par une estimation de l'incertitude des résultats due à l'incertitude de mesure ainsi qu'à d'autres facteurs tels que le terrain. L'estimation doit être fondée sur le GUIDE ISO/IEC 98-3, "Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure" (GUM:1995). Les recommandations pour l'évaluation de l'incertitude de la NTF sont données dans l'IEC 61400-12-6 et les résultats d'une telle évaluation doivent ensuite être intégrés dans l'évaluation de l'incertitude de la NPC.

Selon le GUIDE ISO/IEC 98-3, il existe deux catégories d'incertitudes: les incertitudes de catégorie A dont l'amplitude peut être déduite des mesures et les incertitudes de catégorie B qui sont estimées par d'autres moyens. Dans les deux catégories, les incertitudes sont exprimées sous la forme d'écart-types et sont appelées incertitudes-types.

B.2 Mesurandes

Les mesurandes sont la courbe de puissance déterminée par les valeurs de tranches mesurées et normalisées de la puissance électrique et de la vitesse du vent (voir 9.1 et 9.2) et la production annuelle d'énergie estimée (voir 9.3). Les incertitudes de mesure sont converties en incertitude sur le mesurande au moyen de facteurs de sensibilité.

B.3 Composantes d'incertitude

Le Tableau B.1 et le Tableau B.2 fournissent les paramètres minimaux d'incertitude qui doivent être inclus dans l'analyse d'incertitude de la NPC.

Tableau B.1 – Composantes d'incertitude dans l'évaluation de la courbe de puissance de la nacelle

Paramètre mesuré	Composante d'incertitude	Catégorie d'incertitude
Puissance électrique	Transformateurs de courant	B
	Transformateurs de tension	B
	Transducteur de puissance ou dispositif de mesure de puissance	B
	Système d'acquisition de données	B
	Variabilité de la puissance électrique	A
Vitesse du vent	Étalonnage de l'anémomètre de la nacelle lié à la vitesse du vent	B
	Étalonnage de l'anémomètre de la nacelle lié à la direction du vent	B
	Caractéristiques de fonctionnement	B
	Effets du montage	B
	Distorsion de l'écoulement due au terrain (écoulement amont)	B
	NTF (selon l'IEC 61400-12-6)	B
	Système d'acquisition de données	B
Température de l'air	Capteur de température	B
	Protection contre le rayonnement	B
	Effets du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
Pression atmosphérique	Capteur de température	B
	Effets du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
Méthode	Correction de la masse volumique de l'air	B
	Mesurage de puissance dynamique	B
	Variations saisonnières	B
	Variations de l'écoulement amont vers le rotor	B
	Influence des turbulences sur la mise en tranches	B

Les composantes mentionnées dans le Tableau B.1 et Tableau B.2 constituent une liste minimale de composantes d'incertitude. Des composantes peuvent être ajoutées au besoin.

NOTE L'hypothèse implicite de la méthode du présent document est que la puissance moyenne pendant 10 min fournie par une éolienne s'explique entièrement par la vitesse moyenne du vent simultané pendant 10 min mesurée par l'anémomètre de la nacelle (associée à la vitesse du vent en écoulement libre par une NTF mesurée spécifique au type d'éolienne) et la masse volumique de l'air. Tel n'est pas le cas. D'autres variables d'écoulement ont une influence à la fois sur le rendement de puissance et sur la NTF. Ainsi, des éoliennes identiques fournissent une puissance différente et des vitesses de vent différentes à la nacelle en différents sites même si la vitesse du vent en écoulement libre à la hauteur du moyeu et la masse volumique de l'air sont les mêmes. Ces autres variables incluent les fluctuations de turbulences de la vitesse du vent (dans les trois directions), l'inclinaison du vecteur d'écoulement par rapport à l'échelle des turbulences suivant l'axe horizontal et le cisaillement de la vitesse moyenne du vent sur la surface du rotor. Les outils analytiques offrent actuellement une aide limitée pour identifier l'impact de ces variables, et les méthodes expérimentales rencontrent également de sérieuses difficultés.

Le résultat est que la courbe de puissance varie d'un site à un autre mais puisque les autres variables qui ont une influence ne sont pas mesurées et ne sont pas prises en compte, la variation de la courbe de puissance apparaît comme une incertitude.

Cette incertitude apparente provient des différences de rendement de puissance observées dans différentes conditions topographiques et climatiques, c'est-à-dire en comparant une AEP mesurée en terrain homogène à une AEP mesurée sur le site d'un parc éolien non homogène.

Il est difficile de quantifier cette incertitude apparente. En fonction des conditions et du climat du site, l'incertitude sur la courbe de puissance de la nacelle peut être d'environ 10 % ou plus. En termes généraux, une augmentation de l'incertitude peut être attendue à mesure que la complexité des conditions du site dans lesquelles a été mesurée la NTF et que la complexité des conditions du site dans lesquelles a été mesurée la NPC divergent, avec l'augmentation de la complexité de la topographie et avec l'augmentation de la fréquence de conditions atmosphériques non neutres. Le présent document traite ce problème en ajoutant des composantes d'incertitude telles que les variations saisonnières et les variations d'écoulement en amont du rotor.

B.4 Incertitude de direction du vent

L'incertitude de direction du vent n'influe pas directement sur l'incertitude relative à la courbe de puissance ou à la production annuelle d'énergie mais influe sur le calcul du secteur de mesure. En conséquence, certaines estimations des composantes contributives d'incertitudes sont données ici.

L'incertitude de mesure de la direction du vent est constituée de trois composantes: l'incertitude sur l'orientation de la nacelle, l'incertitude liée à la girouette de la nacelle et l'incertitude liée au système d'acquisition de données. De plus, l'incertitude sur l'orientation de la nacelle est constituée de l'incertitude sur l'alignement du capteur (ou sur le montage du capteur) et sur la résolution du signal (ou de l'incertitude du capteur). L'incertitude sur la direction du vent mesurée à la nacelle est constituée de l'incertitude d'étalonnage (capteurs soniques seulement), l'incertitude d'étalonnage in situ et l'incertitude liée aux effets qu'ont le rotor et le terrain sur le mesurage (le terrain inclut les effets d'écoulement ascendants pour le site spécifique).

Tableau B.2 – Composantes d'incertitude de la direction absolue du vent mesurée à la nacelle

Paramètre mesuré	Composante d'incertitude	Catégorie d'incertitude
Orientation de la nacelle	Étalonnage sur site	B
	Résolution du signal	B
Direction du vent mesurée à la nacelle	Étalonnage – incertitude de position de montage du capteur (capteurs soniques seulement)	B
	Étalonnage – différence de direction du vent moyennée par tranche due à la direction du vent (capteurs soniques seulement)	B
	Étalonnage – différence de direction du vent moyennée par tranche due à l'écoulement non vertical (capteurs soniques seulement)	B
	Alignement du capteur	B
	Effet du rotor sur la direction moyenne mesurée du vent	B
	Effets du terrain sur la direction moyenne mesurée du vent	B
Système d'acquisition de données	Transmission du signal	B
	Exactitude du système	B
	Conditionnement du signal	B

Annexe C (normative)

Fondements théoriques de la détermination de l'incertitude de mesure à l'aide de la méthode des tranches

C.1 Généralités

La vitesse corrigée du vent déduite en appliquant la fonction de transfert de la nacelle (NTF) possède une incertitude associée au mesurage de la NTF ainsi qu'à l'application de la NTF à la même éolienne ou à d'autres éoliennes (du même type) subissant des conditions d'écoulement d'entrée différentes de celles qui prédominent pendant le mesurage de la relation de la NTF.

Lors de l'évaluation de l'incertitude, $u_{c,i}$, sur la sortie de vitesse du vent de la tranche i d'une NTF mesurée ou de la puissance dans la tranche i d'une courbe de puissance de la nacelle, l'incertitude-type composée peut être exprimée dans sa forme la plus générale par:

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

où

$c_{k,i}$ est le facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i ;

$u_{k,i}$ est l'incertitude-type de la composante k dans la tranche i ;

$c_{l,j}$ est le facteur de sensibilité de la composante l dans la tranche j ;

$u_{l,j}$ est l'incertitude-type sur la composante l dans la tranche j ;

M est le nombre de composantes d'incertitude dans chaque tranche;

$\rho_{k,l,i,j}$ est le coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i et la composante d'incertitude l dans la tranche j (dans l'Équation (C.1), seuls les éléments diagonaux, $j = i$, sont utilisés).

La composante d'incertitude est la grandeur d'entrée particulière correspondant à l'incertitude de chaque paramètre mesuré. L'incertitude-type composée sur la production annuelle d'énergie estimée, u_{AEP} , peut s'exprimer comme suit dans sa forme la plus générale:

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

où

f_i est l'occurrence relative de la vitesse du vent entre V_{i-1} et V_i ($F(V_i) - F(V_{i-1})$) dans la tranche i ;

$F(V)$ est la fonction de distribution de probabilité cumulative de Rayleigh pour la vitesse du vent;

N est le nombre de tranches;

N_h est le nombre d'heures dans une année $\approx 8\,760$.

Il est rarement possible de déduire toutes les valeurs des coefficients de corrélation $\rho_{k,l,i,j}$ de manière explicite; des simplifications significatives sont normalement nécessaires. Pour pouvoir simplifier à un niveau pratique les expressions ci-dessus des incertitudes composées, les hypothèses suivantes peuvent être retenues:

- les composantes d'incertitude sont soit entièrement corrélées ($\rho = 1$, ce qui implique une sommation linéaire pour obtenir l'incertitude-type composée), soit indépendantes ($\rho = 0$, ce qui implique une sommation quadratique, c'est-à-dire que l'incertitude-type composée est la racine carrée de la somme des carrés des composantes d'incertitude);
- toutes les composantes d'incertitude de catégorie A sont mutuellement indépendantes et les composantes d'incertitude des catégories A et B sont indépendantes (sans tenir compte du fait qu'elles proviennent de la même tranche ou de tranches différentes), tandis que l'incertitude de catégorie B est entièrement corrélée avec les incertitudes de catégorie B qui ont la même origine dans une tranche différente (par exemple, l'incertitude du transducteur de puissance dans des tranches différentes).

Noter que lorsque la NPC est déterminée en même temps pour plusieurs éoliennes, l'incertitude de mesure de la NTF est entièrement corrélée entre les éoliennes et les composantes de l'incertitude de la NTF qui sont associées au site et aux conditions d'écoulement d'entrée peuvent également être considérées comme entièrement corrélées dans la mesure où la même NTF est utilisée sur toutes les éoliennes.

D'après ces hypothèses, l'incertitude composée de la puissance dans une tranche, $u_{c,i}$, peut être exprimée comme suit:

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

où

M_A est le nombre de composantes d'incertitude de catégorie A;

M_B est le nombre de composantes d'incertitude de catégorie B;

$s_{k,i}$ est l'incertitude-type de catégorie A de la composante k dans la tranche i ;

s_i sont les incertitudes composées de catégorie A dans la tranche i ;

u_i sont les incertitudes composées de catégorie B dans la tranche i .

Il convient de noter que $u_{c,i}^2$ n'est pas indépendante de la taille de la tranche car s_i dépend du nombre d'ensembles de données dans la tranche (voir l'Équation (C.3) et l'Équation (C.9)).

Ces hypothèses impliquent que l'incertitude-type composée sur la production annuelle d'énergie, u_{AEP} , est:

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

Le second terme de l'Équation (C.4) signifie que chaque composante d'incertitude particulière de catégorie B progresse au moyen de l'incertitude de l'AEP correspondante, en appliquant l'hypothèse d'une corrélation complète entre les tranches pour chacune des composantes. Enfin, les composantes d'incertitude composée entre tranches sont additionnées de manière quadratique pour obtenir l'incertitude de l'AEP.

C.2 Propagation de l'incertitude au cours des étapes de mesure de la NTF/NPC

L'évaluation de l'incertitude doit reconnaître que certaines incertitudes passent par différentes étapes de mesure de la NTF/NPC et en conséquence, présentent le risque d'être surestimées, si les hypothèses ci-dessus concernant l'indépendance entre les incertitudes de catégorie B sont entièrement appliquées. Ceci peut être évité en envisageant un degré d'annulation entre les incertitudes.

Les exemples du Tableau C.1 représentent certaines des situations dans lesquelles l'application d'un degré d'annulation peut être prise pour hypothèse.

Tableau C.1 – Exemple de sources d'annulation

Source d'incertitude	S'annule avec la source d'incertitude	Conditions
Caractéristiques de fonctionnement de l'anémomètre de référence sur le mât de référence pendant l'étalonnage du site pour le site de l'éolienne d'essai de la NTF	Caractéristiques de fonctionnement de l'anémomètre de référence sur le mât de référence pendant le mesurage de la NTF sur l'éolienne d'essai	Le même modèle d'anémomètre (et de préférence le même anémomètre) est utilisé sur le mât de référence pendant le mesurage d'étalonnage du site et pendant le mesurage de la NTF, et des conditions similaires d'écoulement d'entrée prédominent.
Effets de montage de l'anémomètre de référence sur le mât de référence pendant l'étalonnage du site pour le site de l'éolienne d'essai de la NTF	Effets de montage de l'anémomètre de référence sur le mât de référence pendant le mesurage de la NTF	La même configuration de montage est utilisée avec précision pour l'anémomètre de référence pendant l'étalonnage du site et les mesurages de la NTF.
Caractéristiques de fonctionnement de l'anémomètre de la nacelle sur l'éolienne d'essai pendant la détermination de la NTF	Caractéristiques de fonctionnement de l'anémomètre de la nacelle sur l'éolienne d'essai pendant la détermination de la NPC	Le même modèle d'anémomètre de nacelle est utilisé sur les éoliennes d'essai pour la NTF et la NPC, et des conditions d'écoulement d'entrée similaires prédominent.
Effets de montage de l'anémomètre de la nacelle sur l'éolienne d'essai pendant la détermination de la NTF	Effets de montage de l'anémomètre de la nacelle sur l'éolienne d'essai pendant la détermination de la NPC	Le même modèle d'anémomètre de nacelle est utilisé sur les éoliennes d'essai pour la NTF et la NPC, et des conditions d'écoulement d'entrée similaires prédominent.
Effet du terrain sur la NTF pendant le mesurage de la NTF	Effet du terrain sur la NTF pendant la détermination de la NPC	Les caractéristiques du terrain sur l'éolienne d'essai pour la NTF et les caractéristiques du terrain sur l'éolienne d'essai pour la NPC sont identiques (c'est-à-dire la même éolienne dans les deux cas) ou sont très similaires (c'est-à-dire des éoliennes voisines sur une crête).

Dans tous les cas du Tableau C.1, le degré d'annulation diminue à mesure que les différences entre les conditions atmosphériques et/ou les conditions sur le site qui prédominent à chaque étape du mesurage augmentent. Ces différences peuvent provenir du résultat de l'exécution de différentes étapes du mesurage sur des sites différents (par exemple, le mesurage de la NTF sur un site simple et l'utilisation de la NTF pendant la détermination de la NPC sur un site complexe) ou à des saisons différentes (par exemple, la détermination de la NTF en été et la détermination de la NPC en hiver sur le même site ou sur un site différent).

Cette annulation est déjà implicite dans l'analyse d'incertitude de l'IEC 61400-12-1 mais elle est ici explicitée. Un exemple d'annulation implicite de l'analyse de l'IEC 61400-12-1 est disponible à l'Annexe E dans laquelle les incertitudes de l'étalonnage du site sont calculées. Les caractéristiques de fonctionnement de l'anémomètre sont en principe un facteur contribuant à l'incertitude d'étalonnage du site. Puisque les deux anémomètres doivent être du même type, cette contribution d'incertitude est considérée comme annulée et n'est donc pas incluse dans le calcul.

Les exemples de l'Annexe E passent par une estimation des incertitudes de catégorie A et de catégorie B pour chaque tranche d'une courbe de puissance mesurée. L'incertitude sur la courbe de puissance est déduite, puis l'incertitude de l'AEP est estimée. Les exemples s'appuient sur le GUIDE ISO/IEC 98-3, ainsi que sur les hypothèses ci-dessus.

En combinant les composantes d'incertitude de catégorie B selon l'Équation (C.3) et en tenant compte des facteurs d'annulation, toutes les composantes d'incertitude de chaque tranche peuvent dans un premier temps être combinées afin d'exprimer l'incertitude composée de catégorie B de chaque paramètre mesuré, par exemple la vitesse du vent:

$$u_{V,i}^2 = \sum_k^M l_{V,k}^2 u_{V,k,i}^2 \quad (C.5)$$

où

- $u_{V,i}$ est l'incertitude totale de la vitesse du vent dans la tranche i ;
- $u_{V,k,i}$ l'incertitude-type de la composante k de la vitesse du vent dans la tranche i (voir le Tableau C.2);
- $l_{V,k}$ est le facteur d'annulation pour la composante d'incertitude k ;
- M est le nombre de composantes d'incertitude de vitesse du vent.

Noter que les facteurs d'annulation sont inclus dans l'Équation (C.6). Pour $l = 1$ il n'y a pas d'annulation et l'Équation (6) revient à celle qui est utilisée dans l'IEC 61400-12-1. Pour $l < 1$ il existe un degré d'annulation, et pour $l = 0$ il y a une annulation totale. Les règles suivantes s'appliquent à l'annulation:

- Du fait des raisons complexes des incertitudes, il est difficile de déterminer avec exactitude l'annulation. Pour fournir une estimation raisonnable mais prudente de l'incertitude globale, le facteur d'annulation ne doit pas être appliqué à la première apparition d'un terme d'incertitude, mais seulement aux apparitions suivantes. Si par exemple le même anémomètre est utilisé pour l'étalonnage du site pendant le mesurage de la NTF, l'incertitude d'étalonnage de l'anémomètre sur le mât météorologique permanent est alors entièrement prise en compte ($l = 1$) dans l'incertitude des facteurs d'étalonnage du site, mais s'annule entièrement ou partiellement dans l'incertitude de la fonction de transfert. Une annulation complète ($l = 0$) est appropriée si les deux mesurages sont effectués en une durée suffisamment courte de sorte qu'il convient de ne s'attendre à aucune dérive des facteurs d'étalonnage, sinon, il convient d'utiliser une annulation partielle ($1 > l > 0$).
- Les incertitudes statistiques ne s'annulent jamais et elles ne comportent donc pas de terme d'annulation.
- Il n'y a pas d'annulation complète hormis l'exemple donné dans le premier tiret de la liste, mais dans certains cas, il peut y avoir une annulation partielle.
- Les estimations données à l'Annexe C doivent être considérées comme les limites inférieures de l'annulation; les valeurs encore inférieures ne peuvent être utilisées que lorsqu'elles sont étayées par des éléments de preuve.

Les incertitudes-types des mesurandes peuvent alors être composées pour obtenir l'incertitude totale dans la tranche i en utilisant l'Équation (C.6). L'Équation (C.7) peut être utilisée pour calculer l'incertitude-type de l'AEP.

$$u_{c,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{m,i}^2 u_{m,i}^2 \quad (C.6)$$

Les indices de l'Équation (C.6) sont les mêmes que ceux du Tableau C.2. Noter que les incertitudes dues au système d'acquisition de données font partie de l'incertitude de chaque

paramètre de mesure et la distorsion de l'écoulement due au terrain est incluse dans l'incertitude de la vitesse du vent.

Pour calculer l'incertitude de l'AEP, il est nécessaire de composer l'incertitude sur chaque composante de catégorie B entre les tranches avant d'additionner ensemble les différentes composantes, pour tenir compte exactement des corrélations entre les tranches.

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} l_k u_{k,i} \right)^2 \quad (C.7)$$

L'Équation (C.7) est identique à l'Équation (C.4) à l'exception du fait que le facteur d'annulation l est inclus dans L'Équation (C.7).

C.3 Incertitudes de catégorie A

C.3.1 Généralités

L'incertitude de catégorie A qu'il est nécessaire de prendre en considération est l'incertitude des données de puissance électrique mesurée et normalisée dans chaque tranche, la variance de l'étalonnage du site (lorsqu'il est effectué) et la variance de la NTF (noter que cette dernière contribution est estimée dans l'IEC 61400-12-6, mais a besoin d'être prise en compte dans l'évaluation de l'incertitude de la NPC).

C.3.2 Incertitude de catégorie A sur la puissance électrique

L'écart-type de la distribution des données de puissance normalisées dans chaque tranche est calculé à l'aide de l'équation suivante:

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (C.8)$$

où

$\sigma_{P,j}$ est l'écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i ;

N_i le nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche i ;

P_i est la puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i ;

$P_{n,i,j}$ est la puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i .

L'incertitude-type sur la puissance normalisée et moyennée dans la tranche est estimée à l'aide de l'équation suivante:

$$s_i = s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (C.9)$$

où

$s_{P,i}$ est l'incertitude-type de catégorie A sur la puissance dans la tranche i ;

$\sigma_{P,j}$ est l'écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i ;

N_i est le nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche i .

Tableau C.2 – Liste des incertitudes de catégories A et B pour la NPC

Catégorie B: Instruments	Note	Norme	Symbole	Sensibilité
Puissance de sortie			$u_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
Transformateurs de courant	*	a	IEC 61869-2	$u_{P1,i}$
Transformateurs de tension	*	a	IEC 61869-3	$u_{P2,i}$
Transducteurs de puissance ou	*	a	IEC 60688	$u_{P3,i}$
Dispositif de mesure de puissance	c			
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement)	*	cd	$u_{P4,i}$	
	bcd		$u_{dP,i}$	
Vitesse du vent			$u_{V,i}$	
Incertitude d'étalonnage de l'anémomètre due à la vitesse du vent	*	ab	IEC 61400-50-1	$u_{V1,i}$
Incertitude d'étalonnage de l'anémomètre due à la direction du vent (sonique ou à hélice)	*	b		$u_{V2,i}$
Caractéristiques de fonctionnement	*			
Effets du montage	*	cd	IEC 61400-50-1	$u_{V3,i}$
Distorsion de l'écoulement due au terrain	*	c	IEC 61400-12-1 & IEC 61400-12-3	$u_{V4,i}$
NTF (selon l'IEC 61400-12-6)	*	cd		$u_{V5,i}$
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement)	*	bc		$u_{V6,i}$
	bcd		$u_{dV,i}$	
Masse volumique de l'air				
Température			$u_{T,i}$	$c_{T,i} = \frac{c_{V,i} \cdot V_i}{3 \cdot T_{Data,i}}$
Capteur de température	*	a	$u_{T1,i}$	NOTE Pour une éolienne à régulation par décrochage, la sensibilité reste la même que pour l'IEC 61400-12-1
Protection contre le rayonnement	*	cd	$u_{T2,i}$	
Effets du montage	*	cd	$u_{T3,i}$	
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement)	*	bcd	$u_{dT,i}$	
Pression atmosphérique			$u_{B,i}$	$c_{B,i} = \frac{c_{V,i} \cdot V_i}{3 \cdot B_{Data,i}}$
Capteur de pression	*	a	$u_{B1,i}$	NOTE Pour une éolienne à régulation par décrochage, la sensibilité reste la même que pour l'IEC 61400-12-1
Effets du montage	*	c	$u_{B2,i}$	
Système d'acquisition de données (transmission, exactitude et conditionnement)	*	bcd	$u_{dB,i}$	
Catégorie B: Méthode				
Méthode			$u_{M,i}$	
Correction de la masse volumique de l'air	*	cd	$u_{M3,i}$	$c_{M,i} = 1$
Mesurage de puissance dynamique	*	cd	$u_{M4,i}$	$c_{T,i}$ et $c_{B,i}$
Variations saisonnières de la NPC	*	d	$u_{M5,i}$	$c_{M,i} = 1$
Variations de l'écoulement en amont du rotor	*	de	$u_{M6,i}$	$c_{M,i} = 1$
Influence des turbulences sur la mise en tranches	*	cd	$u_{M7,i}$	$c_{M,i} = 1$

Catégorie B: Instruments	Note	Norme	Symbole	Sensibilité
Catégorie A: statistiques				
Contributions de l'incertitude statistique				
Variations de la puissance électrique *	e		$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
* Paramètre exigé pour l'analyse d'incertitude Noter l'identification des incertitudes: a = référence à la norme; b = étalonnage; c = autre méthode "objective"; d = "estimation approximative"; e = statistique.				

C.4 Incertitudes de catégorie B

C.4.1 Généralités

Par hypothèse, les incertitudes de catégorie B se rapportent aux instruments, au système d'acquisition de données et au terrain qui entoure le site d'essai de performance de puissance. Si les incertitudes sont exprimées comme des limites d'incertitude ou qu'elles comportent des facteurs implicites de couverture non unitaires, l'incertitude-type doit être estimée ou les incertitudes doivent être converties convenablement en incertitudes-types.

NOTE Soit une incertitude exprimée sous la forme d'une limite d'incertitude $\pm U$. Si l'hypothèse d'une distribution de probabilité rectangulaire est retenue, l'incertitude-type est:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{C.10})$$

Si l'hypothèse d'une distribution de probabilité triangulaire est retenue, l'incertitude-type est:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{6}} \quad (\text{C.11})$$

C.4.2 Incertitudes de catégorie B dans les variations climatiques

L'essai de performance de puissance peut avoir été effectué dans des conditions atmosphériques particulières qui ont une influence systématique sur le résultat de l'essai, telles qu'une stratification atmosphérique très stable (cisaillement vertical important et faible turbulence) ou instable (faible cisaillement et forte turbulence) ou des variations fréquentes et/ou importantes de la direction du vent. Cette incertitude climatique peut se constater dans l'étalonnage du site, la fonction de transfert de la nacelle et la courbe de puissance de la nacelle. Il s'agit par nature d'une incertitude statistique qui ne peut en principe pas être déterminée à partir des données car l'enregistrement des données n'est pas suffisamment long. Elle est donc remplacée par une incertitude de catégorie B liée à la méthode utilisée.

C.5 Incertitude élargie

Les incertitudes-types composées de la courbe de puissance et de l'AEP peuvent, de plus, être exprimées en matière d'incertitudes élargies. En se référant au GUIDE ISO/IEC 98-3 et en prenant l'hypothèse de distributions normales, des intervalles présentant les niveaux de