

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Wind energy generation systems –

Part 12-6: Measurement based nacelle transfer function of electricity producing wind turbines

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



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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 12-6: Measurement based nacelle transfer function of electricity producing wind turbines

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

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-5604-6

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	9
4 Symbols, units and abbreviated terms	11
5 Overview of test method	15
6 Preparation for measurement of nacelle transfer function	15
6.1 General.....	15
6.2 Wind turbine	15
6.3 Test site.....	16
6.3.1 General	16
6.3.2 Terrain classification.....	17
6.4 Test plan.....	17
7 Test equipment.....	17
7.1 General.....	17
7.2 Data acquisition	18
8 Measurement procedure	19
8.1 General.....	19
8.2 Data system(s) synchronisation	19
8.3 Data collection	20
8.4 Data quality check	20
8.4.1 General	20
8.4.2 Measured signals are in range and available	20
8.4.3 Sensors are operating properly.....	20
8.4.4 Ensure data acquisition system(s) is(are) operating properly	21
8.4.5 Sector self-consistency check.....	21
8.5 Data rejection.....	21
8.6 Data correction	21
8.7 Database.....	22
9 Derived results	22
9.1 Overview of derived results.....	22
9.2 Determination of measured nacelle transfer function.....	23
9.3 Data quality check	24
9.3.1 General	24
9.3.2 Directional stability check	24
9.3.3 Self-consistency check for NTF, using the NPC	25
9.4 Uncertainty analysis.....	25
10 Reporting format.....	25
Annex A (informative) Nacelle instrument mounting	29
A.1 General.....	29
A.2 Preferred method of anemometer's mounting	29
A.3 Preferred position of anemometer	29
Annex B (normative) Evaluation of uncertainty in measurement	31
B.1 General.....	31

B.2	The measurands	31
B.3	Uncertainty components.....	31
B.4	Wind direction uncertainty.....	33
Annex C (normative) Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins		34
C.1	General.....	34
C.2	Propagation of uncertainty through the stages of NTF/NPC measurement	35
C.3	Category A uncertainties	38
C.3.1	General	38
C.3.2	Category A uncertainty in electric power	38
C.4	Category B uncertainties	39
C.4.1	General	39
C.4.2	Category B uncertainties in climatic variations	40
C.5	Expanded uncertainty	40
Annex D (normative) NTF uncertainty estimates and calculation		41
D.1	Methods and assumptions.....	41
D.1.1	General	41
D.1.2	Site calibration.....	41
D.1.3	Nacelle transfer function uncertainty component estimates	43
D.1.4	Nacelle power curve uncertainty component estimates	45
D.1.5	Wind direction uncertainty	45
D.1.6	Contribution factors	47
D.2	Uncertainty example calculations	48
D.2.1	Example description	48
D.2.2	Example case – NTF uncertainty	49
D.2.3	Example case – NPC uncertainty	49
Annex E (normative) Allowable anemometry instrument types.....		51
E.1	General.....	51
E.2	Recalibration of sonic anemometers	51
E.3	Uncertainty of sonic and propeller anemometers.....	51
Annex F (informative) Organisation of test, safety and communication.....		52
F.1	General.....	52
F.2	Responsibility for test	52
F.3	Safety during test.....	52
F.4	Communication	52
F.5	Prior to test.....	52
F.6	During test.....	52
F.7	After test.....	53
Annex G (informative) NTF flowchart		54
Bibliography.....		55
Figure 1 – Presentation of example data: measured transfer function		27
Figure A.1 – Mounting of anemometer on top of nacelle.....		30
Figure G.1 – NTF flowchart.....		54
Table 1 – Example of presentation of a measured power curve based on data from the meteorological mast, for consistency check		28
Table B.1 – Uncertainty components in nacelle transfer function evaluation.....		32

Table B.2 – Uncertainty components in nacelle based absolute wind direction	33
Table C.1 – Example cancellation sources	36
Table C.2 – List of category A and B uncertainties for NTF	39
Table C.3 – Expanded uncertainties	40
Table D.1 – Estimates for uncertainty components from site calibration	42
Table D.2 – Estimates for uncertainty components from NTF measurement	44
Table D.3 – Estimates for uncertainty components for wind direction	46
Table D.4 – Estimates for contribution factors for site calibration	47
Table D.5 – Estimates for contribution factors for NTF	48

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-6:2022

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

**Part 12-6: Measurement based nacelle transfer
function of electricity producing wind turbines**

FOREWORD

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

IEC 61400-12-6 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems. It is an International Standard.

This first edition of IEC 61400-12-6 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
88/826/CDV	88/871/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

The IEC 61400-12 series consists of the following parts, under the general title Wind energy generation systems:

IEC 61400-12:	<i>Power performance measurements of electricity producing wind turbines – Overview</i>
IEC 61400-12-1:	<i>Power performance measurement of electricity producing wind turbines</i>
IEC 61400-12-2:	<i>Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry</i>
IEC 61400-12-3:	<i>Power performance – Measurement based site calibration</i>
IEC 61400-12-4:	<i>Numerical site calibration</i>
IEC 61400-12-5:	<i>Power performance – Assessment of obstacles and terrain</i>
IEC 61400-12-6:	<i>Measurement based nacelle transfer function of electricity producing wind turbines</i>

The purpose of this document is to provide a uniform methodology of measurement, analysis, and reporting for the determination of a nacelle transfer function of 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 herein be utilised when applying the methodology described in IEC 61400-12-2 to determine the power performance of individual wind turbines. 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 procedure describes how to characterise a wind turbine's nacelle transfer function in terms of wind speeds measured on a meteorological mast as well as a wind speed measured on the hub or nacelle of a wind turbine. The anemometer that is placed on the turbine is measuring a wind speed that is strongly affected by the test turbine's rotor. This procedure includes methods for determining and applying appropriate corrections for this interference. Such a correction is termed a nacelle transfer function which relates the wind speed measured on the turbine to a free-stream wind speed as measured on a meteorological mast. The procedure also provides guidance on determination of measurement uncertainty including assessment of uncertainty sources and recommendations for combining them into uncertainties.

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 interested in power performance testing of wind turbines using IEC 61400-12-2 as well as parties involved in the installation, planning and execution of such tests. When and where 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 engaging in nacelle transfer function measurements.

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 12-6: Measurement based nacelle transfer function of electricity producing wind turbines

1 Scope

This part of IEC 61400-12 specifies a procedure for measuring the nacelle transfer function of a single electricity-producing, horizontal axis wind turbine, which is not considered to be a small wind turbine in accordance with IEC 61400-2. It is expected that this document be used when a valid nacelle transfer function is needed to execute a power performance measurement according to IEC 61400-12-2.

A wind speed measured on the nacelle or hub of a wind turbine is affected by the turbine rotor (i.e. speeded up or slowed down wind speed). In IEC 61400-12-1, an anemometer is located on a meteorological tower that is located between two and four rotor diameters upwind of the test turbine. This location allows direct measurement of the "free" wind with minimum interference from the test turbine's rotor. In the procedure of this document, the anemometer is located on or near the test turbine's nacelle. In this location, the anemometer is measuring a wind speed that is strongly affected by the test turbine's rotor and the nacelle. The procedure in this document includes methods for determining and applying appropriate corrections for this interference. However, note that these corrections inherently increase the measurement uncertainty compared to a properly configured test conducted in accordance with IEC 61400-12-1.

This document specifies how to characterise a wind turbine's nacelle transfer function. The nacelle transfer function is determined by collecting simultaneous measurements of nacelle-measured wind speed and free stream wind speed (as measured on a meteorological mast) for a period that is long enough to establish a statistically significant database over a range of wind speeds and under varying wind and atmospheric conditions. The procedure also provides guidance on determination of measurement uncertainty including assessment of uncertainty sources and recommendations for combining them.

2 Normative references

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

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

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

IEC 61400-12-2:2022, *Wind energy generation systems – Part 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry*

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

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

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

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

3 Terms and definitions

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

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

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

3.1

accuracy

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

3.2

complex terrain

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

3.3

data set

collection of data sampled over a contiguous period

3.4

documentation

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

3.5

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

3.6

free stream wind speed

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

3.7

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

3.8

hub height

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

3.9

measurement period

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

3.10

measurement sector

sector of wind directions from which data are selected for the measured power curve or during the determination of the nacelle transfer function

3.11

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

3.12

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.

3.13

nacelle

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

3.14

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.

3.15

nacelle wind speed

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

3.16

obstacle

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

3.17

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

3.18

report

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

3.19

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

3.20**ruggedness index** **RIX_{xx}**

measure of terrain, the ruggedness index of which is calculated as the percentage of altitude differences within a given direction sector that exceed an altitude difference of $xx \times (D + H)$

3.21**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

3.22**standard uncertainty**

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

3.23**swept area**

for a horizontal-axis turbine, the projected area of the moving rotor upon a plane normal to axis of rotation

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

3.24**test site**

location of the wind turbine under test and its surroundings

3.25**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

3.26**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	
ASL	above sea level	[m]
B	barometric pressure	[Pa]
$B_{10\text{min}}$	measured air pressure averaged over 10 minutes	[Pa]
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 i	
$c_{l,j}$	sensitivity factor of component l in bin j	
$c_{m,i}$	sensitivity factor of air density correction in bin i	[W/m ³ kg]

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
$c_{m,k,i}$	sensitivity factor of component k in bin i on turbine m	
$c_{T,i}$	sensitivity factor of air temperature in bin i	[W/K]
$c_{V,i}$	sensitivity factor of wind speed in bin i	[W / ms ⁻¹]
D	rotor diameter	[m]
D_e	equivalent rotor diameter	[m]
D_n	rotor diameter of neighbouring and operating wind turbine	[m]
D_r	blade rotor diameter	[m]
Elevation	elevation above sea level	[m]
$F(V)$	the Rayleigh cumulative probability distribution function for wind speed	
f_i	relative occurrence of wind speed between $V_i - 1$ and V_i ($F(V_i) - F(V_i - 1)$) within bin i	
H	hub height of wind turbine	[m]
K	von Karman constant, 0,4	
NT	number of turbines	
L	distance between turbine and met mast (2,5D) in terms of rotor diameters	
L_x	contribution factor related to source x	
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-min data sets in wind speed bin i	
N_j	number of 10-min data sets in wind direction bin j	
N_k	is the number of 10-min data sets in bin k	
N_m	number of bins on turbine m	
N_n	number of bins on turbine n	
n_{Test}	number of turbines tested	
n	velocity profile exponent ($n = 0,14$)	
NPC	nacelle power curve	
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 min	[W]
P_w	water vapour pressure	[Pa]
R_0	gas constant (= 287,05)	[J/(kg × K)]
R_w	gas constant of water vapour (= 461,5)	[J/(kg × K)]
RIX ₂₀	percentage of calculated slopes within a given direction sector that exceed 20 %	
$S_{sc,i}$	standard deviation of the wind speed ratios in bin i	
S	uncertainty component of category A	[W]

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
$s_{k,i}$	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]
$s_{NTF,i}$	statistical uncertainty in captured dataset	
$s_{a,j}$	category A standard uncertainty of wind speed ratios in bin j	[W]
$Slope_i$	slope between adjacent elevation points	[°]
T	absolute temperature	[K]
TI	turbulence intensity	
T_{10min}	measured absolute air temperature averaged over 10 min	[K]
T	time	[s]
U	uncertainty component of category B	
U_i	Combined category B uncertainties in bin i	
u_{AEP}	combined standard uncertainty in the estimated annual energy production	[Wh]
$u_{AEP,AVG}$	uncertainty in the average AEP	[Wh]
$u_{AEP,k}$	uncertainty in AEP from category B component k	[Wh]
$u_{AEP,m,k}$	uncertainty in AEP from category B component k on turbine m	[Wh]
$u_{AEP,RATIO}$	ratio of the uncertainty in the AEP	[Wh]
u_{ano_class}	uncertainty related to anemometer class	[W]
$u_{B,i}$	category B standard uncertainty of air pressure in bin i	[W]
$u_{c,i}$	combined standard uncertainty of the power in bin i	[W]
$u_{c,m,i}$	combined uncertainty in power in bin i on turbine m	[W]
$u_{dFS,i}$	uncertainty component for data acquisition system	
$u_{dP,i}$	uncertainty component for data acquisition of power in bin i	
$u_{dT,i}$	uncertainty component for data acquisition of temperature in bin i	
$u_{dV,i}$	uncertainty component for data acquisition of wind speed in bin i	
$u_{dWD,i}$	uncertainty component for data acquisition of wind direction in bin i	
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]
u_N	uncertainty component for nacelle wind speed	
$u_{P,i}$	category B standard uncertainty of power in bin i	[W]
u_{sc}	category B standard uncertainty of power in bin i	[W]
$u_{sc,i,j}$	uncertainty component for site calibration in wind speed bin i and wind direction bin j	[W]
$u_{T,i}$	category B standard uncertainty of air temperature in bin i	[K]
$u_{V,i}$	category B standard uncertainty of wind speed in bin i	[W]

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
$u_{V,k,i}$	standard uncertainty of wind speed component k in bin i	
u_{WD}	wind direction uncertainty	[°]
$u_{WD,SENSOR}$	wind direction uncertainty, nacelle measured	[°]
u_{YAW}	wind direction uncertainty, yaw component	[°]
$u_{wind\ farm_AEP}$	total uncertainty in wind farm AEP	[Wh]
$u_{a,i,j}$	combined standard uncertainty of site calibration in wind speed bin i and wind direction bin j	[m/s]
$u_{c,m,i}$	combined uncertainty in power in bin i on turbine m	[W]
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]
$V_{met,i}$	bin averages of the met-mast wind speed in bin i wind speed determined with the nacelle anemometer	[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]
$V_{n,k,j}$	normalised wind speed of data set j in bin k	
$V_{nacelle}$	measured value of the nacelle anemometer for which we want to estimate the free stream wind speed	[m/s]
$V_{nacelle,i}$	bin average value of the nacelle anemometer for bin i	[m/s]
V_{10min}	measured wind speed averaged over 10 min	[m/s]
v_P	wind speed evaluated from the power output	[m/s]
X	distance downstream obstacle to met mast or wind turbine	[m]
Z	height above ground	[m]
z_0	roughness length	[m]
A_j	ratio of wind speeds in wind direction bin j (wind turbine position to meteorological mast position)	
ΔU_z	influence of an obstacle in wind speed difference	[m/s]
Δz_i	Vertical distance between adjacent elevation points	[m]
P	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	
$P_{k,m,i,l,j,n}$	correlation coefficient between uncertainty component k in bin i on turbine m and uncertainty component l in bin j on turbine n	
ρ_0	reference air density	[kg/m ³]
ρ_{10min}	derived air density averaged over 10 min	[kg/m ³]
$\rho_{ubi,m,n}$	correlation coefficient for pressure	
$\rho_{umi,m,n}$	correlation coefficient for method	
$\rho_{upi,m,n}$	correlation coefficient for electric power	
$\rho_{sp,m,n}$	statistical correlation coefficient	

Symbol or abbreviated term	Description	Unit
$\rho_{uti,m,n}$	correlation coefficient for temperature	
$\rho_{uvi,m,n}$	correlation coefficient for wind speed	
$\sigma_{P,i}$	standard deviation of the normalised power data in bin i	[W]
$\Sigma_{10\text{min}}$	standard deviation of parameter averaged over 10 min	
$\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$	standard deviations of longitudinal/transversal/vertical wind speeds	[m/s]
Φ	relative humidity (range 0 to 1)	
Ω	angular speed	[s ⁻¹]

5 Overview of test method

This test method is based on a basic power performance measurement as per IEC 61400-12-1 with some added signals from the nacelle of the wind turbine, consisting of wind speed and wind direction.

Such a set of signals allows for a correlation to be established between the free stream wind speed signal and the nacelle-based wind speed signal.

The free stream wind speed is derived from a wind speed measurement performed on a meteorological mast. In complex terrain the wind speed from the meteorological mast shall be corrected for flow distortion due to terrain using the IEC 61400-12-3 site calibration procedure.

As this method is closely related to both IEC 61400-12-1 and IEC 61400-12-2, both standards are referred to frequently in this document.

The nacelle wind speed transfer function measurement procedure is designed to assess the effect of the wind turbine rotor on the nacelle wind speed and to quantify the relationship of free stream wind speed to nacelle wind speed. The nacelle wind speed transfer function shall be established by a measurement that is almost identical to an IEC 61400-12-1 measurement. All requirements of IEC 61400-12-1 shall be adhered to, unless this document explicitly deviates from IEC 61400-12-1.

The key result of the nacelle wind speed transfer function measurement is a table or a fitted function of flow correction factors for all measured wind speeds. Another result is an estimate of the uncertainty of these correction factors. This test may also provide information that justifies a change to the allowable measurement sector. An informative flowchart overview of the NTF method is provided in Annex G.

6 Preparation for measurement of nacelle transfer function

6.1 General

The specific test conditions related to the nacelle transfer function 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. Note that the validity of the nacelle transfer function depends in part on this description.

The turbine configuration has a 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.

All checks as per Annex A of IEC 61400-12-2:2022 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

6.3.1 General

Conditions at the test site may significantly influence the uncertainty and validity of the measured nacelle transfer function. 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) define the site conditions that will help determine the validity of the nacelle transfer function for use in establishing a nacelle power curve;
- c) 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 61400-12-2:2022 and IEC 61400-12-5:2022. 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 has both uphill and downhill 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 (6.3.2) shall be used.

If a site calibration is required in accordance with IEC 61400-12-1 it shall be performed as described in IEC 61400-12-3 and applied to the reference met mast wind speed. The following changes to the IEC 61400-12-3 site calibration procedure are allowed:

- The site calibration data may be evaluated in such a way so as to capture variation of the site calibration results with wind speed in addition to the variation with wind direction. This would lead to flow correction values as a function of binned wind speed as well as wind direction. To ensure a reasonable chance of obtaining sufficient data in each bin, a 10° wide wind direction bin and 4 m/s wide wind speed bin shall be used. The wind speed bins shall be centred around 2 m/s plus integer multiples of 4 m/s.
- A linear regression of wind speed from the reference met mast versus wind speed from the temporary met mast for each wind direction bin may be made to determine the variation with wind speed and to allow a better characterisation if offsets are present. If offsets are present, the flow correction factors are the resulting regression formula per wind direction bin.
- An additional analysis that may be implemented is a wind direction site calibration in order to establish the difference in wind direction between the permanent mast and the temporary mast as a function of wind speed and wind direction at the temporary mast. The consideration behind such an evaluation is that the turbine rotor influences the wind direction on the nacelle as well as the wind speed on the nacelle. A more accurate result may be possible by applying an NTF on both wind speed and wind direction. An NTF on wind direction can be established from the same data as an NTF on wind speed. But in order to establish an NTF on wind direction, the influence of the terrain needs to be separated from the influence of the rotor as much as is possible. A site calibration on direction will focus on offsets instead of ratios. Disregarding the influence of terrain and/or rotor on wind direction will increase the uncertainty of the absolute wind direction and therefore decrease the measurement sector when establishing an NPC.

The exact procedure used to establish a site calibration for wind speed and possibly wind direction shall be reported in such detail that it can be reviewed and, if necessary, repeated. An uncertainty assessment for all results from the site calibration shall be performed and reported.

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

6.3.2 Terrain classification

The terrain around the turbine under test shall be classified as per IEC 61400-12-5.

As the validity of the nacelle transfer function depends (among other aspects) on the terrain classification, it shall be clearly documented in which of the five defined terrain classes in IEC 61400-12-5 the nacelle transfer function has been measured.

6.4 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 F should also be considered regarding the organisation of the test, safety and communication.

7 Test equipment

7.1 General

The signals that shall be measured in accordance with the requirements in IEC 61400-12-1 are:

- a) wind speed on the meteorological mast;
- b) wind direction on the meteorological mast;
- c) wind turbine power;

- d) electric power;
- e) turbine generator grid connection status signal.

Additional to the requirements of IEC 61400-12-1, the following signals shall be measured in accordance with the requirements in IEC 61400-12-2:

- 1) nacelle wind speed;
- 2) nacelle wind direction;
- 3) nacelle yaw position;
- 4) air temperature;
- 5) air pressure.

The following signals may be captured in accordance with requirements in IEC 61400-12-2:

- rotor speed;
- pitch angle(s);
- relative humidity.

Instead of measuring the rotor speed and pitch angles, the software version, relevant parameters and their values may be documented for future validity check.

The nacelle wind direction signal shall be verified in-situ to determine correct operation and establish a specific relation to the nacelle's longitudinal axis. The nacelle yaw position shall be verified to determine correct operation and establish true north.

Note that some of these signals are required not to establish the nacelle transfer function but to perform the self-consistency check as mentioned in IEC 61400-12-2.

7.2 Data acquisition

The data acquisition system may be external to the turbine, it may be the turbine controller data system, or it may be a combination of both. 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 7.2 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 determine the nacelle transfer function of the wind turbine accurately. The measurement procedure shall be documented, as detailed in Clause 10 so that every procedural step and test condition can be reviewed and, if necessary, repeated.

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

The nacelle wind speed transfer function should be measured on a turbine in similar terrain to that of 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 nacelle wind speed transfer function measurement procedure is designed to assess the effect of the wind turbine rotor on the nacelle wind speed and to quantify the relationship of free stream wind speed to nacelle wind speed. The nacelle wind speed transfer function shall be established by a measurement that is almost identical to an IEC 61400-12-1 measurement. All requirements of IEC 61400-12-1 shall be adhered to, unless this document explicitly deviates from IEC 61400-12-1.

The key result of the nacelle wind speed transfer function measurement is a table or a fitted function of flow correction factors for all measured wind speeds. Another result is an estimate of the uncertainty of these correction factors. This test may also provide information that justifies a change to the allowable measurement sector.

In line with 6.3, appropriate nacelle wind speed transfer functions shall be established for the valid sector according to terrain classification. If not already done, a wind turbine assessment (6.2), site assessment and terrain classification (6.3) shall be done. Similar to 6.4, a test plan shall be written which includes the test set-up, selection of sensors and measurement equipment and other relevant information. For the data acquisition system, 7.2 applies.

8.2 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.

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.

8.3 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 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 8.7 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 those of 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, among 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 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.

8.4 Data quality check

8.4.1 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 8.4.2 to 8.4.5 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 6.2.

8.4.2 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.

8.4.3 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 no significant 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 with one another (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.

8.4.4 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.

8.4.5 Sector self-consistency check

Once a (draft) NPC is available the sector self-consistency check in 9.3.3 shall be carried out.

8.5 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 is as defined in IEC 61400-12-5;
- 7) blade icing events and snow cover on the nacelle;
- 8) turbine cannot operate because of a turbine fault condition;
- 9) 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.

8.6 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 7.2);
- 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 the valid nacelle transfer function;
- 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.

8.7 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 shall 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). Note that the power curve referred to in this Subclause 8.7 is the NPC measured during the NTF measurement.

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

9 Derived results

9.1 Overview of derived results

The derived results are:

- a) A nacelle transfer function (NTF) for wind speed describing V_{free} as a binned result or a mathematical function of bin averaged V_{nacelle} .
- b) A site calibration for wind speed (if required by IEC 61400-12-1), expressed as:
 - 1) flow correction factors per wind direction bin, or
 - 2) flow correction factors per wind direction and wind speed bin, or
 - 3) linear regression parameters per wind direction bin.

- c) Optionally, a nacelle transfer function (NTF) for wind direction, expressed as an offset per wind speed bin or as a mathematical function of nacelle wind speed.
- d) Optionally, a site calibration for wind direction, expressed as:
 - 4) offsets per wind direction bin, or
 - 5) offsets per wind direction and wind speed bin, or
 - 6) linear regression parameters per wind direction bin.
- e) Results of the self-consistency check, in accordance with 9.3.3.
- f) Uncertainty analysis on all of the derived results, in accordance with Clause 10.
- g) Report on the nacelle transfer function, in accordance with Clause 10.

9.2 Determination of measured nacelle transfer function

The nacelle transfer function 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 nacelle wind speed for each wind speed bin according to Equation (1) and Equation (2):

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

$$V_k = \frac{1}{N_k} \sum_{j=1}^{N_k} V_{n,k,j} \quad (2)$$

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 ;
- V_k is the normalised and averaged nacelle wind speed in bin k ;
- $V_{n,k,j}$ is the normalised nacelle wind speed of data set j in bin k ;
- N_i is the number of 10-min data sets in bin i ;
- N_k is the number of 10-min data sets in bin k .

The nacelle wind speed shall be binned against the free stream wind speed according to the method of bins described in the IEC 61400-12-1, with the free stream wind speed on the x -axis. Then a linear interpolation can be made to interpolate between bins. Using the data in the database, V_{free} shall be calculated using Equation (3):

$$V_{\text{free}} = \frac{V_{\text{free},i+1} - V_{\text{free},i}}{V_{\text{nacelle},i+1} - V_{\text{nacelle},i}} \cdot (V_{\text{nacelle}} - V_{\text{nacelle},i}) + V_{\text{free},i} \quad (3)$$

where

- $V_{\text{nacelle},i}$ and $V_{\text{nacelle},i+1}$ are bin averages of the nacelle wind speed in bin i and $i+1$;
- $V_{\text{free},i}$ and $V_{\text{free},i+1}$ are bin averages of the met-mast wind speed in bin i and $i+1$, flow correction factors shall be applied from the site calibration measurement, if appropriate;

$V_{nacelle}$	is the measured value of the nacelle anemometer for which the free stream wind speed is estimated;
V_{free}	is the free stream wind speed estimated using the measured nacelle and met mast wind speed, corrected for flow distortion due to terrain ($V_{nacelle}$ and V_{free} , respectively).

The nacelle transfer function (NTF) is defined as V_{free} as a function of $V_{nacelle}$ per bin. The NTF is only valid from the lowest wind speed bin to the highest wind speed bin and extrapolation of the NTF is never allowed.

Alternatively, the function of V_{free} on y -axis and $V_{nacelle}$ on x -axis (binned on $V_{nacelle}$) may be fitted with a mathematical function. A weighted fit may be considered, for instance to adequately account for outliers. It shall be reported how the fit has been made and what weighting function has been used, as well as what the uncertainty contribution of the fitted result is.

A similar procedure can be followed to establish the NTF for wind direction; that procedure would focus on offsets rather than ratios.

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

9.3 Data quality check

9.3.1 General

A data quality check shall be performed as described in 8.4.

Additionally, create and review scatter plots of relevant signals to verify that the provided met mast instrumentation and test site layout description are correct. For example:

- Plot the 10-min average primary and control anemometer ratio (as defined in IEC 61400-12-1) versus wind direction.
- Compare the location (degrees with respect to true north or other reference) of the mounting structure (single hub-height anemometer mounting option) or the location of the primary/control anemometer wakes (double hub-height anemometer mounting option) inferred by these plots to the documented instrumentation arrangement.

These plots can also be used to verify the documented turbine to meteorological tower bearing by comparing the inferred turbine wake centre with the expected value.

Discrepancies found shall be investigated and corrected for in the analysis, if possible. Unresolved discrepancies shall be reported in the measurement report.

9.3.2 Directional stability check

A measured transfer function may show larger variation in certain wind directions. This can be caused by the local terrain but also because the wind direction may fluctuate a lot if the wind is not from the predominant wind direction. It is recommended to analyse the variance of the transfer function with wind direction in the following way.

The data set that the transfer function is based on shall be binned into 10° wind direction bins, centred on integer multiples of 10°. Where a site calibration has been previously performed, it is recommended to use the same direction bins in order to reflect the directional effect of the site calibration on the transfer function. $V_{free}/V_{nacelle}$ shall be averaged for each bin, and the standard deviation of $V_{free}/V_{nacelle}$ shall be calculated for each direction. The wind speed range for which this is done shall be selected such that it excludes significant pitch activity with adequate margin to allow for the 10-min averaging. It is also recommended to compare residuals as part of the stability check.

The average and standard deviation shall be plotted against the wind direction average of each bin. This plot will show if the transfer function is sensitive to wind direction. If a clear effect of wind direction can be seen, the measurement sector may be reduced to include only those directions that show a consistent result.

In those cases where a sector has been reduced, the self-consistency check described in 9.3.3 shall show evidence of the improvement of the new NTF.

9.3.3 Self-consistency check for NTF, using the NPC

The nacelle wind speed shall be corrected with the established transfer function, and a power curve and AEP shall be calculated using the corrected wind speed. Optionally, the nacelle wind direction may be corrected with the established transfer function for wind direction. Note that the NPC referred to in this Subclause 9.3.3 is the NPC during the NTF measurement.

A power curve and AEP shall also be made based on the IEC 61400-12-1 measurement and method, with the difference that the filtering shall be done with the turbine online signal. The same database of valid measured data shall be used for both analyses limiting the wind speed range, as necessary, to ensure both analyses cover the same wind speed range.

Both results shall be compared as binned power curves as well as AEP. The maximum difference in power per bin shall be 1 % of bin power or 0,5 % of rated power whichever is largest. The maximum difference in AEP shall be 1 % for hub height annual average wind speed 4 m/s to 11 m/s as per 9.3.

If the self-consistency check does not meet the criteria listed above, the root cause shall be investigated and corrected or another NTF method should be considered for use. If the root cause for the discrepancy cannot be determined and as long as the differences on binned power and AEP are less than 3 % or 1,5 % of rated power whichever is largest, additional uncertainty shall be estimated, documented and reported. If the differences are larger than 3 % of bin power or 1,5 % of rated power (whichever is largest) a new test shall be done.

9.4 Uncertainty analysis

The uncertainty of the nacelle transfer function(s) shall be calculated according to Annex B, Annex C and Annex D of this document.

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 are the minimum nacelle power performance test reporting requirements.

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

a) 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 the terrain classification process in accordance with 6.3;
 - 4) if a site calibration is undertaken 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.
- b) 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 Annex A;
 - 3) sketch of the arrangement of the mounting structure showing principal 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.
- c) 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 8.5;
 - 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.
- d) Presentation of measured nacelle transfer function:
- 1) the measured nacelle transfer function shall be presented in a graph similar to Figure 1 and a table similar to Table 1;
 - 2) both the graph and the table shall state the reference air density, used for the normalisation.
- e) Uncertainty of measurement:
- 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.
- f) 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 given of its effect on the test results.

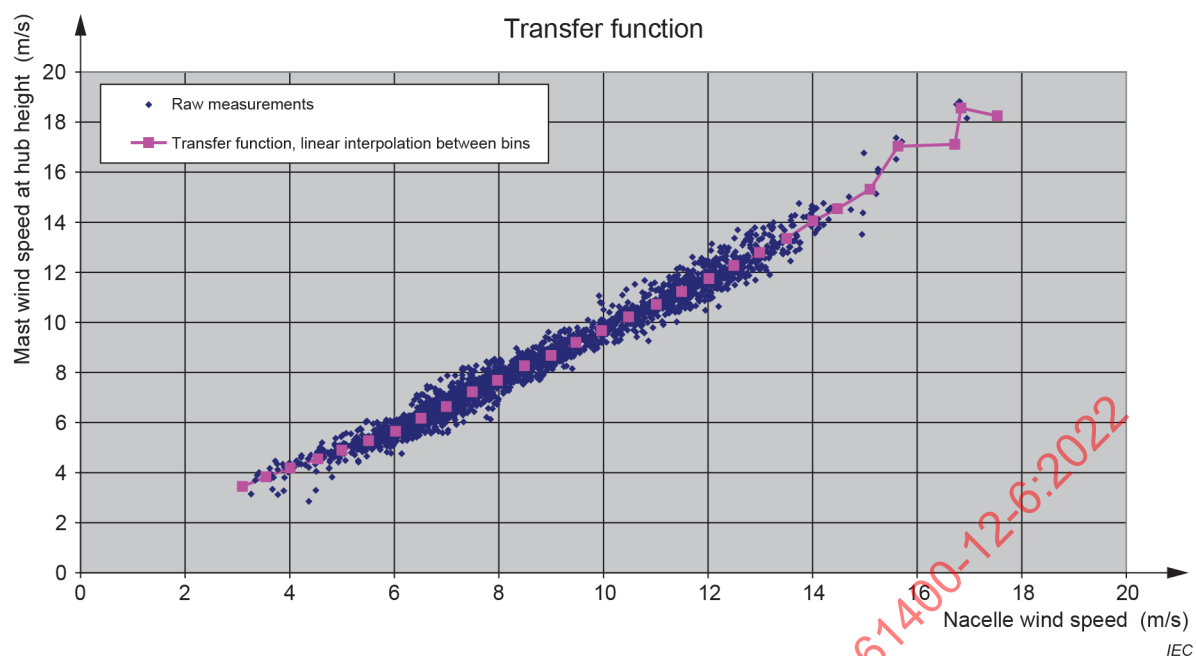


Figure 1 – Presentation of example data: measured transfer function

Table 1 – Example of presentation of a measured power curve based on data from the meteorological mast, for consistency check

Wind turbine + meteorological mast							
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

Annex A (informative)

Nacelle instrument mounting

A.1 General

Appropriate arrangement of instruments on the nacelle is important for accurate wind turbine testing. In particular, the anemometer should be mounted to minimise flow distortions, especially from boom influences. The anemometer on the nacelle should be positioned to make it insensitive to turbine settings and the flow distortion caused by the complexity of the surrounding terrain. Other instruments and objects on the nacelle should be mounted in such a way that avoids interference with the anemometer.

A.2 Preferred method of anemometer's mounting

The preferred method for mounting the anemometer is vertically on top of a tube with no other instruments or equipment nearby. Satisfying all provisions of this Clause A.2 achieves negligible distortion of the wind measurements induced by the mounting. The anemometer should be mounted on a round vertical tube, with the same outer diameter as used during calibration, which carries the cable to the anemometer inside. The angle deviation from vertical should be less than 2° , and it is recommended to use an inclinometer to verify the verticality of the anemometer during installation. The tube should be no larger in diameter than the body of the anemometer. The bracket connecting the anemometer to the vertical tube should be compact, smooth, and symmetrical.

A.3 Preferred position of anemometer

The anemometer should be located in the symmetry plane of the nacelle. It should be located somewhere along the nacelle where the movements and vibrations are small. A candidate location, if possible, is to mount the anemometer on the extension of the tower centre.

A wind sensor mounted on the nacelle should be mounted above the boundary layer caused by the nacelle, indicated by the 10° line in Figure A.1, and it should also be mounted outside the influence of root vortices caused by the change from cylindrical blade root to profiled blade, indicated by the upper line of the grey area. Additionally, the sensor should be mounted at least one and a half blade root diameters ($1,5D$) behind the blade root centre, and it should not be mounted on the downwind side of railings or in wake of other sensors or warning lights. The sensor should not be mounted within 1 m of the downwind end of the nacelle.

A wind sensor mounted on the spinner may be mounted, centred on the shaft axis, on a rod extending from the spinner at a practical distance based on engineering experience. Alternatively, it may be mounted on the spinner surface in the case that the measurement principle of the sensor is based on the flow over the spinner. Either way, it shall be mounted at least $0,6D$ in front of the blade root centre.

Figure A.1 shows the recommended locations for the anemometer. In Figure A.1, D_r is used for the blade root diameter.

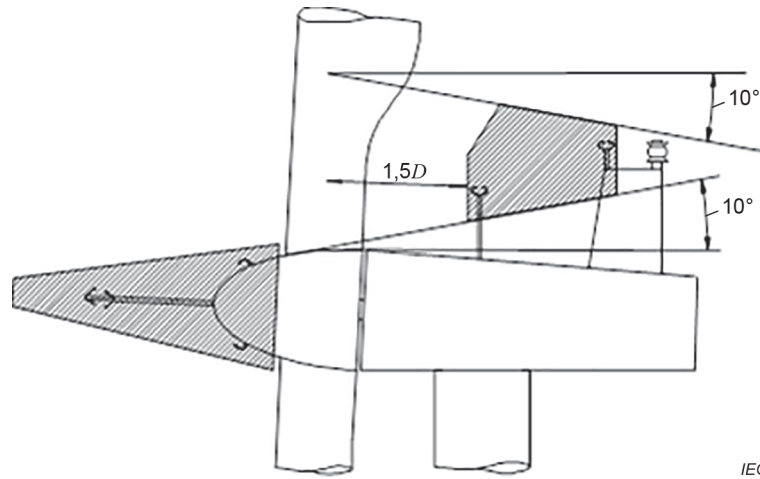


Figure A.1 – Mounting of anemometer on top of nacelle

The anemometer should be mounted inside the hatched areas.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-6:2022

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 the provisions of ISO/IEC GUIDE 98-3.

Following 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 NTF and NPC, respectively.

Table B.1 – Uncertainty components in nacelle transfer function evaluation

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Site calibration (if carried out)	Reference position	
	Anemometer calibration	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system	B
	Turbine position	
	Anemometer calibration	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system	B
	Statistical variation	A
Free stream wind speed	Anemometer calibration	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Site calibration (if carried out)	B
	Data acquisition system	B
Nacelle wind speed	Anemometer calibration due to wind speed (sonics)	B
	Anemometer calibration due to wind direction (sonics)	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system	B
Transfer function	Type A uncertainty in transfer function regression or bin average as appropriate.	A
Method	Seasonal variation of site calibration results	B
	Seasonal variation (changing climatic conditions) on NTF	B

The components mentioned in Table B.1 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, as required in Annex B. Therefore, some estimates of the contributing uncertainty components are given in this Clause B.4.

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 (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 latter includes up-flow effects for the specific site). Table B.2 lists the uncertainty components associated with the nacelle based absolute wind direction.

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 to 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:

- 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);
- 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 components are 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:

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

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:

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

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 the cases given 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 IEC 61400-12-1 can be found in Annex E of IEC 61400-12-1 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 cancel and therefore is not included in the calculation.

The examples in Annex D go through an estimate of the category A and B uncertainties for each bin of a measured power curve. The examples follow 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 the equation reverts to its most general form (Equation (C.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 cause 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 NTF-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 preceding dashed list item, but in some cases there may be partial cancellation;
- the estimates given in Annex D shall be taken as lower boundaries for cancellation, 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.

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

In Equation (C.6) the subscripts are as in IEC 61400-12-1 and IEC 61400-12-2. 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 shall 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 shall 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. Table C.2 lists the category A uncertainty components specifically relevant to the NTF.

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 Equation (C.8):

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

where

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

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

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

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

The standard uncertainty of the normalized and averaged power in the bin is estimated by the Equation (C.9):

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

where

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

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

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

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

Category B: Instruments	Note	Standard	Uncertainty
Flow distortion due to terrain (site calibration)			$u_{SC,i}$
Reference anemometer calibration	* a	IEC 61400-12-1	$u_{SC1,i}$
Reference anemometer operational characteristics	* a	IEC 61400-12-1	$u_{SC2,i}$
Reference anemometer mounting effects	* a	IEC 61400-12-1	$u_{SC3,i}$
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning)	* a	IEC 61400-12-1	$u_{dSC1,i}$
Turbine position anemometer calibration	* a	IEC 61400-12-1	$u_{SC4,i}$
Turbine position operational characteristics	* a	IEC 61400-12-1	$u_{SC5,i}$
Turbine position anemometer mounting effects	* a	IEC 61400-12-1	$u_{SC6,i}$
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning)	* a	IEC 61400-12-1	$u_{dSC2,i}$
Free stream wind speed			$u_{FS,i}$
Reference anemometer calibration	* a	IEC 61400-12-1	$u_{FS1,i}$
Reference anemometer operational characteristics	* a	IEC 61400-12-1	$u_{FS2,i}$
Reference anemometer mounting effects	* a	IEC 61400-12-1	$u_{FS3,i}$
Site calibration uncertainty	* bc		$u_{FS4,i}$
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning)	* bcd		$u_{dFS,i}$
Nacelle wind speed			$u_{N,i}$
Nacelle anemometer calibration uncertainty due to wind speed	* a	IEC 61400-50-1 IEC 61400-12-1	$u_{N1,i}$
Nacelle anemometer calibration uncertainty due to wind direction (if sonic or propeller anemometer)	* ba	IEC 61400-12-1	$u_{N2,i}$
Nacelle anemometer operational characteristics	* a	IEC 61400-12-1	$u_{N3,i}$
Nacelle anemometer mounting	* a	IEC 61400-12-1	$u_{N4,i}$
Data acquisition system (transmission, accuracy and conditioning)	*		$u_{dN,i}$
Category B: method			
Method			$U_{M,i}$
Seasonal variation (changing climatic conditions) on site calibration results	* d		$u_{M1,i}$
Seasonal variation (changing climatic conditions) on NTF	d		$u_{M2,i}$
Category A: statistical			
Statistical uncertainty in captured data set			
Variance for NTF	* e		$s_{NTF,i}$
Variance for site calibration	* e		$s_{SC,i,j}$
* parameter required for the 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. Table C.2 lists the category B uncertainty components specifically relevant to the NTF.

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

Annex D

(normative)

NTF uncertainty estimates and calculation

D.1 Methods and assumptions

D.1.1 General

In this Annex D 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 description of each uncertainty component, the uncertainty components are assumed to have a normally distributed uncertainty distribution.

D.1.2 Site calibration

The wind speed measurements are made on an upstream met mast with measured site calibration corrections applied to represent free stream conditions at the turbine position. The evaluation and interpretation of the power curve uncertainty shall recognise the uncertainty effects of the site calibration.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-6:2022

Table D.1 – Estimates for uncertainty components from site calibration

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude	Method
Reference anemometer	Calibration	$u_{SC1,i}$	0,1 m/s	The anemometer is calibrated according to IEC 61400-12-1 procedures and the uncertainty estimate is based on the calibration.
	Operational characteristics	$u_{SC2,i}$	Class 1,2A	The sensor is classified per IEC 61400-50-1. This includes upflow and turbulence effects. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{SC3,i}$	1,0%	Mounting effects are estimated per IEC 61400-50-1. The mast used for this example is designed according to best practice from IEC 61400-50-1 so distortion is minimal.
	Data acquisition system	$u_{dSC1,i}$	0,03 m/s	Considering for example a 0,1 % uncertainty of the full range of 30 m/s of the measurement channel. This includes transmission, accuracy and conditioning.
Turbine position anemometer	Calibration	$u_{SC4,i}$	0,1 m/s	The anemometer is calibrated according to IEC 61400-12-1 procedures and the uncertainty estimate is based on the calibration.
	Operational Characteristics	$u_{SC5,i}$	Class 1,2A	The sensor is classified per IEC 61400-50-1. A class 1,2A for class A terrain has been used for the estimated value. This includes upflow and turbulence effects. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{SC6,i}$	1,0%	Mounting effects are estimated per IEC 61400-50-1. The mast used for this example is designed according to best practice from IEC 61400-50-1 so distortion is minimal
	Data acquisition system	$u_{dSC2,i}$	0,03 m/s	Considering 0,1 % uncertainty of the full range of 30 m/s of the measurement channel. This includes transmission, accuracy and conditioning.
Method	Seasonal variation	$u_{M1,i}$	2,0 %	A site calibration 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.
Statistical	Variance in wind direction bins	$s_{SC,j}$	$\frac{s_{SC,j}}{\sqrt{N_j}}$	Wind speed dependent uncertainties from the site calibration regression have been derived. s is the standard deviation of the wind speed ratios in bin i , N is the number of data points in bin i . If a linear regression is done, the standard deviation of the residuals can be used, or an uncertainty analysis of the slope and offset parameters with related correlation coefficients.

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

The uncertainty components for $u_{SC,i,j}$ can be found in Table D.1. $u_{SC,i,j}$ is calculated similar to IEC 61400-12-1 as:

$$u_{a,i,j} = \sqrt{\frac{l_{SC1}^2 u_{SC1,i}^2}{V_i^2} + \frac{l_{SC2}^2 u_{SC2,i}^2}{V_i^2} + \frac{l_{SC3}^2 u_{SC3,i}^2}{V_i^2} + \frac{l_{SC4}^2 u_{SC4,i}^2}{V_i^2} + \frac{l_{SC5}^2 u_{SC5,i}^2}{V_i^2} + \frac{l_{SC6}^2 u_{SC6,i}^2}{V_i^2} + \frac{l_{dSC1}^2 u_{dSC1,i}^2}{V_i^2} + \frac{l_{dSC2}^2 u_{dSC2,i}^2}{V_i^2} + \frac{l_{M1}^2 u_{M1,i}^2}{V_i^2} + s_{SC,j}^2} \quad (D.1)$$

and

$$u_{SC,i,j} = u_{a,i,j} V_i$$

$$= \sqrt{l_{SC1}^2 u_{SC1,i}^2 + l_{SC2}^2 u_{SC2,i}^2 + l_{SC3}^2 u_{SC3,i}^2 + l_{SC4}^2 u_{SC4,i}^2 + l_{SC5}^2 u_{SC5,i}^2 + l_{SC6}^2 u_{SC6,i}^2 + l_{dSC1}^2 u_{dSC1,i}^2 + l_{dSC2}^2 u_{dSC2,i}^2 + l_{M1}^2 u_{M1,i}^2 + s_{SC,j}^2 V_i^2} \quad (D.2)$$

where

$u_{SC,i,j}$ is the uncertainty of site calibration in wind speed bin i and wind direction bin j ;

l is the contribution factor;

N_j is the number of wind speed ratios in wind direction bin j ;

V_i is the wind speed in bin i .

The uncertainty related to anemometer class is defined as follows (also for NTF and NPC):

$$u_{ano_class} = (0,05 \text{ m/s} + 0,005 \times U_i) \times k / \sqrt{3} \quad (D.3)$$

where U_i and k are defined in accordance with IEC 61400-12-1.

D.1.3 Nacelle transfer function uncertainty component estimates

The measurement of the NTF is carried out using the same reference mast and data logging system as used in the site calibration. However, since the NTF was measured in a different season from the site calibration measurement, additional uncertainty is introduced. This is due to the influence of possibly varying atmospheric stability and its unknown effect on the validity of the site calibration relationship (essentially relating the wind speed at two points in space) and the NTF (which is in some way influenced by the disk averaging effect of the wind turbine rotor reduced to that point in space where the nacelle anemometer is located). The uncertainty components for $u_{NTF,i}$ are as shown in Table D.2.

Table D.2 – Estimates for uncertainty components from NTF measurement

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude	Method
Free stream wind speed	Anemometer calibration	$u_{FS1,i}$	0,1 m/s	Calibrated using best practice according to IEC 61400-50-1 procedures. Calibration is assumed valid for one year in the field and this needs to be proven with post-calibration or in-situ calibration.
	Operational characteristics	$u_{FS2,i}$	Class 1,2A	The sensor is classified per IEC 61400-50-1 as a class 1,2. This includes upflow and turbulence effects. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{FS3,i}$	1,0 %	The mast is designed according to best practice from IEC 61400-50-1 so distortion is minimal.
	Flow distortion due to terrain, site calibration undertaken	$u_{FS4,i}$	$u_{FS4,i} = \frac{\sum_j u_{SC,i,j} N_{i,j}}{\sum_j N_{i,j}}$ where $N_{i,j}$ is the number of data sets in the NTF data set in wind speed bin i and wind direction bin j.	
	Flow distortion due to terrain, no site calibration undertaken	$u_{FS4,i}$	2 % ($L \leq 3D$) 3 % ($L > 3D$)	If no site calibration is undertaken, the uncertainty estimate is based on the distance from the meteorological mast to the turbine
	Data acquisition system	$u_{dFS,i}$	0,03 m/s	Considering 0,1 % uncertainty of the full range of 30 m/s of the measurement channel. This includes transmission, accuracy and conditioning.
Nacelle wind speed	Anemometer calibration uncertainty due to wind speed	$u_{N1,i}$	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	$u_{N2,i}$	1,0 %	Typical for sonic and propeller anemometers is that the wind speed uncertainty is directionally dependent.
	Operational characteristics	$u_{N3,i}$	Class 4A	Most standard nacelle sensors are not (yet) classified as per IEC 61400-50-1 and if that is the case a conservative estimate shall be used. This component has a rectangular uncertainty distribution.
	Mounting effects	$u_{N4,i}$	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.
	Data acquisition system	$u_{dN,i}$	0,03 m/s	Considering 0,1 % uncertainty of the full range of 30 m/s of the measurement channel. This includes transmission, accuracy and conditioning.
Method	Seasonal variation	$u_{M2,i}$	2,0 %	An NTF 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.
Statistical	Statistical uncertainty in captured dataset	$s_{NTF,i}$	$\frac{s_{NTF,i}}{\sqrt{N_j}}$	Wind speed-dependent uncertainties from the site calibration regression have been derived. s is the standard deviation of the wind speed ratios in bin j , N is the number of data points in bin j .

The assumptions in Table D.2 regarding uncertainties and correlations shall be followed unless evidence is provided upon which to base another choice.

$u_{V6,i}$ is calculated as follows:

$$u_{FS,i} = \sqrt{l_{FS1}^2 u_{FS1,i}^2 + l_{FS2}^2 u_{FS2,i}^2 + l_{FS3}^2 u_{FS3,i}^2 + l_{FS4}^2 u_{FS4,i}^2 + l_{dFS}^2 u_{dFS,i}^2} \quad (D.4)$$

$$u_{N,i} = \sqrt{l_{N1}^2 u_{N1,i}^2 + l_{N2}^2 u_{N2,i}^2 + l_{N3}^2 u_{N3,i}^2 + l_{N4}^2 u_{N4,i}^2 + l_{dN}^2 u_{dN,i}^2} \quad (D.5)$$

$$u_{M_NTF,i} = \sqrt{l_{M2}^2 u_{M2,i}^2} \quad (D.6)$$

$$u_{V6,i} = \sqrt{u_{FS,i}^2 + u_{N,i}^2 + u_{M_NTF,i}^2 + s_{NTF,i}^2} \quad (D.7)$$

D.1.4 Nacelle power curve uncertainty component estimates

Given the good agreement between the IEC 61400-12-1 power curves on the test turbine and the 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.

D.1.5 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 in Table D.3.

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 Annex E
	Calibration maximum bin averaged wind direction difference due to wind direction (sonic sensor only)	u_{WD4}	2°	Estimated from calibration data as described in Annex E
	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 Annex E
	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.
	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:

$$u_{WD,YAW} = \sqrt{u_{WD1}^2 + u_{WD2}^2 + u_{dWD1}^2} \quad (D.8)$$

$$u_{WD,SENSOR} = \sqrt{u_{WD3}^2 + u_{WD4}^2 + u_{WD5}^2 + u_{WD6}^2 + u_{WD7}^2 + u_{dWD2}^2} \quad (D.9)$$

$$u_{WD} = \sqrt{u_{WD,YAW}^2 + u_{WD,SENSOR}^2} \quad (D.10)$$

D.1.6 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 site calibration

	Source	Contribution factor	Estimate of magnitude	Notes
Reference anemometer	Calibration	l_{SC1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Operational characteristics	l_{SC2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Mounting effects	l_{SC3}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition system	l_{dSC1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Turbine position anemometer	Calibration	l_{SC4}	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor.
	Operational Characteristics	l_{SC5}	0,5	Operational uncertainty contributes in part, as the anemometers on both mounting structures are identical but it is possible that the anemometers will not see exactly the same turbulence and upflow.
	Mounting effects	l_{SC6}	0,5	Even with the mounting structure being the same, mounting effects are often a function of wind direction and therefore contribute.
	Data acquisition system	l_{dSC2}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Method	Seasonal variation	l_{M1}	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Statistical	Variance in wind direction bins	n.a.	n.a.	Statistical variation always contributes fully.
Data acquisition	Data acquisition system	l_{dSC}	1	First appearance of an uncertainty term 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.

Table D.5 – Estimates for contribution factors for NTF

	Source	Uncertainty component	Estimate of magnitude with site calibration	Estimate of magnitude without site calibration	Notes
Free stream wind speed	Anemometer calibration	l_{FS1}	1	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor.
	Operational characteristics	l_{FS2}	0,5	1	With site calibration: This contributes to a lesser degree as it is the same sensor as used on the mast for the site calibration.
	Mounting effects	l_{FS3}	0,25	1	With site calibration: This contributes to a lesser degree as it is the same sensor as used on the mast for the site calibration.
	Site calibration uncertainty	l_{FS4}	1	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
	Data acquisition system	l_{dFS}	1	1	It contributes fully as data is acquired in different environmental circumstances.
Nacelle wind speed	Anemometer calibration uncertainty due to wind speed	l_{N1}	1	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor.
	Anemometer calibration uncertainty due to wind direction	l_{N2}	1	1	Calibration uncertainty always contributes fully, it is inherent to the sensor.
	Operational characteristics	l_{N3}	1	1	It contributes fully as this is most likely a different kind of sensor behind the rotor so in a different environment.
	Mounting effects	l_{N4}	1	1	It contributes fully as this is most likely a different kind of sensor on a completely different kind of structure.
	Data acquisition system	l_{dN}	1	1	It contributes fully as data is acquired in different environmental circumstances.
Method	Seasonal variation	l_{M2}	1	1	First appearance of an uncertainty term always contributes fully.
Statistical	Nacelle anemometer operational characteristics	n.a.	n.a.	n.a.	Statistical variation always contributes fully.

The assumptions in Table D.5 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:

$$u_{FS,i} = \sqrt{(1)^2(0,01 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,034 \text{ m/s} + 0,0034 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,01 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,02 \times V_i [\text{m/s}])^2 + (1)^2(0,03 \text{ m/s})^2} \quad (\text{D.11})$$

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

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

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

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

The uncertainty resulting from the method is given by Equation (D.13):

$$u_{M_NTF,i} = \sqrt{(1)^2(0,02 \times V_i [\text{m/s}])^2} \quad (\text{D.13})$$

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 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:

$$u_{P1,i} = \frac{0,0075 \times P_i [\text{kW}]}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{3} \times 3 = 0,0043 \times P_i [\text{kW}] \quad (\text{D.14})$$

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:

$$u_{P2,i} = \frac{0,005 \times P_i [\text{kW}]}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{3} \times 3 = 0,0029 \times P_i [\text{kW}] \quad (\text{D.15})$$

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:

$$u_{P3,i} = \frac{10 \text{ kW}}{\sqrt{3}} = 5,8 \text{ kW} \quad (\text{D.16})$$

This leads to

$$\begin{aligned} u_{P,i} &= \sqrt{(1)^2 (0,0043 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2 (0,0029 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2 (5,8 \text{ kW})^2 + (1)^2 (0,001 \times 2\,500 \text{ kW})^2} \\ &= \sqrt{(1)^2 (0,0052 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2 (5,8 \text{ kW})^2} \end{aligned} \quad (\text{D.17})$$

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

$$u_{T,i} = \sqrt{(1)^2 (0,5 \text{ K})^2 + (1)^2 (2,0 \text{ K})^2 + (1)^2 (0,3 \text{ K})^2 + (1)^2 (0,001 \times 40 \text{ K})^2} = 2,1 \text{ K} \quad (\text{D.18})$$

$$u_{B,i} = \sqrt{(1)^2 (3,0 \text{ hPa})^2 + (1)^2 (0,34 \text{ hPa})^2 + (1)^2 (0,001 \times 100 \text{ hPa})^2} = 3,0 \text{ hPa} \quad (\text{D.19})$$

$$u_{M,i} = \sqrt{\frac{(1)^2 (0,005 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2 (0,01 \times P_i [\text{kW}])^2}{(1)^2 (0,02 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2 (0,02 \times P_i [\text{kW}])^2 + (1)^2 (0,01 \times P_i [\text{kW}])^2}} = 0,032 \times P_i [\text{kW}] \quad (\text{D.20})$$

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 Annex D shall be of class 1,7A or better, as defined in the IEC 61400-50-1.

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

- a) any form of cup anemometer,
- b) any sonic anemometer,
- c) any propeller anemometer.

No other type of anemometer (pitot tubes, hot wire anemometers, hot surface anemometers, etc.) shall 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.

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 IEC 61400-50-1, cup anemometer calibration procedure.

E.2 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 IEC 61400-50-1 shall be used when an in-situ calibration is done.

E.3 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 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)

Organisation of test, safety and communication

F.1 General

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.

F.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.

F.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.

F.4 Communication

Any turbine under test shall be marked clearly as being under test, specifying also the planned duration of the test as well as the 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.

F.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 of IEC 61400-12-2 shall prevail. Where neither the test plan, nor this document is clear the interpretation by the chief of test shall prevail.

F.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.

F.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 to the involved parties.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-6:2022

Annex G (informative)

NTF flowchart

Figure G.1 gives a flowchart of the nacelle transfer function creation procedure.

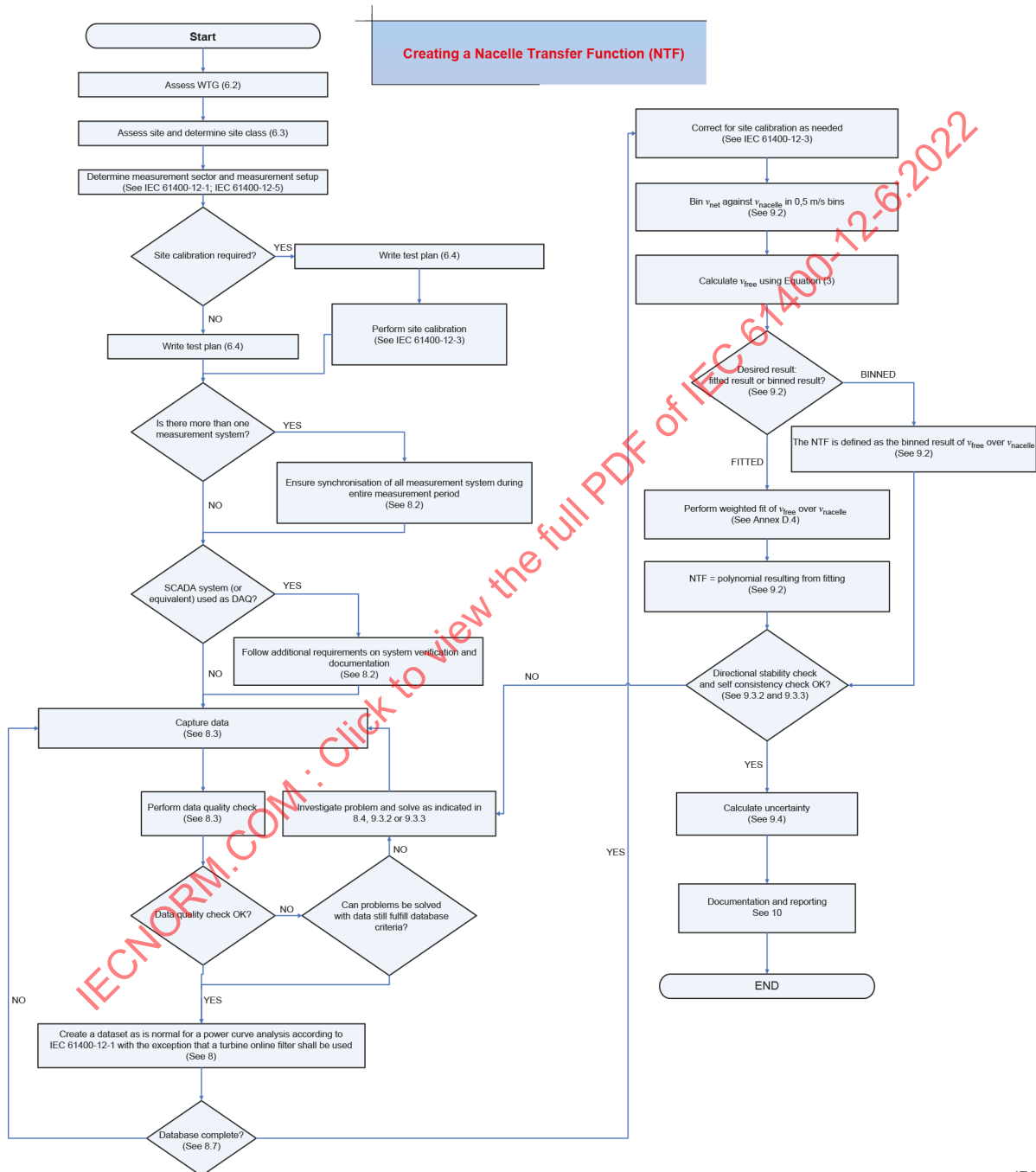


Figure G.1 – NTF flowchart

Bibliography

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-6:2022

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	59
INTRODUCTION	61
1 Domaine d'application	63
2 Références normatives	63
3 Termes et définitions	64
4 Symboles, unités et termes abrégés	67
5 Vue d'ensemble de la méthode d'essai	70
6 Préparation du mesurage de la fonction de transfert de la nacelle	71
6.1 Généralités	71
6.2 Éolienne	71
6.3 Site d'essai	71
6.3.1 Généralités	71
6.3.2 Classification du terrain	73
6.4 Plan d'essai	73
7 Matériel d'essai	73
7.1 Généralités	73
7.2 Acquisition de données	74
8 Procédure de mesure	74
8.1 Généralités	74
8.2 Synchronisation du ou des systèmes d'acquisition de données	75
8.3 Collecte des données	75
8.4 Contrôle de qualité des données	76
8.4.1 Généralités	76
8.4.2 Les signaux mesurés sont dans la plage de mesure et sont disponibles	76
8.4.3 Les capteurs fonctionnent correctement	76
8.4.4 Assurer que le ou les systèmes d'acquisition de données fonctionnent correctement	77
8.4.5 Vérification de la cohérence interne des secteurs	77
8.5 Rejet des données	77
8.6 Correction des données	78
8.7 Base de données	78
9 Résultats déduits	79
9.1 Vue d'ensemble des résultats déduits	79
9.2 Détermination de la fonction de transfert de la nacelle mesurée	79
9.3 Contrôle de qualité des données	80
9.3.1 Généralités	80
9.3.2 Contrôle de la stabilité en direction	81
9.3.3 Vérification de la cohérence interne pour la NTF, utilisant la NPC	81
9.4 Analyse d'incertitude	82
10 Format de rapport	82
Annexe A (informative) Montage des instruments sur la nacelle	86
A.1 Généralités	86
A.2 Méthode préférentielle de montage de l'anémomètre	86
A.3 Position préférentielle de l'anémomètre	86
Annexe B (normative) Évaluation de l'incertitude de mesure	88
B.1 Généralités	88

B.2	Mesurandes	88
B.3	Composantes d'incertitude	88
B.4	Incertitude de direction du vent	90
Annexe C (normative) Fondements théoriques de la détermination de l'incertitude de mesure à l'aide de la méthode des tranches		91
C.1	Généralités	91
C.2	Propagation de l'incertitude au cours des étapes de mesure de la NTF/NPC.....	93
C.3	Incertitudes de catégorie A	95
C.3.1	Généralités	95
C.3.2	Incertitude de catégorie A sur la puissance électrique	95
C.4	Incertitudes de catégorie B	97
C.4.1	Généralités	97
C.4.2	Incertitudes de catégorie B dans les variations climatiques.....	97
C.5	Incertitude élargie	97
Annexe D (normative) Estimations et calcul de l'incertitude de la NTF		98
D.1	Méthodes et hypothèses	98
D.1.1	Généralités	98
D.1.2	Étalonnage du site	98
D.1.3	Estimations de la composante d'incertitude de la fonction de transfert de la nacelle	100
D.1.4	Estimations de la composante d'incertitude de la courbe de puissance de la nacelle	102
D.1.5	Incertitude de direction du vent.....	102
D.1.6	Facteurs de contribution:	104
D.2	Exemples de calculs d'incertitude	107
D.2.1	Description des exemples	107
D.2.2	Exemple de cas – Incertitude de la NTF	107
D.2.3	Exemple de cas – Incertitude de la NPC.....	107
Annexe E (normative) Types d'appareils d'anémométrie admissibles		110
E.1	Généralités	110
E.2	Réétalonnage des anémomètres soniques:	110
E.3	Incertitude des anémomètres soniques et à hélice	110
Annexe F (informative) Organisation de l'essai, de la sécurité et de la communication.....		111
F.1	Généralités	111
F.2	Responsabilité de l'essai.....	111
F.3	Sécurité pendant l'essai	111
F.4	Communication	111
F.5	Avant l'essai	111
F.6	Pendant l'essai	111
F.7	Après l'essai	112
Annexe G (informative) Organigramme de la NTF		113
Bibliographie.....		114
Figure 1 – Présentation d'un exemple de données: fonction de transfert mesurée.....		84
Figure A.1 – Montage de l'anémomètre en haut de la nacelle		87
Figure G.1 – Organigramme de la NTF		113

Tableau 1 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée fondée sur les données du mât météorologique, pour la vérification de la cohérence	85
Tableau B.1 – Composantes d'incertitude dans l'évaluation de la fonction de transfert de la nacelle	89
Tableau B.2 – Composantes d'incertitude de la direction absolue du vent mesurée à la nacelle.....	90
Tableau C.1 – Exemple de sources d'annulation	93
Tableau C.2 – Liste des incertitudes de catégories A et B pour la NTF	96
Tableau C.3 – Incertitudes élargies.....	97
Tableau D.1 – Estimations des composantes d'incertitude d'après l'étalonnage du site	99
Tableau D.2 – Estimations des composantes d'incertitude d'après le mesurage de la NTF	101
Tableau D.3 – Estimations des composantes d'incertitude sur la direction du vent.....	103
Tableau D.4 – Estimations des facteurs de contribution à l'étalonnage du site.....	105
Tableau D.5 – Estimations des facteurs de contribution pour la NTF.....	106

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-6:2022

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

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

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 du présent document de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets.

L'IEC 61400-12-6 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Systèmes de génération d'énergie éolienne. Il s'agit d'une Norme internationale.

La présente première édition de l'IEC 61400-12-6 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
88/826/CDV	88/871/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

La série IEC 61400-12 comprend les parties suivantes, publiées sous le titre général Systèmes de génération d'énergie éolienne:

IEC 61400-12:	<i>Mesurages de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité – Vue d'ensemble</i>
IEC 61400-12-1:	<i>Mesures de performance de puissance des éoliennes de production d'électricité</i>
IEC 61400-12-2:	<i>Performance de puissance des éoliennes de production d'électricité fondée sur l'anémométrie de nacelle</i>
IEC 61400-12-3:	<i>Performance de puissance – Étalonnage du site fondé sur le mesurage</i>
IEC 61400-12-4:	<i>Numerical site calibration</i> (disponible en anglais seulement)
IEC 61400-12-5:	<i>Performance de puissance – Évaluation des obstacles et du terrain</i>
IEC 61400-12-6:	<i>Fonction de transfert de la nacelle fondée sur le mesurage des éoliennes de production d'électricité</i>

Le présent document a pour objet de fournir une méthodologie uniforme de mesure, d'analyse et de rapport pour la détermination d'une fonction de transfert de la nacelle des éoliennes de production d'électricité à l'aide des 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'affecte pas de manière significative l'écoulement d'air dans le rotor de l'éolienne et autour de la nacelle, et n'affecte donc pas les performances de l'éolienne. Le présent document vise à ce que les méthodes qui y sont présentées soient utilisées lors de l'application de la méthodologie décrite dans l'IEC 61400-12-2 pour déterminer les performances de puissance des éoliennes individuelles. Cela permet d'assurer que les résultats sont aussi cohérents, exacts et reproductibles que possible dans l'état actuel de l'art des techniques d'instrumentation et de mesure.

Cette procédure décrit la façon de déterminer la fonction de transfert de la nacelle d'une éolienne en matière de vitesses du vent mesurées sur un mât météorologique et de vitesse du vent mesurée sur le moyeu ou la nacelle d'une éolienne. L'anémomètre placé sur l'éolienne mesure une vitesse du vent qui est fortement influencée par le rotor de l'éolienne en essai. Cette procédure inclut des méthodes qui permettent de déterminer et d'appliquer des corrections appropriées pour cette interférence. Une telle correction est appelée une fonction de transfert de la nacelle qui relie la vitesse du vent mesurée sur l'éolienne à la vitesse du vent en écoulement libre mesurée sur un mât météorologique. La procédure prévoit également des recommandations relatives à la détermination de l'incertitude de mesure, y compris l'évaluation des sources d'incertitude, ainsi que des recommandations qui permettent de les combiner en incertitudes.

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 à la sélection et à l'installation de l'anémomètre. Ces questions sont traitées dans le présent document.

Le présent document concerne les parties impliquées dans les essais de performance de puissance des éoliennes à l'aide de l'IEC 61400-12-2 ainsi que les parties impliquées dans l'installation, la planification et la réalisation de ces essais. Au besoin, 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. Le présent document décrit les procédures de mesure et de rapport qui sont réputées donner des résultats exacts et reproductibles 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. Par conséquent, il convient que les utilisateurs prennent en considération l'influence de ces différences ainsi que les critères de choix des données par rapport à l'objectif de l'essai avant de procéder aux mesurages de la fonction de transfert de la nacelle.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-6:2022

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

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400-12 spécifie une procédure de mesure de la fonction de transfert de la nacelle 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 attendu que le présent document soit utilisé lorsqu'il est nécessaire d'employer une fonction de transfert de la nacelle valide pour mesurer la performance de puissance conformément à l'IEC 61400-12-2.

La vitesse du vent mesurée au niveau de la nacelle ou du moyeu d'une éolienne subit l'influence du rotor de l'éolienne (c'est-à-dire une vitesse du vent accélérée ou ralentie). Dans l'IEC 61400-12-1, un anémomètre est situé sur un mât météorologique à une distance comprise entre deux et quatre fois le diamètre du rotor au vent de l'éolienne en essai. Cet emplacement permet un mesurage direct du vent "libre" avec une interférence minimale du rotor de l'éolienne en essai. Dans la procédure du présent document, l'anémomètre est situé sur ou près de la nacelle de l'éolienne en essai. À cet emplacement, l'anémomètre mesure une vitesse du vent, qui subit une forte influence du rotor et de la nacelle de l'éolienne en essai. La procédure décrite dans cette norme présente des méthodes de détermination et d'application de corrections appropriées de cette interférence. Cependant, noter que ces corrections augmentent intrinsèquement l'incertitude de mesure par rapport à un essai correctement configuré et réalisé conformément à l'IEC 61400-12-1.

Le présent document décrit la façon de déterminer la fonction de transfert de la nacelle d'une éolienne. La fonction de transfert de la nacelle est déterminée en collectant simultanément des valeurs de mesure de la vitesse du vent mesurée à la nacelle et de la vitesse du vent en écoulement libre (mesurée sur un mât météorologique) pendant une période suffisamment longue pour créer une base de données statistiquement significative sur une certaine plage de vitesses du vent et dans des conditions de vent et des conditions atmosphériques variables. 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 qui permettent de les combiner.

2 Références normatives

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

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

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

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*

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 61400-50-1, *Wind energy generation systems – Part 50-1: Wind measurement – Application of meteorological mast, nacelle and spinner mounted instruments* (disponible en anglais seulement)

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

3 Termes et définitions

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

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

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

3.1

exactitude

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

3.2

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

3.3

ensemble de données

collection de données échantillonnées sur une période contiguë

3.4

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

3.5

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

3.6

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

3.7

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

3.8**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

3.9**période de mesure**

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

3.10**secteur de mesure**

secteur de directions du vent à partir duquel des données sont choisies pour la courbe de puissance mesurée ou pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle

3.11**incertitude de mesure**

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

3.12**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: 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 valeur moyenne du paramètre à l'intérieur de chaque tranche est calculée.

3.13**nacelle**

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

3.14**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".

3.15**vitesse du vent à la nacelle**

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

3.16**obstacle**

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

3.17**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

3.18

rapport

toute information concernant l'essai, consignée dans le rapport final

3.19

longueur de rugosité

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

3.20

indice de robustesse

RIX_{xx}

mesure du terrain, l'indice de robustesse est calculé comme le pourcentage des différences d'altitude dans un secteur de direction donné qui dépasse une différence d'altitude de $xx \times (D + H)$

Note 1 à l'article: L'abréviation "RIX" est dérivée du terme anglais développé correspondant "ruggedness index".

3.21

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

3.22

incertitude-type

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

3.23

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.

3.24

site d'essai

emplacement de l'éolienne en essai et ses environs

3.25

éolienne en ligne

état de l'éolienne en fonctionnement normal, sauf au démarrage ou à la coupure, mais qui inclut 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

3.26

cisaillement du vent

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

4 Symboles, unités et termes abrégés

Symbole ou termes abrégés	Description	Unité
A	surface balayée par le rotor de l'éolienne	[m ²]
AEP	annual energy production (production annuelle d'énergie)	
ASL	above sea level (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	facteur de sensibilité d'un paramètre (dérivée partielle)	
$c_{B,i}$	facteur de sensibilité de la pression atmosphérique dans la tranche i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	facteur de sensibilité du système d'acquisition de données dans la tranche i	
$c_{k,i}$	facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i	
$c_{l,j}$	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	
$c_{T,i}$	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]
D	diamètre du rotor	[m]
D_e	diamètre équivalent du rotor	[m]
D_n	diamètre du rotor de l'éolienne voisine en fonctionnement	[m]
D_r	diamètre pales-rotor	[m]
Élévation	élévation au-dessus du niveau de la mer	[m]
$F(V)$	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	
H	hauteur du moyeu de l'éolienne	[m]
K	constante de von Karman, 0,4	
NT	nombre d'éoliennes	
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	
M	nombre de composantes d'incertitude dans chaque tranche	
M_A	nombre de composantes d'incertitude de catégorie A	
M_B	nombre de composantes d'incertitude de catégorie B	
N	nombre de tranches	
N_h	nombre d'heures dans une année $\approx 8\,760$	
N_i	nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche i de vitesse du vent	
N_j	nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche j de direction du vent	
N_k	est le nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche k ;	
N_m	nombre de tranches sur l'éolienne m	
N	nombre de tranches sur l'éolienne n	
n_{Test}	nombre d'éoliennes en essai	

Symbole ou termes abrégés	Description	Unité
N	exposant de profil de vitesse ($n = 0,14$)	
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 × K)]
R_w	constante des gaz pour la vapeur d'eau (= 461,5)	[J/(kg × K)]
RIX ₂₀	pourcentage des pentes calculées dans un secteur de direction donné qui dépasse 20 %	
$S_{sc,i}$	écart-type des rapports de vitesses du vent dans la tranche i	
S	composante d'incertitude de catégorie A	[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]
$s_{\text{NTF},i}$	incertitude statistique de l'ensemble de données saisies	
$s_{a,j}$	incertitude-type de catégorie A sur les rapports de vitesses du vent dans la tranche j	[W]
Slope _{i}	pente entre des points d'élévation adjacents	[°]
T	température absolue	[K]
TI	turbulence intensity (intensité de turbulence)	
$T_{10\text{min}}$	température absolue de l'air moyennée sur une période de 10 min	[K]
T	temps	[s]
U	composante d'incertitude de catégorie B	
U_i	incertitudes composées de catégorie B dans la tranche i	
u_{AEP}	incertitude-type composée sur la production annuelle d'énergie estimée	[Wh]
$u_{\text{AEP,AVG}}$	incertitude de l'AEP moyenne	[Wh]
$u_{\text{AEP},k}$	incertitude de l'AEP de la composante k de catégorie B	[Wh]
$u_{\text{AEP},m,k}$	incertitude de l'AEP de la composante k de catégorie B sur l'éolienne m	[Wh]
$u_{\text{AEP,RATIO}}$	rapport de l'incertitude sur l'AEP	[Wh]
$u_{\text{ano_class}}$	incertitude liée à la classe de l'anémomètre	[W]
$u_{B,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la pression atmosphérique dans la tranche i	[W]
$u_{c,i}$	incertitude-type composée sur la puissance dans la tranche i	[W]
$u_{c,m,i}$	incertitude composée sur la puissance dans la tranche i sur l'éolienne m	[W]
$u_{\text{dFS},i}$	composante d'incertitude du système d'acquisition de données	
$u_{\text{dP},i}$	composante d'incertitude de l'acquisition de données de puissance dans la tranche i	
$u_{\text{dT},i}$	composante d'incertitude de l'acquisition de données de température dans la tranche i	

Symbole ou termes abrégés	Description	Unité
$u_{dV,i}$	composante d'incertitude de l'acquisition de données de vitesse du vent dans la tranche i	
$u_{dWD,i}$	composante d'incertitude de l'acquisition de données de direction du vent dans la tranche i	
u_{FS}	composante d'incertitude de 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 sur la composante k dans la tranche i sur l'éolienne m	[W][kg/m ³]
$u_{l,j}$	incertitude-type sur 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	composante d'incertitude de la vitesse du vent à la nacelle	
$u_{P,i}$	incertitude-type de catégorie B sur l'étalonnage du site dans la tranche i	[W]
u_{sc}	incertitude-type de catégorie B sur l'étalonnage du site dans la tranche i	[W]
$u_{sc,i,j}$	composante d'incertitude de l'étalonnage du site dans la tranche i de vitesse du vent et dans la tranche j de direction du vent	[W]
$u_{T,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la température de l'air dans la tranche i	[K]
$u_{V,i}$	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	[°]
$u_{WD,SENSOR}$	incertitude de direction du vent, nacelle mesurée	[°]
u_{YAW}	incertitude de direction du vent, composante de lacet	[°]
$u_{wind\ farm_AEP}$	incertitude globale sur l'AEP d'un parc éolien	[Wh]
$u_{a,i,j}$	incertitude-type composée sur l'étalonnage du site dans la tranche i de vitesse du vent et dans la tranche j de direction du vent	[m/s]
$u_{c,m,i}$	incertitude composée sur la puissance dans la tranche i sur l'éolienne m	[W]
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 à la nacelle mesurée, corrigée avec la fonction de transfert de la nacelle	[m/s]
V_i	vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i	[m/s]
V_{meri}	moyennes des tranches de la vitesse du vent au mât météorologique dans la tranche i , vitesse du vent déterminée à l'aide de l'anémomètre de la nacelle	[m/s]
V_n	vitesse du vent normalisée	[m/s]
$V_{n,i,j}$	vitesse du vent normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i	[m/s]
$V_{n,k,j}$	vitesse du vent normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche k	
$V_{nacelle}$	valeur mesurée de l'anémomètre de la nacelle pour laquelle la vitesse du vent en écoulement libre est estimée	[m/s]
$V_{nacelle,i}$	valeur moyenne des tranches de l'anémomètre de la nacelle pour la tranche i	[m/s]
V_{10min}	vitesse du vent moyennée sur une période de 10 min	[m/s]
v_P	vitesse du vent évaluée à partir de la puissance de sortie	[m/s]

Symbole ou termes abrégés	Description	Unité
X	distance en aval d'un obstacle jusqu'au mât météorologique ou jusqu'à l'éolienne	[m]
Z	hauteur au-dessus du sol	[m]
z_0	longueur de rugosité	[m]
A_j	rapport des vitesses du vent dans la tranche j de direction du vent (position de l'éolienne par rapport à la position du mât météorologique)	
ΔU_z	influence d'un obstacle sur la différence entre les vitesses du vent	[m/s]
Δz_i	distance verticale entre des points d'élévation adjacents	[m]
P	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 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 tranche j sur l'éolienne n	
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	
$\sigma_{P,i}$	écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i	[W]
$\Sigma_{10 \text{ min}}$	écart-type du paramètre moyenné sur une période de 10 min	
$\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$	écarts-types des vitesses longitudinale/transversale/verticale du vent	[m/s]
Φ	humidité relative (plage de 0 à 1)	
Ω	vitesse angulaire	[s ⁻¹]

5 Vue d'ensemble de la méthode d'essai

Cette méthode d'essai repose sur un mesurage de base de performance de puissance conformément à l'IEC 61400-12-1, auquel ont été ajoutés des signaux en provenance de la nacelle de l'éolienne, à savoir la vitesse du vent et la direction du vent.

Un tel ensemble de signaux permet d'établir une corrélation entre le signal de vitesse du vent en écoulement libre et le signal de vitesse du vent en provenance de la nacelle.

La vitesse du vent en écoulement libre est obtenue à partir d'un mesurage de la vitesse du vent effectué sur un mât météorologique. En terrain complexe, la vitesse du vent mesurée au mât météorologique doit être corrigée de la distorsion d'écoulement due au terrain à l'aide de la procédure d'étalonnage de l'IEC 61400-12-3.

Étant donné que cette méthode est étroitement liée à l'IEC 61400-12-1 et à l'IEC 61400-12-2, les deux normes sont fréquemment mentionnées dans le présent document.

La procédure de mesure de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle est conçue pour évaluer l'effet du rotor de l'éolienne sur la vitesse du vent à la nacelle et pour quantifier la relation entre la vitesse du vent en écoulement libre et la vitesse du vent à la nacelle. La fonction de transfert de la vitesse du vent à la nacelle doit être déterminée par un mesurage pratiquement identique au mesurage de l'IEC 61400-12-1. Toutes les exigences de l'IEC 61400-12-1 doivent être satisfaites, sauf si le présent document s'écarte explicitement de l'IEC 61400-12-1.

Le résultat essentiel du mesurage de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle est un tableau ou une fonction ajustée de facteurs de correction d'écoulement pour toutes les vitesses de vent mesurées. Un autre résultat est une estimation de l'incertitude sur ces facteurs de correction. Cet essai peut également fournir des informations qui justifient une modification du secteur de mesure admissible. À titre d'information, un organigramme donne une vue d'ensemble sur la NTF à l'Annexe G.

6 Préparation du mesurage de la fonction de transfert de la nacelle

6.1 Généralités

Les conditions d'essai spécifiques concernant le mesurage de la fonction de transfert de la nacelle de l'éolienne doivent être bien documentées et consignées dans un rapport, 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. Noter que la validité de la fonction de transfert de la nacelle dépend en partie de cette description.

La configuration de l'éolienne a une influence significative sur la courbe de puissance mesurée de la nacelle de l'éolienne. En particulier, les effets de distorsion de l'écoulement au niveau de la nacelle et du rotor font que la vitesse du vent mesurée à la nacelle de l'éolienne est différente de la vitesse du vent en écoulement libre, bien qu'elles soient corrélées.

Tous les contrôles de l'Annexe A de IEC 61400-12-2:2022 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

6.3.1 Généralités

Les conditions au site d'essai peuvent avoir une influence significative sur l'incertitude et la validité de mesure de la fonction de transfert de la nacelle. Bien que la proximité de l'anémomètre de la nacelle avec la position de mesure souhaitée (centre du rotor) diminue la distorsion existante 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 de:

- a) définir un secteur de mesure approprié en prenant en considération l'emplacement des obstacles et la classification du terrain;
- b) définir les conditions du site qui permettent de déterminer la validité de la fonction de transfert de la nacelle pour l'établissement d'une courbe de puissance de la nacelle;
- c) 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 (telles qu'elles sont définies 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 en essai produisent des sillages qui influencent à la fois la production d'énergie de l'éolienne en essai et 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. En se fondant sur cette relation et sur la topologie du site d'essai, certaines directions du vent peuvent être exclues.

Le secteur de mesure doit être déterminé à l'aide de la procédure décrite dans l'IEC 61400-12-2:2022 et l'IEC 61400-12-5:2022. Il est fortement recommandé de veiller 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 comprend à la fois 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 (6.3.2) doit être utilisée.

Lorsqu'un étalonnage du site est exigé selon l'IEC 61400-12-1, il doit être réalisé conformément à l'IEC 61400-12-3 et appliqué à la vitesse du vent sur le mât météorologique de référence. Les changements suivants par rapport à la procédure d'étalonnage du site de l'IEC 61400-12-3 sont admis:

- Les données d'étalonnage du site peuvent être évaluées de manière à saisir la variation des résultats d'étalonnage du site en fonction de la vitesse du vent en plus de la variation en fonction de la direction du vent. Une telle approche conduit à des valeurs de correction d'écoulement en fonction de la vitesse du vent en tranches ainsi qu'en fonction de la direction du vent. Pour assurer une chance raisonnable d'obtenir suffisamment de données dans chaque tranche, une tranche de directions du vent d'une largeur de 10° et une tranche de vitesses du vent de 4 m/s doivent être utilisées. Les tranches de vitesses du vent doivent être centrées autour de 2 m/s plus des multiples entiers de 4 m/s.
- Une régression linéaire de la vitesse du vent au mât météorologique de référence en fonction de la vitesse du vent au mât météorologique temporaire pour chaque tranche de directions du vent peut être réalisée pour déterminer la variation avec la vitesse du vent et pour permettre une meilleure caractérisation dans le cas où des décalages sont présents. Dans ce cas, les facteurs de correction de l'écoulement sont constitués de la fonction de régression résultante par tranche de directions du vent.
- Une analyse supplémentaire qui peut être réalisée consiste en un étalonnage du site pour la direction du vent afin d'établir la différence de direction du vent entre le mât permanent et le mât temporaire en fonction de la vitesse du vent et de la direction du vent au mât temporaire. La considération sous-jacente à cette évaluation est que le rotor de l'éolienne a une influence sur la direction du vent sur la nacelle ainsi que sur la vitesse du vent sur la nacelle. Un résultat plus exact est possible en appliquant une NTF à la fois à la vitesse du vent et à la direction du vent. Une NTF pour la direction du vent peut être déterminée d'après

les mêmes données qu'une NTF pour la vitesse du vent. Cependant, pour déterminer une NTF pour la direction du vent, il est nécessaire dans la mesure du possible de séparer l'influence du terrain de l'influence du rotor. Un étalonnage du site pour la direction du vent se concentre sur les décalages de direction plutôt que les rapports. L'omission de l'influence du terrain et/ou du rotor sur la direction du vent augmente l'incertitude sur la direction absolue du vent et diminue donc le secteur de mesure lors de l'établissement d'une NPC.

La procédure exacte utilisée pour déterminer l'étalonnage d'un site pour la vitesse du vent et probablement pour la direction du vent doit être consignée à un niveau de détail tel qu'elle puisse être revue et, si cela est nécessaire, répétée. Une évaluation de l'incertitude sur tous les résultats d'étalonnage du site doit être effectuée et consignée.

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

6.3.2 Classification du terrain

Le terrain autour de l'éolienne en essai doit être classé conformément à l'IEC 61400-12-5.

Dans la mesure où la validité de la fonction de transfert de la nacelle dépend (entre autres) de la classification du terrain, il faut clairement documenter, parmi les cinq classes de terrain définies dans l'IEC 61400-12-5, la classe dans laquelle la fonction de transfert de la nacelle a été mesurée.

6.4 Plan d'essai

Un plan d'essai doit être préparé avant l'essai qui traite 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 F concernant l'organisation de l'essai, la sécurité et la communication.

7 Matériel d'essai

7.1 Généralités

Les signaux qui doivent être mesurés conformément aux exigences de l'IEC 61400-12-1 sont les suivants:

- a) vitesse du vent sur le mât météorologique;
- b) direction du vent sur le mât météorologique;
- c) puissance de l'éolienne;
- d) puissance électrique;
- e) signal d'état de raccordement de l'aérogénérateur au réseau électrique.

Outre les exigences de l'IEC 61400-12-1, les signaux suivants doivent être mesurés conformément aux exigences de l'IEC 61400-12-2:

- 1) vitesse du vent à la nacelle;
- 2) direction du vent à la nacelle;
- 3) orientation de la nacelle;
- 4) température de l'air;
- 5) pression de l'air.

Les signaux suivants peuvent être captés conformément aux exigences de l'IEC 61400-12-2:

- vitesse du rotor;
- angle(s) de pas;

– humidité relative.

Au lieu de mesurer la vitesse du rotor et les angles de pas, la version de logiciel, les paramètres appropriés et leurs valeurs peuvent être documentés pour un contrôle de validité ultérieur.

Le signal de direction du vent à la nacelle doit être vérifié in situ pour déterminer le bon fonctionnement d'ensemble et établir une relation spécifique par rapport à l'axe longitudinal de la nacelle. L'orientation de la nacelle doit être vérifiée pour déterminer le bon fonctionnement d'ensemble et déterminer le nord géographique.

Noter que certains de ces signaux ne sont pas exigés pour établir la fonction de transfert de la nacelle mais plutôt pour effectuer la vérification de la cohérence interne spécifiée dans l'IEC 61400-12-2.

7.2 Acquisition de données

Le système d'acquisition de données peut être externe à l'éolienne, il peut s'agir du système de contrôle de l'éolienne ou d'une combinaison des deux. Un système d'acquisition de données avec une fréquence d'échantillonnage par canal d'au moins 1 Hz doit être utilisé pour collecter les mesurages et mémoriser 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 valeurs lues enregistrées. 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 déterminés;
- 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 7.2 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

L'objectif de la procédure de mesure est 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 la fonction de transfert de la nacelle 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 des mesurages doit être exprimée en matière d'incertitude-type, comme cela est décrit dans l'Annexe B, l'Annexe C et l'Annexe D. Pendant la période de mesure, il convient de confirmer périodiquement les données pour leur assurer une haute qualité. Des journaux d'essai doivent être tenus à jour afin de documenter tous les événements importants pendant l'essai de performance de puissance.

Il convient de mesurer la fonction de transfert de la 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.

La procédure de mesure de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle est conçue pour évaluer l'effet du rotor de l'éolienne sur la vitesse du vent à la nacelle et pour quantifier la relation entre la vitesse du vent en écoulement libre et la vitesse du vent à la nacelle. La fonction de transfert de la vitesse du vent à la nacelle doit être déterminée par un mesurage pratiquement identique au mesurage de l'IEC 61400-12-1. Toutes les exigences de l'IEC 61400-12-1 doivent être satisfaites, sauf si le présent document s'écarte explicitement de l'IEC 61400-12-1.

Le résultat essentiel du mesurage de la fonction de transfert de vitesse du vent à la nacelle est un tableau ou une fonction ajustée de facteurs de correction d'écoulement pour toutes les vitesses de vent mesurées. Un autre résultat est une estimation de l'incertitude sur ces facteurs de correction. Cet essai peut également fournir des informations qui justifient une modification du secteur de mesure admissible.

Conformément au 6.3, des fonctions de transfert appropriées de la vitesse du vent à la nacelle doivent être déterminées pour le secteur valable en fonction de la classification du terrain. Si elles n'ont pas déjà été effectuées, une évaluation de l'éolienne (6.2) et une évaluation du site et la classification du terrain (6.3) doivent être effectuées. À l'instar du 6.4, un plan d'essai doit être rédigé, incluant le montage d'essai, le choix des capteurs et du matériel de mesure et d'autres informations appropriées. Pour le système d'acquisition de données, le 7.2 s'applique.

8.2 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.

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.

8.3 Collecte des données

Les données doivent être collectées en continu à une fréquence d'échantillonnage de 1 Hz ou plus rapidement. 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 dans le 8.7 soient satisfaites.

L'analyse normalisée repose sur les statistiques des données mesurées pendant 10 min. Cette durée d'utilisation de statistiques a été choisie pour maintenir les résultats étroitement liés à ceux de 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.

8.4 Contrôle de qualité des données

8.4.1 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 8.4.2 à 8.4.5 énumèrent des exemples de méthodes de contrôle de qualité, mais sans inclure toutes les méthodes qui peuvent 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 au 6.2.

8.4.2 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 même, 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.

8.4.3 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 absence de données significatives 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

entre eux 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.

8.4.4 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 quelques 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.

8.4.5 Vérification de la cohérence interne des secteurs

Lorsqu'une NPC (projet) est disponible, la vérification de la cohérence interne des secteurs du 9.3.3 doit être effectuée.

8.5 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 provenant 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 comme cela est défini dans l'IEC-61400-12-5;
- 7) des événements de givrage des pales et nacelle recouverte de neige;
- 8) l'éolienne ne peut pas fonctionner en raison d'un état de défaut à son niveau;
- 9) 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.

8.6 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 le 7.2);
- 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 la fonction de transfert valide de la nacelle;
- f) toutes les autres corrections apportées aux données doivent être consignées clairement et en détail.

Les détails des corrections de données doivent être consignés comme cela est décrit à l'Article 10.

8.7 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 (production annuelle d'énergie) 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 l'éventualité 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 mode 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 du 9.3). Noter que la NPC) mentionnée dans le présent 8.7 est la NPC pendant le mesurage de la NTF.

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 Vue d'ensemble des résultats déduits

Les résultats déduits sont:

- a) Une fonction de transfert de nacelle (NTF) pour la vitesse du vent décrivant V_{free} comme résultat en tranche ou une fonction mathématique de tranche moyennée V_{nacelle} .
- b) L'étalonnage d'un site par rapport à la vitesse du vent (si cela est exigé par l'IEC 61400-12-1), exprimé par:
 - 1) les facteurs de correction d'écoulement par tranche de directions du vent, ou
 - 2) les facteurs de correction d'écoulement par tranche de directions du vent et de vitesses du vent, ou
 - 3) les paramètres de régression linéaire par tranche de directions du vent.
- c) De manière facultative, une NTF pour la direction du vent, exprimée sous forme d'un décalage par tranche de vitesses du vent ou d'une fonction mathématique de la vitesse du vent à la nacelle.
- d) De manière facultative, l'étalonnage d'un site pour la direction du vent, exprimé par:
 - 1) les décalages par tranche de directions du vent, ou
 - 2) les décalages par tranche de directions du vent et de vitesses du vent, ou
 - 3) les paramètres de régression linéaire par tranche de directions du vent.
- e) Les résultats de la vérification de la cohérence interne selon le 9.3.3.
- f) L'analyse de l'incertitude sur tous les résultats déduits selon l'Article 10.
- g) Un rapport de la fonction de transfert de la nacelle selon l'Article 10.

9.2 Détermination de la fonction de transfert de la nacelle mesurée

La fonction de transfert de la nacelle 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 du vent normalisée et de la vitesse du vent de la nacelle normalisée pour chaque tranche de vitesses du vent, selon l'Équation (1) et l'Équation (2):

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

$$V_k = \frac{1}{N_k} \sum_{j=1}^{N_k} V_{n,k,j} \quad (2)$$

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 ;
- V_k est la vitesse du vent de la nacelle normalisée et moyennée dans la tranche k ;
- $V_{n,k,j}$ est la vitesse du vent de la nacelle normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche k ;

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

N_k est le nombre d'ensembles de données de 10 min dans la tranche k .

La vitesse du vent à la nacelle doit être mise en tranches en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre en accord avec la méthode des tranches décrite dans l'IEC 61400-12-1, avec la vitesse du vent en écoulement libre sur l'axe x . Une interpolation linéaire peut ensuite être effectuée comme interpolation entre les tranches. En utilisant les données de la base de données, V_{free} doit être calculée à l'aide de l'Équation (3):

$$V_{\text{free}} = \frac{V_{\text{free},i+1} - V_{\text{free},i}}{V_{\text{nacelle},i+1} - V_{\text{nacelle},i}} \cdot (V_{\text{nacelle}} - V_{\text{nacelle},i}) + V_{\text{free},i} \quad (3)$$

où

$V_{\text{nacelle},i}$ et $V_{\text{nacelle},i+1}$ sont les moyennes des tranches de vitesses du vent à la nacelle dans les tranches i et $i+1$;

$V_{\text{free},i}$ et $V_{\text{free},i+1}$ sont les moyennes des tranches de vitesses du vent sur le mât météorologique dans les tranches i et $i+1$, des facteurs de correction d'écoulement doivent être appliqués par rapport au mesurage d'étalonnage du site, le cas échéant;

V_{nacelle} est la valeur mesurée de l'anémomètre de la nacelle pour laquelle la vitesse du vent en écoulement libre est estimée;

V_{free} est la vitesse du vent en écoulement libre estimée en utilisant la vitesse du vent mesurée à la nacelle et sur le mât météorologique de référence corrigée de la distorsion d'écoulement due au terrain (respectivement V_{nacelle} et V_{free}).

La fonction de transfert de la nacelle (NTF) est définie par V_{free} en fonction de V_{nacelle} par tranche. La NTF n'est valable que de la tranche de vitesses de vent la plus basse jusqu'à la tranche de vitesses de vent la plus haute et une extrapolation de la NTF n'est jamais admise.

En variante, la fonction de V_{free} sur l'axe y et de V_{nacelle} sur l'axe x (mis en tranches sur V_{nacelle}) peut être ajustée avec une fonction mathématique. Un ajustement pondéré peut être envisagé, par exemple pour tenir compte de façon adéquate des aberrations. La façon dont l'ajustement a été effectué et la fonction de pondération qui a été utilisée doivent être consignées, ainsi que la contribution de l'incertitude au résultat de l'ajustement.

Une procédure similaire peut être suivie pour déterminer la NTF pour la direction du vent; cette procédure se concentre sur les décalages plutôt que sur les rapports.

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

9.3 Contrôle de qualité des données

9.3.1 Généralités

Un contrôle de qualité des données doit être effectué comme cela est décrit au 8.4.

En outre, créer et réviser les diagrammes de dispersion de signaux appropriés pour vérifier que le matériel prévu du mât météorologique de référence et la description de l'implantation du site d'essai sont corrects. Par exemple:

- Tracer la moyenne sur 10 min du rapport de l'anémomètre primaire et de l'anémomètre de commande (comme cela est défini dans l'IEC 61400-12-1) en fonction de la direction du vent.
- Comparer l'emplacement (degrés en fonction du nord géographique ou d'une autre référence) de la structure de montage (option de montage d'anémomètre unique à la hauteur du moyeu) ou l'emplacement des sillages de l'anémomètre primaire/de commande (option de montage d'anémomètre double à la hauteur du moyeu) déduit de ces graphes par rapport à la configuration documentée de l'instrumentation.

Ces tracés peuvent également être utilisés pour vérifier le relevé documenté de l'éolienne par rapport la position du mât météorologique en comparant le centre de sillage de l'éolienne déterminé avec la position attendue.

Les désaccords constatés dans l'analyse doivent être étudiés et corrigés si possible. Les désaccords non résolus doivent être consignés dans le rapport de mesure.

9.3.2 Contrôle de la stabilité en direction

Une fonction de transfert mesurée peut présenter une plus grande variation dans certaines directions du vent. Celle-ci peut être provoquée par le terrain local mais également parce que la direction du vent peut beaucoup fluctuer si le vent ne provient pas de la direction prédominante du vent. Il est recommandé d'analyser la variance de la fonction de transfert avec la direction du vent de la manière suivante.

L'ensemble de données sur lequel est fondée la fonction de transfert doit être mis en tranches dans des tranches de direction du vent de 10° centrées sur des multiples entiers de 10°. Lorsque l'étalonnage d'un site a été effectué précédemment, il est recommandé d'utiliser les mêmes tranches de direction afin de répercuter l'effet directionnel de l'étalonnage du site sur la fonction de transfert. $V_{\text{free}}/V_{\text{nacelle}}$ doit être moyenné pour chaque tranche et l'écart-type sur cette valeur moyenne $V_{\text{free}}/V_{\text{nacelle}}$ doit être calculé pour chaque direction. La plage de vitesses du vent pour laquelle ceci est réalisé doit être sélectionnée de sorte à exclure une variation d'inclinaison de pale significative avec une marge adéquate pour permettre un moyennage sur 10 min. Il est également recommandé de comparer les résidus dans le cadre du contrôle de stabilité.

La moyenne et l'écart-type doivent être tracés en fonction de la moyenne de la direction du vent de chaque tranche. Ce tracé indique si la fonction de transfert est sensible à la direction du vent. Dans le cas où un effet marqué de la direction du vent peut être constaté, le secteur de mesure peut être réduit de manière à inclure uniquement les directions qui présentent un résultat cohérent.

Dans le cas où un secteur a été réduit, la vérification de la cohérence interne décrite au 9.3.3 doit apporter la preuve de l'amélioration de la nouvelle NTF.

9.3.3 Vérification de la cohérence interne pour la NTF, utilisant la NPC

La vitesse du vent à la nacelle doit être corrigée avec la fonction de transfert déterminée et une courbe de puissance ainsi qu'une production annuelle d'énergie (AEP) doivent être calculées en utilisant la vitesse du vent corrigée. De manière facultative, la direction du vent à la nacelle peut être corrigée avec la fonction de transfert déterminée pour la direction du vent. Noter que la NPC à laquelle le présent 9.3.3 fait référence est la NPC pendant le mesurage de la NTF.

Une courbe de puissance et une AEP doivent également être définies sur la base du mesurage et de la méthode de l'IEC 61400-12-1, avec la différence que le filtrage doit être effectué avec le signal de l'éolienne en ligne. La même base de données mesurées valides doit être utilisée pour les deux analyses, en limitant la plage de vitesses du vent, au besoin, pour assurer que les deux analyses couvrent la même plage de vitesses du vent.

Les deux résultats doivent être comparés aussi bien au niveau des courbes de puissance en tranche que de l'AEP. La différence maximale de puissance par tranche doit être de 1 % de la puissance d'une tranche ou de 0,5 % de la puissance assignée en prenant la plus grande de ces deux valeurs. La différence maximale de production annuelle d'énergie doit être de 1 % pour une moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu comprise entre 4 m/s et 11 m/s selon le 9.3.

Si la vérification de la cohérence interne ne satisfait pas aux critères énumérés ci-dessus, la cause fondamentale doit être recherchée et corrigée ou il convient d'utiliser une autre méthode NTF. Lorsque la cause fondamentale du désaccord ne peut pas être déterminée et tant que les différences de puissance et de production annuelle d'énergie en tranches sont inférieures à 3 % ou 1,5 % de la puissance assignée, en prenant la plus grande de ces deux valeurs, une incertitude supplémentaire doit être estimée, documentée et consignée. Lorsque les différences sont supérieures à 3 % de la puissance d'une tranche ou 1,5 % de la puissance assignée (en prenant la plus grande de ces deux valeurs) un nouvel essai doit être effectué.

9.4 Analyse d'incertitude

L'incertitude sur la ou les fonctions de transfert de la nacelle doit être calculée conformément à l'Annexe B, l'Annexe C et l'Annexe D du présent document.

10 Format de rapport

L'essai doit être consigné à un niveau de détail tel que chaque étape du mode opératoire et chaque condition d'essai significative puissent être révisées et, au besoin, 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. Suivent 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 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 au processus de classification du terrain du 6.3;
 - 4) si un étalonnage du site est effectué 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 spécifique nominale de l'air sur le site;
- b) 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'Annexe A;
 - 3) un croquis de la configuration de la structure de montage qui présente les dimensions principales 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.
- c) 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 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 au 8.5;
 - 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;
- d) Une présentation de la fonction de transfert de la nacelle mesurée:
- 1) la fonction de transfert de la nacelle doit être représentée sous la forme d'un graphique similaire à la Figure 1 et d'un tableau similaire au Tableau 1;
 - 2) le graphique et le tableau doivent mentionner la masse volumique de l'air de référence utilisée pour la normalisation.
- e) incertitude de mesure.
- 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, à l'Annexe C et à l'Annexe D.
- f) 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.

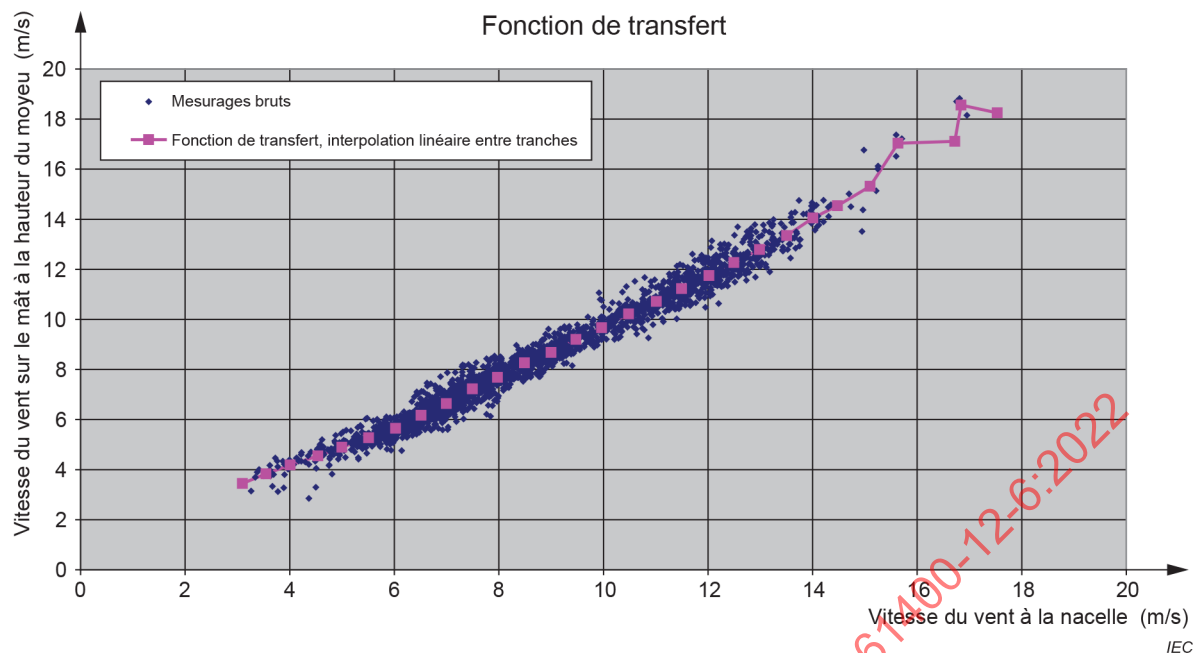


Figure 1 – Présentation d'un exemple de données: fonction de transfert mesurée

Tableau 1 – Exemple de présentation d'une courbe de puissance mesurée fondée sur les données du mât météorologique, pour la vérification de la cohérence

Éolienne + mât météo							
Masse volumique de l'air de référence: 1,225 kg/m ³					Catégorie A	Catégorie B	Incertitude composée
N° de tranche	Vitesse du vent $V_{\text{free stream}}$	Puissance de sortie	C_p	Nombre d'ensembles de données	Incertitude type s_i kW	Incertitude type u_i kW	Incertitude type u_{ci} kW
	m/s	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

Annexe A (informative)

Montage des instruments sur la nacelle

A.1 Généralités

Un montage approprié des instruments sur la nacelle est important pour assurer l'exactitude de l'essai de l'éolienne. Il convient en particulier de monter l'anémomètre de façon à réduire le plus possible les distorsions d'écoulement, surtout dues à l'influence de la flèche. Il convient de positionner l'anémomètre sur la nacelle de manière à le rendre insensible aux réglages de l'éolienne et à la distorsion de l'écoulement provoquée par la complexité du terrain environnant. Il convient de monter les autres instruments et objets sur la nacelle de manière à éviter les interférences avec l'anémomètre primaire.

A.2 Méthode préférentielle de montage de l'anémomètre

La méthode préférentielle de montage de l'anémomètre est verticalement en haut d'un tube sans aucun autre matériel ou équipement à proximité. La satisfaction de toutes les dispositions du présent Article A.2 aboutit à une distorsion négligeable des mesurages du vent induits par le montage. Il convient de monter l'anémomètre sur un tube vertical cylindrique de même diamètre extérieur que celui utilisé pendant l'étalonnage, acheminant le câble jusqu'à l'anémomètre par l'intérieur. Il convient que l'écart angulaire par rapport à la verticale soit inférieur à 2° , et il est recommandé d'utiliser un inclinomètre pour vérifier la verticalité de l'anémomètre pendant l'installation. Il convient que le diamètre du tube ne soit pas plus grand que le corps de l'anémomètre. Il convient que le support qui relie l'anémomètre au tube vertical soit compact, lisse et symétrique.

A.3 Position préférentielle de l'anémomètre

Il convient de disposer l'anémomètre dans le plan de symétrie de la nacelle. Il convient de le disposer à un emplacement sur la nacelle où les mouvements et les vibrations sont faibles. Un emplacement possible sélectionnable pour l'installation de l'anémomètre est l'extension du centre du mât.

Il convient d'installer le capteur de vent monté sur la nacelle au-dessus de la couche limite produite par la nacelle, indiquée par la ligne à 10° de la Figure A.1, et il convient également de le monter en dehors de l'influence des tourbillons du pied produits par le passage d'un pied de pale cylindrique à une pale profilée, indiqué par la ligne supérieure de la zone grise. De plus, il convient de monter le capteur à une distance d'au moins une fois et demie le diamètre du pied de pale ($1,5D$) derrière le centre du pied de pale et il convient de ne pas le monter du côté sous le vent des barrières ou dans le sillage des autres capteurs ou des feux d'avertissement. Il convient de ne pas monter le capteur à moins de 1 m de l'extrémité sous le vent de la nacelle

Un capteur de vent installé sur le nez du rotor peut être monté au centre de l'axe de l'arbre, sur une tige s'étendant à partir de ce nez à une distance pratique fondée sur l'expérience en ingénierie. En variante, celui-ci peut être monté sur la surface du nez du rotor dans le cas où le principe de mesure du capteur repose sur l'écoulement au-dessus du nez du rotor. Dans l'un ou l'autre cas, il doit être monté au moins à $0,6D$ devant le centre du pied de pale.

La Figure A.1 représente les emplacements recommandés de l'anémomètre. À la Figure A.1, D_r est utilisé comme diamètre de pied des pales.

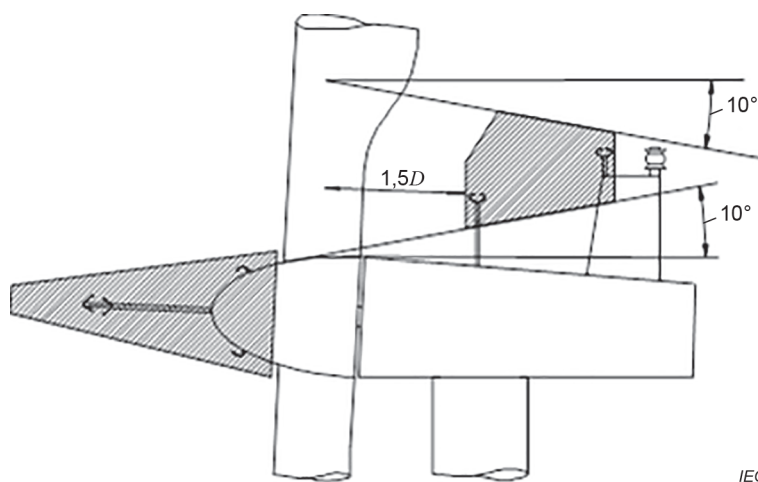


Figure A.1 – Montage de l'anémomètre en haut de la nacelle

Il convient de monter l'anémomètre dans les zones hachurées.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-12-6:2022

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 les dispositions du Guide ISO/IEC 98-3.

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

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 d'incertitude minimaux qui doivent être respectivement inclus dans l'analyse d'incertitude de la NTF et de la NPC.

Tableau B.1 – Composantes d'incertitude dans l'évaluation de la fonction de transfert de la nacelle

Paramètre mesuré	Composante d'incertitude	Catégorie d'incertitude
Étalonnage du site (s'il est effectué)	Position de référence	
	Étalonnage de l'anémomètre	B
	Caractéristiques de fonctionnement	B
	Effets du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
	Position de l'éolienne	
	Étalonnage de l'anémomètre	B
	Caractéristiques de fonctionnement	B
	Effets du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
	Variations statistiques	A
Vitesse du vent en écoulement libre	Étalonnage de l'anémomètre	B
	Caractéristiques de fonctionnement	B
	Effets du montage	B
	Étalonnage du site (s'il est effectué)	B
	Système d'acquisition de données	B
Vitesse du vent à la nacelle	Étalonnage de l'anémomètre lié à la vitesse du vent (sonique)	B
	Étalonnage de l'anémomètre lié à la direction du vent (sonique)	B
	Caractéristiques de fonctionnement	B
	Effets du montage	B
	Système d'acquisition de données	B
Fonction de transfert	Incertitude de type A dans la régression de la fonction de transfert ou dans le moyennage des tranches, suivant le cas.	A
Méthode	Variations saisonnières des résultats de l'étalonnage du site	B
	Variations saisonnières (conditions climatiques changeantes) sur la NTF	B

Les composantes mentionnées dans le Tableau B.1 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. Les autres variables d'écoulement influent à la fois sur le rendement en 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 inhomogène.

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 règle générale, 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, conformément aux exigences de l'Annexe B. En conséquence, certaines estimations des composantes d'incertitudes contributives sont dans le présent Article B.4.

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 (cette dernière inclut les effets d'écoulement ascendants pour le site spécifique). Le Tableau B.2 énumère toutes les composantes d'incertitude de la direction absolue du vent mesurée à la nacelle.

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 déterminée 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 nacelle (NPC), l'incertitude-type composée peut être exprimée dans sa forme la plus générale par:

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

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, $j = i$, sont utilisés).

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

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

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 les composantes d'incertitude de catégorie B sont entièrement corrélées avec les incertitudes de catégorie B ayant 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:

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

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:

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

Le second terme de l'équation (C.4) signifie que chaque composante d'incertitude individuelle de catégorie B progresse au moyen de l'incertitude de l'AEP correspondante, en appliquant l'hypothèse d'une corrélation complète entre les tranches pour les composantes individuelles. Enfin, les composantes d'incertitude composée entre tranches sont additionnées de manière quadratique pour obtenir l'incertitude de l'AEP.