

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind energy generation systems –
Part 21-2: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind
power plants**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 21-2: Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques – Centrales
éoliennes**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2023 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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 21-2: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind
power plants**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 21-2: Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques – Centrales
éoliennes**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-6648-9

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

CONTENTS

FOREWORD.....	9
INTRODUCTION.....	11
1 Scope.....	13
2 Normative references	14
3 Terms and definitions	15
4 Symbols and abbreviated terms.....	25
4.1 Symbols.....	25
4.2 Abbreviated terms.....	27
5 Power plant specifications	27
6 Overall test and documentation requirements	29
6.1 General.....	29
6.2 Test conditions, monitoring and reporting requirements	31
6.3 Test conditions in the case of external influences	33
6.4 Test and measurement equipment	33
6.4.1 General	33
6.4.2 Voltage, current and power calculations	33
6.4.3 Measurement equipment	33
6.4.4 Existing measurement equipment for power control tests.....	34
6.4.5 Optional measurements.....	34
6.5 Functional and performance test.....	34
6.6 Power plant controller	35
6.6.1 General	35
6.6.2 Definition and requirements.....	35
6.6.3 Measurement points	36
6.6.4 Measurement data	37
6.6.5 Test setup	37
6.6.6 Documentation.....	38
7 Measurement and test of electrical characteristics.....	39
7.1 General.....	39
7.2 Power quality aspects	39
7.2.1 General	39
7.2.2 Flicker during continuous operation	39
7.2.3 Rapid voltage changes due to switching operations	40
7.2.4 Harmonics	41
7.3 Steady state operation	43
7.3.1 General	43
7.3.2 Unbalance	43
7.4 Dynamic performance	44
7.4.1 Undervoltage and overvoltage ride-through (UVRT and OVRT) capability	44
7.4.2 Test setup and test conditions	44
7.4.3 Test and measurement procedure	44
7.4.4 Documentation	46
7.5 Disconnection from grid	47
7.5.1 Grid protection.....	47
7.5.2 Requirements of test devices.....	48

7.5.3	Grid protection test – PP level	48
7.5.4	Grid protection test – PGU level	49
7.5.5	RoCoF	49
8	Control performance	49
8.1	General	49
8.2	Performance test	49
8.2.1	General	49
8.2.2	Active power control tests	50
8.2.3	Controlled shutdown	52
8.2.4	Synthetic inertia response	54
8.2.5	Reactive power control	57
8.2.6	Reactive power capability	60
8.3	Functionality tests	63
8.3.1	General	63
8.3.2	Active power ramp rate limitation test	63
8.3.3	Priority of setpoints	65
8.3.4	Frequency control	67
8.3.5	Reactive power ramp rate limitation	72
8.3.6	Voltage control $Q(U)$ -characteristic	76
8.3.7	Power factor control	78
8.3.8	Communication error/fallback scenarios	81
9	Assessment of power quality of power plants (PP)	84
9.1	General	84
9.2	Voltage fluctuations	84
9.2.1	Voltage change	84
9.2.2	Flicker in continuous operation	85
9.2.3	Voltage change and flicker during switching operations	86
9.3	Current harmonics, interharmonics and higher frequency components	87
Annex A (informative)	Report template	89
A.1	Overview	89
A.2	Power plant specification and test conditions	89
A.3	Power plant controller	90
A.4	Power quality aspects	91
A.5	Steady state operation	120
A.6	Dynamic performance	121
A.7	Disconnection from grid (grid protection)	122
A.8	Performance test	122
A.8.1	General	122
A.8.2	Static error test	122
A.8.3	Dynamic response test	123
A.8.4	Controlled shutdown	123
A.8.5	Synthetic inertia response	124
A.8.6	Reactive power control	126
A.8.7	Reactive power capability	127
A.9	Functionality tests	128
A.9.1	Active power ramp rate limitation test	128
A.9.2	Priority of setpoints	129
A.9.3	Frequency control	130
A.9.4	Reactive power ramp rate limitation	131

A.9.5	Voltage control $Q(U)$ -characteristic	132
A.9.6	Power factor control.....	133
A.9.7	Communication error / fallback scenarios	135
Annex B (informative)	Harmonic evaluation.....	137
B.1	Harmonic estimation at the point of interest	137
B.2	Background harmonic distortion	137
B.3	Harmonic summation	138
B.4	Harmonic propagation studies.....	138
B.5	PP harmonic contribution evaluation	139
B.5.1	General	139
B.5.2	Incremental PP harmonic contribution based on simulations	139
B.5.3	PP electromagnetic compatibility analysis based on simulations	139
B.5.4	Harmonic measurements at the POC	140
Annex C (informative)	Validation procedure for PP	141
Annex D (informative)	Measurement accuracy	143
Bibliography		146
Figure 1	– Example of step response	19
Figure 2	– Example of a PP setup	29
Figure 3	– General structure of a PPC for reactive power control within a power plant	35
Figure 4	– General structure of a PPC for active power control within a power plant	36
Figure 5	– Illustration of the PPC as a black box with in- and outputs	36
Figure 6	– Illustration of the PPC with the internal system data	37
Figure 7	– Illustration of a complete test setup	38
Figure 8	– Example of time series for the active and reactive current measured (M) and simulated (S) active and reactive current [1].....	47
Figure 9	– Adjustment of active power reference value	51
Figure 10	– Example of active power response step	51
Figure 11	– Example of controlled shutdown	54
Figure 12	– Synthetic inertia – example response and definitions	56
Figure 13	– Test for static error.....	59
Figure 14	– Example of test of dynamic response	59
Figure 15	– Example of test of reactive power capability QP -chart	62
Figure 16	– Example of reactive power capability UP -chart corresponding to the QP -chart	62
Figure 17	– Example of available active power and active power in ramp rate limitation mode	64
Figure 18	– Example of active power setpoint prioritization test	66
Figure 19	– PPC measured frequency feedback is replaced by a simulated frequency	69
Figure 20	– Example of an active power control function $P = f(f)$, with the different measurement points and related steps of frequency	70
Figure 21	– Example of reactive power ramp rate limitation test.....	75
Figure 22	– Example of the $Q(U)$ characteristic with a 4 % slope.....	76
Figure 23	– Example of possible PP communication faults.....	81
Figure 24	– Example of graph for communication error test.....	83
Figure A.1 – Figure 25	– Voltage flicker P_{st} versus active power for normal operation	91

Figure A.2 – Voltage flicker P_{st} for background level	92
Figure A.3 – Time series of three-phase voltages as RMS of PP starting	92
Figure A.4 – Time series of three-phase currents as RMS of PP starting.....	92
Figure A.5 – Time series of active and reactive power of PP starting	92
Figure A.6 – Time series of three-phase voltages as RMS of PP stopping.....	93
Figure A.7 – Time series of three-phase currents as RMS of PP stopping	93
Figure A.8 – Time series of active and reactive power of PP stopping.....	93
Figure A.9 – Maximum of the 99 th percentiles of integer harmonic currents versus harmonic order	117
Figure A.10 – Maximum of the 99 th percentiles of interharmonic currents versus frequency.....	117
Figure A.11 – Maximum of the 99 th percentiles of higher frequency current components versus frequency.....	117
Figure A.12 – Maximum of the 95 th percentiles of integer harmonic currents versus harmonic order	117
Figure A.13 – Maximum of the 95 th percentiles of interharmonic currents versus frequency.....	118
Figure A.14 – Maximum of the 95 th percentiles of higher frequency current components versus frequency.....	118
Figure A.15 – Maximum of the 99 th percentiles of integer harmonic voltages versus harmonic order	118
Figure A.16 – Maximum of the 99 th percentiles of interharmonic voltages versus frequency.....	118
Figure A.17 – Maximum of the 99 th percentiles of higher frequency voltage components versus frequency.....	119
Figure A.18 – Maximum of the 95 th percentiles of integer harmonic voltages versus harmonic order	119
Figure A.19 – Maximum of the 95 th percentiles of interharmonic voltages versus frequency.....	119
Figure A.20 – Maximum of the 95 th percentiles of higher frequency voltage components versus frequency.....	119
Figure A.21 – Current unbalance factor as a function of active power	120
Figure A.22 – Voltage unbalance factor as a function of active power	120
Figure A.23 – Time series: Instantaneous three-phase currents and voltages at the POC	121
Figure A.24 – Time series: Positive and negative sequence of the active and reactive current	121
Figure A.25 – Time series: Positive and negative sequence of the active and reactive power	121
Figure A.26 – Time series: Positive and negative sequence grid voltage at the POC	122
Figure A.27 – Time series of available active power, measured active power output and reference values	122
Figure A.28 – Time series of available active power, measured active power output and reference values	123
Figure A.29 – Time series of available active power, measured active power output and reference values	123

Figure A.30 – Time-series of available active power, measured active power and reference value of the grid frequency for (test 1 and test 2) $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	124
Figure A.31 – Time-series of available active power, measured active power and reference value of the grid frequency for (test 3 and test 4) $P > 0,8 \times P_n$	124
Figure A.32 – Time-series of available active power, measured active power and reference value of the grid frequency for (test 5 and test 6) $v > v_n$	124
Figure A.33 – Time-series of reactive power reference values and measured reactive power and grid voltage during the test of reactive power control	126
Figure A.34 – Time-series of reactive power reference values and measured reactive power, grid voltage during the test of reactive power control	126
Figure A.35 – Zoom of step response (for all three-step responses) in the time-series of reactive power reference values and measured reactive power, grid voltage during the test of reactive power control	127
Figure A.36 – Test of reactive power capability QP -chart	127
Figure A.37 – Reactive power capability UP -chart corresponding to the QP -chart.....	128
Figure A.38 – Time-series of available active power and active power in ramp rate limitation mode – Slow ramp rate	128
Figure A.39 – Time-series of available active power and active power in ramp rate limitation mode – Fast ramp rate	129
Figure A.40 – Time-series of active power setpoints, available power and active power.....	129
Figure A.41 – Time-series of active power setpoints, available power and active power.....	130
Figure A.42 – Time-series of simulated frequency	130
Figure A.43 – Time series of reactive power setpoint, reactive power	131
Figure A.44 – Time series of voltage – Reactive power, expected reactive power for a given slope	132
Figure A.45 – Time series of active power, reactive power, power factor and power factor reference	133
Figure A.46 – Time-series of active power setpoint, active power and available power and failure time point (case 1 to case 3)	135
Figure A.47 – Graph for communication error test (example)	136
Figure B.1 – Simplified representation for the PP connected to the external grid used for the estimation of incremental harmonic contribution at POC or any other point of interest	139
Figure B.2 – Simplified representation of the PP for harmonic propagation studies including the harmonic background and PGU's non-ideal harmonic voltage source	140
Table 1 – Overview of measurements and their requirements	30
Table 2 – Description and general requirements of the HIL test functional	38
Table 3 – List of recorded signals	45
Table 4 – List of electrical signals to be monitored for the evaluation of events.....	45
Table 5 – Maximum measurement uncertainties for the grid simulator.....	48
Table 6 – List of signals during test.....	50
Table 7 – Accuracy of the active power control values	52
Table 8 – Results from the active power dynamic response test.....	52
Table 9 – Example of list of signals during test	53
Table 10 – Results of the emergency shutdown test.....	54
Table 11 – List of signals during test.....	55

Table 12 – Synthetic inertia settings	57
Table 13 – Synthetic inertia test results	57
Table 14 – List of signals during test.....	58
Table 15 – Test for static error.....	60
Table 16 – Test for dynamic response	60
Table 17 – List of signals during test.....	61
Table 18 – Example of reactive power capability QP -chart	63
Table 19 – List of signals during test.....	63
Table 20 – Active power ramp rate calculation	65
Table 21 – List of signals during test.....	66
Table 22 – Test results priority of setpoints.....	67
Table 23 – List of signals during test.....	68
Table 24 – Example of test sequence for the frequency dependent active power function.....	72
Table 25 – List of signals during test.....	73
Table 26 – Test procedure reactive power ramp rate limitation test	74
Table 27 – Reactive power ramp rate calculation	75
Table 28 – List of signals during test.....	77
Table 29 – Voltage control $Q(U)$ – slope test.....	78
Table 30 – List of signals during test.....	79
Table 31 – Example of power factor control test.....	80
Table 32 – List of signals during test.....	82
Table 33 – Example of communication error test – Failure on external interface	83
Table 34 – Example of failure of PPC or communication between PPC and PGUs	83
Table 35 – Example of failure of grid data measurement.....	84
Table 36 – Specification of exponents according to IEC TR 61000-3-6.....	88
Table A.1 – General and nominal data	89
Table A.2 – General power plant capabilities and control functions	90
Table A.3 – General test and report information.....	90
Table A.4 – General test conditions and grid data.....	90
Table A.5 – General test conditions and test setup	91
Table A.6 – Flicker values.....	91
Table A.7 – Rapid voltage changes due to switching operations	92
Table A.8 – General test information.....	93
Table A.9 – 99 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	94
Table A.10 – 99 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	95
Table A.11 – 99 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	97
Table A.12 – 95 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	98
Table A.13 – 95 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	99
Table A.14 – 95 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	101
Table A.15 – 99 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	102
Table A.16 – 99 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	103

Table A.17 – 99 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	105
Table A.18 – 95 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	106
Table A.19 – 95 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	107
Table A.20 – 95 th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week.....	108
Table A.21 – 99 th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week	109
Table A.22 – 99 th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week	111
Table A.23 – 99 th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week	112
Table A.24 – 99 th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week	113
Table A.25 – 99 th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week	114
Table A.26 – 99 th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week	116
Table A.27 – Unbalance.....	120
Table A.28 – General fault information of undervoltage and overvoltage ride-through (UVRT and OVRT) events/record ^a	121
Table A.29 – Accuracy of the active power control values	122
Table A.30 – Accuracy of the active power control values	123
Table A.31 – Results of the emergency shutdown test	123
Table A.32 – Synthetic inertia test results	125
Table A.33 – Test for static error.....	126
Table A.34 – Test for dynamic response	127
Table A.35 – PQ -diagram.....	128
Table A.36 – Active power ramp rate calculation – Slow ramp rate	129
Table A.37 – Active power ramp rate calculation – Fast ramp rate	129
Table A.38 – Test results priority of setpoints	130
Table A.39 – Frequency dependent active power function results	131
Table A.40 – Reactive power ramp rate calculation.....	132
Table A.41 – Voltage control $Q(U)$ – slope test.....	133
Table A.42 – Power factor control test	134
Table A.43 – Communication error test – Failure on external interface (example)	135
Table A.44 – Failure of PPC or communication between PPC and PGUs (example).....	135
Table A.45 – Failure of grid data measurement (example)	135
Table A.46 – Communication error test – Failure on external interface (example)	136
Table A.47 – Failure of PPC or communication between PPC and PGUs (example).....	136
Table A.48 – Failure of grid data measurement (example)	136
Table C.1 – Recommended assessment methods for the validation of the electrical capabilities of the PP	141
Table D.1 – Voltage transducer (VT) in MV, HV and EHV.....	143
Table D.2 – Current transducer (CT) in MV, HV und EHV.....	144

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

**Part 21-2: Measurement and assessment of electrical characteristics –
Wind power plants**

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 61400-21-2 has been prepared by technical committee 88: Wind energy generation systems. It is an International Standard.

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

Draft	Report on voting
88/933/FDIS	88/943/RVD

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 of the IEC 61400 series, 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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

INTRODUCTION

This part of IEC 61400 defines a uniform method that will ensure the measurement, testing and assessment of the electrical characteristics of grid connected wind power plants. These characteristics include: power quality aspects, control characteristics such as power control, reactive power control, voltage control, frequency control, fault ride-through behaviour, as well as grid protection testing.

The measurements and assessment refer to the point of connection (POC) of the power plant. The procedure describes standardized methods, which will allow the developer as well as system operators (e.g. transmission system operators (TSOs) and distribution system operators (DSOs)) to analyze the fulfilment of the grid connection rules with respect to the above-mentioned characteristics.

This document includes the following aspects:

- definition and specification of the quantities to be determined for characterizing the electrical characteristics of grid connected power plants;
- measurement and test procedures for quantifying the electrical characteristics of a power plant;
- measurement and test procedures of the power plant controller;
- procedures and methods for the estimation of electrical capabilities, using results from each of the wind turbine measurements to assess compliance with electrical connection requirements on power plant level;
- test and measurement procedures that can be used as a reference, for example commissioning tests for existing or newly connected power plants;
- procedures for measurement and fault recording for the validation and verification of wind power plant simulation models as described in IEC 61400-27-1 and IEC 61400-27-2.

These measurement procedures are valid for power plants, including the power plant controller (PPC) and other connected equipment necessary for the operation of the power plant. The measurement procedures are valid for any size of power plant connected to the POC with a single interface.

The results of the measurements and assessment of the power plant's electrical characteristics can be used as input for the verification of the electrical simulation models for wind power plants as described in IEC 61400-27-2.

Any aspects described in this document can be tested and reported individually, and it is not mandatory to perform all of the described tests and measurements.

The validation of control functions on the power plant is a combination of the performance of the individual power generation units (PGUs), any additional plant components, the communication system and the PPC.

The control performance of the power plant can be proved by a combination of performance tests on site and functionality tests carried out on a hardware-in-the-loop (HIL) setup.

The validation tests for the control performance are therefore divided into two parts:

- 1) performance tests
- 2) functionality tests

Functionality tests can be carried out either on a specific test setup (HIL test) or on site.

Performance tests, which are site-dependent, are done at each specific site under the specific site conditions and provide together with the functionality tests the complete control performance of the power plant.

Additional tests and measurements may be carried out and reported on for more detailed assessment of simulation models and compliance with specific grid code requirements.

As the described tests can be used for the validation of other renewable power plants, this document uses the following generic abbreviations:

- PGU: power generation unit as an abbreviated term for a wind turbine
- PP: power plant as the abbreviated term for wind power plant

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 21-2: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind power plants

1 Scope

This part of IEC 61400 defines and specifies the quantities that are determined to characterize the electrical characteristics of grid-connected power plants (PPs).

This document defines the measurement and test procedures for quantifying the electrical characteristics as basis for the verification of compliance of PPs, including:

- power quality aspects,
- steady state operation,
- dynamic response (undervoltage and overvoltage fault ride-through),
- disconnection from grid (grid protection),
- control performance.

This document defines a uniform functionality test and measurement procedure for the power plant controller (PPC), as a basis for the unit test of the power plant controller.

This document defines the procedures for assessing compliance with electrical connection requirements, including the aggregation methods for power quality aspects such as voltage variations, flicker, harmonics and interharmonics.

This document defines the procedures for measurement and fault recording, for example for the verification of power plant electrical simulation models in relation to undervoltage and overvoltage ride-through events.

These measurement procedures are valid for power plants, including the power plant controller and other connected equipment, necessary for the operation of the power plant. The measurement procedures are valid for any size of power plant connected to the point of connection (POC) at one connection point.

The procedures for assessing and verifying the compliance with grid connection requirements are valid for power plants in power systems with fixed frequency and a sufficient short-circuit power.

Out of the scope of this document are:

- evaluation of several power plants, i.e. the control by a cluster management of several power plants (PPs) or evaluation where the power plant is connected to several connection points;
- compliance test and performance requirements, including pass or fail criteria;
- specific component test and validation of the PP equipment (switchgear, cables, transformers, etc.), which are covered by other IEC standards;
- wind power plant model validation, as defined in IEC 61400-27-2;
- load flow calculation methods and load flow study guidelines;
- test and measurement of the communication interface and system of the PP as defined in the IEC 61400-25 series.

NOTE For the purposes of this document, the following terms for system voltage apply, based on IEC 60038:

- low voltage (LV) refers to $100\text{ V} < U_n \leq 1\text{ kV}$;
- medium voltage (MV) refers to $1\text{ kV} < U_n \leq 35\text{ kV}$;
- high voltage (HV) refers to $35\text{ kV} < U_n \leq 230\text{ kV}$;
- extra high voltage (EHV) refers to $U_n > 230\text{ kV}$.

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 60038, *IEC standard voltages*

IEC 60255-121:2014, *Measuring relays and protection equipment – Part 121: Functional requirements for distance protection*

IEC 60255-127:2010, *Measuring relays and protection equipment – Part 127: Functional requirements for over/under voltage protection*

IEC 60255-151:2009, *Measuring relays and protection equipment – Part 151: Functional requirements for over/under current protection*

IEC 60255-181:2019, *Measuring relays and protection equipment – Part 181: Functional requirements for frequency protection*

IEC TR 61000-3-6, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*

IEC 61000-4-15, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications*

IEC 61000-4-30, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods*

IEC 61400-21-1:2019, *Wind energy generation systems – Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind turbines*

IEC 61400-27-1, *Wind energy generation systems – Part 27-1: Electrical simulation models – Generic models*

IEC 61400-27-2, *Wind energy generation systems – Part 27-2: Electrical simulation models – Model validation*

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

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

IEC/IEEE 61850-9-3, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation*

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

additional plant components, pl.

additional equipment necessary for the operation and grid compliance performance of the power generation unit or power plant

EXAMPLE: Capacitor banks, reactive power compensation devices, shunt reactors, static var compensations (SVCs), storage systems, etc.

3.2

available active power

predicted instantaneous active power from the PP, taking into account the available power of each of the PGUs, additional storage equipment, power losses in the collector grid, etc.

Note 1 to entry: The available active power at the PCC is typically provided from the SCADA system.

3.3

available reactive power

predicted instantaneous reactive power from the PP, taking into account the PGUs' capability, compensation equipment, transformers, etc.

Note 1 to entry: The available reactive power at the PCC is typically provided from the SCADA system.

3.4

compliance test

procedure to verify if a characteristic or a property complies with the stated requirements

[SOURCE: IEC 60050-192:2015, 192-09-02]

3.5

component

smallest unit where all necessary functions are available in the unit and which cannot be divided into smaller parts without losing the primary function

Note 1 to entry: Examples for wind turbine components: generators, transformers, switchgear, gearboxes and converters.

3.6

component test

test on a single component, whose necessary functions and required behaviour are not dependent on other components or systems (e.g. the protection device, if this is an independent unit)

Note 1 to entry: A test done on component level shall be valid for all turbine variants where the same component is applied.

3.7

continuous operation

normal operation of the power plant excluding start-up and shut-down of the complete power plant

3.8**disconnection time**

time duration from exceeding a predefined disconnection level until the physical disconnection of the power generation unit (PGU) or power plant (PP) from the grid

3.9**droop**

ratio of the per-unit change in frequency to the per-unit change in nominal active power

$$droop = \frac{\Delta f / f_g}{\Delta P / P_n} \quad (1)$$

[SOURCE: IEC 60050-603:1986, 603-04-08, modified – used “droop” instead of “droop of a set” in the term, and formula changed.]

3.10**fault ride-through****FRT**

ability of a power generation unit or power plant to stay connected during faults in the grid

3.11**flicker coefficient for continuous operation**

normalized measure of the flicker emission during continuous operation of the power generation unit or power plant

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (2)$$

where

$P_{st, fic}$ is the short-term flicker severity from the PGU or PP on the fictitious grid

S_n is the nominal apparent power of the PGU or PP

$S_{k, fic}$ is the short-circuit apparent power of the fictitious grid

3.12**flicker step factor**

normalized measure of the flicker emission due to a single switching operation of the PGU

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \times P_{st, fic} \times T_p^{0,31} \quad (3)$$

where

T_p is the measurement period, which is long enough to ensure that the transient of the switching operation has abated, though limited to exclude possible power fluctuations due to turbulence

$P_{st, fic}$ is the short-term flicker severity from the PGU on the fictitious grid

S_n is the nominal apparent power of the PGU

$S_{k, fic}$ is the short-circuit apparent power of the fictitious grid

Note 1 to entry: The short-term flicker severity $P_{st, fic}$ is calculated over the time period T_p .

3.13

functionality

ability to perform a specified operation performed by a component or subsystem and a software program

Note 1 to entry: The activity of performing a function normally employs a system of displays, controls and instrumentation.

3.14

functionality test

measurement or test carried out to determine the functionality of the component or system against selected parameters as defined in this document

3.15

hardware-in-the-loop-simulation

HIL

simulation method that allows a hardware under test to interact in a closed loop with a real-time simulation model

Note 1 to entry: In this document the simulation includes electrical emulation of sensors, control signals and actuators, where the electrical emulations act as the interface between the embedded hardware of the power plant controller and the power plant is simulated under the tests.

3.16

installed capacity

sum of the declared ratings for the installed PGUs in the PP

3.17

maximum voltage change

d_{max}

maximum absolute voltage change during an observation period.

Note 1 to entry: For detailed information about the calculation of d_{max} , see IEC 61000-4-15.

3.18

negative sequence component of the fundamental

<for a three-phase system with phases L1, L2 and L3> one of the three symmetrical sequence components which exists only in an unsymmetrical three-phase system of sinusoidal quantities and which is defined by the following complex mathematical expression::

$$\underline{X}_2 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + a^2 \underline{X}_{L2} + a \underline{X}_{L3}) \quad (4)$$

where $a = e^{j2\pi/3}$ is the 120° operator, and X_{L1} , X_{L2} and X_{L3} are the complex expressions of the fundamental frequency phase quantities concerned, i.e. current or voltage phasors

Note 1 to entry: Negative sequence voltage or current components can be significant only when the voltages or currents, respectively, are unbalanced. For example, if phase voltage phasors are symmetrical $U_{L1} = Ue^{j\theta}$, $U_{L2} = Ue^{j(\theta+4\pi/3)}$ and $U_{L3} = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$ then $U_2 = (Ue^{j\theta} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = Ue^{j\theta} (1 + e^{j2\pi/3} + e^{j4\pi/3})/3 = 0$

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-28, modified – clarified the a operator and note added.]

3.19**network impedance phase angle**

phase angle of the network short-circuit impedance:

$$\psi_k = \arctan(X_k/R_k) \quad (5)$$

where

X_k is the network short-circuit reactance

R_k is the network short-circuit resistance

3.20**nominal apparent power**

apparent power from the power plant while operating at nominal current and nominal voltage and frequency:

$$S_n = \sqrt{3}U_n I_n \text{ at } Q = 0 \quad (6)$$

where

U_n is the nominal voltage at the POC of the PP

I_n is the nominal current at the POC of the PP

3.21**nominal current**

nominal value I_n of the power plant current, which is calculated from the nominal active power

P_n and the nominal voltage U_n according to $I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n}$

Note 1 to entry: I_n is mainly used for the normalization of the results and the p.u. calculations.

3.22**nominal active power**

P_n

nominal value of the power plant active power agreed between the grid operator and the plant owner

Note 1 to entry: P_n is typically used for the normalization of the results and as the base value for the p.u. calculations (active, reactive, apparent power etc.).

3.23**normal operation**

fault free operation as defined by the power plant specification

3.24**operational mode**

settable mode of operation, for example voltage control mode, frequency control mode, reactive power control mode, active power control mode, etc.

3.25**overshoot**

difference between the maximum measured value of the response and the steady state final value

Note 1 to entry: See Figure 1.

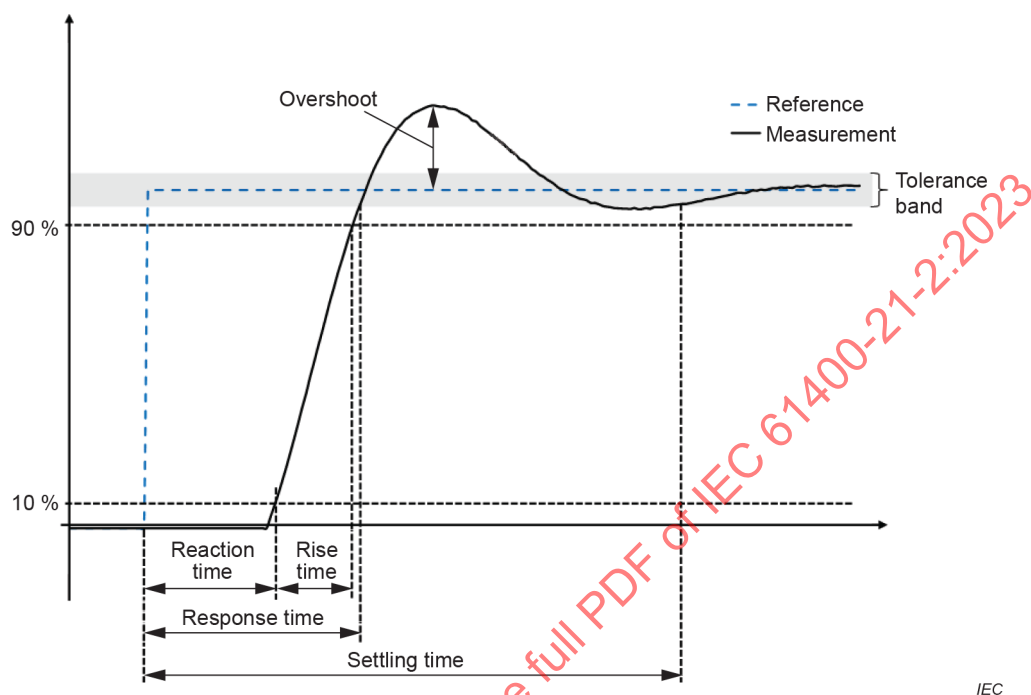


Figure 1 – Example of step response

3.26**overvoltage ride-through****OVRT**

ability of a PGU or PP to stay connected during voltage swells

3.27**percentile**

value of a variable below which a certain percentage of observations fall

3.28**performance**

steady state and dynamic fulfilment according to the specification of the complete system in relation to the defined parameters

3.29**performance test**

measurements and tests carried out to determine the performance of the power plant at a given site against selected parameters as defined in this document to archive an intended function

3.30**plant owner**

natural or legal entity owning a power plant and responsible for the connection agreement with the regulatory authority/system operator

3.31**point of connection****POC**

agreed point in the electric power system where the power plant is connected and is obliged to fulfil the requirements

3.32**positive sequence component of the fundamental**

<for a three-phase system with phases L1, L2 and L3> one of the three symmetrical sequence components which exists in symmetrical and unsymmetrical three-phase system(s) of sinusoidal quantities and which is defined by the following complex mathematical expression:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + a \underline{X}_{L2} + a^2 \underline{X}_{L3}) \quad (7)$$

where $a = e^{j2\pi/3}$ is the 120° operator, and $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ and $\underline{X}_{L3}$ are the complex expressions of the fundamental frequency phase quantities concerned, i.e. current or voltage phasors

Note 1 to entry: In a balanced harmonic-free system, only a positive sequence component of the fundamental exists. For example, if phase voltage phasors are symmetrical $U_{L1} = Ue^{j\theta}$, $U_{L2} = Ue^{j(\theta+4\pi/3)}$ and $U_{L3} = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$ then $U_1 = (Ue^{j\theta} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = (Ue^{j\theta} + Ue^{\theta} + Ue^{j\theta})/3 = Ue^{j\theta}$

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-27, modified – clarified the a operator and note added.]

3.33**power bin**

consecutive, non-overlapping intervals of the power plant active power measured at the power plant terminals

Note 1 to entry: The bins (intervals) are of equal size from 0 %, 10 %, 20 %, ... , 100 % of P_n . 0 %, 10 %, 20 %, ..., 100 % are the bin midpoints.

3.34**power collection system**

electrical system that collects the power from power generation units and feeds it into an electrical supply network

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-04-06, modified – “wind turbine generator system” replaced with “power generation units”.]

3.35**power generation unit****PGU**

smallest set of equipment that can generate electrical energy and feed the electricity into an electric power network

EXAMPLE: Wind turbines, which use wind energy as the primary source of energy and convert this into electrical energy.

3.36**power plant****PP**

power station comprising one or more power generating units, additional plant components, tap changers, plant control, etc.

3.37**power plant controller****PPC**

device that includes all the control functions necessary for the operation of the power plant

3.38***Q* capability**

reactive power capability of a power plant, including the collector grid and contribution of reactive power compensation devices, etc., up to the POC

Note 1 to entry: *Q* capability can vary depending on the output power of the PP and the voltage at the POC.

3.39**ramp-down time**

time taken for the measured value to decrease from 90 % to 10 % of the step change

3.40**reaction time**

elapsed time from the setpoint step change to when the measured value reaches 10 % of the step change

Note 1 to entry: See Figure 1.

3.41**recovery time**

elapsed time between the end of the inertia event and the point in time when the active power enters the predefined tolerance band around the pre-event active power value for the last time

3.42**response time**

elapsed time from the start of a step change or start of event until the measured value first enters the predefined tolerance band of the target value

Note 1 to entry: See Figure 1.

Note 2 to entry: If the target value is not provided during events, the steady state value can be used.

3.43**rise time**

elapsed time from when the measured value reaches 10 % of the step change until the measured value reaches 90 % of the step change

Note 1 to entry: See Figure 1.

3.44**settling time**

elapsed time from the start of the step change or start of event until the observed value enters the predefined tolerance band of the target value for the last time

Note 1 to entry: See Figure 1.

Note 2 to entry: If the target value is not provided during events, the steady state value can be used instead.

3.45**short-circuit apparent power**

product of the current in the short circuit at a point of a system and a conventional voltage, generally the operating voltage

[SOURCE: IEC 60050-601:1985: 601-01-14]

3.46**short-circuit ratio****SCR**

ratio of the short-circuit apparent power S_k to the nominal power S_n

$$SCR = \frac{S_k}{S_n} \quad (8)$$

3.47**start of event**

instant of time where the stimulus value deviates outside its defined stimulus tolerance band for the first time

Note 1 to entry: The stimulus can be a reference signal or a disturbance.

Note 2 to entry: The default stimulus tolerance band is defined to be $\pm 10\%$ of the stimulus increment and centered on the value the stimulus had before the event.

3.48**static error**

deviation between the obtained values (observed or measured) and a requested reference value (or setpoint value)

EXAMPLE 1: If the measured value is greater than the setpoint value, the static error or deviation shall have a positive value.

EXAMPLE 2: If the measured value is less than the setpoint value, the static error or deviation shall have a negative value.

3.49**steady state**

system state obtained when the settling time has expired

3.50**substation**

part of an electrical system confined to a given area, mainly including terminations of transmission or distribution lines, electrical switchgear, protection, control and SCADA equipment, buildings and transformers

Note 1 to entry: The substation can be qualified according to the designation of the system of which it forms a part, for example switching station (transmission system), distribution substation, 400 kV or 20 kV substation.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-03-02, modified – “protection, control and SCADA equipment” has been added and the second part of the definition has been removed.]

3.51**sub-system**

system which consists of several components or elements, which are directly related to each other

3.52**sub-system test**

test on a sub-system, whose necessary functions and required behaviour are not dependent on other components or systems.

Note 1 to entry: Tests done on a sub-system are valid for all turbine variants, where the same sub-system is applied.

3.53**synthetic inertia**

response of a power generating unit or power plant active power production as a function of time after a sudden change in the grid frequency

Note 1 to entry: The expression "synthetic inertia" is in some publications also defined as "virtual inertia", "fast frequency response" or "inertia control". In this document, the term "synthetic inertia" is used for this functionality.

3.54**time-series**

record consisting of the numerical values of a time-varying signal's equidistant samples

Note 1 to entry: Samples can represent a measured signal or data processed from the measured values.

3.55**tolerance band**

acceptable deviation range of the measured signal from the defined target value

Note 1 to entry: The steady state target value is usually defined as equal to the observed signal's reference value or the value towards which the observed signal is converging after the event.

Note 2 to entry: The default tolerance band is defined to be $\pm 10\%$ of the nominal value if nothing else is stated.

3.56**unbalance factor**

in a three-phase system, the degree of unbalance expressed by the ratio $|X_2/X_1|$ (in percent) between the values of the negative sequence component X_2 and the positive sequence component X_1 of voltage or current

[SOURCE: IEC 60050-614:2016, 614-01-33, modified – operator X added and RMS values removed.]

3.57**undervoltage ride-through****UVRT**

ability of a power generating unit or power plant to stay connected during voltage dips

3.58**validation**

confirmation, through the provision of objective evidence, that the requirements for a specific intended use or application have been fulfilled

Note 1 to entry: In relation to this document, the defined test & measurement procedures are validation procedures as the validation is based on experimental data in relation to an intended use.

Note 2 to entry: In this document the defined tests procedures etc. are validation tests, as the IS does not verify that specific requirements are met.

[SOURCE: IEC 60050-192:2015, 192-01-18, modified – the notes have been removed and new notes added.]

3.59**verification**

confirmation, through the provision of objective evidence, that specified (system) requirements have been fulfilled

Note 1 to entry: In relation to this document the measurement results can be used to assess conformity of the PP to a specified requirement, for example to verify that the PP fulfils for example specific grid code requirements.

3.60 voltage change

d_c

maximum steady state voltage change during an observation period

Note 1 to entry: For detailed information about the calculation of d_c , see IEC 61000-4-15.

3.61 voltage change factor

normalized measure of the voltage change due to a switching operation of the power generating unit:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \times \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n} \quad (9)$$

where

$U_{\text{fic,min}}$ and $U_{\text{fic,max}}$ are the minimum and maximum one-period RMS value of the phase-to-neutral voltage on the fictitious grid during the switching operation

U_n is the nominal phase-to-phase voltage at the PGU terminals

S_n is the nominal apparent power of the PGU

$S_{k,\text{fic}}$ is the short-circuit apparent power of the fictitious grid

Note 1 to entry: The voltage change factor k_u is similar to k_i which is the ratio between the maximum inrush current and the nominal current, though k_u is a function of the network impedance phase angle. The highest value of k_u will be numerically close to k_i .

3.62 voltage dip

limited duration non-periodic sudden decrease of the power supply network's voltage amplitude and associated phase changes

3.63 voltage swell

limited duration non-periodic sudden increase of the power supply network's voltage amplitude above its nominal value and associated phase changes

3.64 wind turbine WT

system which converts kinetic wind energy into electrical energy

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-01-01, modified – “into another form of energy” replaced with “electrical energy”.]

3.65**zero sequence component of the fundamental**

<for a three-phase system with phases L1, L2 and L3> one of the three symmetrical sequence components which exists only in an unsymmetrical three-phase system of sinusoidal quantities and which is defined by the following complex mathematical expression:

$$\underline{X}_0 = \frac{1}{3}(\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} + \underline{X}_{L3}) \quad (10)$$

where $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ and $\underline{X}_{L3}$ are the complex expressions of the fundamental frequency phase quantities concerned, i.e. current or voltage phasors

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-29]

4 Symbols and abbreviated terms

For the purposes of this document, the following symbols and abbreviated terms are used.

4.1 Symbols

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$	maximum permitted voltage change (%)
ψ_k	network impedance phase angle (°)
$\alpha_m(t)$	electrical angle of the fundamental of the measured voltage (°)
β	exponent associated with summation of harmonics
$c(\psi_k)$	flicker coefficient for continuous operation
d	relative voltage change (%)
d_c	steady state voltage change
d_{max}	maximum voltage change
E_{Plti}	long-term flicker emission limit
E_{Psti}	short-term flicker emission limit
f_g	nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz)
$f_{\text{inertia, recovery}}$	frequency threshold where the turbine shall stop boosting active power (Hz)
$f_{\text{inertia, trigger}}$	frequency threshold where the turbine shall start boosting active power (Hz)
f_{over}	overfrequency protection / control activation level (Hz)
f_{under}	underfrequency protection / control activation level (Hz)
h	harmonic order
$I_{h,i}$	h^{th} order harmonic current distortion of i^{th} wind turbine (A)
$i_m(t)$	measured instantaneous current (A)
I_n	nominal current (A)
IUF	current unbalance factor
$k_f(\psi_k)$	flicker step factor

k_i	ratio of maximum inrush current and nominal current
$k_u(\psi_k)$	voltage change factor
L_{fic}	inductance of fictitious grid (H)
n_i	ratio of the transformer at the i^{th} wind turbine
N_m	total number of measured flicker coefficient values
N_{wt}	number of wind turbines
P	active power (W)
$P_{\text{available}}$	available active power (W)
P_{capacity}	installed capacity of the PP including additional plant components (W)
P_{lt}	long-term flicker severity
P_n	nominal active power of the power plant (W)
$Pr(c < x)$	accumulated distribution of c
P_{st}	short-term flicker severity
$P_{\text{st,fic}}$	short-term flicker severity at fictitious grid
POC	point of connection
Q	reactive power (var)
R_{fic}	resistance of fictitious grid (Ω)
$RoCoF$	rate of change of frequency
S_k	short-circuit apparent power of grid (VA)
$S_{k,\text{fic}}$	short-circuit apparent power of the fictitious grid (VA)
S_n	nominal apparent power of a PP (VA)
T_p	transient time period of a switching operation (s)
U	phase-to-phase voltage (V)
$u_0(t)$	instantaneous phase-to-neutral voltage of an ideal voltage source (V)
$u_{\text{fic}}(t)$	instantaneous phase-to-neutral voltage simulated at fictitious grid (V)
$U_{\text{fic,max}}$	maximum phase-to-neutral voltage at fictitious grid (V)
$U_{\text{fic,min}}$	minimum phase-to-neutral voltage at fictitious grid (V)
U_n	nominal phase-to-phase voltage (V)
U_{under}	undervoltage protection level (V)
U_{over}	overvoltage protection level (V)
U_{pre}	pre-fault voltage (V)
UUF	voltage unbalance factor
X_{fic}	reactance of fictitious grid (Ω)

4.2 Abbreviated terms

A/D converter	analog-to-digital converter
CAP	capacitor
DFAG	doubly-fed asynchronous generator (often referred to as a doubly-fed induction generator (DFIG), but it is not operated as an induction generator when the rotor current is controlled)
DFT	discrete Fourier transformation
DSO	distribution system operator
DUT	device under test
EHV	extra-high voltage
FRT	fault ride-through
HIL	hardware in the loop
HV	high voltage
HVDC	high voltage direct current
HW	hardware
LV	low voltage
MV	medium voltage
OVRT	overvoltage ride-through
PGU	power generation unit
PP	power plant
POC	point of connection
PPC	power plant controller
RCVD	resistive capacitive voltage divider
RMS	root mean square
RoCoF	rate of change of frequency
SCADA	supervisory control and data acquisition
SLD	single line diagram
STATCOM	STATIC synchronous COMPensator
SVC	static var compensation
SW	software
THC	total harmonic current distortion
TSO	transmission system operator
UVRT	undervoltage ride-through
WT	wind turbine

5 Power plant specifications

The nominal data of the power plant (referring to the POC) shall be specified, including P_n , U_n , and the agreed performance. The following minimum information shall be stated as part of the documentation:

- nominal active power P_n ;
- agreed reactive power;
- nominal voltage U_n and the agreed voltage range;

- PGU types, manufacturer and number of PGU;
- PPC type and manufacturer;
- SCADA system type and manufacturer;
- additional equipment in the PP (CAP-banks, STATCOM, etc.);
- single line diagram (SLD), including the collector grid and additional plant components, for example compensation equipment, grid connection points, tie lines, transformer/substation, etc.;
- agreed grid code requirements
- available control functions, agreed control functions, settings (droop, Q_{base} , slope, etc.);
- signal list and required signals for the exchange with the system operator and the plant owner;
- protection settings (overvoltage, undervoltage, overfrequency, etc.) for the PGU and the PP at the time of commissioning for the installed protection devices.

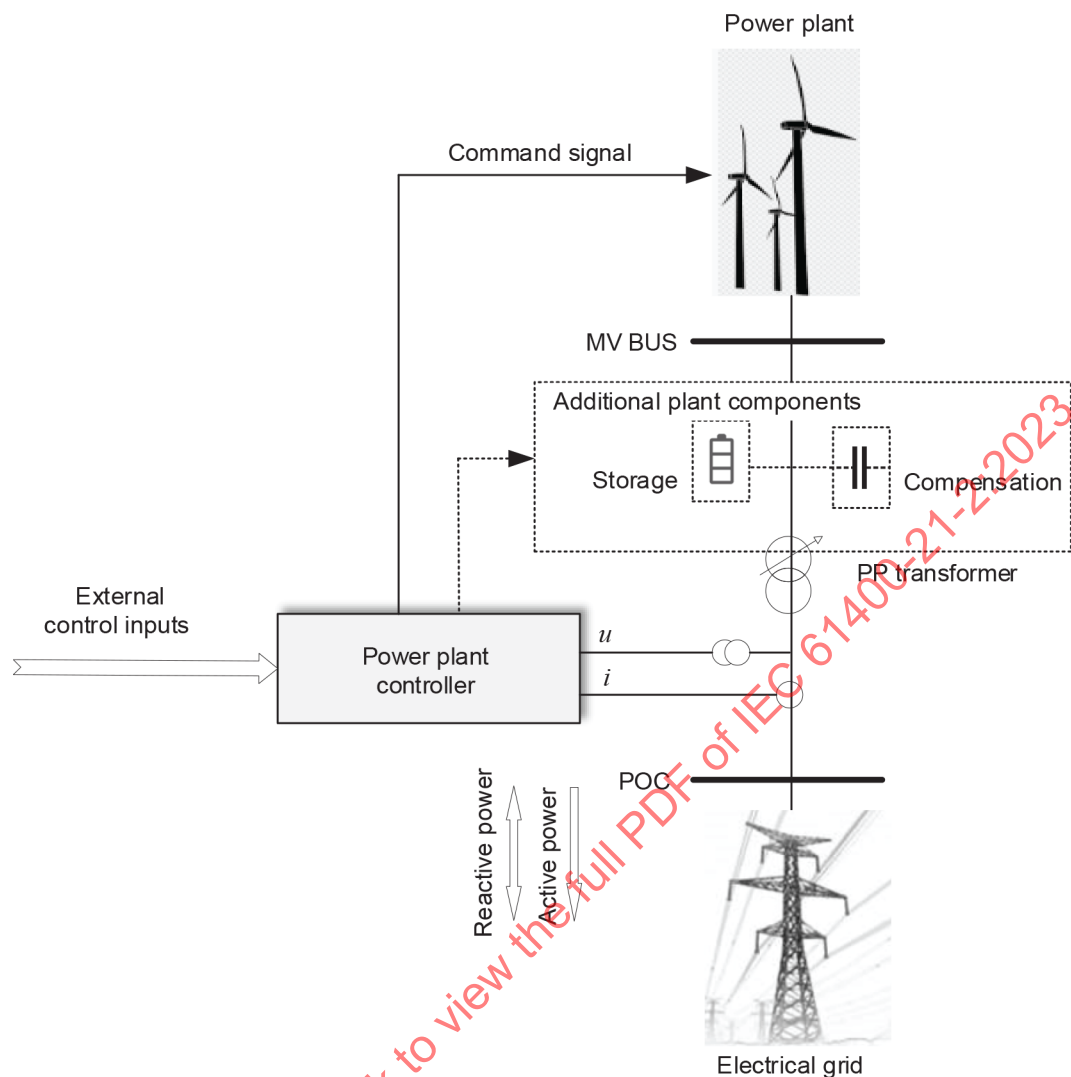
For further details, see 6.2. A template of the specification documentation is outlined in Annex A.

NOTE The nominal data are used only for normalizing purposes in this document.

The agreed reactive power can be defined as a PQ -chart, power factor, QU -chart, etc.

The substation transformer, cable data, etc., are relevant for the simulation model and model validation as defined in IEC 61400-27-1 and IEC 61400-27-2.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023



IEC

Figure 2 – Example of a PP setup

Figure 2 shows a schematic overview of a PP, including the PGUs, the PPC, the grid interface to the POC, the control interface, as well as potential additional plant components of the PP.

Compliance of the PP can depend on additional equipment, for example the reactive power capability of the PGUs is not sufficient to be compliant, and compensation equipment is needed in the form of a STATCOM (or CAP-bank), or the synthetic inertia response depends on a battery storage system and therefore additional equipment should be included in the test.

The component level test of additional equipment is not part of this document.

6 Overall test and documentation requirements

6.1 General

Clause 6 defines the overall test conditions, monitoring and reporting requirements necessary for the assessment of the electrical characteristics of a PP, as well as the overall measurement equipment. A sample report format is given in Annex A.

This document only considers PPs with one single POC for the measurements and analysis.

The typical setup is to have a number of feeders in the PP, that are all feeding into one (wind farm) substation transformer. The POC will typically be the HV side of the same transformer.

Generator sign convention shall be used, i.e. the positive direction of the power flow is defined to be from the generator to the grid. If the PP is replaced with a resistor and an inductor, both active and reactive power will be negative (see 61400-21-1:2019, Annex C).

Table 1 gives an overview of the measurements according to this document at the POC and the required conditions for performing each of these tests and measurements. Additional details about the operating and test conditions are defined in the respective clauses or subclauses of this document.

Table 1 – Overview of measurements and their requirements

Subclause		Conditions				Comments (see specific subclause for details)
		$P_{\text{capacity}} > 90 \% P_n^a$	$P_{\text{available}} > 50 \% P_n$	$P_{\text{available}} > 80 \% P_n$	Test level	
Power quality aspects						
7.2.2	Flicker	X			PP	Continuous recording ^b
7.2.3	Rapid voltage changes due to Switching operations	X		X	PP	
7.2.4	Harmonics, interharmonics and higher frequency components	X			PP	Continuous recording ^b
Steady state operation						
7.3.2	Unbalance	X			PP	Continuous recording ^b
Dynamic performance						
7.4.1	Fault ride-through capability				PGU	Fault recording / event logging
Disconnection from grid						
7.5.3	PP level – Grid protection				Subsystem / Component	
7.5.4	PGU level – Grid protection				Subsystem / Component	
Control performance						
Performance test						
8.2.2	Active power control	X	X		PP	
8.2.3	Controlled shutdown	X	X		PP	
8.2.4	Synthetic inertia	X	X	X	PP	One test shall be performed with $P_{\text{avail}} > 25 \% P_n$
8.2.5	Reactive power control	X	X		PP	
8.2.6	Reactive power capability	X		X	PP	

Subclause		Conditions				Comments (see specific subclause for details)
		$P_{\text{capacity}} > 90 \% ^a$	$P_{\text{available}} > 50 \% P_n$	$P_{\text{available}} > 80 \% P_n$	Test level	
Functionality test						
8.3.2	Active power ramp rate limitation	(X)	(X)		HIL	
8.3.3	Priority of setpoints	(X)	(X)		HIL	
8.3.4	Frequency control	(X)	(X)		HIL	
8.3.5	Reactive power ramp rate limitation	(X)	(X)		HIL	
8.3.6	Voltage control $Q(U)$	(X)	(X)		HIL	
8.3.7	Power factor control	(X)	(X)		HIL	
8.3.8	Communication error / Fallback scenarios	(X)			HIL	
Assessment of power quality						
9.2	Voltage fluctuations				PGU	Based on calculations from IEC 61400-21-1
9.2.2	Continuous operation				PGU	Based on calculations from IEC 61400 -21-1
9.2.3	Switching operations				PGU	Based on calculations from IEC 61400-21-1
9.3	Harmonics, interharmonics and higher frequency components				PGU	Based on calculations from IEC 61400-21-1
X: Strongly recommended						
(X): Recommended in certain cases (see Annex C)						
^a $P_{\text{capacity}} > 90 \%$ –more than 90 % of installed capacity of PP equipment are in normal operation.						
^b Continuous measurements are done for all power ranges or given time intervals.						

6.2 Test conditions, monitoring and reporting requirements

The following test conditions are required and shall be measured and reported as part of the test procedure.

Test and measurement results shall be excluded or clearly marked, if they cannot be obtained under the required test conditions or if the external influence on the test results cannot be avoided.

Grid and test conditions

- The voltage level shall be inside the agreed voltage range, measured as 10 min average data at the POC. If nothing is stated in the connection agreement, the voltage range shall be inside the voltage level as defined in IEC 60038, typically $\pm 10 \%$ of the nominal voltage.
- The grid frequency shall be inside the agreed frequency range measured as 0,2 s average values at the POC. If nothing is stated, the frequency shall be within $\pm 0,2 \%$ of the nominal frequency.

- c) The voltage unbalance factor shall be less than 2 % measured as 10 min average data at the POC. The voltage unbalance factor shall be determined as described in IEC 61000-4-30. It is defined as the ratio of the negative sequence to the positive sequence components of the voltage.
- d) The total harmonic distortion of the voltage, including all harmonics up to the order of 50, shall comply with IEC TR 61000-3-6 measured as 10 min average data at the POC, while the plant is not generating (background noise).
- e) The environmental conditions (temperature, altitude, etc.) shall comply with the plant owner's requirements for the power plant.

Normally this does not call for any online measurements of the environmental conditions, though it is required that these are described in general terms as part of the measurement report.

Monitoring and reporting requirements

- 1) The short-circuit ratio SCR, defined as the ratio of the short-circuit apparent power to the nominal power of the PP, as well as the grid impedance (complex value), shall be stated in the report.
- 2) The number of turbines in operation as well as the additional plant components during the test and measurements shall be stated in the report.
- 3) The operational state and operational limits of the plant during the different tests and measurements shall be clearly stated in the report and shall be within the required levels and operational states as defined in the corresponding subclauses.
- 4) The status of the online tap-changer of the main transformer should be monitored during the measurements, if it influences the results.
- 5) A single-line-diagram (SLD), including the collector grid, compensation equipment, grid connection points as well as any transformers or substations, shall be stated in the test report.
- 6) The test report shall include the following additional information:
 - plant owner;
 - site name and address;
 - name of responsible grid operator / grid owner;
 - name of system operator / system responsible;
 - nominal voltage;
 - nominal frequency;
 - nominal active power, export capacity, installed capacity and technical minimum;
 - reactive power capability, export capacity, installed capacity and technical minimum;
 - PGU types, manufacturer and number of PGUs;
 - PPC type and manufacturer;
 - SCADA system type and manufacturer;
 - available control functions and agreed control functions and performance;
 - list of signals including system operator signals and plant owner signals;
 - protection settings (overvoltage, undervoltage, overfrequency, etc.), for the PGU and the PP at the time of commissioning for the installed protection devices.

An example template for the test report is given in Annex A.

All measured data and time series, etc., shall be available in electronic form.

6.3 Test conditions in the case of external influences

Measurements that are clearly influenced by external influences, for example from a neighbouring power plant connected to the same substation, shall be done in a way where the influence is minimized.

EXAMPLE Voltage control where two PPs are connected to the same substation and the reactive power response of the single park can be very different from what is expected, due to the interaction with the other PP. In this case the best solution for doing this test is to have the PP under test in voltage control mode and to set any other PP on the same POC in the reactive power control mode with a fixed setpoint to minimize the influence from the other PP.

For power quality measurements, it is important to consider whether the measurements can be influenced by background noise. See IEC 61400-21-1:2019, Annex D, for methods to distinguish between background noise and real harmonic emission.

6.4 Test and measurement equipment

6.4.1 General

The equipment for performing the measurements at the POC level will require different characteristics depending on the quantities being measured.

Considering control of active or reactive power, existing measurement equipment at the power plant substation will be sufficient if they provide the requested values and precision.

However, with regard to power quality aspects, equipment with specific characteristics are required in accordance with 6.4.3.

In both cases, the time stamp shall be included in order to be able to synchronize the different signals and setpoints that can be recorded from other devices or the SCADA system. The time stamp will be included as indicated in IEC 61000-4-30. The precision shall comply with IEC/IEEE 61850-9-3.

6.4.2 Voltage, current and power calculations

The active and reactive power values, as well as the positive, negative and zero sequence components of the active and reactive current, and the power factor and voltages, can be calculated based on the measured instantaneous phase voltages and currents, as defined in IEC 61400-21-1:2019, Annex C.

6.4.3 Measurement equipment

The accuracy of the measurement equipment shall be stated in the measurement report.

The sampling rate for measurements of harmonics up to the 50th harmonic shall be at least 12 kHz.

Interharmonics and higher frequency components shall be measured with a sampling rate of at least 40 kHz in order to ensure that frequency components up to 9 kHz can be measured.

Measurement equipment for power quality should comply with the defined accuracy of class A in accordance with IEC 61000-4-30.

If existing equipment on the HV side is used, the precision and frequency characteristic shall be stated. If voltage and current transformers are used, they shall comply with class 1,0.

- Current transformer shall comply with IEC 61869-2.
- Voltage transformers shall comply with IEC 61869-3.

An overview of different voltage and current measurement devices, their typical application range bandwidth and their limitations is given in Annex D.

6.4.4 Existing measurement equipment for power control tests

In order to verify the active and reactive power control, the existing measuring equipment at the power plant substation may be used. The measuring equipment shall provide the requested data and values as defined in the respective subclause. The minimum update rate is 10 Hz. The control setpoints obtained by the SCADA system shall be synchronized appropriately with the time-stamps of the measurements.

To verify the measurement precision and to calculate the measurement uncertainties, the necessary data of the existing measurement system at the PP shall be provided.

6.4.5 Optional measurements

- Wind speed:

This document does not consider the wind speed data mandatory information to be included in the proposed report shown in Annex A. However, the wind speed data can be added to the measurements by using the data from the SCADA system for documenting the measurements adding statistical information. This would be possible only if the signals have been synchronized appropriately as indicated above.

- Neighbouring power plants:

This document does not consider the influence or power production from neighbouring PPs as mandatory information. However, the influence of the neighbouring power plant can be added to the measurements as additional documentation.

6.5 Functional and performance test

The method for assessing the behaviour of the PP depends mainly on the voltage level at the POC, the influence of the PP on the electricity grid in relation to the size of the PP, the installed capacity of the PP and the short-circuit level.

The validation of control functions on the PP is a combination of the performance of the individual PGUs, any additional plant components, the communication system and the PPC.

The control performance of the PP can be proved by combining performance tests on site with functionality tests carried out on a hardware-in-the-loop (HIL) setup, including a simulator.

The validation tests are therefore divided into two parts:

- 1) Performance tests – site specific tests including the PPC defined in 8.2.
- 2) Functionality tests – specific test rig (HIL test) or site specific tests including the PPC, defined in 8.3.

Functionality tests can be performed on a specific test setup (HIL test) or on site.

Performance tests are site dependent (e.g. number of turbines, cabling, grid behaviour, etc.) and there are many variables that could influence the results. Therefore, it is necessary that these tests are done at each specific site.

Functionality tests are not site dependent and allow to test these functionalities in a generic way on a test rig (HIL test). Functionalities can include ramp rate, setpoint handling, frequency control, voltage control, fallback scenarios, etc. See 8.3 and Table 1.

Performance tests and functionality tests, provide the complete control performance of the PP. The test procedures for the different tests are defined in Clause 8.

Annex C gives guidelines for which tests and assessment methods (measurements, simulation validation, functionality tests, etc.) are recommended for the performance validation of the PP, depending on the size of the PP, the short-circuit level and the voltage level at the POC.

6.6 Power plant controller

6.6.1 General

Subclause 6.6 describes the generic test setup for PPC control tests.

6.6.2 Definition and requirements

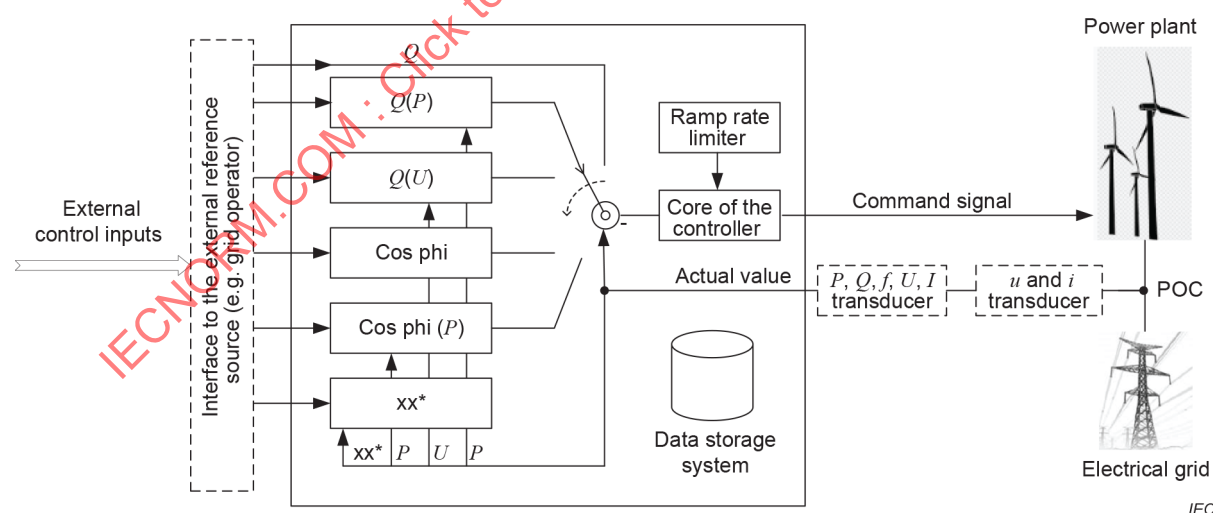
Figure 3 (reactive power control) and Figure 4 (active power control) show the general structure of a PPC within a PP.

For the external communication (e.g. setpoint values from the system operator) to the PP, an interface is applied. This interface transmits the external control setpoint to the PPC. The interface converts the external interface protocol to the internal communication protocol in the PPC.

The external control inputs are fed into the actual control core via the corresponding function blocks ($Q(P)$, $Q(U)$, etc.). The controller calculates and sends a command signal at the output to the controlling element/system (PP). The controlling element changes its output quantity, measured at the grid connection point POC.

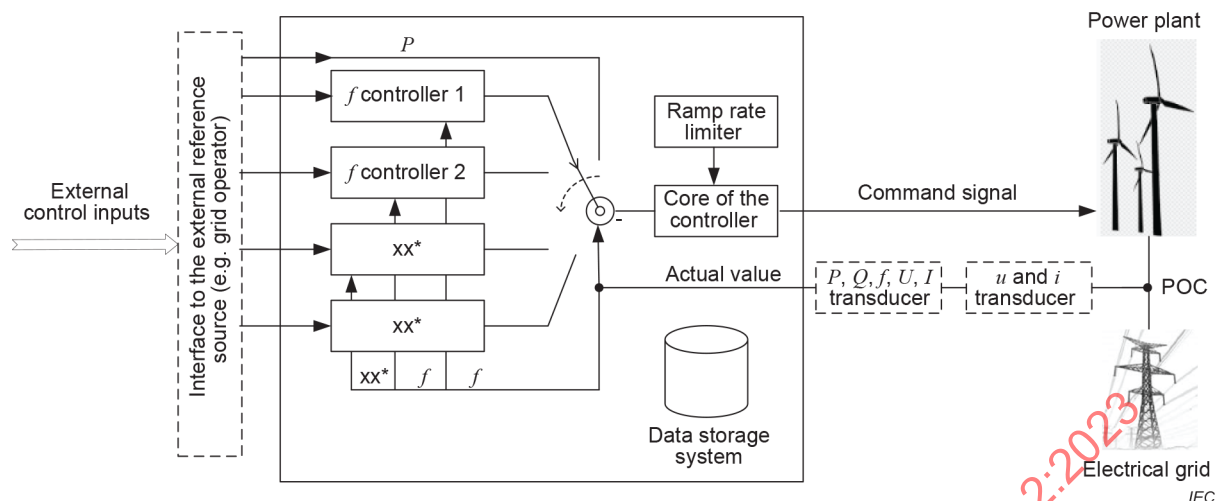
The measured grid voltage and current at the POC are converted into the relevant electrical values (P , Q , f , $\cos \phi$, etc.) used in the park controller. These variables correspond to the actual values at the POC and are available in the controller.

NOTE Most SCADA/PPC systems store the internal data, for example the relevant setpoint and actual variables values. These data can be used as the measured data for the test method described here if they fulfil the requirements in 6.6.4. Alternatively, the data from an external measurement system (see 6.6.4) could be used for the analysis of the results.



IEC

Figure 3 – General structure of a PPC for reactive power control within a power plant



*: placeholder for other control strategies

Figure 4 – General structure of a PPC for active power control within a power plant

6.6.3 Measurement points

The PPC has two inputs and one output at the system boundary, where it is necessary to perform the measurements. Examples of these boundaries are illustrated in Figure 3 and Figure 4 by the solid line. The dashed line interface, and any transducers or any other components not shown could be also part of the PPC. The precise setup has to be declared by the plant owner and documented as part of the test report.

Inputs

- a) external control inputs (setpoints)
- b) actual values (measured feedback values)

Output

- c) command signals (setpoints to the PGUs)

It is required to measure the inputs a) and b) to show the functionality behaviour. In addition, it is recommended to measure the output c) to have a control signal available and to have the input and output of the simulated PP and electrical grid (see Figure 5). The delay time between the external control input and the command signal can also be measured.

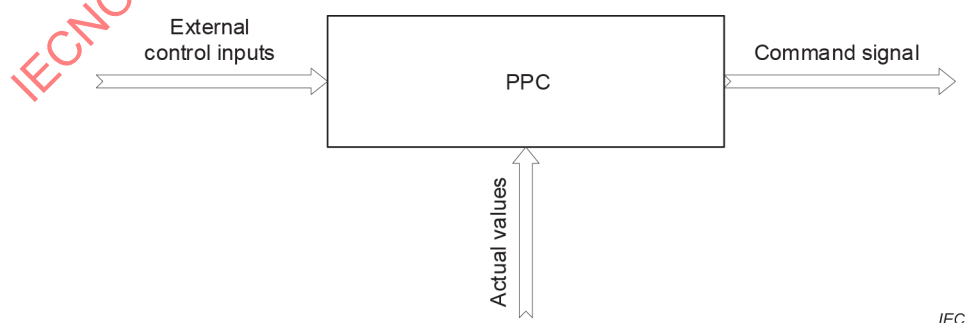
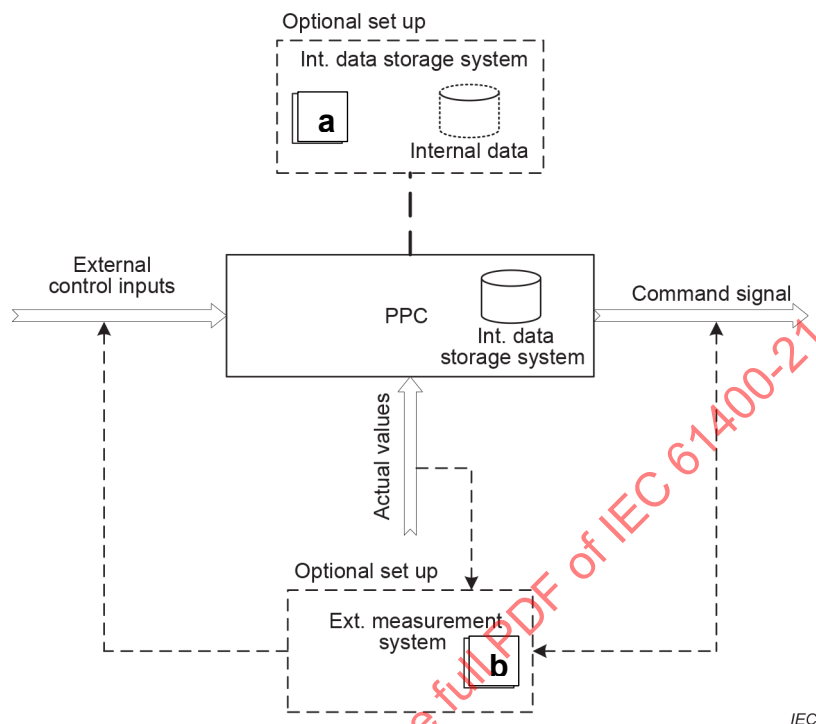


Figure 5 – Illustration of the PPC as a black box with in- and outputs

6.6.4 Measurement data

The requested data can be measured by specific measurement devices (external measurement system) or the PPC/SCADA system (internal data) according to Figure 6, if the requested values and parameters are as defined in 6.4 and as specified in 8.3.



Key

- a (optional): located physically outside the PPC
- b connection to an external measurement system)

Figure 6 – Illustration of the PPC with the internal system data

6.6.5 Test setup

Subclause 6.6.5 gives a more specific description of the test setup, which is a combination of:

- the PPC as HIL,
- the simulation of the electrical grid,
- the simulation of the PP,
- the simulation/ emulation of the measurement system (U , I , P , Q , f , etc.),
- the source of the external control values.

The device under test (DUT), including the HW and SW, is embedded in the test setup. The PPC shall consist of the original technical setup inside the boundary (see Figure 3 and Figure 4), just as it would be within a real PP.

The test setup itself shall be designed to show the functional behaviour of the PPC.

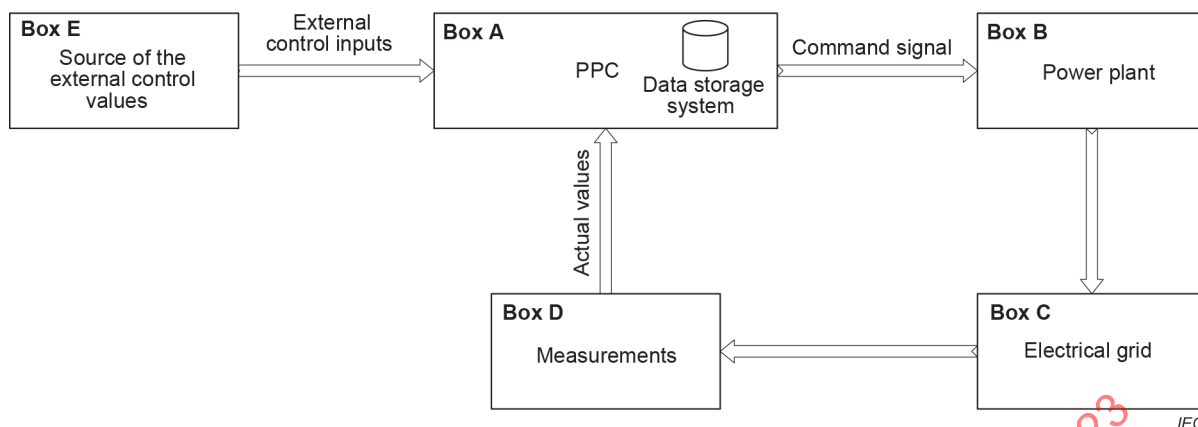


Figure 7 – Illustration of a complete test setup

Table 2 describes the HIL setup including the boxes A to E in Figure 7 in more detail. The HIL setup consists of simulation methods that allow a hardware under test of the PPC to interact in a closed loop with a real-time simulation model, including electrical simulation/emulation of sensors, control signals and setpoint control. The measurement data setup from the PPC is shown in Figure 6.

Table 2 – Description and general requirements of the HIL test functional

Box	Item
A	PPC: The PPC (DUT) in the HIL shall consist of the same technical setup (hardware and software) defined by the manufacturer as that in use in a PP.
B	Power plant: The simulation of the PP operating on the simulated electrical grid shall react on the command signals from the PPC. The PP shall represent the different P and Q control functions and the limitations of the PGU/PP. The PP model can be an aggregated simulation model of the PGUs, representing at least one PGU (e.g., as defined in the IEC 61400-27-1).
C	Electrical grid: Simulation or emulation of the electrical grid including configurable SCR ratio and impedance phase angle (X/R ratio). The electrical grid shall be able to simulate different grid faults, including voltage and frequency events.
D	Measurements: Simulation or emulation of the measurement system including, the calculation of RMS values, frequency measurements and scaling of CT and VT signals.
E	Source of external control values: Setpoints for the PPC as requested, for example from the grid operator. The setpoints can be generated automatically or manually for the different functionality tests.

6.6.6 Documentation

For the test results defined in 8.3, the following documentation is required:

- description of PPC; type, model, SW-version and manufacturer;
- description of the test setup – HIL setup;
- limitation of test setup (e.g. constant wind, SCR, which could influence the test results);
- external control interface; type, sampling rate, data format, etc.;
- measurement setup (internal or external measurements); sample rate, signal interface type, data format, etc.;
- update/sampling rates and time delays from box E to box A, from box A to box B and from box D to box A (according to Figure 7).

7 Measurement and test of electrical characteristics

7.1 General

Clause 7 defines the test and measurements procedures in relation to the electrical capabilities of the PP at the POC. The defined procedures are closely related to the tests specified in IEC 61400-21-1, where the measurements are defined for a single PGU and measured at the terminals of the PGU.

If nothing else is stated, the general requirements for the test equipment and test conditions according to Clause 6 apply.

7.2 Power quality aspects

7.2.1 General

Subclause 7.2 defines the test and measurement procedures in relation to the power quality aspects of the PP at the POC.

7.2.2 Flicker during continuous operation

7.2.2.1 Overview

The aim of the measurement is the determination of voltage flicker at the POC of the PP during continuous operation.

7.2.2.2 Test setup and test conditions

The general requirements of this document for the test equipment and test conditions apply as described in Clause 6.

The following additional specific conditions are required:

- Background voltage flicker shall be as low as possible. Voltage flicker should comply with the limits of IEC 61000 (all parts). In the selected period, the typical wind speeds for the specific site shall appear.

7.2.2.3 Test and measurement procedure

Measurements shall be performed for at least 1 week with normal business activity, but preferably for more than 3 weeks. The measuring period should include some part of the period of expected maximum flicker levels. It is recommended that at least five 10 min periods are collected within the measuring period for each power bin up to 80 % of the nominal power of the PP.

The flicker effect of switchings of single PGUs can be considered as continuous operation of the PP and is already included in the measurement of flicker, as long as the measurement period is at least 1 week.

Measurements shall be performed with the reactive power setting equal to the typical setting for the site. Measurements with further settings are optional.

Flicker and rapid voltage change $d_{\max}$ and d_c in accordance with IEC 61000-4-15 shall be determined with one of the following methods:

a) Fictitious grid (option 1)

Measurement of currents and voltages at the POC of the complete PP and application of the method of the fictitious grid of IEC 61400-21-1:2019, 8.2.2, using the actual grid impedance at the POC to calculate the flicker (P_{st} and P_{lt}), voltage change $d_{\max}$ and the steady state voltage change d_c of the PP at the POC.

b) Direct voltage measurement (option 2)

Measurement of voltages at the POC. Determination of voltage flicker (P_{st} and P_{lt}) and $d_{\max}$ and d_c .

Due to the fact that the voltage flicker measurement is influenced by background flicker, it is essential to determine the background flicker levels as described below.

NOTE In case of high background flicker, the method of the fictitious grid (option 1) can be used, which minimizes the influence of the background flicker on the measured flicker of the PP.

Flicker background level:

- Flicker background levels should be measured without the PP in operation (preferably over 1 week or more).
- The measurement period should be of sufficient duration to obtain typical flicker background levels in different grid situations that coincide with the operation of the PP.
- Measurements can be carried out before or after commissioning of the PP.

7.2.2.4 Documentation

- For normal operation of the PP, including the switchings of the single PGUs: reporting of P_{st} and P_{lt} values and rapid voltage changes of the PP at the POC:
 - For P_{st} , the 10 min 95 % and 99 % probability value of the complete measurement period shall be reported.
 - For P_{lt} , the 95 % probability value of the complete measurement period shall be reported.
 - For the maximum voltage change $d_{\max}$ and the steady state voltage change d_c the 95 % and 99 % probability values of the complete measurement period shall be reported.
- For the measurement of the flicker background level: reporting of the P_{st} and P_{lt} values and rapid voltage changes at the POC:
 - For P_{st} , the 10 min 95 % and 99 % probability value of the complete measurement period shall be reported.
 - For P_{lt} , the 95 % probability value of the complete measurement period shall be reported.
 - For the maximum voltage change $d_{\max}$ and the steady state voltage change d_c , the 95 % and 99 % probability values of the complete measurement period shall be reported.

7.2.3 Rapid voltage changes due to switching operations

7.2.3.1 Overview

The aim of these measurements is to determine the voltage change and flicker P_{st} values at the POC of the PP during switching operations.

7.2.3.2 Test setup and test conditions

The general requirements of this document for the test equipment and test conditions in accordance with Clause 6 apply.

Further specific conditions are required:

- Background voltage flicker shall be as low as possible. Voltage flicker should comply with the limits of the IEC 61000 series.

7.2.3.3 Test and measurement procedure

The following switching operations shall be performed:

- PP starting/stopping;
- energizing transformers (optional; it can be of importance for some PPs or systems);
- reactive power compensation units at the PP level.

Switching operations include start-up and shut-down.

Voltage change and flicker shall be determined with one of the following methods:

a) Fictitious grid (option 1)

Measurement of currents and voltages at the POC of the complete PP and application of the method of the fictitious grid of 61400-21-1:2019, 8.2.2, using the actual grid impedance at the POC to calculate the voltage flicker P_{st} , and d_{max} and d_c of the PP at the POC during the switching.

b) Direct voltage measurement (option 2)

Measurement of voltages at the POC. Determination of voltage flicker P_{st} and d_{max} and d_c .

Measurements shall be performed with the reactive power setting equal to the typical setting for the site. Measurements with further settings are optional.

It is recommended to perform three switching operations (at least one) for each type of switching.

7.2.3.4 Documentation

For each type of switching:

- Reporting of maximum voltage change d_{max} and the steady state voltage change d_c .
- Reporting of the maximum flicker P_{st} value.

If more than one switching is taken for the same type of switching, then the average result values of d_{max} , d_c and flicker P_{st} shall be reported.

7.2.4 Harmonics

7.2.4.1 Overview

The aim of this measurement is to determine the voltage and current harmonics at the POC of the PP during continuous operation.

NOTE Additional explanations are given in Annex B.

7.2.4.2 Test setup and test conditions

The general requirements of this document for the test equipment and test conditions according to Clause 6 apply.

The measurement period shall include data covering the typical power range for the site in question.

The bandwidth of the measurement transducers shall cover the harmonic range of interest. The voltage and current transducers used for this type of measurement should comply with the requirements given in IEC 61000-4-30. The measurement sensors should be capable of measuring the frequency components (i.e. harmonics and interharmonics) of interest.

There should be agreement on the transducers used for the specific test campaign. In new PPs, adequate transducers should be installed. Inductive VTs bandwidth is limited for HV installations, which is why RCVDs can be more a feasible solution.

7.2.4.3 Test and measurement procedure

The following procedure shall be applied:

- The current and voltage harmonic, interharmonic and higher frequency distortion during continuous operation shall be stated.
- The harmonic components shall be grouped as described in IEC 61400-21-1.
- 10 min aggregation and 3 s aggregation are performed using the square root of the arithmetic mean of the squared 10-cycle (for a 50 Hz power system) or 12-cycle window values (for a 60 Hz power system) for each harmonic.
- Measurements shall be performed for normal operation of the PP over a certain period of time (minimum 1 week with normal business activity, preferably at least 3 months). The measuring period should include some part of the period of expected maximum harmonic levels. It is recommended that at least five 10 min periods are collected within the measuring period for each power bin up to 80 % of the nominal power of the PP.
- Measurements shall be performed with the reactive power setting equal to the typical setting for the site. Measurements with further settings are optional.
- The 10 min 95th percentile and the 99th percentile of each harmonic order, interharmonics and higher frequency component shall be calculated for every week of measurement. The maximum 95th and 99th percentile of the weekly values shall be selected from the entire period.
- The 3 s 99th percentile of each harmonic order, interharmonics and higher frequency component shall be calculated for every day of measurement. The maximum 99th percentile of the daily values shall be selected for each week.
- Maximum values for each week of measurement can be also reported, if requested.

Additional tests of background noise shall be performed:

- Measurements shall be taken over a certain period of time (preferably 1 week or more), where the PP is not in operation. Measurements could be done before and/or after commissioning of the PP.
- The harmonic voltages, interharmonics and higher frequency components shall be analyzed as described above for normal operation of the PP.

NOTE For more investigations of background noise, the procedures given in IEC 61400-21-1:2019, Annex D, can be followed.

7.2.4.4 Documentation

Reporting for the normal operation of the PP in tables:

- The 95 % and 99 % percentile for each week of the measurement and the maximum 95 % and 99 % percentile of the weekly values for the complete measurement period of harmonic voltages and harmonic currents (integer harmonics, interharmonics and higher frequency components).
- Harmonic results shall be presented as 10 min (both 95 % and 99 %) and 3 s aggregated values (only 99 %).

Reporting for the background noise in tables:

- The 95 % and 99 % percentile for each week of the measurement and the maximum 95 % and 99 % percentile of the weekly values for the complete measurement period of harmonic voltages (integer harmonics, interharmonics and higher frequency components).
- Harmonic results shall be presented as 10 min (both 95 % and 99 %) and 3 s aggregated values (only 99 %).

7.3 Steady state operation

7.3.1 General

Subclause 7.3 defines the measurement procedures for the steady state operation of the PP, which are not dependent on the control functions of the power plant.

7.3.2 Unbalance

7.3.2.1 Overview

The aim of the measurement is to determine the unbalance factor in the PP fed-in current.

7.3.2.2 Test setup and test conditions

The general requirements of this document for the test equipment and test conditions according to Clause 6 apply.

7.3.2.3 Test and measurement procedure

The measurement procedure and data from 7.2.2 shall be used for the analysis and reporting.

Measurements shall be performed for at least 1 week with normal business activity, preferably for more than 3 weeks. It is recommended that at least five 10 min periods are collected within the measuring period for each power bin up to 80 % of the nominal power of the PP.

The current unbalance factor (IUF) and voltage unbalance factor (UUF) shall be calculated as 10 min aggregated values using the square root of the arithmetic mean of the squared 10-cycle (for 50 Hz power systems) or 12-cycle window values (for 60 Hz power systems), as defined in IEC 61000-4-30, from each measured record using the following formulae:

$$IUF = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100 \% \quad (11)$$

$$UUF = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100 \% \quad (12)$$

where:

I_1 is the 10-cycle or 12-cycle window positive sequence current, in accordance with IEC 61400-21-1:2019, Annex C;

I_2 is the 10-cycle or 12-cycle window negative sequence current, in accordance with IEC 61400-21-1:2019, Annex C;

U_1 is the 10-cycle or 12-cycle window positive sequence voltage, in accordance with IEC 61400-21-1:2019, Annex C;

U_2 is the 10-cycle or 12-cycle window negative sequence voltage, in accordance with IEC 61400-21-1:2019, Annex C.

The active power positive sequence system component is calculated as a 10 min arithmetic mean value.

Only measurement data where the active power is above or equal to 10 % of P_n are used. The aggregated values of the current and voltage positive and negative phase sequence system components, current unbalance and active power positive phase sequence system component are calculated for each active power bin.

7.3.2.4 Documentation

The measured 10 min values of the current and voltage unbalance and the active power positive sequence system component are represented as an IUF-P diagram and a UUF-P diagram.

The measurement results shall be presented as 95 % percentile values of the current and voltage unbalance of the complete measurement period.

7.4 Dynamic performance

7.4.1 Undervoltage and overvoltage ride-through (UVRT and OVRT) capability

Subclause 7.4 describes the measurement and event recording procedures to validate and verify the dynamic performance of the PP during grid faults (fault ride-through capabilities of the PP). The described procedures and documentation requirements for the event logging and/or fault recording of a PP as basis for the PP simulation and model validation are defined in IEC 61400-27-2.

The test of the fault ride-through capabilities of each wind turbine is not part of this document, as this is defined in the IEC 61400-21-1. The method of wind turbine and wind power plant simulation and model validation is defined in IEC 61400-27-1 and IEC 61400-27-2.

NOTE 1 Typically the FRT tests are only performed on a single WT, but the described FRT test procedures in IEC 61400-21-1 can be used as well to verify the performance of the WPP.

NOTE 2 The recommended validation procedures for the fault ride-through capability are described further in Annex C.

7.4.2 Test setup and test conditions

The fault recording or event monitoring shall be performed at the POC of the PP and can be done by specific measurement devices or the SCADA system, if the requested values and parameters are as defined in 6.4 and as specified in 7.4.3.

7.4.3 Test and measurement procedure

The measurement devices, connected to the voltage and current transducers at the POC, should be adjusted to record the signals mentioned below in the case of a voltage dip or swell. The thresholds for the events have to comply with the undervoltage and overvoltage ride-through requirements of the dedicated grid code. According to those requirements the trigger and return values, as well as the duration for the recording, shall be configured.

Table 3 defines the signals to be recorded or calculated during the assessment process.

Table 3 – List of recorded signals

Signal name (example) ^b	Signal description	Minimum sampling rate	Unit ^a
i_{1_inst} , i_{2_inst} , i_{3_inst}	Instantaneous phase currents at POC	2 kHz	A
u_{1_inst} , u_{2_inst} , u_{3_inst}	Instantaneous phase voltages at POC	2 kHz	kV
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_setpoint external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
Q_control_mode	Active Q_control mode: Q-control U-control φ -control	10 Hz	
PF_setpoint	Power factor control setpoint	10 Hz	°
U_setpoint	Voltage control setpoint	10 Hz	kV
Q_setpoint	Reactive power setpoint	10 Hz	Mvar
PGU_available	Percentage of wind turbines available for active power production	10 Hz	%
Optional			
wind_speed	Wind speed from met-mast or as average from turbine measurements	10 Hz	m/s
P_available	Available active power production of wind farm	10 Hz	MW
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc. ^b Signal naming can vary.			

Table 4 defines the minimum electrical values to be calculated during the assessment process.

Table 4 – List of electrical signals to be monitored for the evaluation of events

Name	Description	Unit
I_1, I_2, I_3	RMS phase currents at POC	p.u.
U_1, U_2, U_3	RMS phase voltages at POC	p.u.
$I_{d, pos}$	Positive sequence active current at POC	p.u.
$I_{q, pos}$	Positive sequence reactive current at POC	p.u.
$I_{d, neg}$	Negative sequence active current at POC	p.u.
$I_{q, neg}$	Negative sequence reactive current at POC	p.u.
U_{pos}	Positive sequence voltage	p.u.
U_{neg}	Negative sequence voltage	p.u.
P	Positive sequence active power at POC	MW
Q	Positive sequence reactive power at POC	Mvar
S	Apparent power at POC	MVA
f	Grid frequency	Hz

All parameters in Table 4 shall be calculated with an average time of one line period, and the update rate of the parameters shall be no more than a half line period.

NOTE The line period is 20 ms for 50 Hz and 16,67 ms for 60 Hz,

7.4.4 Documentation

To be able to compare the results of the fault recording with the simulation models as described in IEC 61400-27-1 and 61400-27-2, the following measured and calculated values shall be available, in addition to the general reporting requirements as described in 6.2:

- time series of instantaneous three-phase currents and voltages at the POC;
- time series of positive and negative sequence of the active and reactive current;
- time series of positive and negative sequence of the active and reactive power;
- time series of positive and negative sequence grid voltage at the POC;
- grid frequency, measured as 0,2 s average value at the POC;
- type of fault and number of faulted phases;
- magnitude and duration of the fault or event;
- operational modes and operational limits of the PGU and the PP;
- number of turbines and external equipment in operation and actual configuration of the PP plant;
- setpoints of the PP from the grid operator and plant owner;
- short-circuit level and impedance angle at the POC at the time of the event.

The following additional information is optional:

- average wind speed for the PP;
- available active and reactive power.

The time series shall, at a minimum, consist of data, measurements and calculation values from 10 s before the fault (pre-fault) and 30 s after the fault clearance (post-fault).

The requested signals, data and time series of the measured values of the event shall be synchronized to each other and time stamped with a precision as defined in 6.4.

The data shall be electronically available as well as documented as defined in Annex A.

Figure 8 shows some examples of time series for reactive and active current during a fault ride-through event at the POC.

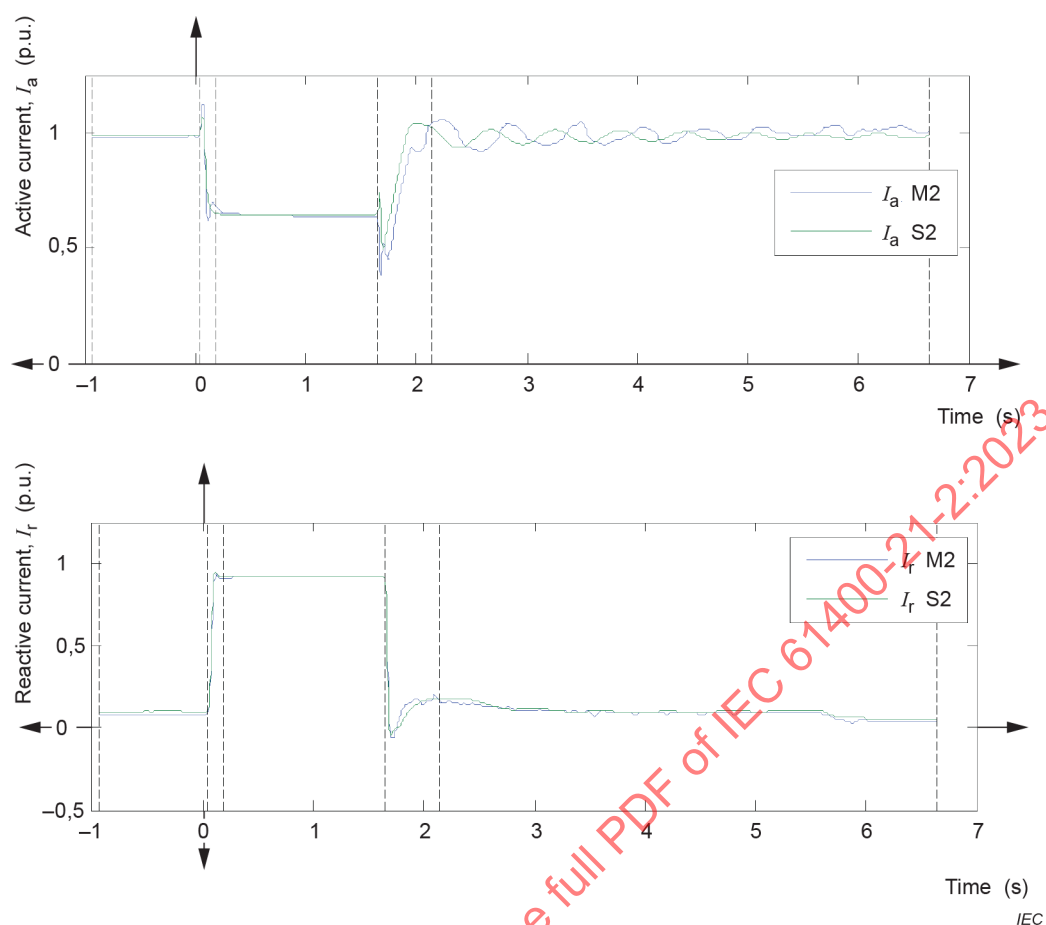


Figure 8 – Example of time series for the active and reactive current measured (M) and simulated (S) active and reactive current [1]¹

7.5 Disconnection from grid

7.5.1 Grid protection

The aim of the grid protection test is to demonstrate the correct function of the grid protection devices' ability to disconnect from the grid if the current, voltage or frequency exceeds a given limit for a given time.

The actual protection settings shall be made available before the grid protection testing.

The voltage measuring principle (either phase-to-phase or phase-to-neutral), along with the scope of testing (single-phase, two-phase or three-phase testing), shall be agreed upon before commencing testing.

All required pickup values and time delays shall be determined for all overcurrent, overvoltage, undervoltage, overfrequency and underfrequency protective devices associated with the PGU or PP.

The protection tests described in 7.5 are required for commissioning.

Due to safety reasons, these measurements concerning the grid protection should be performed while the PGU/PP is not in operation.

¹ Numbers in square brackets refer to the Bibliography.

7.5.2 Requirements of test devices

The grid protection test shall be carried out using a separate test system, which is able to inject currents, voltages and varying frequencies. The accuracy of the current, voltage and frequency of the current source and voltage source will be ensured by the accuracy of the measurement system.

For measurement and test technology (without current and voltage transformers), compliance with the following measurement uncertainties is required (see Table 5):

Table 5 – Maximum measurement uncertainties for the grid simulator

	Max. measurement uncertainties
Voltage (fundamental)	$\leq 0,5 \% U_n$
Current (fundamental)	$\leq 0,5 \% I_n$
Frequency	$\leq 0,01 \% f_n$

Current and voltage transformers shall correspond at least to class 1 in accordance with IEC 61869-3 (for voltage transformers) and in accordance with IEC 61869-2 (for current transformers).

The traceability of the measured values to international standards shall be established by calibrating the measurement technology and the transducers.

7.5.3 Grid protection test – PP level

7.5.3.1 Basic grid protection devices

The following protection devices are typically installed in the substation at the POC: voltage, frequency and overcurrent protection.

Additionally, a distance protection relay may be installed if the PPC is on the high voltage level.

7.5.3.2 Test procedure for grid protection devices

For voltage and frequency protection, the test procedure shall be carried out in accordance with IEC 60255-127:2010, Clause 6, for over- and undervoltage protection and IEC 60255-181:2019, Clause 6, for frequency protection. Alternatively, the procedure as defined in the IEC 61400-21-1 shall be used for the evaluation of the protection functions.

For over- and undercurrent protection, the test procedure in accordance with IEC 60255-151:2009, Clause 6, shall be applied.

For distance protection, the test procedure in accordance with IEC 60255-121:2014, Clause 6, shall be applied.

7.5.3.3 Documentation of the test procedure and results

The documentation of the test procedure and results shall be in accordance with:

- 1) IEC 60255-127:2010, Clause 7, for over- and undervoltage protection;
- 2) IEC 60255-181:2019, Clause 7, for frequency protection;
- 3) IEC 60255-151:2009, Clause 7, for over- and undercurrent protection;
- 4) IEC 60255-121:2014, Clause 7, for distance protection.

7.5.4 Grid protection test – PGU level

The test procedure shall be performed in accordance with IEC 61400-21-1 on the turbine level, applying the required protection settings.

7.5.5 RoCoF

The test procedure und documentation shall be performed in accordance with IEC 60255-181:2019, Clause 6 and Clause 7. Alternatively, the procedure as defined in IEC 61400-21-1 shall be used for the evaluation of the RoCoF protection.

If special average times and protection settings are required for the connection agreement, the test shall be performed with the required settings.

8 Control performance

8.1 General

Clause 8 defines the methodology to determine the electrical behaviour of a PP with regard to active power and reactive power-related control performance.

The control performance of the PP can be determined from a combination of performance tests on site and functionality tests done on a simulator set-up with hardware-in-the-loop (HIL).

Functionality tests can also be carried out on site. The procedures given in Clause 8 are valid for both HIL simulation testing and on-site tests as described in 6.5.

The testing procedures described here reflect a general possibility to determine the PPC behaviour by means of performance and functionality tests. The main controller functionalities and signal requirements are reflected in this document. Any other specific controller requirements or signal requirements not included in the scope of this document have to be tested with a procedure to be agreed upon between the grid operator and the PP owner.

NOTE For the simulation model validation it can be necessary to record additional signals, for example setpoint to individual PGU etc.

The method for assessing the control performance of the PP depends mainly on the voltage level of the POC and the influence of the PP on the electricity grid (SCR). The recommended testing method as well as requirements for measurement systems are further described in Clause 6 and a testing guide is given in Annex C.

8.2 Performance test

8.2.1 General

The performance test shall be done for each site as the static error and dynamic response for active and reactive power control of the PP are site dependent (number of turbines, grid topology, etc.)

Static error is based on block-average values, and for the dynamic response test, the tolerance needed for settling time shall be given by the system responsible. See Figure 1. The tolerance may be different for the active power test and reactive power test.

If no tolerance is given, a recommended value is $\pm 0,03$ p.u. for reactive power and $\pm 0,05$ p.u. for active power.

8.2.2 Active power control tests

8.2.2.1 General

Subclause 8.2.2 describes the methodology to perform field tests for determining the electrical characteristics of the PP with regard to active power control.

8.2.2.2 Description

The ability of the wind PP to operate in active power control mode shall be characterized for various reference values given by the control interface. The aim of this test is to determine the response of the PP to reference commands, taking into account the static error, the rise time and the settling time of active power for both steady state conditions and dynamic response conditions.

8.2.2.3 Procedure

Table 6 defines the signals for the described test. The table defines the signals as well as the minimum sampling rate.

Table 6 – List of signals during test

Signal name (example)	Signal description	Min. sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_setpoint_external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint_internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at the POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of wind farm	10 Hz	MW
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			

a) Static error test

For the static error test, the following test procedure is recommended: a reference value shall request a reduction in the active power from 0,4 p.u. to 0,1 p.u. in steps of 0,1 p.u. to the agreed minimum operating level with at least 2 min operation at each reference value in accordance with IEC 61400-21-1 and as shown in Figure 9. The static error and the settling time shall be determined in accordance with 8.2.2.4.

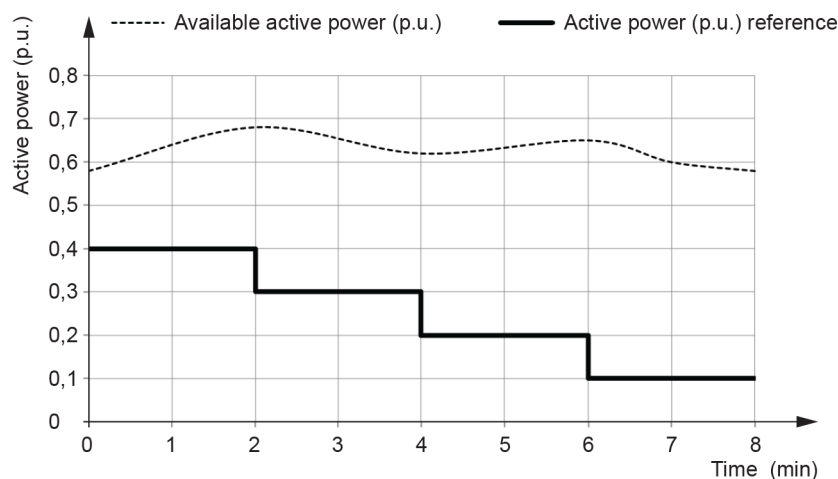


Figure 9 – Adjustment of active power reference value

The calculation of the 1 min block-average values for the test report shall be carried out after steady state is reached. The time of the steady state will be defined as the last 1 min at each step.

- The absolute static error of the active power shall be calculated.
- The available active power output of the PP shall be at least 0,1 p.u. higher than the targeted reference value, but no less than 0,5 p.u. during the entire test procedure.
- The test shall be carried out as one continuous measurement.

b) Dynamic response test

This test will be used to determine the dynamic behaviour of the PP by observing the step response characteristics (i.e. settling time, rise/ramp-down time, reaction time). The test shall be carried out by a step with a recommended step size of 0,4 p.u. of the nominal active power. At least one step downwards from higher to lower active power level and one step upwards from lower to higher active power level shall be performed (see Figure 10).

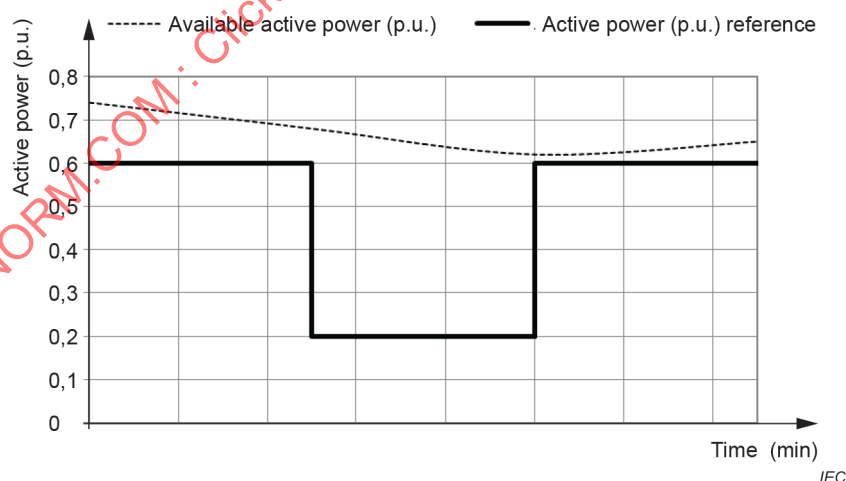


Figure 10 – Example of active power response step

Ramp rate limitations shall be deactivated during the test. If this is not possible, the ramp rate has to be adjusted to the highest value (that causes the fastest change in active power output of the PP).

8.2.2.4 Documentation

a) Static error test

The graph shall show the available active power, measured active power output and the given reference values.

The available active power output should be provided by the control system of the PP.

For the determination of the static error, the reference value, the actual value and the difference between the reference value and the actual value as 1 min average data shall be represented as shown in Table 7.

Table 7 – Accuracy of the active power control values

Active power step [p.u.]	Requested setpoint value		Measured value		Max. absolute static error	
	[MW]	[p.u.]	[MW]	[p.u.]	[MW]	[p.u.]
0,40						
0,30						
0,20						
0,10						

b) Dynamic response test

The graph shall show the available active power, measured active power output and the given reference values.

The available active power output should be provided by the control system of the PP.

The response time information (rise time, reaction time and settling time) as well as the time instant for the setpoint value command change at every step shall be recorded in a table in accordance with Table 8, together with the corresponding time series.

Table 8 – Results from the active power dynamic response test

Active power setpoint		Settling time [s]	Rise time [s]	Reaction time	Time instant of setpoint command
Starting point	Second point				

The starting point defines the initial reference value and the second point defines the target reference value of the step change.

8.2.3 Controlled shutdown

8.2.3.1 General

Controlled shutdown is a control strategy where the PP can be curtailed in pre-defined steps within a pre-defined time.

8.2.3.2 Description

The control interface may consist of several predefined levels and a control input to each step.

An example of this is given in the following:

step 1 – 70 % of P_n

step 2 – 50 % of P_n

step 3 – 40 % of P_n

step 4 – 25 % of P_n

step 5 – 0 % of P_n , i.e. the plant is shut down

The PP shall go to the given level as fast as possible and the lowest level has priority.

Subclauses 8.2.3.3 and 8.2.3.4 refer to the given example.

8.2.3.3 Procedure

Table 9 defines the signals as well as the minimum sampling rate which shall be used for the described test.

Table 9 – Example of list of signals during test

Signal name (example)	Signal description	Min sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
level_1	As example 70 % of P_n	10 Hz	On/off
level_2	As example 50 % of P_n	10 Hz	On/off
level_3	As example 40 % of P_n	10 Hz	On/off
level_4	As example 25 % of P_n	10 Hz	On/off
level_5	As example 0 % of P_n	10 Hz	On/off
Step_select	Step number directly send	10 Hz	1 – 5
P_setpoint external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of wind farm	10 Hz	MW
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			

The controlled steps can either be five individual digital signals or a signal to select the step.

For the test of the controlled shutdown, the following test procedure is recommended:

Set step 1 (70 %), wait 2 min, set step 3 (40 %), wait 2 min, set step 1 (70 %), wait 2 min, set step 2 (50 %), wait 2 min and set step 5 (0 %).

8.2.3.4 Documentation

The graph shall show the available active power, measured active power output and the setpoint values (see Figure 11):

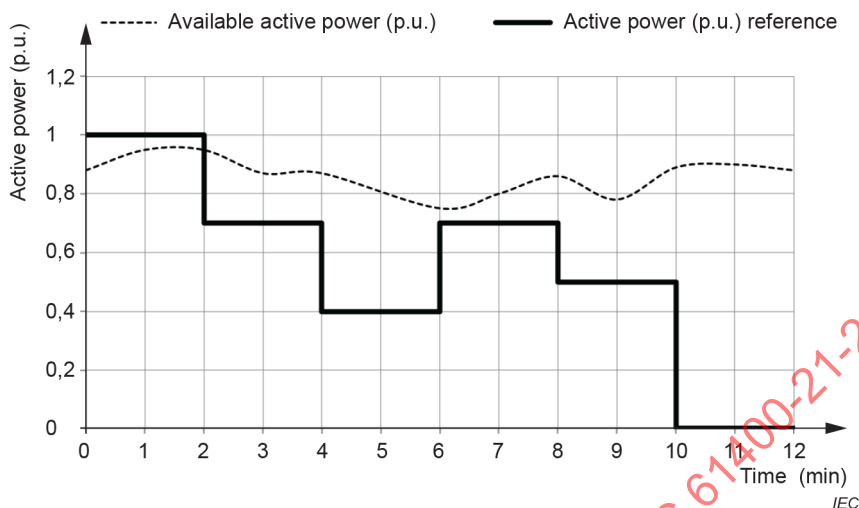


Figure 11 – Example of controlled shutdown

The settling time, as well as the time instant of the setpoint step change at every step, shall be documented in a table together with the corresponding time series (see Table 10).

Table 10 – Results of the emergency shutdown test

Time instant of setpoint step change	Active power reference		Settling time [s]	Rise time [s]	Reaction time [s]
	Starting point	Second point			
	max P available	level 1			
	level 1	level 3			
	level 3	level 1			
	level 1	level 2			
	level 2	level 5			

The starting point defines the initial reference value (typically in p.u.) and the second point defines the target reference value (typically in p.u.) of the step change.

8.2.4 Synthetic inertia response

8.2.4.1 General

Subclause 8.2.4 describes the methodology for performing tests in the field for determining the response of the PP, utilizing the rotor inertia of the turbines for underfrequency events.

8.2.4.2 Description

The aim of this test is to document the wind power plant's ability to support the grid by providing additional active power in the case of fast underfrequency events.

8.2.4.3 Procedure

Table 11 defines the signals as well as the minimum sampling rate that shall be used for the described test.

Table 11 – List of signals during test

Signal name (example)	Signal description	Min. sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
f_{sim}	Simulated frequency input	10 Hz	Hz
f_POC	Measured frequency at POC	10 Hz	Hz
P_setpoint external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of wind farm	10 Hz	MW
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			

This test shall be performed with the PP at continuous operation with a power factor of 1 at the following conditions:

- P_available between $0,25 P_n$ and $0,5 P_n$,
- P_available above $0,8 P_n$, and
- P_available at P_n if required (or PP with reduced active power reference).

For a) and b), the PP shall not be operated with an active power output limitation (de-rated PP). An active power limitation is only allowed during the synthetic inertia test case c).

The stated response shall include results from at least two tests for each case: a), b) and c).

The analysis of the measurement consists of four intervals of active power output behaviour:

- 1) Power gain: This interval starts from the point in time of detection of the event (Δ frequency, df/dt , frequency point, etc.) until a predefined value whether it is an agreed change in active power ΔP , 90 % of the agreed change in active power P (as shown in Figure 12), a defined time limit or a defined frequency, etc.
- 2) Steady state: This interval runs between the end of the power gain interval until a predefined value, such as a time interval limit, a defined frequency level or change has been reached, etc.
- 3) Ramp-down: This interval starts from the end of the steady state interval and runs until a predefined value has been reached, such as the available active power output, the pre-event power output or a defined time limit, etc.
- 4) Recovery: This interval runs from the end of the ramp-down interval until a predefined defined value has been reached such as a time limit. This interval essentially covers the time taken for all PGUs' rotor speeds to stabilize.

The power gain interval starts when the frequency f_{sim} (shown as f_g in Figure 12) drops below the specified limit.

Data recording and measurement accuracy shall follow the specification in 6.4.

The test can be carried out using a direct activation signal in the PP control to apply the frequency reference value f_{sim} to the wind power plant frequency control system.

To show the synthetic inertia capability of the PP, the owner shall ensure that the inertia functionality is enabled and that other functionalities, which might also cause a reaction to grid frequency changes (such as grid protection settings, RoCoF functionality), do not interfere.

8.2.4.4 Documentation

All PP-specific inertia-setting parameters, test conditions and measured values shall be stated in a report as defined in Annex A. Figure 12 provides an example of the synthetic inertia response.

The actual project specific inertia response can differ from Figure 12, as the inertia settings have to be agreed by the PP operator and the system responsible (TSO).

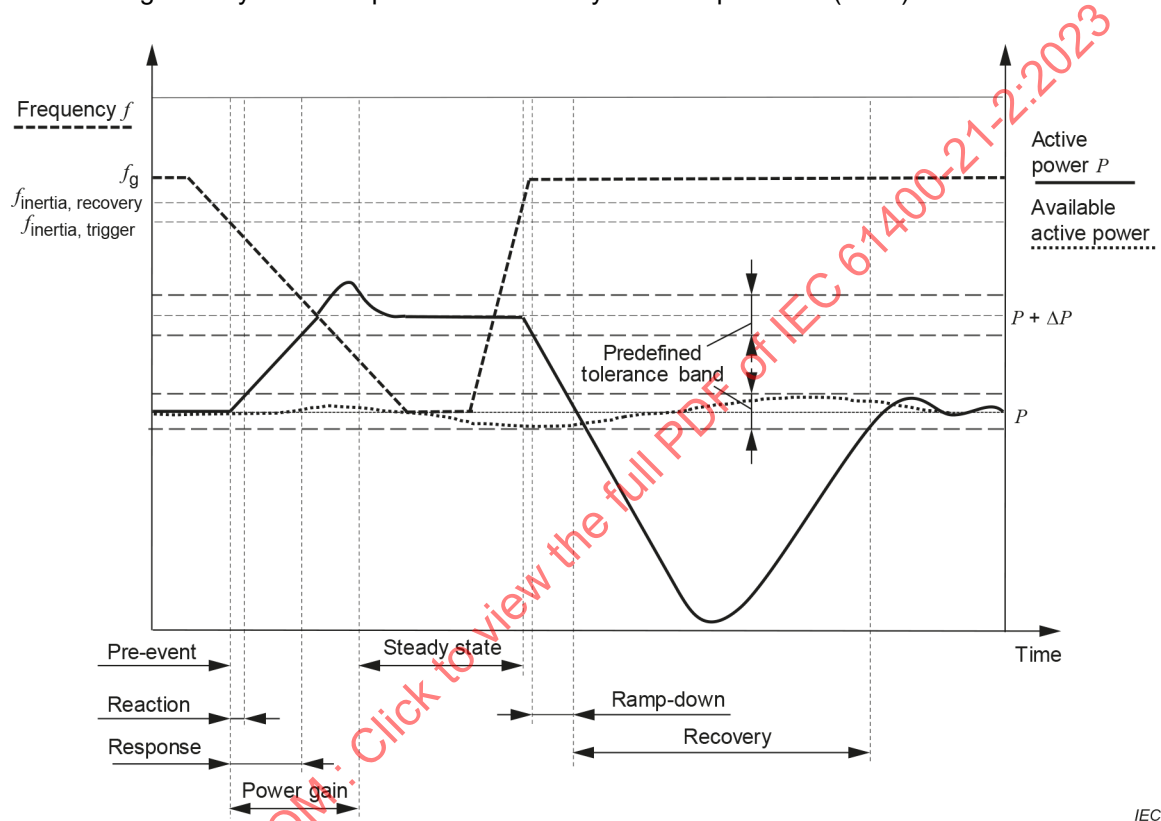


Figure 12 – Synthetic inertia – example response and definitions

The stated response shall include time series of:

- active power output at the POC,
- frequency reference value f_{sim} , and
- available active power,

for at least 5 s prior to the start of the synthetic inertia event (pre-event) until at least 5 s after the active power recovery phase of the PP has terminated (Figure 12).

The synthetic inertia settings are to be documented in accordance with Table 12.

The setpoint values and results as defined in Table 13 shall be reported and calculated for each test.

Table 12 – Synthetic inertia settings

Parameter	Set value
Default active power gain ΔP (p.u.)	
Gradient of active power gain dP/dt (rising) in kW/s (p.u./s)	
Gradient of active power gain dP/dt (falling) in kW/s (p.u./s)	
$f_{\text{inertia, trigger}}$ in Hz	
$f_{\text{inertia, recovery}}$ in Hz	

Table 13 – Synthetic inertia test results

Period of measurements						
Operational mode of the PP						
Available active power or active power reference P_{ref}	$0,25 \times P_n < P_{available} < 0,5 \times P_n$		$P_{available} > 0,8 \times P_n$		$P_{available} \approx P_n$	
Power gain and steady state interval						
Test number	1	2	3	4	5	6
Pre-event: steady state average output power in p.u.						
Pre-event: steady state maximum output power in p.u.						
Pre-event steady state minimum output power in p.u.						
Response time in ms						
Settling time in ms						
Steady state time in ms						
Ramp-down time in ms						
Ramp down and recovery interval						
Recovery time in ms						
Recovery period minimum power in p.u.						
Recovery period average output power in p.u.						

An example of the documentation report is given in Annex A.

8.2.5 Reactive power control

8.2.5.1 General

Subclause 8.2.5 describes the methodology for performing tests in the field for the determination of the electrical characteristics of the PP with regard to reactive power control.

8.2.5.2 Description

The aim of this test is to determine the response of the PP to reference commands regarding the static error, the rise time and the settling time of reactive power using either reactive power, voltage, power factor or $\cos \varphi$ reference values, depending on the wind power plant control system specified for the PP.

8.2.5.3 Procedure

Table 14 defines the signals as well as the minimum sampling rate, which shall be used for the described test.

Table 14 – List of signals during test

Signal name ^b (example)	Signal description	Min sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_setpoint external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of wind farm	10 Hz	MW
Q_control_mode	Active Q_control mode Q-control U-control PF-control	10 Hz	
PF_setpoint	Power factor control setpoint	10 Hz	°
U_setpoint	Voltage control setpoint	10 Hz	kV
U_POC	Grid voltage at POC	10 Hz	kV
Q_setpoint	Reactive power setpoint	10 Hz	Mvar
Q_POC	Reactive power measured at POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Available underexcited reactive power	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Available overexcited reactive power	10 Hz	Mvar
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			
^b Not all signals might be available. The list of recorded signals is to be agreed between grid operator and assessing party.			

Measurements shall be carried out only during continuous operation.

The active and reactive power shall be measured at the PP terminals.

The active power during the entire control test shall be in the range where the PP can reach its maximum reactive power.

The averaging period for reactive power shall be one fundamental period.

a) Static error test

The reactive power setpoint could, for example, be varied in accordance with Figure 13. The calculation of the 1 min average values for the test report shall be carried out during the last minute of each step period. In the case that switchable components (e.g. capacitor banks, tap changers, etc.) are operating, the test shall be extended until the 1 min average values have reached a steady state level.

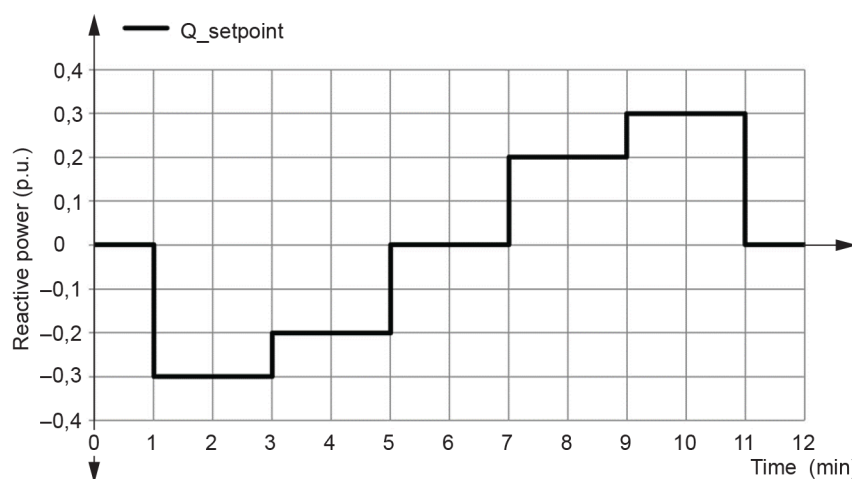


Figure 13 – Test for static error

b) Dynamic response test

The purpose of this test is to determine the dynamic behaviour of the PP by observing the step response characteristics (i.e. settling time, rise time and reaction time).

To test the dynamic response of the PP, the reactive power could, for example, be switched to 0,1 p.u. overexcited mode, then to 0,1 p.u. underexcited mode, as shown in Figure 14.

This test can lead to critical grid voltages. For this reason, the project-specific setpoint has to be agreed upon in coordination with the network operator.

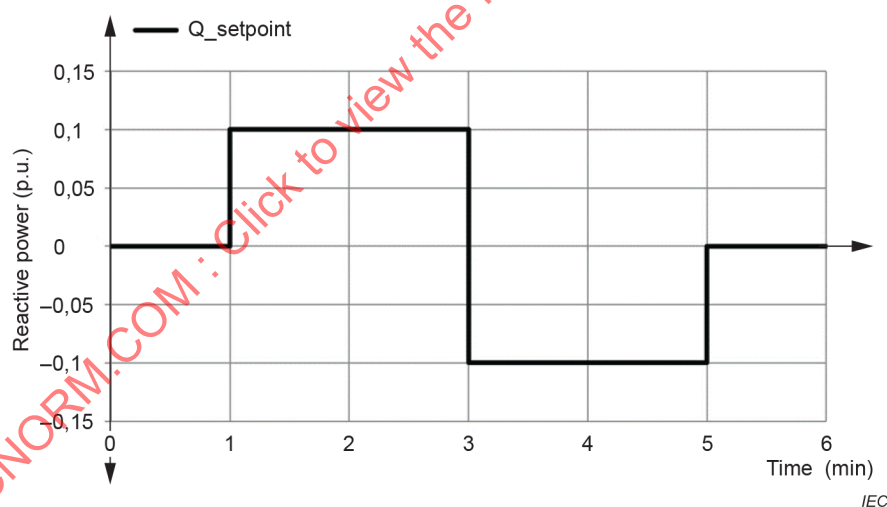


Figure 14 – Example of test of dynamic response

8.2.5.4 Documentation

The measurement results shall be documented as follows:

a) Static error test (see Table 15):

- The deviations from the reference values shall be provided in kvar and p.u. for the reactive power.
- A description of the sequence of reactive power control corresponding to the references, especially the implementation of the reference values, shall be described.
- The network voltage during the measurements shall be provided in the report as 1 min average values for all reference values.

- The interface used for reference values shall be reported.

b) Dynamic response test (see Table 16):

- Response time information (rise time, reaction time and settling time), as well as the time instants of the reference value or setpoint step changes, shall be recorded in accordance with 9.3.
- A description of the sequence of reactive power control corresponding to the reference values, especially the implementation of the reference values, shall be described.
- The network voltage during the measurements shall be provided in the report as 1 min average values for all reference values.
- The interface used for reference values shall be reported.

A report template is given in Annex A.

Table 15 – Test for static error

Reactive power step [p.u.]	Voltage	Reference value		Measured value		Static error	
	U [p.u.]	[kvar]	[p.u.]	[kvar]	[p.u.]	[kvar]	[p.u.]
-0,3							
-0,2							
-0,1							
0							
0,1							
0,2							
0,3							

Table 16 – Test for dynamic response

Reactive power reference value [p.u.]	From 0 p.u. to 0,1 p.u. (overexcited)	From 0,1 p.u. (overexcited) to 0,1 p.u. (underexcited)	From 0,1 p.u. (underexcited) to 0 p.u.
Settling time (s)			
Rise time (s)			
Reaction time (s)			
Time instant of step change in reference value			

Additional plant components can be tested in the same way in a separate test.

8.2.6 Reactive power capability

8.2.6.1 General

Subclause 8.2.6 describes the methodology for performing tests in the field for determining the reactive power capability of the PP.

8.2.6.2 Description

The reactive power capability of the PP can depend on the PGUs and additional plant components. The test described here covers all components in the PP that contribute to the reactive power capability.

8.2.6.3 Procedure

Table 17 defines the signals as well as the minimum sampling rate, which shall be used for the described test. The test conditions are specified in Clause 6.

Table 17 – List of signals during test

Signal name ^b	Signal description	Min sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_setpoint external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of PP	10 Hz	MW
Q_control_mode	Active Q-control mode Q-control U-control ϕ -control	10 Hz	
PF_setpoint	Power factor control setpoint	10 Hz	°
U_setpoint	Voltage control setpoint	10 Hz	kV
U_POC	Grid voltage at POC	10 Hz	kV
Q_setpoint	Reactive power setpoint	10 Hz	Mvar
Q_POC	Reactive power measured at POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Available underexcited reactive power	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Available overexcited reactive power	10 Hz	Mvar
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			
^b Not all signals might be available. The list of recorded signals is to be agreed between grid operator and assessing party.			

The test procedure for proving the reactive power capability is as follows:

At maximum active power production, increase the Q -setpoint in small steps, while ensuring that the grid voltage stays inside the normal operating range, until the PP produces maximum possible underexcited reactive power and then step the Q -setpoint further up to maximum setpoint.

Ramp the active power with 10 %/min down to 0 p.u. and wait until all PGU are paused.

If the PP can produce reactive power at 0 p.u. active power, then decrease the Q -setpoint to 0 Mvar, while ensuring that the grid voltage stays inside the normal operating range. Increase the Q -setpoint in small steps while ensuring that the grid voltage stays inside the normal operating range, until the PP produces maximum possible overexcited reactive power and then step the Q -setpoint further up to maximum setpoint.

Ramp the active power with 10 %/min up to available power.

If the PP cannot produce reactive power at 0 p.u. active power, then decrease the Q -setpoint to 0 Mvar and ramp the active power up to available active power. At maximum active power production, increase the Q -setpoint in small steps while monitoring that the grid voltage stays inside the normal operating range, until the PP produces maximum possible overexcited reactive power and then step the Q -setpoint further up to maximum setpoint.

Ramp the active power with 10 %/min down to 0 p.u. and wait until all PGUs have stopped producing power.

The whole procedure might be interrupted by the grid operator in case the steady state voltage range is exceeded. In that case the grid operator should create an operational state that allows the PP to produce the maximum required reactive power.

8.2.6.4 Documentation

The reactive power capability of the PP mode shall be characterized by test results presented in a graph and table where reactive power is plotted as a function of the active power.

A graph showing the reactive power output as a function of the dedicated active power output shall be provided as follows (see Figure 15 and Figure 16).

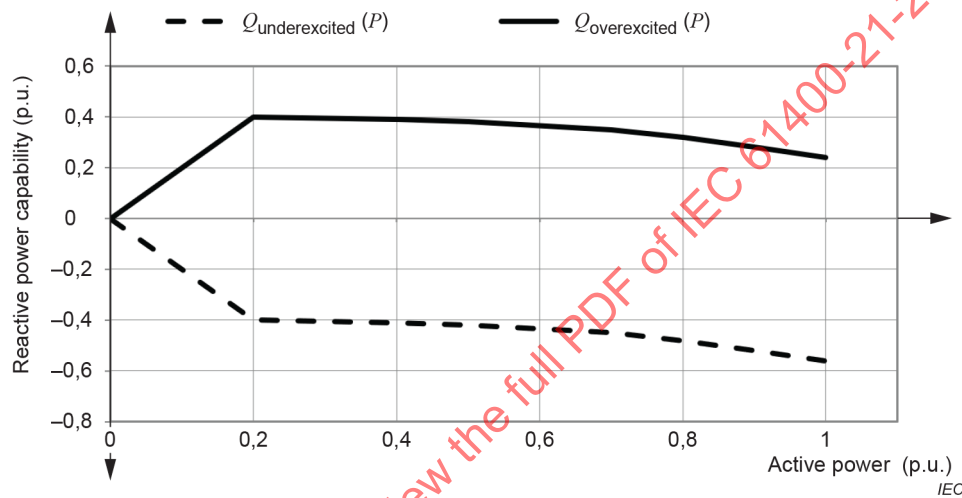


Figure 15 – Example of test of reactive power capability QP -chart

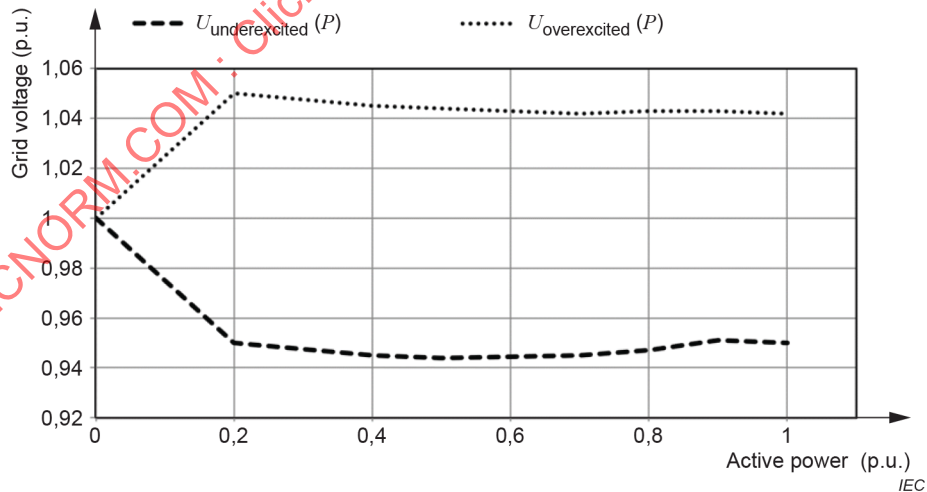


Figure 16 – Example of reactive power capability UP -chart corresponding to the QP -chart

Table 18 shows the average reactive power and voltage for each power bin.

Table 18 – Example of reactive power capability QP -chart

Power bin: (% of P_n)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Underexcited reactive power											
Grid voltage for underexcited reactive power											
Overexcited reactive power											
Grid voltage for overexcited reactive power											

8.3 Functionality tests

8.3.1 General

As described in 6.5 functionality tests should be performed as part of the type test for the installed hardware and software of the PPC controller. The test setup is described in detail in 6.6. The tests listed in 8.3 cover the major controller functionalities. In case additional tests are required to demonstrate specific PPC performance, those tests shall be coordinated between the dedicated system operator and the power plant operator.

8.3.2 Active power ramp rate limitation test

8.3.2.1 Description

The aim of this measurement is to show the capability of the PP to follow given active power gradients, with positive and negative ramp rate, during the following operational states:

- start-up, normal stop;
- normal operation (with positive and negative ramp rate).

The owner shall declare the possible settings (reference values or setting range) of the ramp rates of the PP. The tests shall be adapted to the possible settings of the ramp rates of the PP.

8.3.2.2 Procedure

Table 19 defines the signals as well as the minimum sampling rate, which shall be used for the described test. The test conditions are specified in Clause 6.

Table 19 – List of signals during test

Signal name ^b	Signal description	Min. sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_setpoint external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of wind farm	10 Hz	MW
P_rampUp	Active power ramp rate up setting	10 Hz	MW/s
P_rampDown	Active power ramp rate down setting	10 Hz	MW/s
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			
^b Not all signals might be available. The list of recorded signals is to be agreed between grid operator and assessing party.			

If the test is carried out in the field, the pre-conditions specified in Clause 6 apply.

Data shall be recorded from at least 10 s before the ramp rate command and until steady state conditions are reached.

At the beginning of the test, the PP shall be operated in normal operational mode. The active power of the PP shall be set to a pre-defined start value. Then the following two tests with different ramp rates shall be performed.

For the case where the ramp rates can be selected remotely, or the ramp rates depend on different operational modes, the test shall demonstrate the maximum and minimum required ramp rate settings.

Test 1 (slow ramp rate), maximum required ramp rate, for example $\pm 10 \% P_n / \text{min}$

Test 2 (fast ramp rate), minimum required ramp rate, for example $\pm 2 \% P_n / \text{s}$

Test 3 (normal stop ramp rate), required ramp rate for PP stop, for example $-10 \% P_n / \text{min}$

Test 4 (normal start up ramp rate), required ramp rate for PP start, for example $+10 \% P_n / \text{min}$

The test shall be carried out with at least $P = 0,1$ p.u. of the nominal active power between each reference value.

8.3.2.3 Documentation

The ability of the PP to operate in ramp rate limitation control mode shall be characterized by test results presented in a graph. The graph shall show the available and measured active power output during the operational state. Figure 17 gives an example of a step with a negative ramp rate and a step with a positive ramp rate. The steps are achieved by switching the PP from one reference value to another reference value and back again.

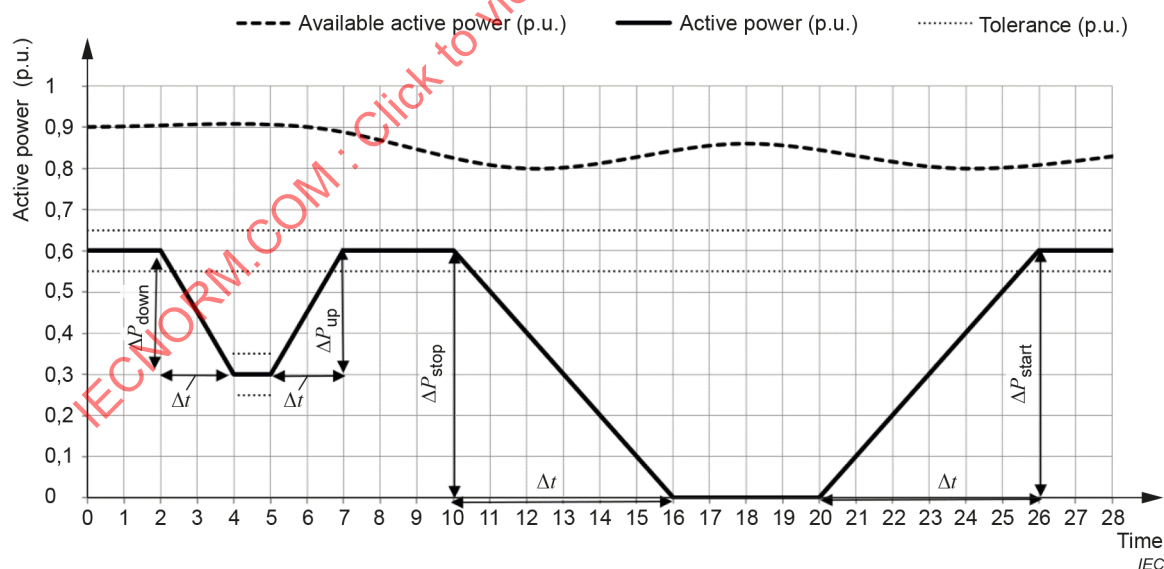


Figure 17 – Example of available active power and active power in ramp rate limitation mode

The positive and negative active power gradient shall be calculated from the 0,2 s average of the measured active power from two different points during the ramp rate activation (point 1 and point 2 for the calculation of the negative gradient and point 3 and point 4 for the calculation of the positive gradient, in accordance with Table 20).

Table 20 – Active power ramp rate calculation

	Requested reference value P_{set} [p.u.]	Requested active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]	Measured active power ramp rate $\Delta v/\Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			
Point 5			
Point 6			
Point 7			
Point 8			

- A declaration of the ramp rate setting procedure by the plant owner shall be described in the test report.
- If a tolerance band for the active power ramp rate control is defined, then it should be reported in accordance with Figure 17.

8.3.3 Priority of setpoints

8.3.3.1 General

The purpose of this test is to demonstrate the priorities between multiple setpoint sources. The main case of application is the prioritization of active power setpoints. This functionality is needed for the case where multiple sources are able to send setpoints for the same value (e.g. grid operator, PP operator, owner, TSO, etc.). In such cases the PP control system shall be able to prioritize these setpoints in a pre-defined manner.

The tests described in 8.3.3 can be applied to other types of setpoint other than active power setpoints.

8.3.3.2 Description

The test shall demonstrate the capability of the PP control system to prioritize multiple setpoints with a predefined prioritization. The multiple setpoints' sources are to be set to various levels throughout the test. The PP control system shall act on the setpoint with the highest priority, typically the lowest setpoint value. The specific prioritizing has to be agreed with the system operator.

8.3.3.3 Procedure

Table 21 defines the signals as well as the minimum sampling rate, which shall be used for the described test. The test conditions are specified in Clause 6.

Table 21 – List of signals during test

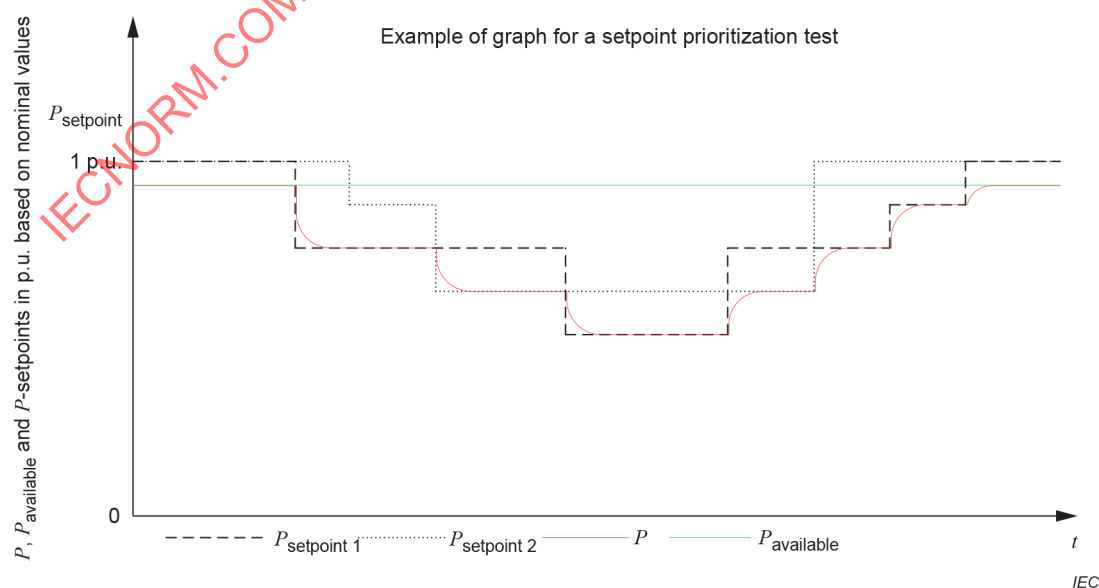
Signal name ^b	Signal description	Min. sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_setpoint external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_setpoint_frequencyControl	Active power setpoint from the frequency control	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of PP	10 Hz	MW
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			
^b Not all signals might be available. The list of recorded signals is to be agreed between grid operator and assessing party.			

In case the test is carried out as part of the scope of functionality testing, the available active power output shall be limited to a value lower than 100 % in order to demonstrate the PP behaviour for the case where the requested setpoint exceeds the available active power. The following description refers to a system with two possible sources for active power setpoints. The priority rule is that the lowest setpoint applies. For the case where more than two setpoint sources or another priority rule applies, the procedure shall be adapted accordingly.

Table 22 illustrates the procedure for a prioritization of active power setpoint tests in a functional testing environment. For the case where the testing is performed in the field, the actual setpoints have to be adapted to the actual available active power during the test. The allowed test conditions are specified in Clause 6.

8.3.3.4 Documentation

The results of the prioritization of active power setpoints test can be presented in a graph and in a table. The graph shall show each active power setpoint, the measured active power output and available active power output. Figure 18 provides an example of this test.

**Figure 18 – Example of active power setpoint prioritization test**

The results can also be displayed in a table based on Table 22 with measured results from field test or functionality test.

Table 22 – Test results priority of setpoints

Step	Active power setpoints	Available active power [p.u.]	Measured active power output [p.u.]
1	setpoint 1: 1 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		
2	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		
3	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 0,9 p.u.		
4	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 0,7 p.u.		
5	setpoint 1: 0,6 p.u. setpoint 2: 0,7 p.u.		
6	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 0,7 p.u.		
7	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		
8	setpoint 1: 0,9 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		
9	setpoint 1: 1 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		

The function of prioritizing setpoints should be declared by the plant owner and clearly described.

8.3.4 Frequency control

8.3.4.1 General

Subclause 8.3.4 describes the frequency control functionality, including underfrequency and overfrequency tests.

8.3.4.2 Description

With this test, the active power response as a function of variations in the grid frequency for both underfrequency and overfrequency cases shall be measured and documented.

The PP frequency dependent active power control capability shall be declared by the plant owner.

The PP settings for the frequency control shall be declared by the plant owner in terms of droop, reference frequency, deadband and nominal power release conditions.

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{f_g \cdot \text{droop}} \cdot P_n \quad (13)$$

where:

ΔP : is the change in power from the frequency control;

Δf : is the change in frequency, either from the reference frequency or from the deadband;

f_g : is the nominal grid frequency (50 Hz or 60 Hz);

droop: is the relative change in frequency divided by the relative change in power;

P_n : is the nominal power of the PP.

8.3.4.3 Procedure

Table 23 defines the signals as well as the minimum sampling rate for the described test. The test conditions are specified in Clause 6.

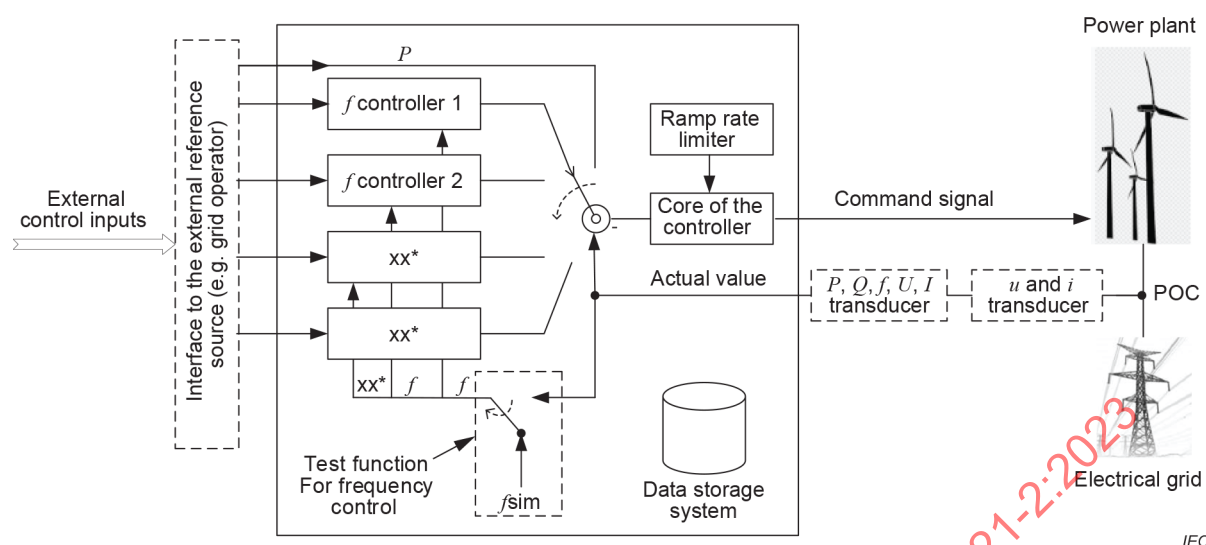
Table 23 – List of signals during test

Signal name (example) ^b	Signal description	Min. sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_setpoint external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_setpoint_frequencyControl	Active power setpoint from the frequency control	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of PP	10 Hz	MW
f_sim	Simulated frequency input	10 Hz	Hz
f_POC	Measured frequency at POC	10 Hz	Hz
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			
^b Not all signals might be available. The list of recorded signals is to be agreed between grid operator and assessing party.			

The grid protection settings of the PGU and/or PP shall not be changed during the test.

It is up to the relevant authority to define the type of control function that shall be tested.

The procedure for testing frequency control involves pairs of frequency active power. Typically, an active power setpoint or reserve capacity setpoint is applied to the PPC for the test in order to allow underfrequency tests to be carried out.



IEC

* placeholder for other control strategies

Figure 19 – PPC measured frequency feedback is replaced by a simulated frequency

Figure 19 shows a setup inside the PPC where the frequency signal is replaced with a simulated frequency signal for the frequency control test.

The test sequence shall start at nominal frequency and shall then be adjusted stepwise to the defined points on the $P(f)$ characteristic, such as 0,05 Hz past the edges of the dead band and the maximum or minimum agreed frequency steps. The frequency steps are then implemented to return the frequency to nominal frequency (starting point). Depending on the applicable $P(f)$ characteristic curve, the active power can be required to be kept at the defined value on the $P(f)$ characteristic until the frequency has returned to within a pre-defined range (e.g. hysteresis). Once one half (e.g. overfrequency) of the $P(f)$ characteristic curve has been tested, the frequency shall be adjusted stepwise and the test repeated in the opposite direction (e.g. underfrequency), as shown in Figure 20. The following tests verify the control capability of the PP to perform a frequency dependent power control with a given droop.

The frequency should be adjusted with a pre-defined ramp rate and/or as step changes. As a typical value, a ramp rate for the frequency injection of 10 mHz/s or up to the maximum rate of change of frequency on the system should be used. The number of frequency steps and frequency values are variable and depend on the control function to be tested.

Figure 20 shows an example of an active power control function $P = f(f)$.

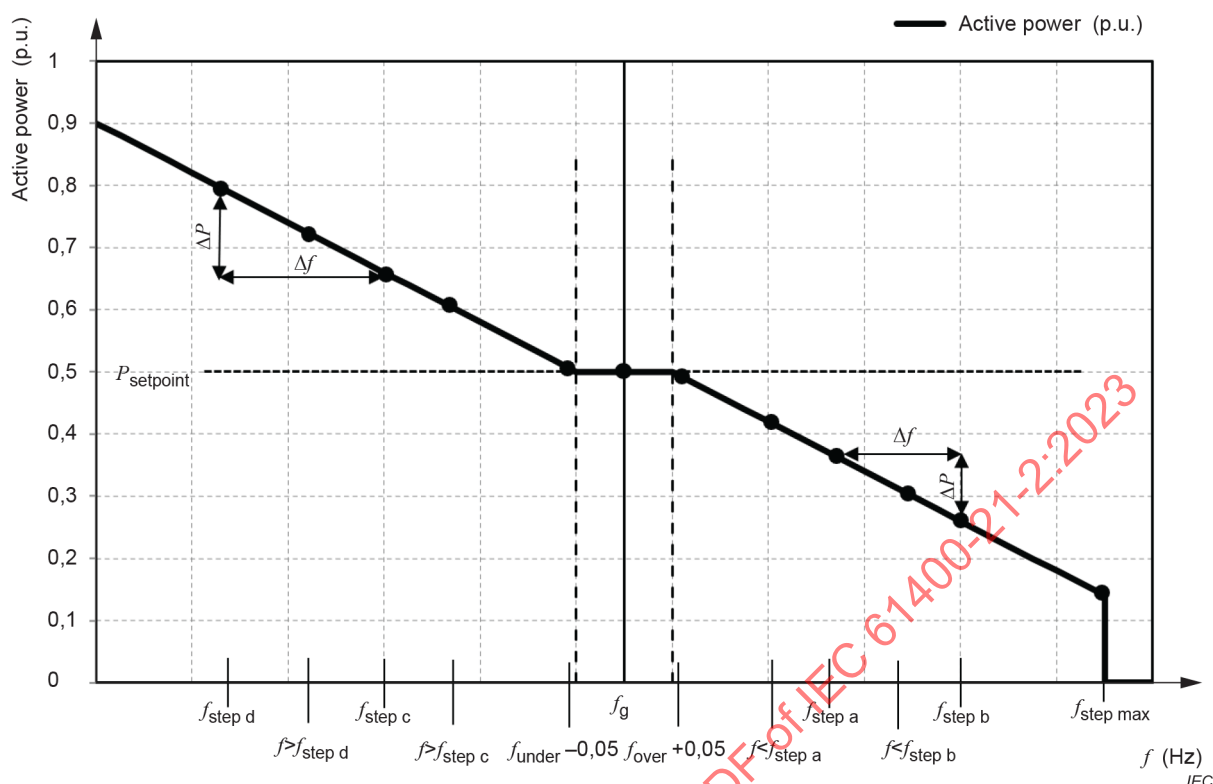


Figure 20 – Example of an active power control function $P = f(f)$, with the different measurement points and related steps of frequency

- The test shall be performed at a minimum of two different power levels:
 - a) P unconstrained $> 0,5$ p.u.,
 - b) P curtailed between $0,25$ p.u. and $0,5$ p.u.
- Each frequency step shall be held for at least 30 s.
- If the controller allows different settings concerning the response time or the delay time for the frequency-dependent active power reduction, then the fastest possible setting shall be chosen.

For the test itself, one of the following procedures should be used:

- a) Changing the reference frequency of the power plant frequency control by adjusting the nominal frequency in the control unit. This test can only be used if the frequency change can be applied to a running PP.
- b) Provide an internal or external input at the PPC to replace the measured frequency with a simulated frequency (see Figure 19).
- c) If the test is done in the HIL setup (see Figure 7), the frequency on the test setup can be changed.

8.3.4.4 Documentation

The following PPC controller settings shall be documented:

- 1) The frequency dead band setting including f_{over} and f_{under} .
- 2) Whether the active power reduction or active power increase is based on for example:
 - an instantaneous measured value of active power P at the time instant of the grid frequency exceeding the frequency dead band, or
 - the nominal value, P_n .

- 3) The droop for the active power reduction in the case of overfrequency.
- 4) The droop for the active power increase in the case of underfrequency.

NOTE The following calculations are based on an example for a nominal 50 Hz grid frequency with f_{over} 50,2 Hz and f_{under} 49,8 Hz, with a P_{setpoint} of 0,5 and a droop of 4 %.

Example for the overfrequency case $f > f_{\text{over}}$

$$P(f) = P_{\text{setpoint}} + \frac{(f_{\text{over}} - f)}{f_n \cdot \text{droop}} \times P_n = 0,5 + \frac{(50,2 - f)}{50 \cdot 0,04} \times 1 \text{ (p.u.)} \quad (14)$$

Example for the underfrequency case $f_g < f_{\text{under}}$

$$P(f) = P_{\text{setpoint}} + \frac{(f_{\text{under}} - f)}{f_n \cdot \text{droop}} \times P_n = 0,5 + \frac{(49,8 - f)}{50 \cdot 0,04} \times 1 \text{ (p.u.)} \quad (15)$$

The test results shall be reported in accordance with Annex A and consist of:

- a) the measured frequency together with the reference signal;
- b) the active power output of the PP and the available active power;
- c) the timer series of the active power and the frequency;
- d) the active power gradient between two consecutive measurement points determined by calculation of $\Delta P/\Delta f$, as for example in Figure 20;
- e) the expected active power for the given droop;
- f) for nominal as well as for partial power, an average gradient of active power calculated and reported based on the determined gradients given in Table 24.

Table 24 – Example of test sequence for the frequency dependent active power function

Step of the measurement	Simulated / measured frequency, f [Hz]	Frequency reference, f_n [Hz]	Measured active power, P [p.u.]	Expected active power for the given droop [p.u.]	Active power static error [p.u.]
First measurement point	f_n	-----		-----	
Step start control $f_{\text{over}} + 0,05 \text{ Hz}$					
Step $f_{\text{step a}}$					
Step $f_{\text{step b}}$					
Step max					
Step $f < f_{\text{step b}}$					
Step $f < f_{\text{step a}}$					
Step f_g					
Step start control $f_{\text{under}} - 0,05 \text{ Hz}$					
Step $f_{\text{step c}}$					
Step $f_{\text{step d}}$					
Step min					
Step $f > f_{\text{step d}}$					
Step $f > f_{\text{step c}}$					
Step f_g					
NOTE $f_{\text{step a to d}}$ refers to the steps shown in Figure 20.					

8.3.5 Reactive power ramp rate limitation

8.3.5.1 General

The aim of this test is to demonstrate the capability of the PP to adjust the reactive power output following pre-defined gradients, with positive and negative ramp rate. If applicable, the reactive power ramp rate test has to be performed in specific operational modes. Dedicated test procedures shall be developed in coordination with the grid operator.

The plant owner shall declare the possible settings (reference values or setting range) of the ramp rates of the PP. The tests shall be adapted to the possible settings of the ramp rates of the PP.

8.3.5.2 Description

On dedicated commands, the PP shall adjust its reactive power output not as a step response, but with a pre-defined ramp rate. The test shall demonstrate that the controller is capable of responding to reactive power set point changes with the dedicated ramping behaviour.

For the case where the ramp rates can be selected remotely, or the ramp rates depend on different operational modes, the test shall demonstrate the maximum and minimum required ramp rate setting.

- Test 1 (slow ramp rate), maximum required ramp rate, for example $\pm 10 \% P_n / \text{min}$
- Test 2 (fast ramp rate), minimum required ramp rate, for example $\pm 2 \% P_n / \text{s}$

8.3.5.3 Procedure

Table 25 defines the signals as well as the minimum sampling rate, which shall be used for the described test. The test conditions are specified in Clause 6.

Table 25 – List of signals during test

Signal name ^b	Signal description	Min sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_setpoint_external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint_internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of wind farm	10 Hz	MW
Q_control_mode	Active Q_control mode Q-control U-control PF-control	10 Hz	
PF_setpoint	Power factor control setpoint	10 Hz	°
U_setpoint	Voltage control setpoint	10 Hz	kV
Q_setpoint	Reactive power setpoint	10 Hz	Mvar
Q_POC	Reactive power measured at POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Available underexcited reactive power	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Available overexcited reactive power	10 Hz	Mvar
Q_ramp	Reactive power ramp rate up setting	10 Hz	Mvar
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			
^b Not all signals might be available. The list of recorded signals is to be agreed between grid operator and assessing party.			

In the case of field tests, the maximum permissible reactive power control range shall be specified in coordination with the grid operator. For the case where this test is carried out as part of functionality testing, the maximum reactive power range shall be 1 p.u. capacitive to 1 p.u. inductive.

To demonstrate the correct controller algorithm and setting, the test should include a stepwise increase from 0 p.u. reactive power output to the maximum permissible capacitive reactive power output and a stepwise return to 0 p.u., as well as the same procedure to the maximum permissible inductive reactive power output. Each step shall be held for at least 30 s.

The number of test-steps and the time each step is held should be agreed with the grid operator. The test shall be carried out with at least $Q_{\text{step}} = 0,1$ p.u. of the nominal reactive power between each reference value. The available power shall be high enough for the PP to provide the required reactive power output during the entire test. Data should be recorded from 10 s before the ramp rate command and until steady state condition is reached.

At the beginning of the test, the PP shall be operated in reactive power control operational mode. The active power shall be limited during the test to avoid a decrease of Q capability. The following two tests with different ramp rates shall then be performed.

Table 26 defines a test procedure for the reactive power ramp rate limitation test. The applied reactive power reference values and the corresponding times shall be reported during the test.

Table 26 – Test procedure reactive power ramp rate limitation test

	Requested reference value Q_{ref} [p.u.]	Time setpoint change	Settling time
step 0	$Q = 0$ p.u.	---	
step a > step 0			
step b > step a			
...			
step Q max	$Q = Q_{max}$ capacitive		
step c < step Q max			
step d < step c			
...			
step 0	$Q = 0$ p.u.		
step e < step 0			
step f < step e			
...			
step Q min	$Q = Q_{max}$ inductive		
step g > step Q min			
step h > step g			
...			
step 0	$Q = 0$ p.u.		

8.3.5.4 Documentation

The ability of the PP to adjust the reactive power output following pre-defined ramp rates shall be presented in a graph. Values with a 0,1 s averaging time should be displayed in case the sampling frequency is above 10 Hz. The graph shall show the reactive power setpoint and the actual reactive power output. The tolerance band during the ramping process should be displayed as well. This tolerance band should be specified by the responsible grid operator. A typical value is $\pm 5\%$ of P_N . Figure 21 gives an example of this test.

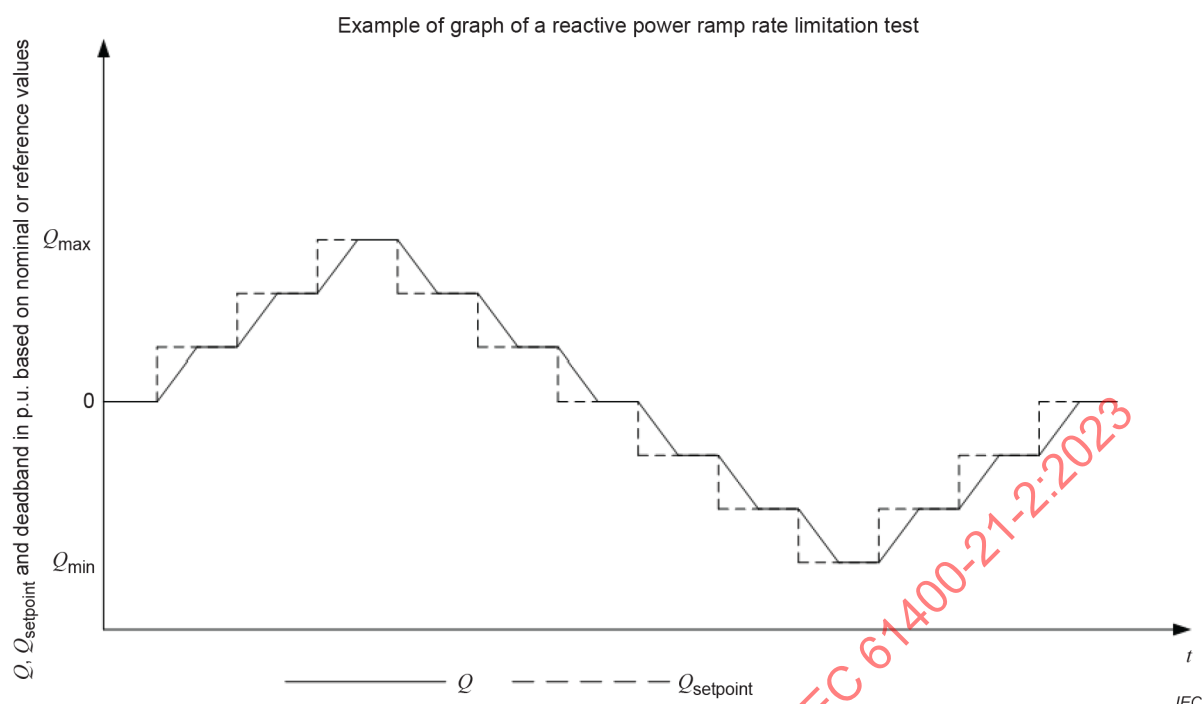


Figure 21 – Example of reactive power ramp rate limitation test

Table 27 presents the reporting of the reactive ramp rate limitation test. The requested reactive power ramp rate and the measured reactive power ramp rate shall be reported.

Table 27 – Reactive power ramp rate calculation

	Initial reactive power output Q_{init} [p.u.]	Requested reference value Q_{ref} [p.u.]	Requested reactive power ramp rate $\Delta Q/\Delta t$ [p.u./s]	Measured reactive power ramp rate $\Delta Q/\Delta t$ [p.u./s]
Step a				
Step b				
...				
Step c				
Step d				
...				
Step e				
Step f				
...				
Step g				
Step h				

- The requested and measured ramp rate characteristic shall be given in the test report in accordance with Table 24.
- A declaration of the ramp rate setting procedure by the plant owner shall be described in the test report.

8.3.6 Voltage control $Q(U)$ -characteristic

8.3.6.1 Description

With this test, the voltage slope control $Q(U)$ shall be measured and documented.

The PP settings for the voltage control shall be declared by the plant owner in terms of slope, Q_{base} and kV setpoint/p.u. setpoint.

$$Q = \frac{(U_{ref} - U)}{U_n \cdot slope} \cdot Q_{base} \quad (16)$$

Figure 22 shows an example of a voltage slope control $Q(U)$ setting with a 4 % slope:

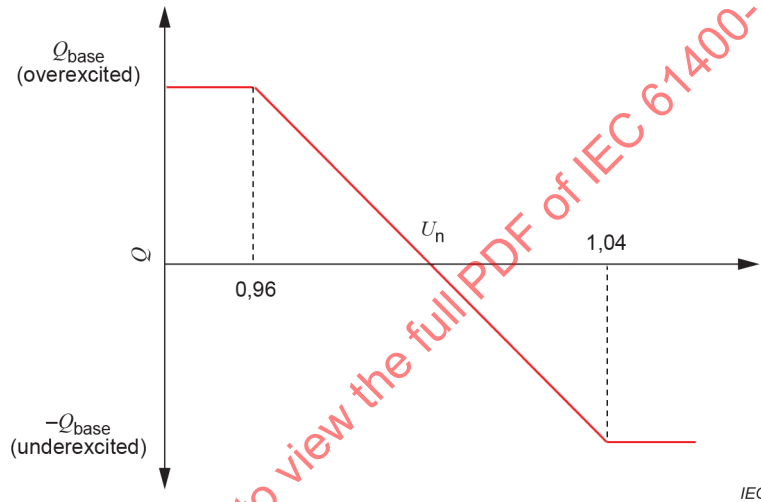


Figure 22 – Example of the $Q(U)$ characteristic with a 4 % slope

where

Q is the reactive power measured at the POC;

U_{ref} is the voltage control reference;

U is the system voltage measured at the POC;

U_n is the nominal system voltage;

$slope$ is for the voltage control defined as $\Delta U / \Delta Q$ in p.u. given in percent;

Q_{base} is the base value used for voltage control, based on the agreed reactive power capability.

NOTE Q_{base} is typically agreed between the grid operator and the PP owner, and used for the settings of the voltage controller.

8.3.6.2 Procedure

Table 28 defines the signals as well as the minimum sampling rate, which shall be used for the described test. The test conditions are specified in Clause 6.

Table 28 – List of signals during test

Signal name (example) ^b	Signal description	Min. sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of wind farm	10 Hz	MW
Q_control_mode	Active Q_control mode Q-control U-control PF-control	10 Hz	
PF_setpoint	Power factor control setpoint	10 Hz	°
U_setpoint	Voltage control setpoint	10 Hz	kV
Q_setpoint	Reactive power setpoint	10 Hz	Mvar
Q_POC	Reactive power measured at POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Available underexcited reactive power	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Available overexcited reactive power	10 Hz	Mvar
U_POC	Voltage measured on POC	10 Hz	kV
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			
^b Signal names can vary and not all signals might be available. The list of recorded signals has to be agreed between the grid operator and the assessing party.			

The test procedure describes the validation of the slope for the wind farm.

The initial condition is $U_{ref_initial}$ = measured system voltage on POC. This should give close to 0 Mvar export at the POC.

The test steps to be applied are as shown in Table 29.

Each step has a duration of 2 min, and the steady state or settled values are the 1 min average values of the last minute of each step.

If the test is done in a HIL simulator setup, this can be carried out either with a fixed grid voltage (infinite bus) or a given SCR ratio and R/X ratio (infinite bus and an impedance).

For the test itself, one of the following procedures should be used:

- Change the reference voltage of the PP voltage control by adjusting the reference voltage in the control unit.
- Provide an internal or external input at the PPC to replace or add to the measured voltage with a simulated voltage.
- If the test is done in the HIL setup (see Figure 7), the voltage on the test setup can be changed.

8.3.6.3 Documentation

The ability of the PP to run the voltage slope control $Q(U)$ shall be documented with a graph showing U , U_{ref} , Q , $Q_{expected}$ and the slope in percent.

Table 29 – Voltage control $Q(U)$ – slope test

Step	Slope in %	U_{ref}	U_{grid}	Q_{grid}	$Q_{expected}$	Static error
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
1	2	Uref_initial +0,004				
2	2	Uref_initial -0,004				
3	2	Uref_initial				
4	10	Uref_initial				
5	10	Uref_initial +0,02				
6	10	Uref_initial -0,02				
7	10	Uref_initial				
8	4	Uref_initial				
9	4	Uref_initial +0,008				
10	4	Uref_initial -0,008				
11	4	Uref_initial -0,012				
12	4	Uref_initial -0,004				
13	4	Uref_initial +0,004				
14	4	Uref_initial +0,012				
15	4	Uref_initial +0,08				
16	4	Uref_initial				

U_{grid} and Q_{grid} are the measured voltage and reactive power at the POC in p.u. (in accordance with Table 28 U_POC and Q_POC). Q_{grid_exp} is calculated from the slope. U_{ref} and U and static error are the difference between Q and $Q_{expected}$.

8.3.7 Power factor control

8.3.7.1 Description

The goal of this test is to determine the wind power plant controller's capability of performing power factor control.

The active and reactive power shall be measured and documented. The power factor shall be calculated and documented.

8.3.7.2 Procedure

Table 30 defines the signals as well as the minimum sampling rate, which shall be used for the described test. The test conditions are specified in Clause 6.

Table 30 – List of signals during test

Signal name ^b	Signal description	Sampling rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of wind farm	10 Hz	MW
Q_control_mode	Active Q_control mode Q-control U-control PF-control	10 Hz	
PF_setpoint	Power factor control setpoint	10 Hz	°
U_setpoint	Voltage control setpoint	10 Hz	kV
Q_setpoint	Reactive power setpoint	10 Hz	Mvar
Q_POC	Reactive power measured at POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Available underexcited reactive power	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Available overexcited reactive power	10 Hz	Mvar
U_POC	Voltage measured on POC	10 Hz	kV
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			
^b Signal names can vary and not all signals might be available. The list of recorded signals has to be agreed between the grid operator and the assessing party.			

The power factor reference is set to a fixed value, while the active power reference is changed in steps all along the PP active power range (as defined in Table 31) or as agreed with the responsible system.

Furthermore, a defined number of power factor references (PF_{ref}) are set for different active power production levels (in accordance with Table 31) or as agreed with the responsible system.

Each step has a duration of 2 min, and the steady value is the average of the last minute.

8.3.7.3 Documentation

The following parameters defined in Table 31 shall be documented and reported:

Table 31 – Example of power factor control test

Step	PF_{ref}	P_{ref} [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]	Power factor	Static error
1	1	0				
2	1	0,2				
3	1	0,4				
4	1	0,6				
5	1	0,8				
6	1	1				
7	-0,99	1				
8	-0,98	1				
9	-0,97	1				
10	-0,96	1				
11	-0,95	1				
12	-0,95	0,8				
13	-0,95	0,6				
14	-0,95	0,4				
15	-0,95	0,2				
16	-0,96	0,2				
17	-0,97	0,2				
18	-0,98	0,2				
19	-0,99	0,2				
20	0,99	0,2				
21	0,98	0,2				
22	0,97	0,2				
23	0,96	0,2				
24	0,95	0,2				
25	0,95	0,4				
26	0,95	0,6				
27	0,95	0,8				
28	0,95	1				
29	0,96	1				
30	0,97	1				
31	0,98	1				
32	0,99	1				

NOTE In this example the negative value PF indicates an underexcited operation and the positive value PF indicates an overexcited operation. (See IEC 61400-21-1:2019, Annex C, for the definition of reactive power calculations)

8.3.8 Communication error/fallback scenarios

8.3.8.1 General

In order to ensure that wind farm operation is also safe within error scenarios, a default management shall be implemented in the PPC. Subclause 8.3.8 introduces the considered error scenarios and the testing method for default settings.

8.3.8.2 Description

In Figure 23 the general communication structure of the PPC and all considered faults are displayed. Possible failures of PPC relevant components are:

- 1) failure of data communication to an external interface (system operator);
- 2) failure of PPC or internal data communication between PPC and PGUs;
- 3) failure of grid data measurement (measurement transducer).

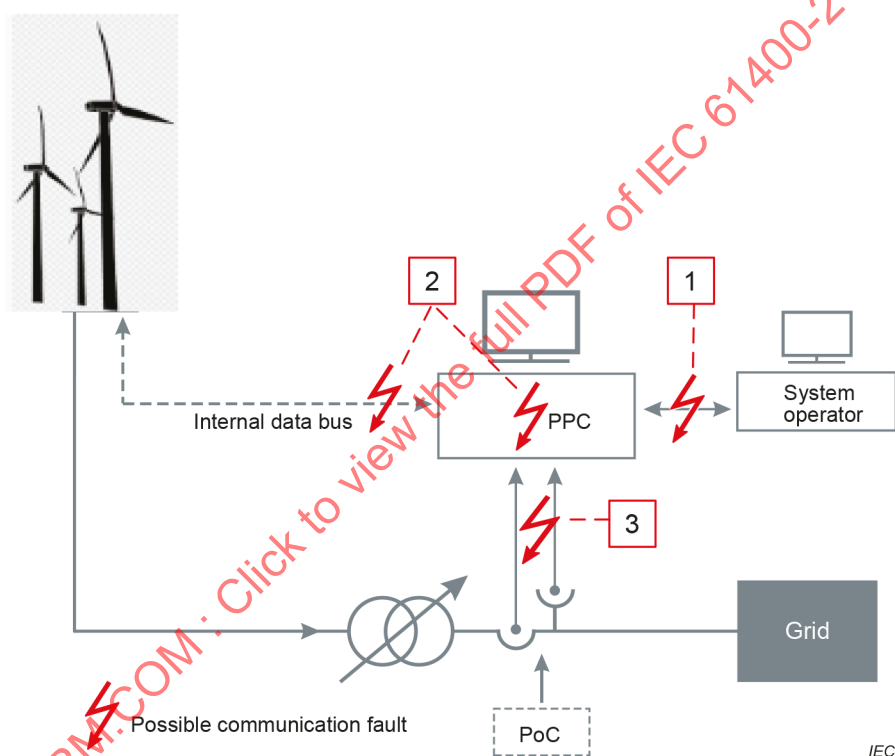


Figure 23 – Example of possible PP communication faults

Case 1: Failure on external interface:

In case of a loss of communication between the PPC and the external interface, the PPC will stay operational and can switch to a pre-defined default strategy. The most common strategies are:

- a) the use of the last valid setpoints and control modes;
- b) the use of pre-defined setpoints and control modes (e.g. $P = 1$ p.u., $\cos \phi = 1$);
- c) shutting down the PP, for example after a pre-defined time.

Case 2: Failure of PPC or communication between PPC and PGUs:

In case of an error in the PPC or the communication system to the PGU (e.g. due to loss of power supply to the communication system or PPC), the PGUs have to switch into a pre-defined default strategy. On PGU level, generally only the most common basic active and reactive power control modes are implemented, hence the possible default settings are limited. The most common strategies are:

- a) PGU stays at last known setpoint;
- b) using pre-defined setpoints (e.g. $P = 1$ p.u., $Q = 1$ p.u.);
- c) PGU stopping, for example with time delay.

Case 3: Failure of grid data measurement:

In case of a loss of the grid data measurement, the PPC will stay operational, but without a closed control loop. The most common strategies in that case are:

- a) continuing operation in open loop control;
- b) PPC stopping the operation (switch to case 2).

In case 3, the most common dedicated error messages shall be sent out to the SCADA or the external interface.

Project-specific or other relevant error scenarios are applicable. These should be aligned with the specific grid operator according to the applicable default strategy and the testing procedure.

8.3.8.3 Procedure

Table 32 defines the signals as well as the minimum sampling rate, which shall be used for the described test. The test conditions are specified in Clause 6.

Table 32 – List of signals during test

Signal name ^b	Signal description	Min. sample rate	Unit ^a
P_control_mode	Active power control mode	10 Hz	
P_setpoint external	Active power setpoint from external source	10 Hz	MW
P_setpoint internal	Active power setpoint from internal source	10 Hz	MW
P_POC	Active power measured at POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU available for active power production	10 Hz	%
P_available	Available active power production of PP	10 Hz	MW
N_PGU_commOK	Number of PGU with communication to PPC	10 Hz	
N_PGU_producing	Number of PGU producing power	10 Hz	
^a The units should be based on SI units, for example MW, kW, W, etc.			
^b Signal names can vary and not all signals might be available. The list of recorded signals should be agreed between the grid operator and the assessing party.			

The dedicated error scenarios have to be applied to the PPC. This can be done physically (e.g. open transducer circuits) or for the functionality testing via software settings. The PP has to adjust its active and reactive power output to the dedicated levels. The power output has to be recorded.

The applicable test condition are described in Clause 6.

8.3.8.4 Documentation

The test shall be documented with a graph of the power output of the PP as shown in Figure 24. In case 3, failure of grid data measurement, production data from the PGUs can be used instead of grid power measurement.

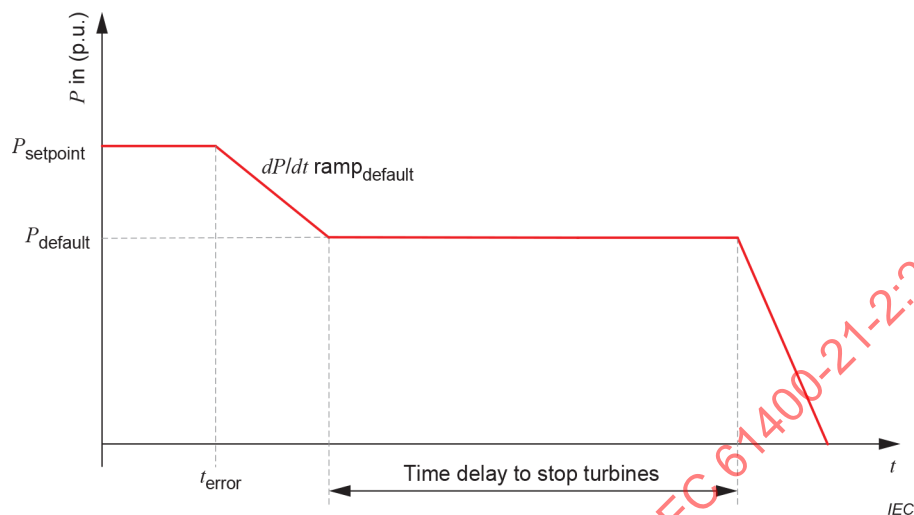


Figure 24 – Example of graph for communication error test

The different communication error tests can be performed as shown in Table 33, Table 34 and Table 35.

Table 33 – Example of communication error test – Failure on external interface

Step	Power setpoint	Comm. OK?	Power	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

Table 34 – Example of failure of PPC or communication between PPC and PGUs

Step	Power setpoint	Comm. OK?	Power	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

Table 35 – Example of failure of grid data measurement

Step	Power setpoint	Comm. OK?	Power	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

9 Assessment of power quality of power plants (PP)

9.1 General

Clause 9 gives methods for estimating the power quality expected from a PGU or a group of PGUs when deployed at a specific site, and to allow the results to be compared to requirements in other IEC publications. The method used in Clause 9 is similar to the method for wind turbines and wind power plants shown in IEC 61400-21-1:2019, Annex E.

If electricity network operators and regulatory authorities apply their own requirements in place of or in addition to IEC standards, the principles of Clause 9 may still be used as a guide.

The methods for assessing compliance with power quality requirements are valid for PGUs with POCs at the MV level or HV level in power systems exhibiting frequencies within ± 1 Hz of nominal frequency, and sufficient active and reactive power regulation capabilities and sufficient load to absorb any wind power production. In other cases, the principles for assessing compliance with power quality requirements may still be used as a guide.

9.2 Voltage fluctuations

9.2.1 Voltage change

The relative voltage change due to a PGU installation shall be limited in accordance with Formula (17).

$$d \leq \frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n} \quad (17)$$

where

d is the relative voltage change due to a switching operation of a PGU installation;

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$ is the maximum permitted voltage change.

Recommended methods for assessing the flicker emission limits and the maximum permitted voltage change for installations at medium and high voltage levels are given in IEC TR 61000-3-7.

The procedure given in 9.2.2 and 9.2.3 is recommended for assessing the flicker emission and the relative voltage change due to a PGU installation.

9.2.2 Flicker in continuous operation

The flicker emissions from a PGU installation shall be limited to comply with the flicker emission limits as specified in Formula (18) and Formula (19).

$$P_{st} \leq E_{Psti} \quad (18)$$

$$P_{lt} \leq E_{Plti} \quad (19)$$

where

P_{st} and P_{lt} are the short-term and long-term flicker emissions from the PGU installation;
 E_{Psti} and E_{Plti} are the short-term and long-term flicker emission limits for the relevant POC.

The 95th percentile flicker emission from a single wind turbine during continuous operation should be estimated by applying Formula (20).

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (20)$$

where

$c(\psi_k)$ is the flicker coefficient of the PGU for the given network impedance phase angle, ψ_k , at the site (POC);

S_n is the nominal apparent power of the PGU;

S_k is the short-circuit apparent power at the POC.

The flicker coefficient of the wind turbine for the actual ψ_k at the site can be found from the worst case in the table of data produced as a result of the measurements described in IEC 61400-21-1 by applying linear interpolation.

In case more PGUs are connected to the POC, the flicker emission from the sum of them can be estimated from Formula (21).

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \times \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k) \times S_{n,i})^2} \quad (21)$$

where

$c_i(\psi_k)$ is the flicker coefficient of the individual PGU;

$S_{n,i}$ is the nominal apparent power of the PGU;

N_{wt} is the number of PGUs connected to the POC;

S_k is the short-circuit apparent power at the POC;

9.2.3 Voltage change and flicker during switching operations

The flicker emission due to switching operations of a single PGU shall be estimated by applying Formula (22) and Formula (23).

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (22)$$

$$P_{lt} = 8 \cdot N_{120}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (23)$$

where $k_f(\psi_k)$ is the flicker step factor of the PGU for the given ψ_k at the POC. See also note 1.

The flicker step factor of the PGU for the actual ψ_k at the site can be found from the table of data produced as a result of the measurements described in IEC 61400-21-1 by applying linear interpolation.

In case more PGUs are connected to the POC, the flicker emission from the sum of them can be estimated from Formula (24) and Formula (25).

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \cdot \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10,i} \cdot \left(k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i} \right)^{3,2} \right)^{0,31} \quad (24)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \cdot \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} \cdot \left(k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i} \right)^{3,2} \right)^{0,31} \quad (25)$$

where

$N_{10,i}$ and $N_{120,i}$ are the number of switching operations of the individual PGU within a 10 min and 2 h period respectively;

$k_{f,i}(\psi_k)$ is the flicker step factor of the individual PGU;

$S_{n,i}$ is the rated power of the individual PGU. See also note 2.

If there is an overall control system associated with the PGU installation that limits the total number of switching operations, adequate account should be taken to include the effect of this.

The relative voltage change due to a switching operation of a single PGU shall be estimated by applying Formula (26).

$$d = 100 \cdot k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (26)$$

where

d is the relative voltage change in %;

$k_u(\psi_k)$ is the voltage change factor of the PGU for the given ψ_k at the POC.

The voltage change factor of the PGU for the actual ψ_k at the site can be found from the table of data produced as a result of the measurements described in IEC 61400-21-1 by applying linear interpolation.

In case more PGUs are connected to the POC, it is still not likely that even two of them will perform a switching operation at the same time. Hence, no summation effects have to be taken into account to assess the relative voltage change of a PGU installation consisting of multiple PGUs.

NOTE 1 Formula (22) and Formula (23) can be deduced from IEC 61400-21-1: 2019, B.4.2, by applying an observation period of 600 s and 7 200 s, respectively.

NOTE 2 Formula (24) and Formula (25) can be deduced as Formula (22) and Formula (23), but including in the summation the number of PGUs connected to the POC. The summation is justified because the transient part of a switching operation, i.e. the part that significantly contributes to the flicker emission, is normally of a short duration.

9.3 Current harmonics, interharmonics and higher frequency components

The harmonic currents shall be limited to the degree needed to avoid unacceptable harmonic voltages at the POC.

The applicable limits for emission of harmonics can be found by applying the guidance given in IEC TR 61000-3-6. Additional information and guidance about harmonic evaluations are described in Annex B.

IEC TR 61000-3-6 gives guidance for summation of harmonic current distortion from loads. By applying this, the harmonic current at the POC due to a PGU installation with a number of PGUs can be estimated by applying Formula (27):

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (27)$$

where

N_{wt} is the number of PGUs connected to the POC;

$I_{h\Sigma}$ is the h^{th} order harmonic current distortion at the POC;

n_i is the ratio of the transformer at the i^{th} PGU;

$I_{h,i}$ is the h^{th} order harmonic current distortion of the i^{th} PGU;

β is an exponent with a numerical value to be selected according to Table 36 and the points below.

Table 36 – Specification of exponents according to IEC TR 61000-3-6

Harmonic order	β
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2,0

If the PGUs are equal and their converters' line commutated, the harmonics are likely to be in phase and $\beta = 1$ shall be used for all harmonic orders.

Formula (27) does not take account of the use of transformers with different vector groups that can cancel out particular harmonics. If this is the case, adequate account should be taken to include the effect of this.

The summation of harmonic current distortion is not always similar as for loads or line commutated converters. Nevertheless, the above summation rule can be recommended as long as there is no improved method available.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

Annex A (informative)

Report template

A.1 Overview

The following template overview includes the minimum required information for the reporting of the measurement and test results in accordance with this document. The formatting of the tables and the graphs is given only as an example.

In addition to the suggested test report format, the measured values should be provided in a standardized electronic format, as requested for example for the simulation model validation in IEC 61400-27-2.

A.2 Power plant specification and test conditions

Table A.1 to Table A.4 refer to Clause 6.

Table A.1 – General and nominal data

Plant	Description of the plant/Document reference
<i>Plant owner name and address</i>	
<i>System responsible name and address</i>	
<i>Nominal power</i>	
<i>Nominal voltage</i>	
<i>Nominal frequency</i>	
<i>PGU types, manufacturer and number of PGU</i>	
<i>PPC type and manufacturer</i>	
<i>SCADA system type and manufacturer</i>	
<i>Single line diagram (SLD)</i>	
<i>Available control functions</i>	
<i>Signal list</i>	
<i>Protection settings</i>	

Table A.2 – General power plant capabilities and control functions

Plant	Description/document reference
<i>Nominal active power, export capacity, installed capacity and technical minimum</i>	
<i>Reactive power capability, export capacity, installed capacity and technical minimum</i>	
<i>Description of agreed FRT profile (voltage levels, trigger signal, hysteresis, control strategy)</i>	
<i>Description of agreed control functions, performance and settings</i>	

Table A.3 – General test and report information

Report:		Sheet:		Page 1 of --
<i>Power plant</i>				
<i>Description of the test equipment (complete list of equipment used with specifications, serial numbers etc.)</i>				
<i>Note of exceptions</i>				
Name and address of test organisation:				
<i>Author:</i>		<i>Checked:</i>		
<i>Date of issue:</i>		<i>Approved:</i>		

Table A.4 – General test conditions and grid data

<i>Measurement point (i.e. HV / MV side)</i>	
<i>Voltage variations</i>	
<i>Voltage THD (up to 50th order)</i>	
<i>Voltage unbalance factor (IEC 61000-4-30)</i>	
<i>Frequency variations (0,2 s average data)</i>	
<i>Frequency rate of change (0,2 s average data)</i>	
<i>Slow voltage variations (10 min average data)</i>	
<i>Network short-circuit apparent power</i>	
<i>Network impedance angle</i>	
<i>Environmental conditions (temperature, etc.) during the test within plant owner's specifications</i>	
<i>Plant conditions during the test (number of turbines in operation/online tab changer, etc.)</i>	

A.3 Power plant controller

Table A.5 refers to 6.6.

Table A.5 – General test conditions and test setup

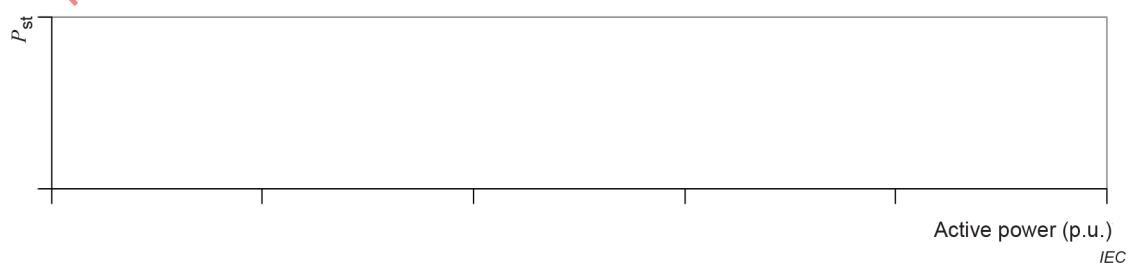
Power plant controller	Description/document reference
Description of PPC; type, model, SW-version and manufacturer	
Description of the test setup/HIL setup	
Measurement setup (internal or external measurements); sample rate, signal interface type, data format, etc.	
Description of control functions, agreed performance and settings	

A.4 Power quality aspects

Table A.6 and Figure A.1 and Figure A.2 refer to 7.2.2.

Table A.6 – Flicker values

	Normal operation				Background level							
	95 percentile	99 percentile			95 percentile				99 percentile			
P_{st}												
P_{lt}°												
d_{max}°												
d_c												
Operational mode (reactive setpoint control $Q = 0$ / others)												
Power bin: (% of P_n)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
Number of 10 min data sets for normal operation												
Period of measurements for normal operation												
Period of measurements for background level												
Number of 10 min measurement intervals for background level												

**Figure A.1 – Figure 25 – Voltage flicker P_{st} versus active power for normal operation**

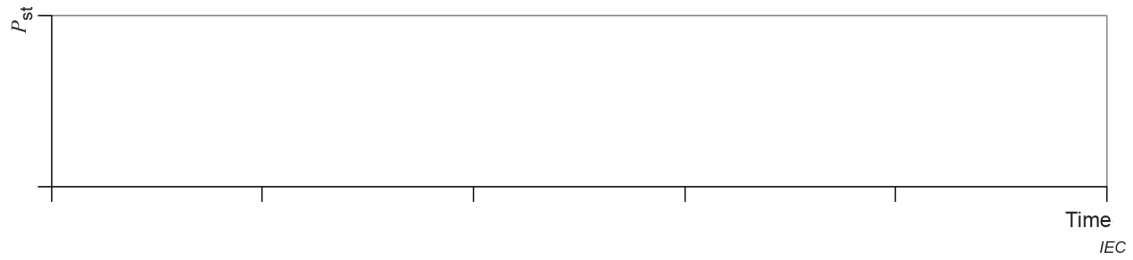


Figure A.2 – Voltage flicker P_{st} for background level

Table A.7 and Figure A.3 to Figure A.8 refer to 7.2.3.

Table A.7 – Rapid voltage changes due to switching operations

	Number of switchings	d_{max}	d_c	Flicker P_{st}
PP starting				
PP stopping				
Energizing transformers (optional)				
Reactive power compensation units at PP level (if available)				
Operational mode (reactive setpoint control $Q = 0$ / others)				
Period of measurements				

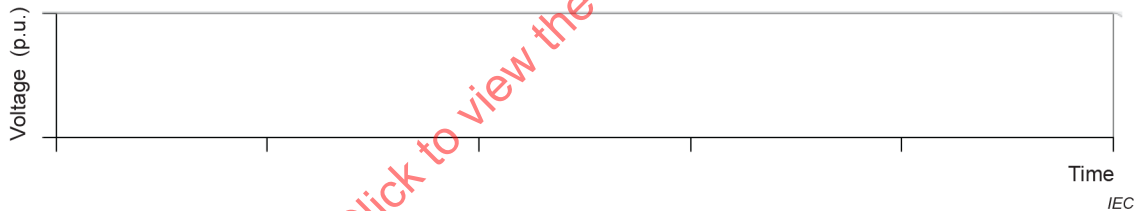


Figure A.3 – Time series of three-phase voltages as RMS of PP starting

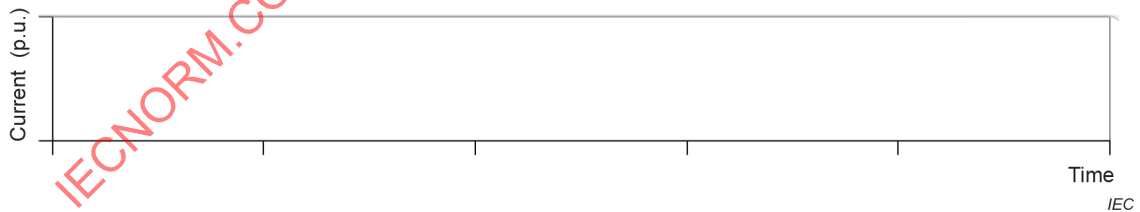


Figure A.4 – Time series of three-phase currents as RMS of PP starting

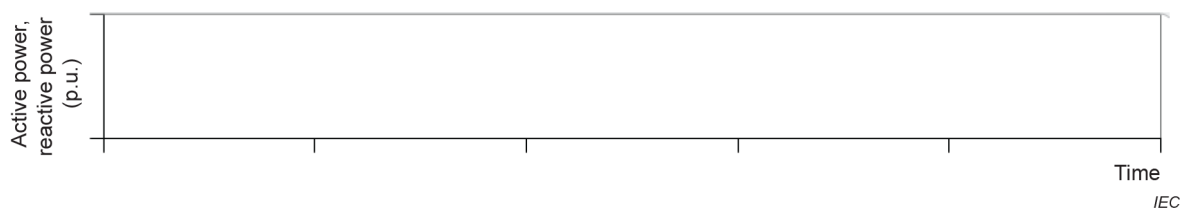


Figure A.5 – Time series of active and reactive power of PP starting

Integer harmonic currents (see Table A.9):

Table A.9 – 99th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
h	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)		I_h (%)	I_h (%)
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>h</i>	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)		I_h (%)	I_h (%)
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
THC (%)							

Interharmonic currents (see Table A.10):

Table A.10 – 99th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)		I_h (%)	I_h (%)
75/90							
125/150							
175/210							
225/270							
275/330							
325/390							
375/450							
425/510							
475/570							
525/630							
575/690							
625/750							
675/810							
725/870							
775/930							
825/990							
875/1 050							
925/1 110							
975/1 170							
1 025/1 230							
1 075/1 290							
1 125/1 350							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)		<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)
1 175/1 410							
1 225/1 470							
1 275/1 530							
1 325/1 590							
1 375/1 650							
1 425/1 710							
1 475/1 770							
1 525/1 830							
1 575/1 890							
1 625/1 950							
1 675							
1 725							
1 775							
1 825							
1 875							
1 925							
1 975							

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

Higher frequency current components (see Table A.11):

Table A.11 – 99th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)		<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)
2,1							
2,3							
2,5							
2,7							
2,9							
3,1							
3,3							
3,5							
3,7							
3,9							
4,1							
4,3							
4,5							
4,7							
4,9							
5,1							
5,3							
5,5							
5,7							
5,9							
6,1							
6,3							
6,5							
6,7							
6,9							
7,1							
7,3							
7,5							
7,7							
7,9							
8,1							
8,3							
8,5							
8,7							
8,9							

Integer harmonic currents (see Table A.12):

Table A.12 – 95th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
h	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)		I_h (%)	I_h (%)
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>h</i>	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)		I_h (%)	I_h (%)
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
THC (%)							

Interharmonic currents (see Table A.13):

Table A.13 – 95th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)		I_h (%)	I_h (%)
75/90							
125/150							
175/210							
225/270							
275/330							
325/390							
375/450							
425/510							
475/570							
525/630							
575/690							
625/750							
675/810							
725/870							
775/930							
825/990							
875/1 050							
925/1 110							
975/1 170							
1 025/1 230							
1 075/1 290							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)		<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)
1 125/1 350							
1 175/1 410							
1 225/1 470							
1 275/1 530							
1 325/1 590							
1 375/1 650							
1 425/1 710							
1 475/1 770							
1 525/1 830							
1 575/1 890							
1 625/1 950							
1 675							
1 725							
1 775							
1 825							
1 875							
1 925							
1 975							

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

Higher frequency current components (see Table A.14):

Table A.14 – 95th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (kHz)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)		<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)
2,1							
2,3							
2,5							
2,7							
2,9							
3,1							
3,3							
3,5							
3,7							
3,9							
4,1							
4,3							
4,5							
4,7							
4,9							
5,1							
5,3							
5,5							
5,7							
5,9							
6,1							
6,3							
6,5							
6,7							
6,9							
7,1							
7,3							
7,5							
7,7							
7,9							
8,1							
8,3							
8,5							
8,7							
8,9							

Integer harmonic voltages (see Table A.15):

Table A.15 – 99th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
h	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)		U_h (%)	U_h (%)
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
h	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)		U_h (%)	U_h (%)
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
THC (%)							

Interharmonic voltages (see Table A.16):

Table A.16 – 99th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)		U_h (%)	U_h (%)
75/90							
125/150							
175/210							
225/270							
275/330							
325/390							
375/450							
425/510							
475/570							
525/630							
575/690							
625/750							
675/810							
725/870							
775/930							
825/990							
875/1 050							
925/1 110							
975/1 170							
1 025/1 230							
1 075/1 290							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)		<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)
1 125/1 350							
1 175/1 410							
1 225/1 470							
1 275/1 530							
1 325/1 590							
1 375/1 650							
1 425/1 710							
1 475/1 770							
1 525/1 830							
1 575/1 890							
1 625/1 950							
1 675							
1 725							
1 775							
1 825							
1 875							
1 925							
1 975							

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

Higher frequency voltage components (see Table A.17):

Table A.17 – 99th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (kHz)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)		<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)
2,1							
2,3							
2,5							
2,7							
2,9							
3,1							
3,3							
3,5							
3,7							
3,9							
4,1							
4,3							
4,5							
4,7							
4,9							
5,1							
5,3							
5,5							
5,7							
5,9							
6,1							
6,3							
6,5							
6,7							
6,9							
7,1							
7,3							
7,5							
7,7							
7,9							
8,1							
8,3							
8,5							
8,7							
8,9							

Integer harmonic voltages (see Table A.18):

Table A.18 – 95th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
h	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)		U_h (%)	U_h (%)
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>h</i>	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)		U_h (%)	U_h (%)
45							
46							
47							
48							
49							
50							
THC (%)							

Interharmonic voltages (see Table A.19):

Table A.19 – 95th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)		U_h (%)	U_h (%)
75/90							
125/150							
175/210							
225/270							
275/330							
325/390							
375/450							
425/510							
475/570							
525/630							
575/690							
625/750							
675/810							
725/870							
775/930							
825/990							
875/1 050							
925/1 110							
975/1 170							
1 025/1 230							
1 075/1 290							
1 125/1 350							
1 175/1 410							
1 225/1 470							
1 275/1 530							
1 325/1 590							
1 375/1 650							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)		<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)
1 425/1 710							
1 475/1 770							
1 525/1 830							
1 575/1 890							
1 625/1 950							
1 675							
1 725							
1 775							
1 825							
1 875							
1 925							
1 975							

Higher frequency voltage components (see Table A.20):

Table A.20 – 95th percentile of 10 min harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (kHz)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)		<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)
2,1							
2,3							
2,5							
2,7							
2,9							
3,1							
3,3							
3,5							
3,7							
3,9							
4,1							
4,3							
4,5							
4,7							
4,9							
5,1							
5,3							
5,5							
5,7							
5,9							
6,1							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (kHz)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)		U_h (%)	U_h (%)
6,3							
6,5							
6,7							
6,9							
7,1							
7,3							
7,5							
7,7							
7,9							
8,1							
8,3							
8,5							
8,7							
8,9							

Integer harmonic currents (see Table A.21)

Table A.21 – 99th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>h</i>	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)		I_h (%)	I_h (%)
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
h	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)	I_h (%)		I_h (%)	I_h (%)
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
THC (%)							

Interharmonic currents (see Table A.22):

Table A.22 – 99th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)		<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)
75/90							
125/150							
175/210							
225/270							
275/330							
325/390							
375/450							
425/510							
475/570							
525/630							
575/690							
625/750							
675/810							
725/870							
775/930							
825/990							
875/1 050							
925/1 110							
975/1 170							
1 025/1 230							
1 075/1 290							
1 125/1 350							
1 175/1 410							
1 225/1 470							
1 275/1 530							
1 325/1 590							
1 375/1 650							
1 425/1 710							
1 475/1 770							
1 525/1 830							
1 575/1 890							
1 625/1 950							
1 675							
1 725							
1 775							
1 825							
1 875							
1 925							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)		<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)
1 975							

Higher frequency current components (see Table A.23):

Table A.23 – 99th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)		<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)
2,1							
2,3							
2,5							
2,7							
2,9							
3,1							
3,3							
3,5							
3,7							
3,9							
4,1							
4,3							
4,5							
4,7							
4,9							
5,1							
5,3							
5,5							
5,7							
5,9							
6,1							
6,3							
6,5							
6,7							
6,9							
7,1							
7,3							
7,5							
7,7							
7,9							
8,1							
8,3							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)		<i>I_h</i> (%)	<i>I_h</i> (%)
8,5							
8,7							
8,9							

Integer harmonic voltages (see Table A.24):

Table A.24 – 99th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>h</i>	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)		<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							
31							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
h	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)		U_h (%)	U_h (%)
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
THC (%)							

Interharmonic voltages (see Table A.25):

Table A.25 – 99th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)	U_h (%)		U_h (%)	U_h (%)
75/90							
125/150							
175/210							
225/270							
275/330							
325/390							
375/450							
425/510							
475/570							
525/630							
575/690							
625/750							
675/810							

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (Hz)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)		<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)
725/870							
775/930							
825/990							
875/1 050							
925/1 110							
975/1 170							
1 025/1 230							
1 075/1 290							
1 125/1 350							
1 175/1 410							
1 225/1 470							
1 275/1 530							
1 325/1 590							
1 375/1 650							
1 425/1 710							
1 475/1 770							
1 525/1 830							
1 575/1 890							
1 625/1 950							
1 675							
1 725							
1 775							
1 825							
1 875							
1 925							
1 975							

Higher frequency voltage components (see Table A.26):

Table A.26 – 99th percentile of 3 s harmonic magnitudes per week

	Week 1	Week 2	Week 3	Week 4		Week <i>n</i>	Max. of weekly values
<i>f</i> (kHz)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)		<i>U_h</i> (%)	<i>U_h</i> (%)
2,1							
2,3							
2,5							
2,7							
2,9							
3,1							
3,3							
3,5							
3,7							
3,9							
4,1							
4,3							
4,5							
4,7							
4,9							
5,1							
5,3							
5,5							
5,7							
5,9							
6,1							
6,3							
6,5							
6,7							
6,9							
7,1							
7,3							
7,5							
7,7							
7,9							
8,1							
8,3							
8,5							
8,7							
8,9							

Figure A.9 to Figure A.20 refer to 7.2.4.

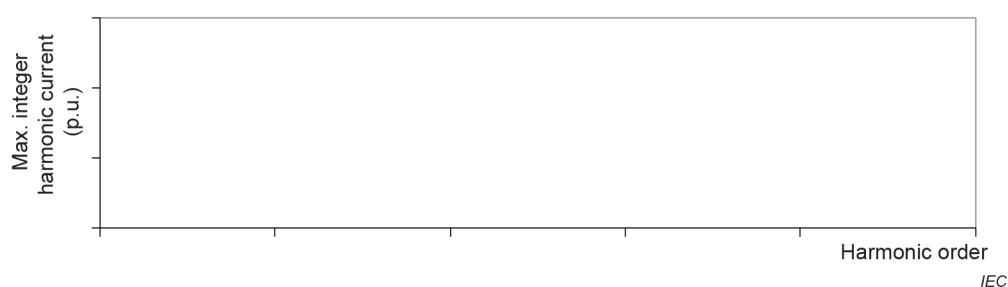


Figure A.9 – Maximum of the 99th percentiles of integer harmonic currents versus harmonic order

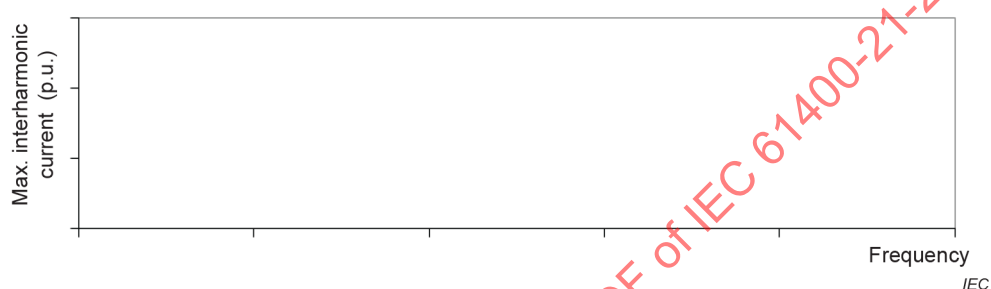


Figure A.10 – Maximum of the 99th percentiles of interharmonic currents versus frequency

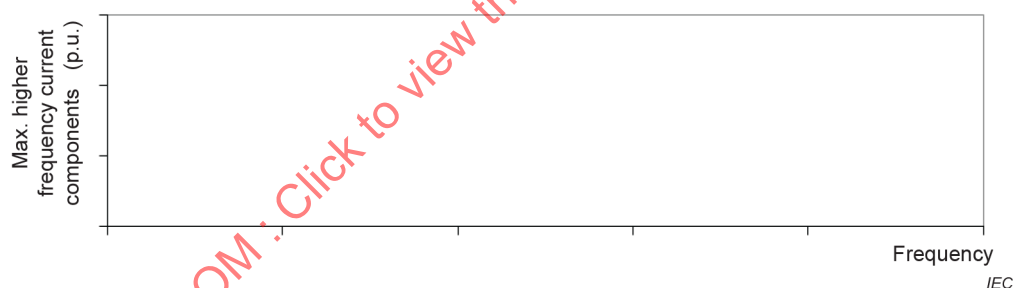


Figure A.11 – Maximum of the 99th percentiles of higher frequency current components versus frequency

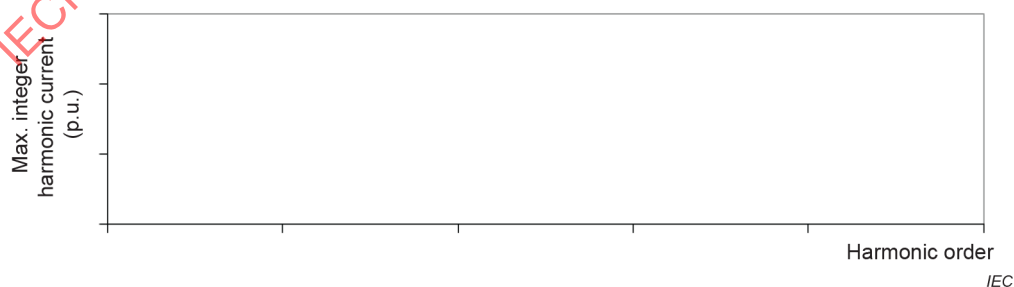


Figure A.12 – Maximum of the 95th percentiles of integer harmonic currents versus harmonic order

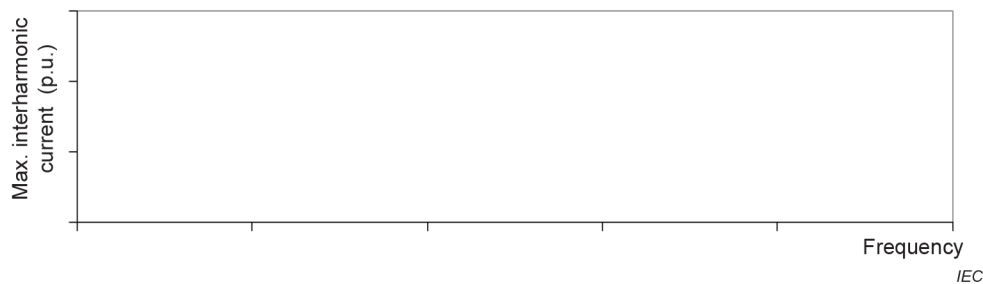


Figure A.13 – Maximum of the 95th percentiles of interharmonic currents versus frequency

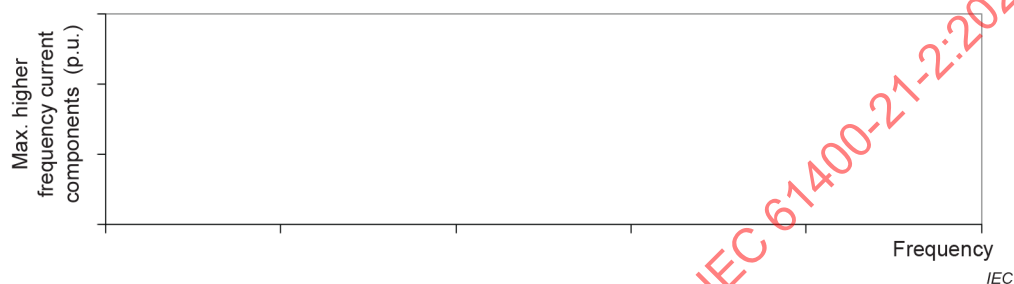


Figure A.14 – Maximum of the 95th percentiles of higher frequency current components versus frequency

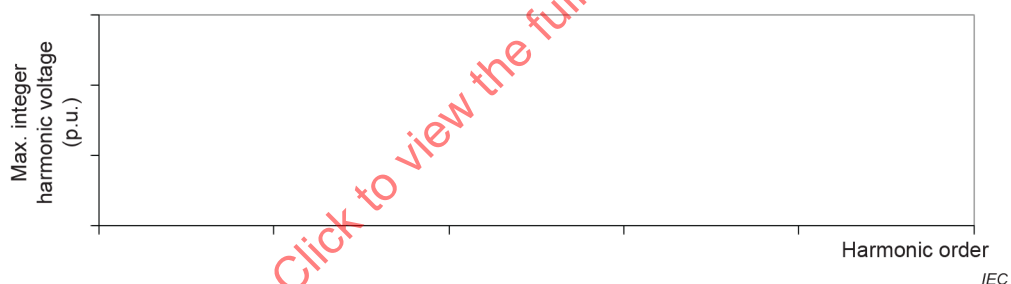


Figure A.15 – Maximum of the 99th percentiles of integer harmonic voltages versus harmonic order

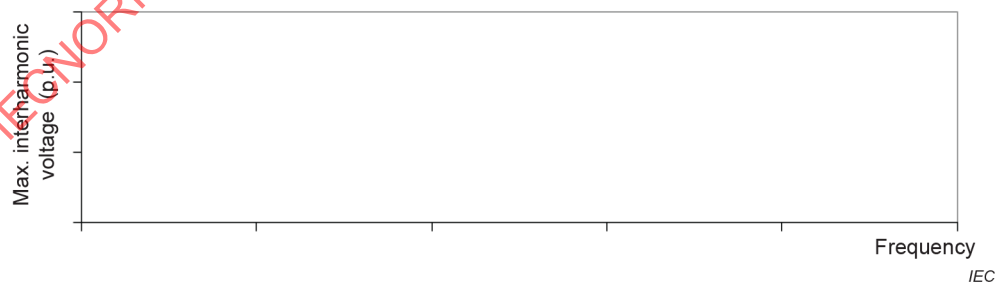


Figure A.16 – Maximum of the 99th percentiles of interharmonic voltages versus frequency

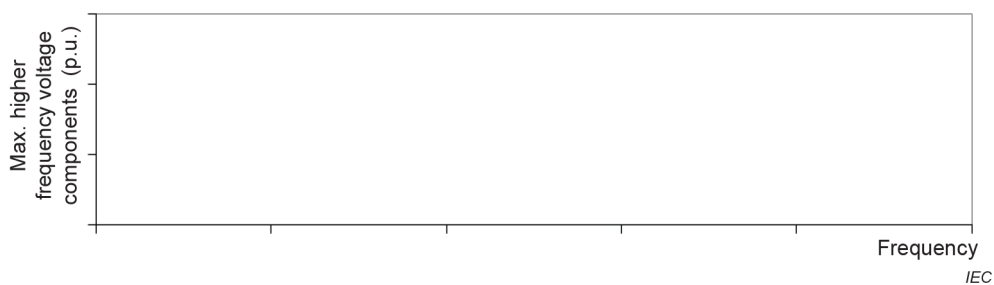


Figure A.17 – Maximum of the 99th percentiles of higher frequency voltage components versus frequency

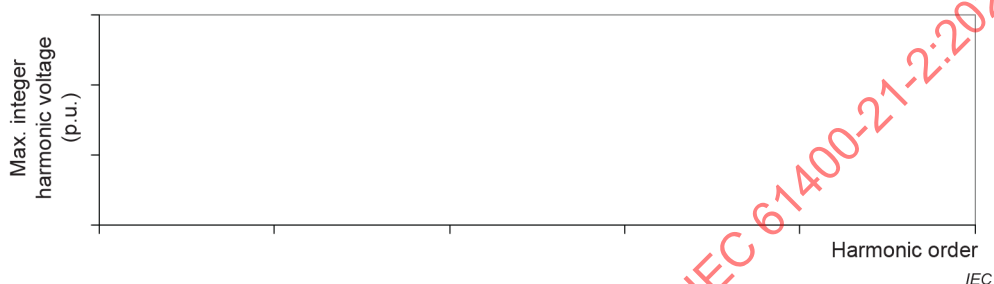


Figure A.18 – Maximum of the 95th percentiles of integer harmonic voltages versus harmonic order

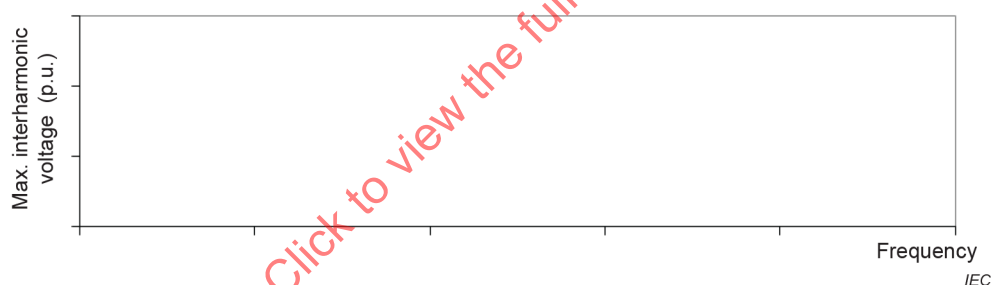


Figure A.19 – Maximum of the 95th percentiles of interharmonic voltages versus frequency

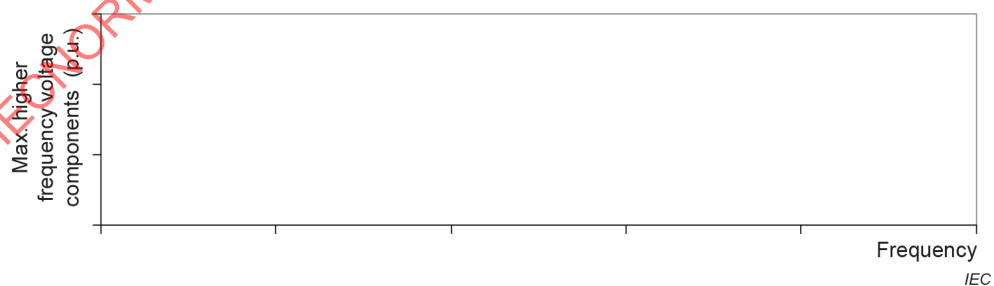


Figure A.20 – Maximum of the 95th percentiles of higher frequency voltage components versus frequency

A.5 Steady state operation

Table A.27 and Figure A.21 and Figure A.22 refer to unbalance, in accordance with 7.3.2:

Table A.27 – Unbalance

				95 th percentile						
Current unbalance factor (%)										
Voltage unbalance factor (%)										
Operational mode (reactive setpoint control $Q = 0$ / others)										
Period of measurements										
Power bin: (% of P_n)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Number of 10 min data sets for normal operation										

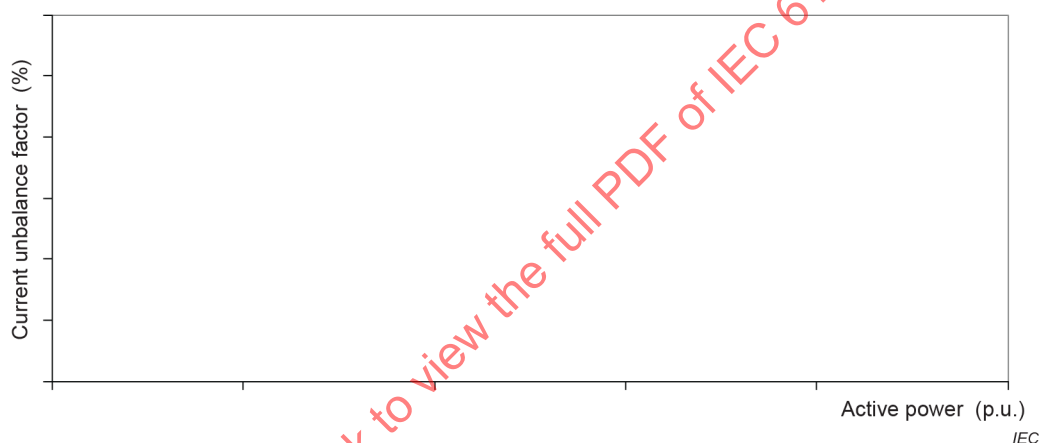


Figure A.21 – Current unbalance factor as a function of active power

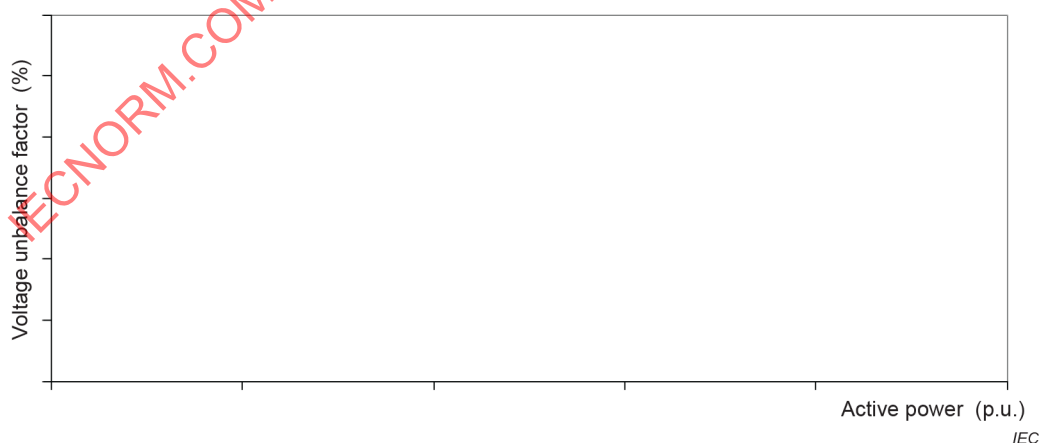


Figure A.22 – Voltage unbalance factor as a function of active power

A.6 Dynamic performance

Table A.28 and Figure A.23 to Figure A.26 are in accordance with 7.4.

Table A.28 – General fault information of undervoltage and overvoltage ride-through (UVRT and OVRT) events/record^a

<i>Fault recorder description (type, sampling rates etc.)</i>	Description/document reference
<i>Fault description – Type of fault and number of faulted phases, magnitude and duration of the fault or event</i>	
<i>Operational modes and operational limits of the PGU and the PP during the fault</i>	
<i>Number of turbines and external equipment in operation and actual configuration of the PP plant</i>	
<i>Setpoints of the PP from the grid operator and plant owner</i>	
<i>Short-circuit level and impedance angle at the POC at the time of the event</i>	
<i>Grid frequency, measured as 0,2 s average value at the POC</i>	
^a For the simulation model validation the electronic files from the event recorder should be used as the preferred solution for the comparison.	

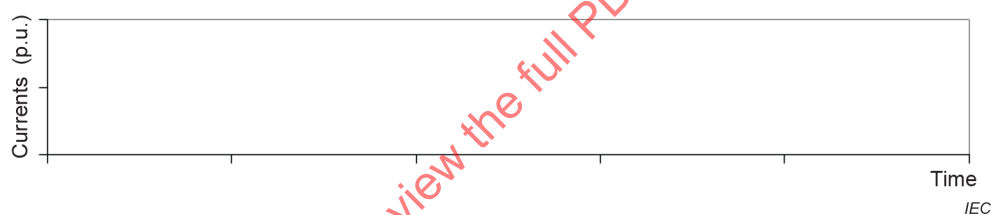


Figure A.23 – Time series: Instantaneous three-phase currents and voltages at the POC

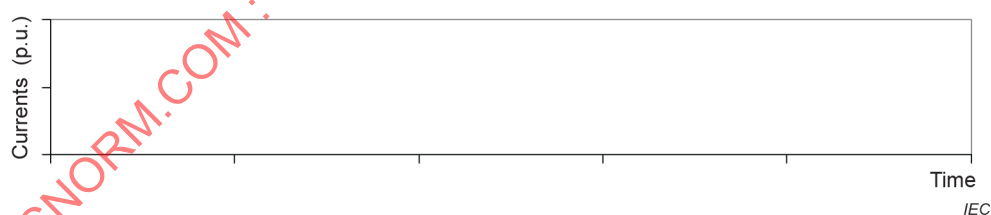


Figure A.24 – Time series: Positive and negative sequence of the active and reactive current

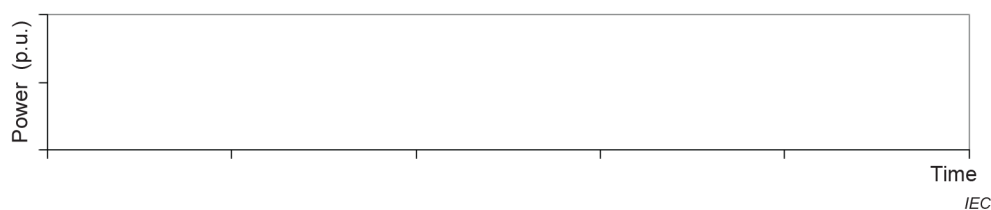


Figure A.25 – Time series: Positive and negative sequence of the active and reactive power

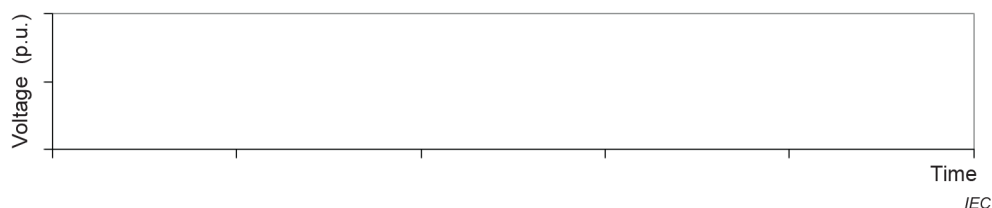


Figure A.26 – Time series: Positive and negative sequence grid voltage at the POC

A.7 Disconnection from grid (grid protection)

In accordance with 7.5.

The documentation requirements are defined in the relevant document of the IEC 60255 series, as described in the test procedure of this document.

A.8 Performance test

A.8.1 General

In accordance with Clause 6.

A.8.2 Static error test

See Figure A.27 and Table A.23.

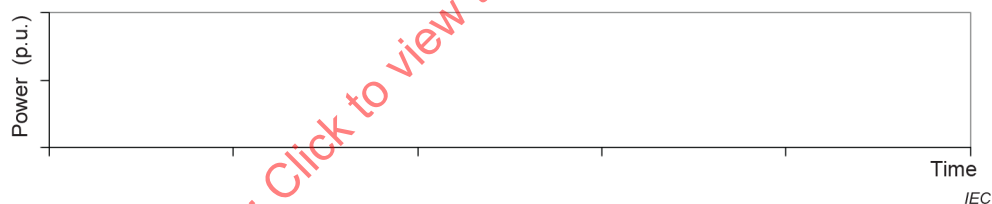


Figure A.27 – Time series of available active power, measured active power output and reference values

Table A.29 – Accuracy of the active power control values

Active power step [p.u.]	Requested setpoint value		Measured value		Max. absolute static error	
	[MW]	[p.u.]	[MW]	[p.u.]	[MW]	[p.u.]
0,40						
0,30						
0,20						
0,10						

A.8.3 Dynamic response test

See Figure A.28 and Table A.24.

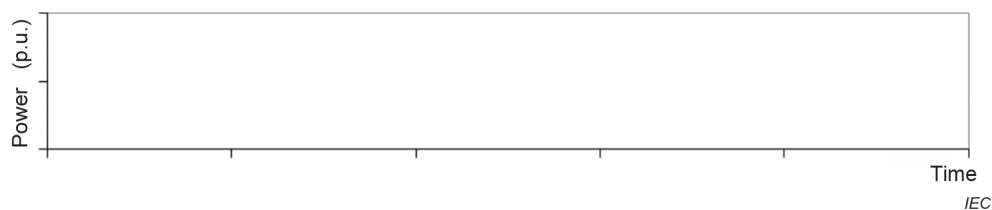


Figure A.28 – Time series of available active power, measured active power output and reference values

Table A.30 – Accuracy of the active power control values

Active power setpoint [p.u.]		Settling time [s]	Rise time [s]	Reaction time [s]	Time instant of setpoint command
Starting point	Second point				

A.8.4 Controlled shutdown

See Figure A.29 and Table A.25.



Figure A.29 – Time series of available active power, measured active power output and reference values

Table A.31 – Results of the emergency shutdown test

Time instant of setpoint step change	Active power reference [p.u.]		Settling time [s]
	Starting point	Second point	
	1,0	0,7	
	0,7	0,4	
	0,4	0,7	
	0,7	0,5	
	0,5	0,0	

A.8.5 Synthetic inertia response

See Figure A.30 to Figure A.32 and Table A.32.

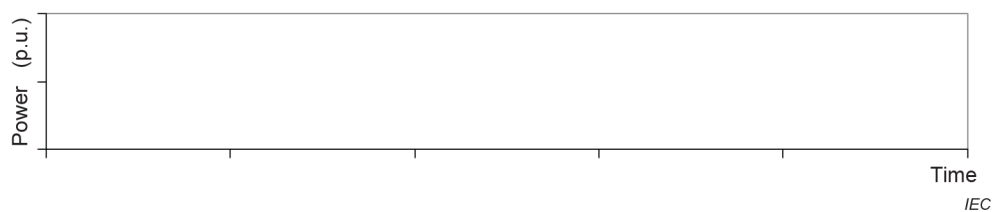


Figure A.30 – Time-series of available active power, measured active power and reference value of the grid frequency for (test 1 and test 2) $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$

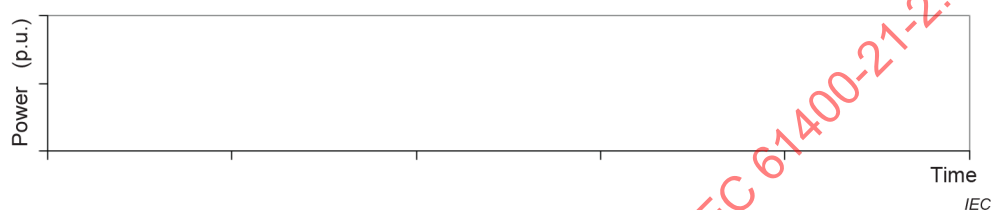


Figure A.31 – Time-series of available active power, measured active power and reference value of the grid frequency for (test 3 and test 4) $P > 0,8 \times P_n$

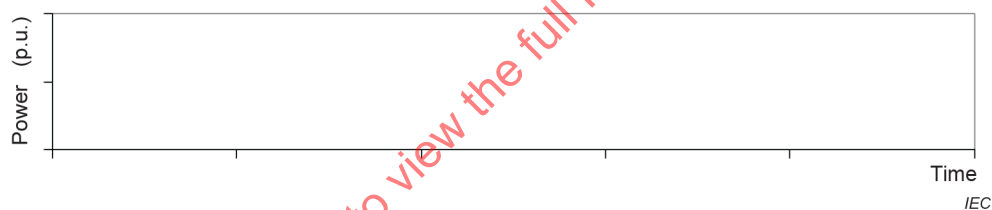


Figure A.32 – Time-series of available active power, measured active power and reference value of the grid frequency for (test 5 and test 6) $\nu > \nu_n$

Table A.32 – Synthetic inertia test results

Period of measurements							
Operational mode of the PP							
Active power range or active power reference P_{ref}		$0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$		$P > 0,8 \times P_n$		$v > v_n$	
Parameter	Set value	Measured value					
Default active power gain ΔP (p.u.)		--		--		--	
Gradient of active power boost dP/dt (rising) in kW/s (p.u./s)		--		--		--	
Gradient of active power boost dP/dt (falling) in kW/s (p.u./s)		--		--		--	
$f_{inertia, trigger}$ in Hz		--		--		--	
$f_{inertia, recovery}$ in Hz		--		--		--	
Power gain and steady state interval							
Test number		1	2	3	4	5	6
Pre-event: steady state average output power in p.u.	--						
Pre-event: steady state maximum output power in p.u.	--						
Pre-event steady state minimum output power in p.u.	--						
Response time in ms	--						
Settling time in ms	--						
Steady state time in ms	--						
Ramp-down time in ms	--						
Ramp down and recovery interval							
Recovery time in ms	--						
Recovery period minimum power in p.u.	--						
Recovery period average output power in p.u.	--						

A.8.6 Reactive power control

Static error test

See Figure A.33 and Table 33.

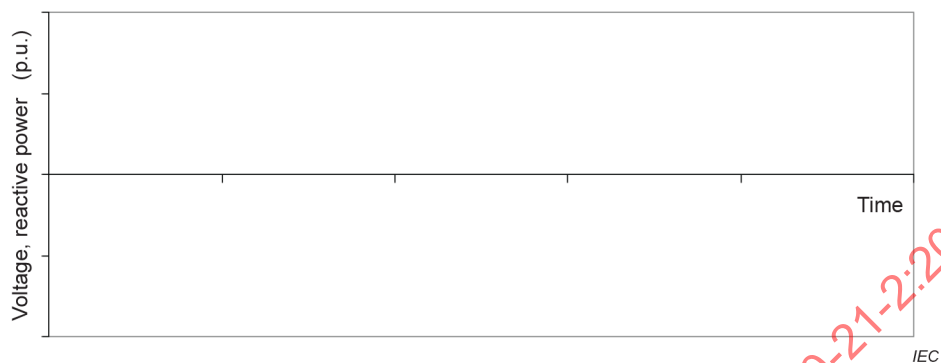


Figure A.33 – Time-series of reactive power reference values and measured reactive power and grid voltage during the test of reactive power control

Table A.33 – Test for static error

Reactive power step [p.u.]	Voltage	Reference value		Measured value		Static error	
	U [p.u.]	[kvar]	[p.u.]	[kvar]	[p.u.]	[kvar]	[p.u.]
-0,3							
-0,2							
-0,1							
0							
0,1							
0,2							
0,3							

Dynamic response test

See Figure A.34 and Figure A.35 and Table A.34.

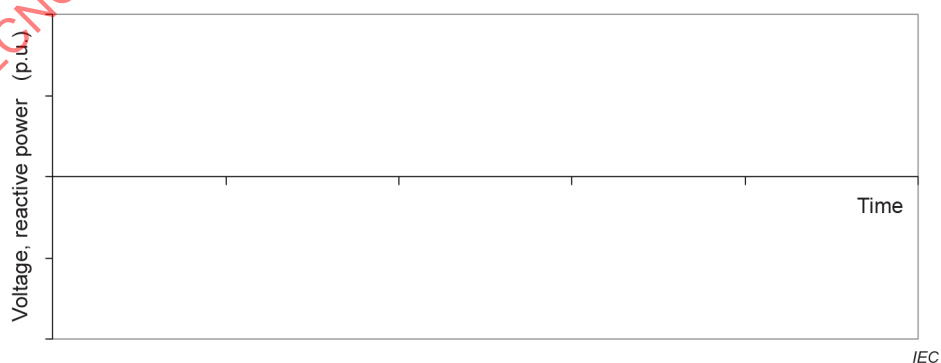


Figure A.34 – Time-series of reactive power reference values and measured reactive power, grid voltage during the test of reactive power control

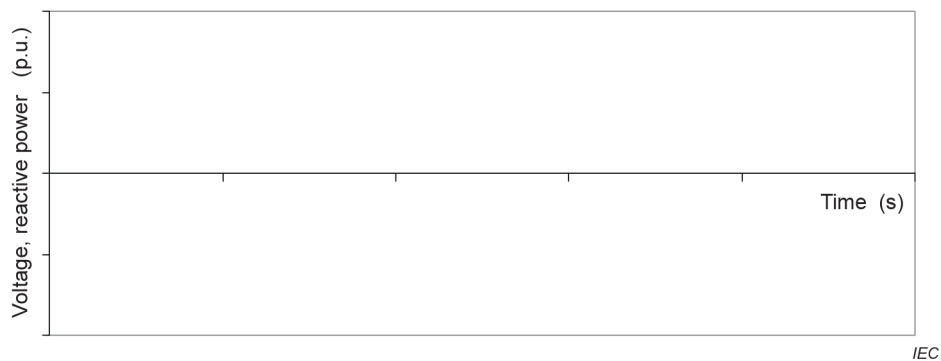


Figure A.35 – Zoom of step response (for all three-step responses) in the time-series of reactive power reference values and measured reactive power, grid voltage during the test of reactive power control

Table A.34 – Test for dynamic response

Reactive power reference value [p.u.]	From 0 p.u. to 0,1 p.u. (overexcited)	From 0,1 p.u. (overexcited) to 0,1 p.u. (underexcited)	From 0,1 p.u. (underexcited) to 0 p.u.
Settling time (s)			
Rise time (s)			
Reaction time (s)			
Time instant of step change in reference value			

A.8.7 Reactive power capability

See Figure A.36 and Figure A.37 and Table A.35.

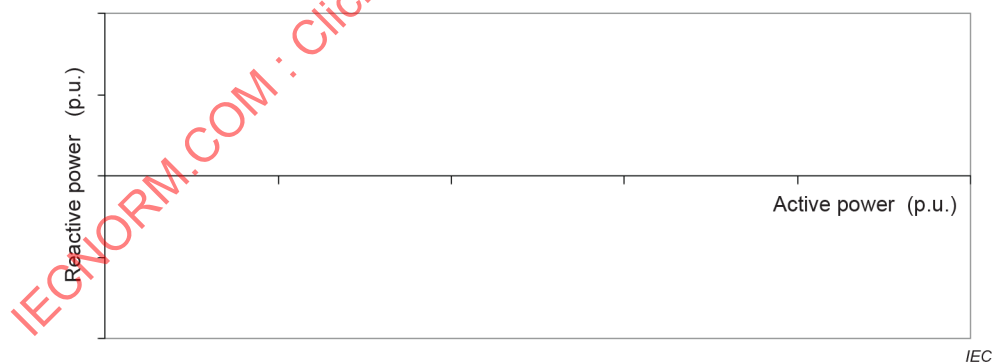


Figure A.36 – Test of reactive power capability QP -chart

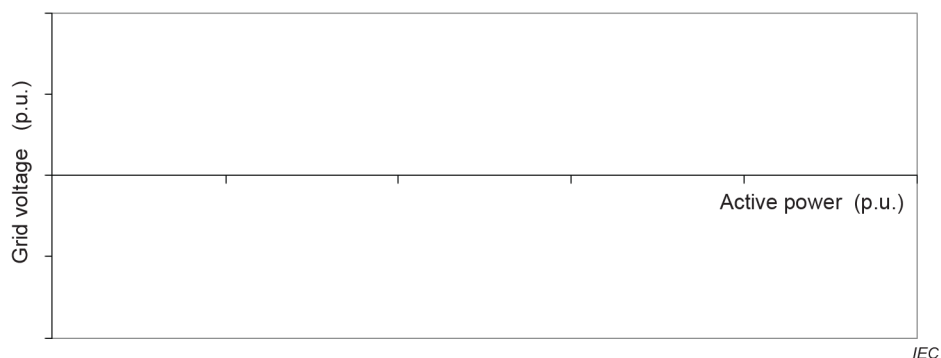


Figure A.37 – Reactive power capability *UP*-chart corresponding to the *QP*-chart

Table A.35 – *PQ*-diagram

Period of measurements									
P_{bin} (%)	underexcited				overexcited				
	P [kW]	Q [kVAr]	$\cos(\varphi)$ [-]	U [V]	P [kW]	Q [kVAr]	$\cos(\varphi)$ [-]	U [V]	
0									
10									
20									
30									
40									
50									
60									
70									
80									
90									
> 90									

A.9 Functionality tests

A.9.1 Active power ramp rate limitation test

See Figure A.38 to Figure A.40 and Table A.36 and Table A.37.

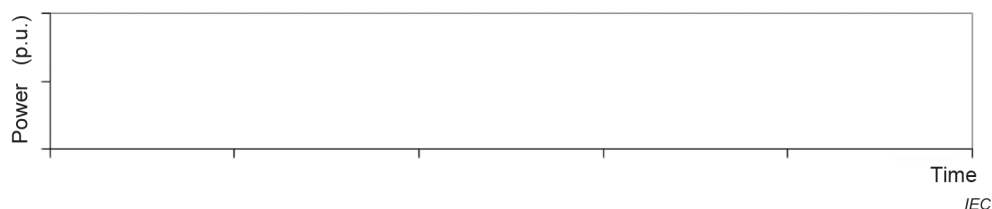


Figure A.38 – Time-series of available active power and active power in ramp rate limitation mode – Slow ramp rate

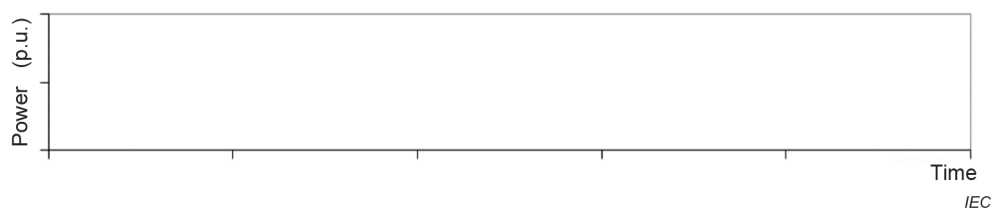


Figure A.39 – Time-series of available active power and active power in ramp rate limitation mode – Fast ramp rate

Table A.36 – Active power ramp rate calculation – Slow ramp rate

	Requested reference value P_{set} [p.u.]	Requested active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]	Measured active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			

Table A.37 – Active power ramp rate calculation – Fast ramp rate

	Requested reference value P_{set} [p.u.]	Requested active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]	Measured active power ramp rate $\Delta P/\Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			

A.9.2 Priority of setpoints

See Figure A.40 and Table A.38.

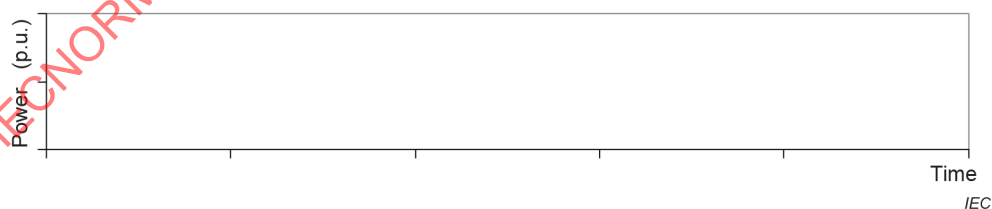


Figure A.40 – Time-series of active power setpoints, available power and active power

Table A.38 – Test results priority of setpoints

Step	Active power setpoints	Available active power [p.u.]	Measured active power output [p.u.]
1	setpoint 1: 1 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		
2	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		
3	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 0,9 p.u.		
4	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 0,7 p.u.		
5	setpoint 1: 0,6 p.u. setpoint 2: 0,7 p.u.		
6	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 0,7 p.u.		
7	setpoint 1: 0,8 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		
8	setpoint 1: 0,9 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		
9	setpoint 1: 1 p.u. setpoint 2: 1 p.u.		

A.9.3 Frequency control

See Figure A.41 and Figure A.42 and Table A.39.

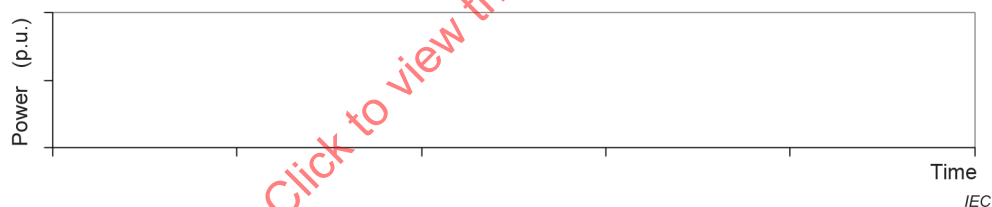
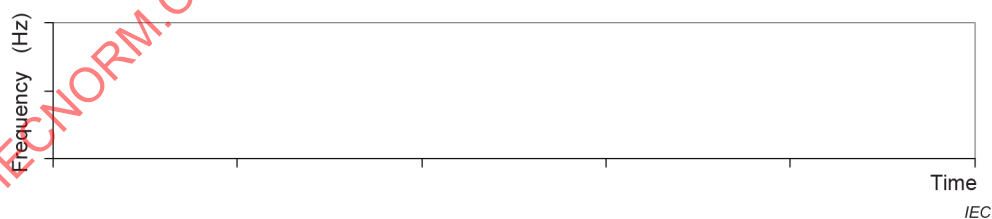
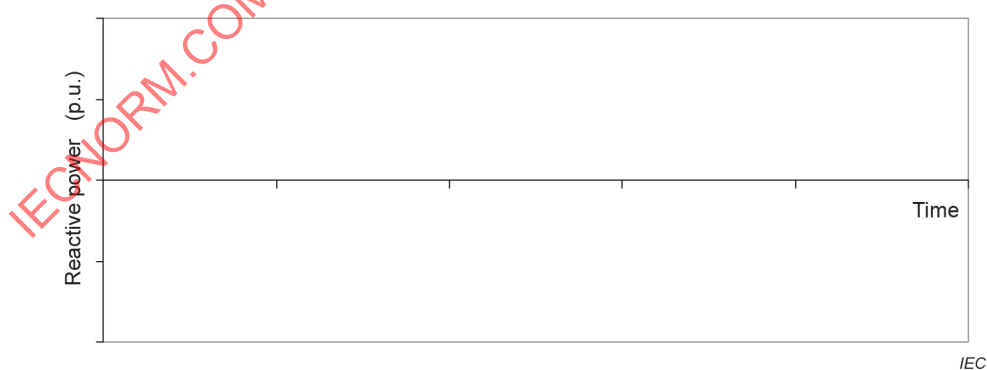
**Figure A.41 – Time-series of active power setpoints, available power and active power****Figure A.42 – Time-series of simulated frequency**

Table A.39 – Frequency dependent active power function results

Step of the Measurement	Simulated / measured frequency, f [Hz]	Frequency reference, f_n [Hz]	Measured active power, P [p.u.]	Expected active power for the given droop [p.u.]	Active power static error [p.u.]
First measurement point	f_n	-----		-----	
Step start control $f_{\text{over}} + 0,05 \text{ Hz}$					
Step $f_{\text{step a}}$					
Step $f_{\text{step b}}$					
Step max					
Step $f < f_{\text{step b}}$					
Step $f < f_{\text{step a}}$					
Step release control					
Step start control $f_{\text{under}} - 0,05 \text{ Hz}$					
Step $f_{\text{step c}}$					
Step $f_{\text{step d}}$					
Step min					
Step $f > f_{\text{step d}}$					
Step $f > f_{\text{step c}}$					
Step release control					

A.9.4 Reactive power ramp rate limitation

See Figure A.43 and Table A.40.



IEC

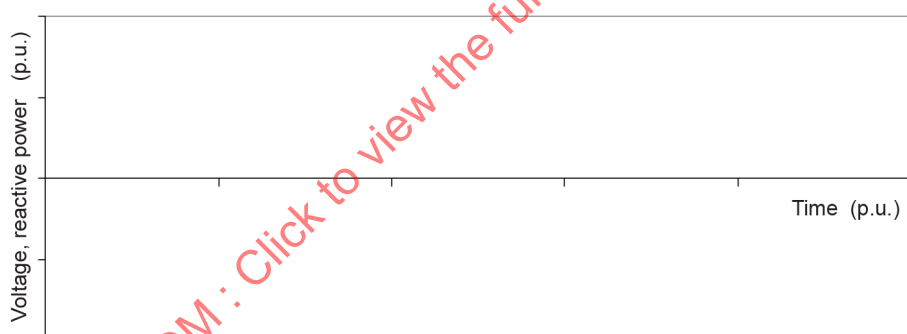
Figure A.43 – Time series of reactive power setpoint, reactive power

Table A.40 – Reactive power ramp rate calculation

	Initial reactive power output Q_{init} [p.u.]	Requested reference value Q_{ref} [p.u.]	Requested reactive power ramp rate $\Delta Q/\Delta t$ [p.u./s]	Measured reactive power ramp rate $\Delta Q/\Delta t$ [p.u./s]
Step a				
Step b				
...				
Step c				
Step d				
...				
Step e				
Step f				
...				
Step g				
Step h				

A.9.5 Voltage control $Q(U)$ -characteristic

See Figure A.44 and Table A.41.



IEC

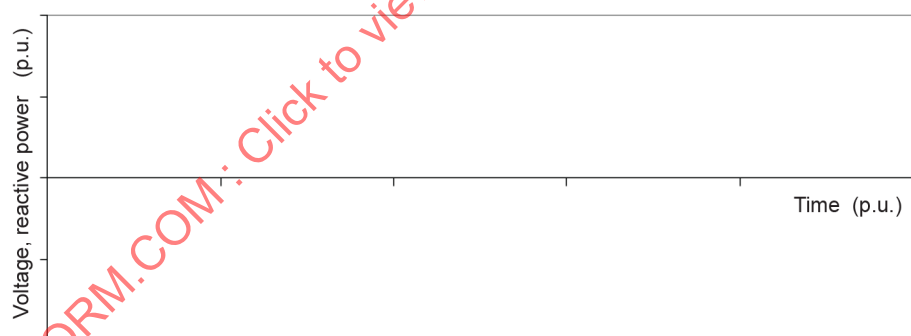
Figure A.44 – Time series of voltage – Reactive power, expected reactive power for a given slope

Table A.41 – Voltage control $Q(U)$ – slope test

Step	Slope in %	U_{ref} [p.u.]	U_{grid} [p.u.]	Q_{grid} [p.u.]	Q_{expected} [p.u.]	Static error [p.u.]
1	2	Uref_initial +0,004				
2	2	Uref_initial -0,004				
3	2	Uref_initial				
4	10	Uref_initial				
5	10	Uref_initial +0,02				
6	10	Uref_initial -0,02				
7	10	Uref_initial				
8	4	Uref_initial				
9	4	Uref_initial +0,008				
10	4	Uref_initial -0,008				
11	4	Uref_initial -0,012				
12	4	Uref_initial -0,004				
13	4	Uref_initial +0,004				
14	4	Uref_initial +0,012				
15	4	Uref_initial +0,08				
16	4	Uref_initial				

A.9.6 Power factor control

See Figure A.45 and Table A.42.



IEC

Figure A.45 – Time series of active power, reactive power, power factor and power factor reference

Table A.42 – Power factor control test

Step	PF_{ref}	P_{ref} [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]	Power factor	Static error
1	1	0				
2	1	0,2				
3	1	0,4				
4	1	0,6				
5	1	0,8				
6	1	1				
7	-0,99	1				
8	-0,98	1				
9	-0,97	1				
10	-0,96	1				
11	-0,95	1				
12	-0,95	0,8				
13	-0,95	0,6				
14	-0,95	0,4				
15	-0,95	0,2				
16	-0,96	0,2				
17	-0,97	0,2				
18	-0,98	0,2				
19	-0,99	0,2				
20	0,99	0,2				
21	0,98	0,2				
22	0,97	0,2				
23	0,96	0,2				
24	0,95	0,2				
25	0,95	0,4				
26	0,95	0,6				
27	0,95	0,8				
28	0,95	1				
29	0,96	1				
30	0,97	1				
31	0,98	1				
32	0,99	1				

A.9.7 Communication error / fallback scenarios

See Figure A.46 and Figure A.47 and Table A.43 to Table A.48.

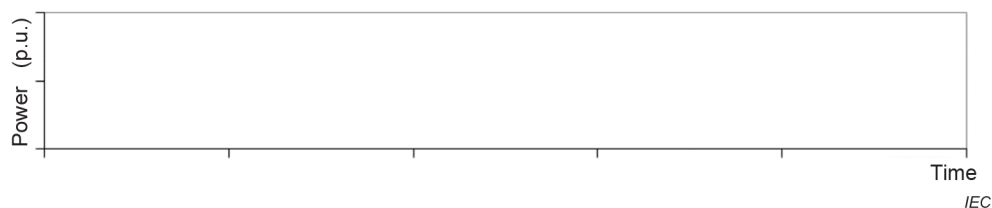


Figure A.46 – Time-series of active power setpoint, active power and available power and failure time point (case 1 to case 3)

Table A.43 – Communication error test – Failure on external interface (example)

Step	Power setpoint	Comm. OK?	Power	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

Table A.44 – Failure of PPC or communication between PPC and PGUs (example)

Step	Power setpoint	Comm. OK?	Power	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

Table A.45 – Failure of grid data measurement (example)

Step	Power setpoint	Comm. OK?	Power	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

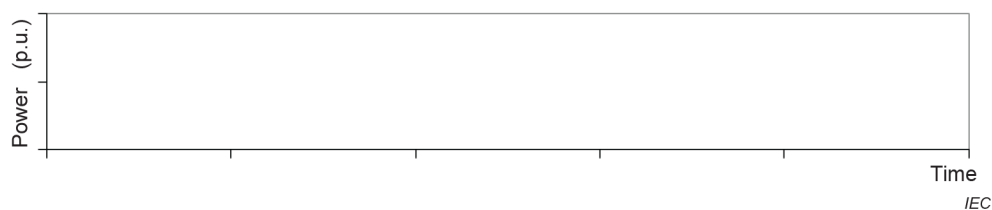


Figure A.47 – Graph for communication error test (example)

Table A.46 – Communication error test – Failure on external interface (example)

Step	Power setpoint	Comm. OK?	Power	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

Table A.47 – Failure of PPC or communication between PPC and PGUs (example)

Step	Power setpoint	Comm. OK?	Power	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

Table A.48 – Failure of grid data measurement (example)

Step	Power setpoint	Comm. OK?	Power	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

Annex B (informative)

Harmonic evaluation

B.1 Harmonic estimation at the point of interest

Large PPs are typically connected to the transmission system which is characterized by a meshed electrical infrastructure. It is a challenge to determine the harmonic current flow in such systems, so consideration is given to the harmonic voltage distortion. Even for smaller and medium-sized PPs, the assessment of harmonics is essential when assessing power quality.

Nowadays, large PPs are characterized by complex structures including PGUs, a widespread MV and HV cable network, as well as HVAC or HVDC transmission systems. This represents challenges to the industry in relation to prediction and mitigation of harmonic emission and propagation. Due to the increasing complexity of PPs, it is more and more important to appropriately address harmonic analysis of PGUs as well as PP on a system level by means of modelling during the design stage as well as harmonic measurements during operation.

B.2 Background harmonic distortion

Harmonic background voltage distortion provides good information about the grid profile before the PP is connected. This needs to be accurately measured, especially if amplification caused by PP electrical infrastructure or topology changes in the electrical grid is expected. The main challenge here is to determine the duration of monitoring required in order to capture representative conditions in the system.

The levels of background harmonics can vary either over a short period (e.g. day and night variation, weekdays and weekends) or according to seasons. Some harmonics' levels, however, can be quite constant, independently of the time and season. As a result of this, a recommendation for a "representative measuring period" would be system dependent. In general, it can be stated that measurements should be conducted for as long as possible. As a minimum the measurement should not be shorter than a week to capture day and night changes as well as load variations depending on working days and weekends. The recommended period is no less than three months, including measurements of all three phases.

Various percentile values can be applied to exclude the outliers in measurements. However, it is important to realize that significantly different values can be obtained applying the 100th percentile value, the 99th percentile value and the 95th percentile value due to variation of harmonic levels over time. The most adequate percentile value should be chosen depending on the purpose. For instance, for harmonic system level planning studies or when issuing limits for harmonics emissions, 95th percentile values are often used. For component rating the use of the 100th or 99th percentile values can be necessary.

For each system configuration, it is common practice to assess at least two or three system demand levels: minimum, intermediate and maximum. The objective is to capture the changes in system resonances and damping associated with the various levels and composition of the load as well as configuration of any reactive power compensation equipment.

The following aspects will have an impact on the harmonic distortion at the POC:

- power system load/generation variation for a maximum, minimum and intermediate demand scenario;
- different generation connections in the power system, for example hydro, nuclear, thermal, wind, solar, other HVDC links, etc.;

- changes of reactive power compensation (e.g. passive and active) and harmonic mitigation (e.g. for LCC HVDC) equipment;
- contingency cases due to, for example, scheduled seasonal maintenance.

B.3 Harmonic summation

Based on industrial experience (e.g. extensive synchronized harmonic measurements) it is shown that harmonic phase information is critical to correctly estimate the harmonic behaviour in PPs. Moreover, it is shown that the use of the IEC TR 61000-3-6 general summation law can lead to incorrect results. In particular, an extensive measurement campaign in Denmark showed that harmonic current emissions between the 5th and the 20th order are under-estimated at the POC whereas harmonic currents between the 2nd and 4th and above the 45th are over-estimated [1]. A mismatch factor of 4 was observed for high frequency harmonic currents. The industry as well as academia report that the use of the default exponents in the IEC TR 61000-3-6 general summation law can lead to incorrect assessment of harmonic emissions with respect to grid code compliance and recommends further work to better understand the phase angle behaviour of the power converter harmonic emissions [3].

IEC 61400-21-1 as well as IEC TR 61400-21-3 introduce a prevailing angle which can be used to determine the harmonic phase. The phase of harmonics can be of interest when performing harmonic penetration studies with multiple sources of harmonic contribution. It is recommended to acquire more information, for example from PGU suppliers, from measurements, or on stochastic harmonic phase behaviours at harmonic orders of interest [4].

In summary, the application of the IEC TR 61000-3-6 general summation law is regarded by industry and academia alike to be inaccurate, with the advice that other exponents be used in specific cases where more detailed information is available. It is recommended to apply caution and/or consult with converter manufacturers on adequate exponents to be applied for the aggregation of harmonic emissions from multiple non-linear devices.

B.4 Harmonic propagation studies

The measurements from IEC 61400-21-1 can be directly used to develop or validate the PGU harmonic models which are described in detail in IEC TR 61400-21-3. The standard PGU harmonic model is given as an equivalent Thevenin or Norton circuit which consists of an ideal voltage or current source and the equivalent impedance. It contains information about harmonic magnitude and phase as well as an impedance frequency-dependent profile which can be directly used for harmonic propagation studies in PPs and harmonic distortion estimation at the point of interest.

For simplified studies, a positive-sequence harmonic model representation would be enough. However, in order to investigate the system in detail, a more extended PGU harmonic model is needed, given in a table representation for each specified operational mode for which harmonic characteristics of the PGU are different. Furthermore, a general harmonic source table or a general current source table which includes different operating points does not necessarily need to include phase information. A general source table (together with the equivalent harmonic impedance table) is used for a simplified and conservative study. If the simple model gives too conservative results, further complexity in the modelling can be introduced to more precisely estimate the harmonic distortion level and consequently avoid system overdesigning. More details about the PGU modelling are given in IEC TR 61400-21-3.

By having a detailed model for harmonic studies of PP electrical infrastructure (i.e. power collection system, transformers, transmission cables, shunt components, other power electronic devices), a PGU harmonic model as specified in IEC TR 61400-21-3 with information about the harmonic non-ideal voltage or current source with equivalent impedance, and a grid harmonic model, it is possible to estimate the harmonic distortion at the point of interest. In combination with harmonic measurements one can more accurately estimate the PP harmonic performance during the design as well as operation phase.

More details about PP components modelling for harmonic propagation studies can be found for example in CIGRE TB 766 [5]. It was shown that modelling of such components as transformers, cables and power system equivalent representation has a significant impact on the outcome. Furthermore, further insight regarding harmonic cancellation between PGUs depending on operating conditions should be specified by the suppliers or model developers. It has been shown that for the detailed design as well as grid code compliance detailed modelling of the entire PP is needed.

B.5 PP harmonic contribution evaluation

B.5.1 General

It is of importance to evaluate the impact of PP from a harmonic perspective at the connection point to ensure electromagnetic compatibility of the entire system and uninterrupted operation independently of grid conditions and PP's operation modes.

B.5.2 Incremental PP harmonic contribution based on simulations

The PP's harmonic contribution can be evaluated based on simulation studies. However, careful modelling (as described above) is essential. The incremental harmonic contribution can be assessed without knowing the background distortion (see Figure B.1) and is helpful in coordinating harmonics at the power system level.

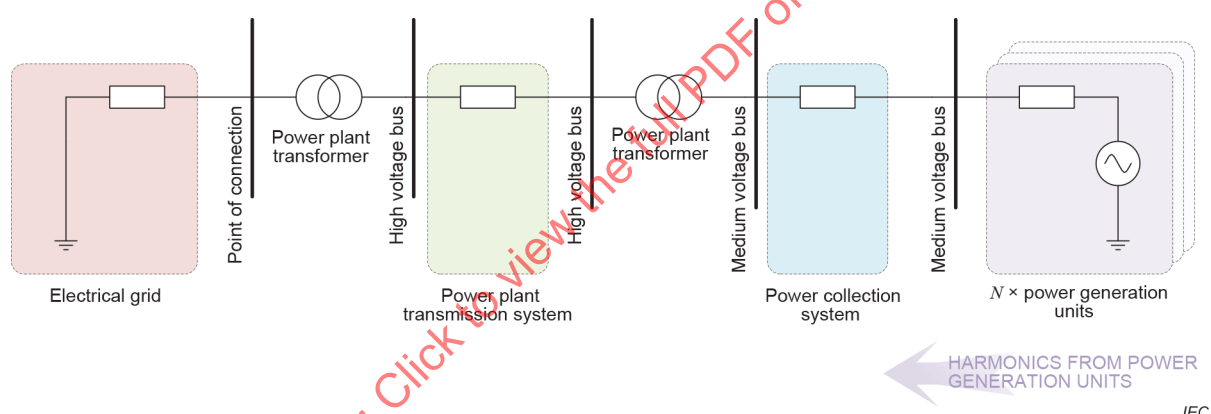


Figure B.1 – Simplified representation for the PP connected to the external grid used for the estimation of incremental harmonic contribution at POC or any other point of interest

The studies are done to verify whether the PP complies with the requirements for harmonic current or voltage distortion. Typically, the analysis should address all operating configurations. This also includes contingency cases and any temporary configurations used when commissioning the PP.

B.5.3 PP electromagnetic compatibility analysis based on simulations

During the design of PPs it is important to ensure electromagnetic compatibility within the PP's electrical infrastructure. The harmonic contribution from the electrical grid as well as PGUs needs to be estimated. Therefore, the detailed modelling of the entire PP system is needed, including the electrical grid to which the PP is connected as well as the PGUs. The PGU harmonic non-ideal source as described in IEC TR 61400-21-3 allows to estimate the incremental harmonic contribution of the entire PP. The background harmonic measurements on the other side allow to estimate the impact from the grid on the PP's electrical infrastructure (see Figure B.2).

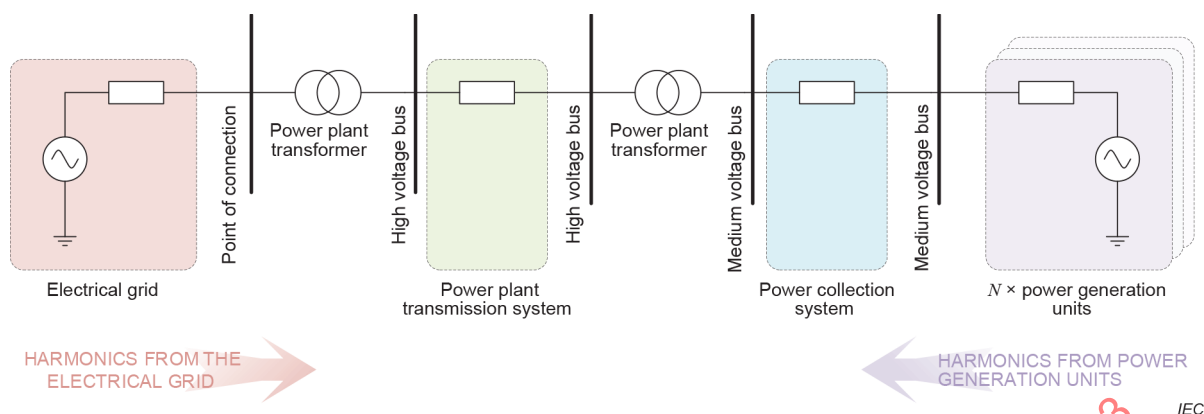


Figure B.2 – Simplified representation of the PP for harmonic propagation studies including the harmonic background and PGU's non-ideal harmonic voltage source

Moreover, the harmonic propagation studies including the harmonic contribution from the electrical grid as well as PGUs can be used for dimensioning of the PP components (e.g. harmonic filters) during the design phase. Simulations can also give the knowledge about the system behaviour in case of any future modification in the electrical infrastructure of an operating PP.

B.5.4 Harmonic measurements at the POC

The existing measurement procedure and assessment of harmonics given in IEC 61400-21-1 allow to evaluate the harmonic contribution of the PGU while simultaneously limiting the contribution from the electrical grid. Furthermore, the IEC 61400-21-1 provides accurate evaluation methods to extend measurements and decouple the results from the harmonic background distortion.

Furthermore, the voltage can be measured before and after the PP is connected, which can give direct comparison of changes in harmonic distortion caused by additional harmonic sources in the PP and changes in the impedance/resonance profile caused by the PP's electrical network.

In that case the background distortion should be measured for a short period just before the PP connection and the harmonic distortion at the POC measured just after the PP is connected. This will allow to reflect the same electrical grid configuration and evaluate the impact of the PP at the POC, i.e. harmonic incremental contribution as well as potential harmonic background modification. Furthermore, the impact of the PP on the harmonic background can be assessed when all the passive components within the PP are connected but no PGUs are producing.

The measurement procedure is described in detail in 7.2.4.

NOTE Methods to identify the share of the harmonics, which are due to the PP can be used in accordance with IEC 61400-21-1:2019, Annex D. IEC 61400-21-1:2019, Annex D, is related to PGUs but can also be useful for PPs.

Annex C

(informative)

Validation procedure for PP

The PP shall always fulfill the requirements as defined by the system responsible and shall support a stable and reliable operation of the power system.

The impact of the PP on the overall system stability mainly depends on the voltage level at the POC, the size of the PP (installed capacity compared to the system strengths), the short circuit ratio and the share of generation types.

As the validation of the electrical performance of the PP is time and cost demanding, it is recommended to use the guidance in Table C.1 to validate the performance of the PP.

Table C.1 gives a guidance in which a combination of functionality and performance tests, and simulation studies are recommended for the validation of the PP.

Table C.1 – Recommended assessment methods for the validation of the electrical capabilities of the PP

Voltage level	SCR ratio	Functional and performance test on site	Functional test (HIL) and performance test	Monitoring of performance	Grid simulation studies	PGU type test
EXTRA HIGH VOLTAGE	Low	X	O	X	X	X
	Medium	X	O	X	X	X
	High	X	O	X	X	X
HIGH VOLTAGE	Low	X	O	(X)	X	X
	Medium	(X)	X	(X)	X	X
	High	(X)	X	(X)	X	X
MEDIUM VOLTAGE	Low	X	X	O	X	X
	Medium	(X)	X	O	X	X
	High	(X)	(X)	O	X	X
LOW VOLTAGE	Low	÷	÷	O	X	X
	Medium	÷	÷	÷	(X)	(X)
	High	÷	÷	÷	(X)	(X)

X: Strongly recommended
 (X): Recommended in certain cases
 O: On request
 ÷: Not necessary

As a guidance the following SCR ratios can be used for the evaluation.

Low: SCR ratio below 5
 Medium: SCR ratio 5 to 20
 High: SCR ratio above 20

Table C.1 is divided into the following rows, as explained below:

- Voltage level: Defines the nominal voltage at the POC.
- SCR ratio: Defines the short-circuit ratio at the POC, given by the system operator.
- Functional and performance site test: The performance of the PP is validated by functionality and performance tests of the requested control functions and electrical performance parameters of the PP including the PPC at the specific site.
- HIL test and performance site test: The performance of the PP is validated by functionality and performance tests of the requested control functions and electrical performance parameters of the PP including the PPC by a HIL validation and simulation. The site specific control performance evaluation of the PP is done by basic power control functions (active and reactive power control) at the specific site.
- Monitoring of performance: Continuous monitoring of the electrical capabilities performed at the POC of the PP. Done by specific measurement devices (fault recorder etc.) and/or the PP SCADA system.
- Grid simulations studies: Simulation of the performance of the PP, in relation to the requested control functions, dynamic response, etc. Performed by, for example, the simulation models as defined in IEC 61400-27-1 or vendor specific simulation models.
- PGU type test: Type test report of the electrical capabilities of the PGU, as defined e.g. in IEC 61400-21-1 for the WT type, used for the validation of the simulation models.

Examples:

- a) If a PP is to be connected on the LV level with an SCR ratio above 20, it is recommended to perform the evaluation based on the PGU type measurement report and grid simulations.
- b) If a PP is to be connected on the MV or HV level, where the SCR ratio is above 5 and below 20, it is recommended to validate the performance based on the PGU type test. Perform the necessary grid simulations and do a basic performance test at the test site (power control functions) as well a control performance evaluation of the PP by a HIL simulation, and a test of all requested control functions, by a functionality test of the PPC. Continuous monitoring of the performance is not necessary and should only be done on request.
- c) If a PP is to be connected on the HV level, where the SCR ratio is above 20, it is recommended to validate the performance based on the PGU type test. Perform the necessary grid simulations, and do a performance and functionality test at the test site as well a performance and functional evaluation of the PP by a HIL simulation. Continuous monitoring of the performance is recommended.

Annex D (informative)

Measurement accuracy

Table D.1 and Table D.2 give an overview of different voltage and current measurement devices, their accuracy, bandwidth and application range for the different voltage levels.

NOTE The Note below Table D.2 applies to Table D.1 and Table D.2.

Table D.1 – Voltage transducer (VT) in MV, HV and EHV

Type	Inductive voltage transducer HV	Inductive voltage transducer MV	RC-divider HV/MV Laboratory devices for short-term use	RC divider HV for permanent use
Frequency range	Up to 0,5 kHz to 1 kHz (see below)	Up to 1 kHz to 3 kHz (see below)	DC to 10 kHz (and above)	DC to 500 kHz
Costs for installation	Installed: low Not installed: high	Installed: low Not installed: high	Medium-high	High
Purchase costs	Very high	High	High	High
Can it be installed in the course of measurement campaigns?	No	Yes, but laborious	Yes	No
Who can install	Grid operator, owner	Grid operator, owner	Grid operator, owner	Grid operator, owner
Usability of existing converters	Yes (grid operator required)	Yes		Probably yes (burden shall be coordinated)
Output signal	100 V	100 V	Up to 100 V	5 V to 200 V
Accuracy 50 Hz/60 Hz at nominal conditions	0,5 %	0,5 %	1 %	0,1% to 1 %
Bandwidth at 1 % uncertainty	66 kV: to appr. 1 kHz 110 kV: to appr. 400 Hz 220 kV: not suitable	10kV: to appr. 3,5 kHz 20kV: to appr. 1,5 kHz 30kV: to appr. 0,75 kHz	Minimum to 10 kHz	
Bandwidth at 1° uncertainty	66 kV: to appr. 1 kHz 110 kV: to appr. 1 kHz 220 kV: not suitable	10kV: to appr. 1 kHz 20kV: to appr. 1 kHz 30kV: to appr. 1 kHz	Minimum to 10 kHz	
Remarks			The terminating resistor should always be taken into account when using the device. Possibly a matching resistor can be used. Not suitable for long-term use.	The terminating resistor should always be taken into account when using the device. Possibly a matching resistor can be used. Not suitable for long-term use.

Table D.2 – Current transducer (CT) in MV, HV und EHV

Type	Inductive current transducer HV	Inductive current transducer MV	Hall-transducer	Rogowski-coil	Optical current transducer (Faraday effect)
Frequency range	Up to 2 kHz – 10 kHz	Up to 2 kHz to 10 kHz	DC to 100 kHz	Up to 10 kHz to 100 kHz	DC to 20 kHz available (limited by evaluation electronics)
Costs for installation	Installed: low Not installed: high	Installed: low Not installed: high	High	Low	Low
Purchase costs	Very high	High	Medium	Low	Very high
Can it be installed in the course of measurement campaigns?	No	Yes, but laborious	Difficult for MV because the cable connection has to be cut. Impossible for HV	Yes, for MV and return of the screen. Impossible with HS	Depending on the version: • version for wrapping for example transformer bushings or MV cables available: easy installation (also HV / EHV) • design as "HV/EHV candle": complex (continuous use)
Who can install	Grid operator, owner	Grid operator, owner	Grid operator, owner	Testing institute at MV	Testing institute at MV, HV/EHV after disconnection by grid operator
Usability of existing converters	Unlikely possibly indirectly on the secondary side	Depending on the ownership structure, otherwise like HV		-	-
Output signal	5 A, 1 A	5 A, 1 A	mA	V	Analog ± 10 V (20 kHz), 1 A, 5 A, IEC 60044-8 200 mV and 4 V, digital (IEC 61850-9-2LE)
Accuracy 50 Hz/60 Hz at nominal conditions	0,5 %	0,5 %	0,2 %	1 %	0,1 %
Bandwidth at 1 % uncertainty					No information
Bandwidth at 1° uncertainty					No information
Remarks		Errors already possible with a low inductive component in the burden		Measurement accuracy depending on the position and location of adjacent conductors	New technology with little experience Large dynamic range (accuracy class is maintained from 1 % to 200 % nominal current) Insensitive to primary fault currents Variable measuring range due to different number of wraps (see Rogowski coil)

NOTE The bandwidth depends on a variety of different factors (transducer design, temperature, burden, ...) and is determined as individually as possible (e.g. by on-site measurement) when high demands are placed on accuracy.

The bandwidth gives a guideline for the frequency to which the specified accuracy was maintained by the majority of the transducers analysed.

The bandwidth specifications for inductive voltage transducers are based on the assumption that the burden power is low (less than 10 % of the rated power).

The accuracy of inductive current transducers at higher frequencies is influenced by the inductive portion of the burden. Even low inductive components can lead to considerable errors.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

Bibliography

- [1] Sørensen, Poul Ejnar; Andresen, Björn; Bech, John; Fortmann, Jens; Pourbeik, Pouyan. Progress in IEC 61400-27. In Proceedings of the 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 2012, Lisbon (PT), 13-15 Nov.
- [2] M. Eltouki, T. W. Rasmussen, E. Guest, L. Shuai, Ł. Kocewiak, "Analysis of Harmonic Summation in Wind Power Plants Based on Harmonic Phase Modelling and Measurements," in Proc. The 17th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Stockholm, Sweden, 17-19 October 2018
- [3] F. Ackermann, H. Moghadam, S. Rogalla, F. Santjer, I. Athamna, R. Klosse, K. Malekian, S. Adloff, M. F. Meyer, G. Kaatz, D. Schulz, A. Bitz, N. Schaefer, B. Fricke and M. E. Ghouti, "Large Scale Investigation of Harmonic Summation in Wind- and PV-Power Plants," in 16th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Berlin, Germany, 25-27 October 2017
- [4] L. S. Christensen, J. G. Nielsen and T. Lund, "Using Prevailing Angle of Harmonics to Distinguish between Background Noise and Emission from a Turbine," in 16th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Berlin, Germany, 23-27 October 2017
- [5] CIGRE TB 766, Technical Brochure, Network modelling for harmonic studies, Cigre Paris 2019

IEC 60044-1, *Instrument transformers – Part 1: Current transformers*

IEC 60044-2, *Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers*

IEC 60044-8, *Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers*

IEC 60050-161:1990, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 161: Electromagnetic compatibility*

IEC 60050-192:2015, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 192: Dependability*

IEC 60050-415:1999, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems*

IEC 60050-448:1995, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 448: Power system protection*

IEC 60050-601:1985, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General*

IEC 60255 (all parts), *Measuring relays and protection equipment*

IEC 61000 (all parts), *Electromagnetic compatibility (EMC)*

IEC TR 61000-3-7, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems*

IEC 61000-4-7, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto*

IEC 61400-25 (all parts), *Wind energy generation systems – Part 25-X: Communications for monitoring and control of wind power plants*

IEC TR 61400-21-3, *Wind energy generation systems – Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind turbine harmonic model and its application*

IEC 61400-25-1, *Wind energy generation systems – Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants – Overall description of principles and models*

IEC 61800-3, *Adjustable speed electrical power drive systems – Part 3: EMC requirements and specific test methods*

IEC 61850-9-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3*

IEC 62008, *Performance characteristics and calibration methods for digital data acquisition systems and relevant software*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	156
INTRODUCTION.....	158
1 Domaine d'application	160
2 Références normatives	161
3 Termes et définitions	162
4 Symboles et abréviations.....	173
4.1 Symboles.....	173
4.2 Abréviations.....	175
5 Spécifications relatives à la centrale électrique.....	176
6 Exigences générales relatives aux essais et à la documentation	177
6.1 Généralités	177
6.2 Exigences générales relatives aux conditions d'essai, à la surveillance et à l'établissement de rapports	180
6.3 Conditions d'essai en cas d'influences externes.....	181
6.4 Matériel d'essai et de mesure	181
6.4.1 Généralités.....	181
6.4.2 Calculs de tension, de courant et de puissance.....	182
6.4.3 Matériel de mesure.....	182
6.4.4 Matériel de mesure existant pour les essais de contrôle de puissance.....	182
6.4.5 Mesures facultatives.....	182
6.5 Essai fonctionnel et de performance.....	183
6.6 Contrôleur de centrale électrique	183
6.6.1 Généralités.....	183
6.6.2 Définition et exigences.....	183
6.6.3 Points de mesure.....	185
6.6.4 Données de mesure.....	185
6.6.5 Montage d'essai.....	186
6.6.6 Documentation.....	188
7 Mesurage et essai des caractéristiques électriques	188
7.1 Généralités.....	188
7.2 Aspects liés à la qualité de puissance.....	188
7.2.1 Généralités.....	188
7.2.2 Papillotement en fonctionnement continu.....	188
7.2.3 Variations rapides de tension dues aux opérations de commutation.....	190
7.2.4 Harmoniques	191
7.3 Fonctionnement en régime établi	192
7.3.1 Généralités.....	192
7.3.2 Déséquilibre	192
7.4 Performances dynamiques.....	194
7.4.1 Capacité d'alimentation continue en cas de sous-tension et de surtension (UVRT et OVRT).....	194
7.4.2 Montage d'essai et conditions d'essai.....	194
7.4.3 Procédure d'essai et de mesure.....	194
7.4.4 Documentation	196
7.5 Déconnexion du réseau	197
7.5.1 Protection du réseau	197
7.5.2 Exigences relatives aux dispositifs d'essai.....	198

7.5.3	Essai de protection du réseau – au niveau de la PP	198
7.5.4	Essai de protection du réseau – au niveau du PGU	199
7.5.5	RoCoF	199
8	Performances de contrôle	199
8.1	Généralités	199
8.2	Essai de performance	200
8.2.1	Généralités	200
8.2.2	Essais de contrôle de puissance active	200
8.2.3	Arrêt contrôlé	203
8.2.4	Réponse à l'inertie synthétique	205
8.2.5	Contrôle de puissance réactive	209
8.2.6	Capacité de puissance réactive	213
8.3	Essais de fonctionnalité	215
8.3.1	Généralités	215
8.3.2	Essai de limitation du taux de variation de la puissance active	215
8.3.3	Priorité des points de consigne	218
8.3.4	Contrôle de fréquence	220
8.3.5	Limitation du taux de variation de la puissance réactive	225
8.3.6	Caractéristique du contrôle de tension $Q(U)$	229
8.3.7	Contrôle du facteur de puissance	231
8.3.8	Erreur de communication/scénarios de repli	234
9	Évaluation de la qualité de puissance des centrales électriques (PP)	237
9.1	Généralités	237
9.2	Fluctuations de tension	238
9.2.1	Variation de tension	238
9.2.2	Papillotement en fonctionnement continu	238
9.2.3	Variation de tension et papillotement lors des opérations de commutation	239
9.3	Harmoniques de courant, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée	240
Annex A (informative)	Modèle de rapport	242
A.1	Vue d'ensemble	242
A.2	Spécification de la centrale électrique et conditions d'essai	242
A.3	Contrôle de centrale électrique	244
A.4	Aspects liés à la qualité de puissance	244
A.5	Fonctionnement en régime établi	274
A.6	Performances dynamiques	275
A.7	Déconnexion du réseau (protection du réseau)	276
A.8	Essai de performance	276
A.8.1	Généralités	276
A.8.2	Essai d'erreur statique	276
A.8.3	Essai de réponse dynamique	277
A.8.4	Arrêt contrôlé	277
A.8.5	Réponse à l'inertie synthétique	278
A.8.6	Contrôle de puissance réactive	280
A.8.7	Capacité de puissance réactive	281
A.9	Essais de fonctionnalité	282
A.9.1	Essai de limitation du taux de variation de la puissance active	282
A.9.2	Priorité des points de consigne	283

A.9.3	Contrôle de fréquence	284
A.9.4	Limitation du taux de variation de la puissance réactive.....	285
A.9.5	Caractéristique du contrôle de tension $Q(U)$	286
A.9.6	Contrôle du facteur de puissance	287
A.9.7	Erreur de communication/scénarios de repli	288
Annex B (informative)	Évaluation des harmoniques	291
B.1	Estimation des harmoniques au point d'intérêt	291
B.2	Distorsion harmonique de fond.....	291
B.3	Addition des harmoniques.....	292
B.4	Études relatives à la propagation des harmoniques	292
B.5	Évaluation de la contribution harmonique de la PP.....	293
B.5.1	Généralités	293
B.5.2	Contribution harmonique incrémentielle de la PP à partir de simulations.....	293
B.5.3	Analyse de la compatibilité électromagnétique de la PP à partir de simulations	294
B.5.4	Mesurages des harmoniques au POC.....	294
Annex C (informative)	Procédure de validation de la PP	296
Annex D (informative)	Exactitude de mesure.....	298
Bibliographie.....		301
Figure 1	Exemple de réponse d'échelon.....	166
Figure 2	Exemple de configuration d'une PP	177
Figure 3	Structure générale d'un PPC pour le contrôle de puissance réactive dans une centrale électrique	184
Figure 4	Structure générale d'un PPC pour le contrôle de puissance active dans une centrale électrique	184
Figure 5	Représentation du PPC sous forme de boîte noire avec entrées et sorties	185
Figure 6	Représentation du PPC avec les données du système interne	186
Figure 7	Représentation d'un montage d'essai complet.....	187
Figure 8	Exemples de séries temporelles pour les courants actifs et réactifs mesurés (M) et simulés (S) [1]	197
Figure 9	Réglage de la valeur de référence de la puissance active	201
Figure 10	Exemple d'échelon de réponse de puissance active	202
Figure 11	Exemple d'arrêt contrôlé	205
Figure 12	Inertie synthétique – exemple de réponse et définitions	207
Figure 13	Essai d'erreur statique	211
Figure 14	Exemple d'essai de réponse dynamique	211
Figure 15	Exemple de diagramme QP d'essai de capacité de puissance réactive	214
Figure 16	Exemple de diagramme UP de capacité de puissance réactive qui correspond au diagramme QP	215
Figure 17	Exemple de puissance active disponible et de puissance active en mode de limitation du taux de variation	217
Figure 18	Exemple d'essai de priorisation des points de consigne de puissance active.....	219
Figure 19	La réaction de fréquence mesurée du PPC est remplacée par une fréquence simulée	222
Figure 20	Exemple d'une fonction de contrôle de puissance active $P = f(f)$, avec les différents points de mesure et les échelons de fréquence associés.....	223

Figure 21 – Exemple d'essai de limitation du taux de variation de la puissance réactive	228
Figure 22 – Exemple de caractéristique $Q(U)$ avec une pente de 4 %	229
Figure 23 – Exemples de défaillances de communication possibles de la PP	234
Figure 24 – Exemple de graphique concernant l'essai d'erreur de communication.....	236
Figure A.1 – Figure 25 – Papillotement de tension P_{st} par rapport à la puissance active pour le fonctionnement normal.....	245
Figure A.2 – Papillotement de tension P_{st} pour le niveau de fond	245
Figure A.3 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace de démarrage de la PP	245
Figure A.4 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace de démarrage de la PP	246
Figure A.5 – Séries temporelles de puissance active et réactive de démarrage de la PP	246
Figure A.6 – Séries temporelles de tensions triphasées en tant que valeur efficace d'arrêt de la PP.....	246
Figure A.7 – Séries temporelles de courants triphasés en tant que valeur efficace d'arrêt de la PP.....	246
Figure A.8 – Séries temporelles de puissance active et réactive d'arrêt de la PP	246
Figure A.9 – Valeur maximale des 99 ^e centiles de courants harmoniques entiers par rapport au rang d'harmonique	271
Figure A.10 – Valeur maximale des 99 ^e centiles de courants interharmoniques par rapport à la fréquence.....	271
Figure A.11 – Valeur maximale des 99 ^e centiles des composantes de courant à fréquence plus élevée par rapport à la fréquence.....	271
Figure A.12 – Valeur maximale des 95 ^e centiles de courants harmoniques entiers par rapport au rang d'harmonique	271
Figure A.13 – Valeur maximale des 95 ^e centiles de courants interharmoniques par rapport à la fréquence.....	272
Figure A.14 – Valeur maximale des 95 ^e centiles des composantes de courant à fréquence plus élevée par rapport à la fréquence.....	272
Figure A.15 – Valeur maximale des 99 ^e centiles de tensions harmoniques entières par rapport au rang d'harmonique	272
Figure A.16 – Valeur maximale des 99 ^e centiles de tensions interharmoniques par rapport à la fréquence.....	272
Figure A.17 – Valeur maximale des 99 ^e centiles des composantes de tension à fréquence plus élevée par rapport à la fréquence.....	273
Figure A.18 – Valeur maximale des 95 ^e centiles de tensions harmoniques entières par rapport au rang d'harmonique	273
Figure A.19 – Valeur maximale des 95 ^e centiles de tensions interharmoniques par rapport à la fréquence.....	273
Figure A.20 – Valeur maximale des 95 ^e centiles des composantes de tension à fréquence plus élevée par rapport à la fréquence.....	273
Figure A.21 – Taux de déséquilibre de courant en fonction de la puissance active.....	274
Figure A.22 – Taux de déséquilibre de tension en fonction de la puissance active	274
Figure A.23 – Série temporelle: courants et tensions instantanés triphasés au POC	275
Figure A.24 – Série temporelle: séquence positive et négative du courant actif et réactif	275

Figure A.25 – Série temporelle: séquence positive et négative de la puissance active et réactive.....	275
Figure A.26 – Série temporelle: tension directe et inverse du réseau au POC	276
Figure A.27 – Séries temporelles de la puissance active disponible, de la puissance de sortie active mesurée et des valeurs de référence.....	276
Figure A.28 – Séries temporelles de la puissance active disponible, de la puissance de sortie active mesurée et des valeurs de référence.....	277
Figure A.29 – Séries temporelles de la puissance active disponible, de la puissance de sortie active mesurée et des valeurs de référence.....	277
Figure A.30 – Séries temporelles de la puissance active disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la fréquence du réseau pour (essai 1 et essai 2) $0,25 \times P_n < P < 0,5 \times P_n$	278
Figure A.31 – Séries temporelles de la puissance active disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la fréquence du réseau pour (essai 3 et essai 4) $P > 0,8 \times P_n$	278
Figure A.32 – Séries temporelles de la puissance active disponible, de la puissance active mesurée et de la valeur de référence de la fréquence du réseau pour (essai 5 et essai 6) $\nu > \nu_n$	278
Figure A.33 – Séries temporelles des valeurs de référence de la puissance réactive, de la puissance réactive mesurée et de la tension du réseau au cours de l'essai de contrôle de puissance réactive.....	280
Figure A.34 – Séries temporelles des valeurs de référence de la puissance réactive, de la puissance réactive mesurée et de la tension du réseau au cours de l'essai de contrôle de puissance réactive.....	280
Figure A.35 – Zoom sur la réponse aux échelons (pour les réponses aux trois échelons) dans le cadre des séries temporelles des valeurs de référence de la puissance réactive, de la puissance réactive mesurée et de la tension du réseau au cours de l'essai de contrôle de puissance réactive.....	281
Figure A.36 – Diagramme QP d'essai de capacité de puissance réactive	281
Figure A.37 – Diagramme UP de capacité de puissance réactive qui correspond au diagramme QP	282
Figure A.38 – Séries temporelles de la puissance active disponible et de la puissance active en mode de limitation du taux de variation – Taux de variation lent.....	282
Figure A.39 – Séries temporelles de la puissance active disponible et de la puissance active en mode de limitation du taux de variation – Taux de variation rapide.....	283
Figure A.40 – Séries temporelles des points de consigne de puissance active, de la puissance disponible et de la puissance active	283
Figure A.41 – Séries temporelles des points de consigne de puissance active, de la puissance disponible et de la puissance active	284
Figure A.42 – Série temporelle de la fréquence simulée.....	284
Figure A.43 – Séries temporelles du point de consigne de puissance réactive et de la puissance réactive	285
Figure A.44 – Séries temporelles de la tension – Puissance réactive et puissance réactive attendue pour une pente donnée	286
Figure A.45 – Séries temporelles de la puissance active, de la puissance réactive, du facteur de puissance et de la référence du facteur de puissance	287
Figure A.46 – Séries temporelles du point de consigne de puissance active, de la puissance active, de la puissance disponible et du moment de la défaillance (cas 1 à cas 3)	289
Figure A.47 – Graphique concernant l'essai d'erreur de communication (exemple)	290

Figure B.1 – Représentation simplifiée de la PP raccordée au réseau externe, utilisée pour l'estimation de la contribution harmonique incrémentielle au POC ou en tout autre point d'intérêt..... 293

Figure B.2 – Représentation simplifiée de la PP pour les études relatives à la propagation des harmoniques, y compris le fond harmonique et la source de tension harmonique non idéale du PGU 294

Tableau 1 – Vue d'ensemble des mesures et de leurs exigences	178
Tableau 2 – Description et exigences générales de l'essai HIL fonctionnel	187
Tableau 3 – Liste des signaux enregistrés	195
Tableau 4 – Liste des signaux électriques à surveiller pour l'évaluation des événements	195
Tableau 5 – Incertitudes de mesure maximales du simulateur de réseau	198
Tableau 6 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	200
Tableau 7 – Exactitude des valeurs de contrôle de la puissance active.....	202
Tableau 8 – Résultats de l'essai de réponse dynamique de puissance active.....	203
Tableau 9 – Exemple de liste des signaux au cours de l'essai	204
Tableau 10 – Résultats de l'essai d'arrêt d'urgence	205
Tableau 11 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	206
Tableau 12 – Réglages d'inertie synthétique.....	208
Tableau 13 – Résultats de l'essai d'inertie synthétique.....	209
Tableau 14 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	210
Tableau 15 – Essai d'erreur statique	212
Tableau 16 – Essai de réponse dynamique.....	212
Tableau 17 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	213
Tableau 18 – Exemple de diagramme QP de capacité de puissance réactive	215
Tableau 19 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	216
Tableau 20 – Calcul du taux de variation de la puissance active	217
Tableau 21 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	218
Tableau 22 – Résultats d'essai de priorisation des points de consigne.....	220
Tableau 23 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	221
Tableau 24 – Exemple de séquence d'essai pour la fonction de puissance active dépendante de la fréquence.....	225
Tableau 25 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	226
Tableau 26 – Procédure pour l'essai de limitation du taux de variation de la puissance réactive.....	227
Tableau 27 – Calcul du taux de variation de la puissance réactive.....	228
Tableau 28 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	230
Tableau 29 – Contrôle de tension $Q(U)$ – essai de pente	231
Tableau 30 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	232
Tableau 31 – Exemple d'essai de contrôle du facteur de puissance	233
Tableau 32 – Liste des signaux au cours de l'essai.....	235
Tableau 33 – Exemple d'essai d'erreur de communication – Défaillance au niveau de l'interface externe	236
Tableau 34 – Exemple de défaillance du PPC ou de la communication entre le PPC et les PGU	237

Tableau 35 – Exemple de défaillance de mesure des données du réseau	237
Tableau 36 – Spécifications des exposants conformément à l'IEC TR 61000-3-6	241
Tableau A.1 – Données générales et nominales	242
Tableau A.2 – Capacités générales de la centrale électrique et fonctions de contrôle	243
Tableau A.3 – Informations générales d'essai et de rapport	243
Tableau A.4 – Conditions générales d'essai et données du réseau	243
Tableau A.5 – Conditions générales d'essai et montage d'essai.....	244
Tableau A.6 – Valeurs de papillotement.....	244
Tableau A.7 – Variations rapides de tension dues aux opérations de commutation	245
Tableau A.8 – Informations générales relatives aux essais	247
Tableau A.9 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine	247
Tableau A.10 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine.....	249
Tableau A.11 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine	250
Tableau A.12 – 95 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine	251
Tableau A.13 – 95 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine	252
Tableau A.14 – 95 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine	254
Tableau A.15 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine	255
Tableau A.16 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine.....	257
Tableau A.17 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine.....	258
Tableau A.18 – 95 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine.....	259
Tableau A.19 – 95 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine.....	261
Tableau A.20 – 95 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 10 min par semaine.....	262
Tableau A.21 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 3 s par semaine	263
Tableau A.22 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 3 s par semaine	265
Tableau A.23 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 3 s par semaine	266
Tableau A.24 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 3 s par semaine	267
Tableau A.25 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 3 s par semaine	269
Tableau A.26 – 99 ^e centile d'amplitudes harmoniques de 3 s par semaine	270
Tableau A.27 – Déséquilibre	274
Tableau A.28 – Informations générales relatives aux défaillances pour les événements d'alimentation continue en cas de sous-tension et de surtension (UVRT et OVRT)/l'enregistrement ^a	275
Tableau A.29 – Exactitude des valeurs de contrôle de la puissance active.....	276
Tableau A.30 – Exactitude des valeurs de contrôle de la puissance active.....	277
Tableau A.31 – Résultats de l'essai d'arrêt d'urgence	277
Tableau A.32 – Résultats de l'essai d'inertie synthétique	279
Tableau A.33 – Essai d'erreur statique.....	280
Tableau A.34 – Essai de réponse dynamique.....	281
Tableau A.35 – Diagramme PQ	282
Tableau A.36 – Calcul du taux de variation de la puissance active – Taux de variation lent 283	

Tableau A.37 – Calcul du taux de variation de la puissance active – Taux de variation rapide	283
Tableau A.38 – Résultats d'essai de priorisation des points de consigne	284
Tableau A.39 – Résultats de la fonction de puissance active dépendante de la fréquence	285
Tableau A.40 – Calcul du taux de variation de la puissance réactive.....	286
Tableau A.41 – Contrôle de tension $Q(U)$ – essai de pente	287
Tableau A.42 – Essai de contrôle du facteur de puissance.....	288
Tableau A.43 – Essai d'erreur de communication – Défaillance au niveau de l'interface externe (exemple).....	289
Tableau A.44 – Défaillance du PPC ou de la communication entre le PPC et les PGU (exemple)	289
Tableau A.45 – Défaillance de mesure des données du réseau (exemple)	289
Tableau A.46 – Essai d'erreur de communication – Défaillance au niveau de l'interface externe (exemple).....	290
Tableau A.47 – Défaillance du PPC ou de la communication entre le PPC et les PGU (exemple)	290
Tableau A.48 – Défaillance de mesure des données du réseau (exemple)	290
Tableau C.1 – Méthodes d'évaluation recommandées pour la validation des capacités électriques de la PP	296
Tableau D.1 – Transducteur de tension (VT, <i>Voltage Transducer</i>) en MT, HT et THT.....	298
Tableau D.2 – Transducteur de courant (CT, <i>Current Transducer</i>) en MT, HT et THT	299

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 21-2: Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques – Centrales éoliennes

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. À cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets.

L'IEC 61400-21-2 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Systèmes de génération d'énergie éolienne. Il s'agit d'une Norme internationale.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
88/933/FDIS	88/943/RVD

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*, se trouve 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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

INTRODUCTION

La présente partie de l'IEC 61400 définit une méthode uniforme pour le mesurage, les essais et l'évaluation des caractéristiques électriques des centrales éoliennes connectées au réseau. Ces caractéristiques comprennent les aspects liés à la qualité de puissance, les caractéristiques de contrôle telles que le contrôle de puissance, le contrôle de puissance réactive, le contrôle de tension, le contrôle de fréquence, le comportement d'alimentation continue en cas de défaillance, ainsi que les essais de protection du réseau.

Les mesurages et l'évaluation concernent le point de connexion (POC, *Point Of Connection*) de la centrale électrique. La procédure décrit les méthodes normalisées qui permettent au développeur ainsi qu'aux opérateurs de réseau de transport et aux opérateurs de réseau (par exemple, opérateurs réseau de transport (TSO, *Transmission System Operators*) et opérateurs de réseau de distribution (DSO, *Distribution System Operators*)) d'analyser le respect des règles de connexion au réseau en ce qui concerne les caractéristiques susmentionnées.

Le présent document inclut les aspects suivants:

- définition et spécification des grandeurs à déterminer pour définir les caractéristiques électriques de centrales connectées à un réseau;
- procédures de mesure et d'essai pour quantifier les caractéristiques électriques d'une centrale;
- procédures de mesure et d'essai du contrôleur de centrale électrique;
- procédures et méthodes d'estimation des capacités électriques, à l'aide des résultats des mesurages de chacune des éoliennes pour évaluer la conformité aux exigences de raccordement électrique au niveau de la centrale;
- procédures d'essai et de mesure qui peuvent servir de référence, par exemple essais de mise en service de centrales électriques existantes ou récemment raccordées;
- procédures de mesure et d'enregistrement des défaillances pour la validation et la vérification des modèles de simulation de centrale éolienne, comme cela est décrit dans l'IEC 61400-27-1 et l'IEC 61400-27-2.

Ces procédures de mesure sont valables pour les centrales électriques, y compris le contrôleur de centrale électrique (PPC, *Power Plant Controller*) et tout autre matériel connecté nécessaire à l'exploitation de la centrale électrique. Les procédures de mesure sont valables pour les centrales électriques raccordées au POC avec une interface unique, quelle que soit leur taille.

Les résultats des mesurages et de l'évaluation des caractéristiques électriques de la centrale peuvent être utilisés comme données d'entrée pour la vérification des modèles de simulation électrique des centrales éoliennes, comme cela est décrit dans l'IEC 61400-27-2.

Les aspects décrits dans le présent document peuvent être soumis à l'essai et consignés individuellement, et il n'est pas obligatoire d'effectuer tous les essais et mesurages décrits.

La validation des fonctions de contrôle de la centrale électrique englobe les performances des différents groupes électrogènes (PGU, *Power Generation Unit*), de tout composant supplémentaire de la centrale, du système de communication et du PPC.

Les performances de contrôle de la centrale électrique peuvent être vérifiées par une combinaison d'essais de performance sur site et d'essais de fonctionnalité effectués sur une configuration de matériel en boucle fermée (HIL, *Hardware-In-the-Loop*).

Les essais de validation des performances de contrôle sont donc divisés en deux parties:

- 1) essais de performance;
- 2) essais de fonctionnalité.

Les essais de fonctionnalité peuvent être effectués sur un montage d'essai spécifique (essai HIL) ou sur site.

Les essais de performance, qui dépendent du site, sont effectués sur chaque site spécifique dans les conditions spécifiques au site et fournissent conjointement aux essais de fonctionnalité l'ensemble des performances de contrôle de la centrale électrique.

Des essais et mesurages supplémentaires peuvent être réalisés et consignés pour une évaluation plus détaillée des modèles de simulation et pour la conformité aux exigences de code de réseau spécifiques.

Les essais décrits pouvant être utilisés pour la validation d'autres centrales à énergie renouvelable, le présent document utilise les abréviations génériques suivantes:

- PGU: abréviation de groupe électrogène (*Power Generation Unit*), qui désigne une éolienne
- PP: abréviation de centrale électrique (*Power Plant*), qui désigne une centrale éolienne

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-21-2:2023

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 21-2: Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques – Centrales éoliennes

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 définit et spécifie les grandeurs qui sont déterminées pour définir les caractéristiques électriques des centrales électriques (PP) connectées au réseau.

Le présent document définit les procédures de mesure et d'essai pour quantifier les caractéristiques électriques utilisées comme base pour la vérification de la conformité des PP, y compris:

- aspects liés à la qualité de puissance;
- fonctionnement en régime établi;
- réponse dynamique (alimentation continue en cas de sous-tension et de surtension);
- déconnexion du réseau (protection du réseau);
- performances de contrôle.

Le présent document définit une procédure de mesure et d'essai de fonctionnalité uniforme pour le contrôleur de centrale électrique (PPC), qui sert de base pour l'essai d'unité du contrôleur de centrale électrique.

Le présent document définit les procédures d'évaluation de la conformité aux exigences de raccordement électrique, y compris les méthodes d'agrégation pour les aspects liés à la qualité de puissance, tels que les variations de tension, le papillotement, les harmoniques et les interharmoniques.

Le présent document définit les procédures de mesure et d'enregistrement des défaillances, par exemple pour la vérification des modèles de simulation électrique de centrale en ce qui concerne les événements d'alimentation continue en cas de sous-tension et de surtension.

Ces procédures de mesure sont valables pour les centrales électriques, y compris le contrôleur de centrale électrique et tout autre matériel connecté nécessaire à l'exploitation de la centrale électrique. Les procédures de mesure sont valables pour les centrales électriques raccordées au point de connexion (POC) en un point unique, quelle que soit leur taille.

Les procédures d'évaluation et de vérification de la conformité aux exigences en matière de raccordement au réseau sont valables pour les centrales électriques qui font partie de réseaux d'alimentation à fréquence fixe et puissance de court-circuit suffisante.

Les aspects suivants sont hors du domaine d'application du présent document:

- évaluation de plusieurs centrales électriques, c'est-à-dire contrôle par une gestion de groupes de plusieurs centrales électriques (PP) ou évaluation où la centrale électrique est raccordée à plusieurs points de connexion;
- essai de conformité et exigences de performance, y compris les critères de réussite ou d'échec;
- essai de composants spécifiques et validation des équipements de la PP (appareillage, câbles, transformateurs, etc.), qui sont couverts par d'autres normes IEC;
- validation du modèle de la centrale éolienne, comme cela est défini dans l'IEC 61400-27-2;

- méthodes de calcul de flux de charge et lignes directrices d'étude de flux de charge;
- essai et mesurage de l'interface de communication et du système de la PP, comme cela est défini dans la série IEC 61400-25.

NOTE Pour les besoins du présent document, les termes suivants s'appliquent pour la tension système, selon l'IEC 60038:

- basse tension (BT) s'applique à $100\text{ V} < U_n \leq 1\text{ kV}$;
- moyenne tension (MT) s'applique à $1\text{ kV} < U_n \leq 35\text{ kV}$;
- haute tension (HT) s'applique à $35\text{ kV} < U_n \leq 230\text{ kV}$;
- très haute tension (THT) s'applique à $U_n > 230\text{ kV}$.

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 60038, *Tensions normales de la CEI*

IEC 60255-121:2014, *Relais de mesure et dispositifs de protection – Partie 121: Exigences fonctionnelles pour protection de distance*

IEC 60255-127:2010, *Relais de mesure et dispositifs de protection – Partie 127: Exigences fonctionnelles pour les protections à minimum et maximum de tension*

IEC 60255-151:2009, *Relais de mesure et dispositifs de protection – Partie 151: Exigences fonctionnelles pour les protections à minimum et maximum de courant*

IEC 60255-181:2019, *Relais de mesure et dispositifs de protection – Partie 181: Exigences fonctionnelles relatives aux protections de fréquence*

IEC TR 61000-3-6, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems* (disponible en anglais seulement)

IEC 61000-4-15, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-15: Techniques d'essai et de mesure – Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception*

IEC 61000-4-30, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-30: Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation*

IEC 61400-21-1:2019, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 21-1: Mesurage et évaluation des caractéristiques électriques – Éoliennes*

IEC 61400-27-1, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 27-1: Modèles de simulation électrique – Modèles génériques*

IEC 61400-27-2, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 27-2: Modèles de simulation électrique – Validation des modèles*

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

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

IEC/IEEE 61850-9-3, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation* (disponible en anglais seulement)

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

composants supplémentaires de centrale, pl.

équipements supplémentaires nécessaires à l'exploitation et à la conformité au réseau du groupe électrogène ou de la centrale électrique

EXEMPLE: Batteries de condensateur, dispositifs de compensation de puissance réactive, bobines d'inductance shunt, compensateurs statiques (SVC), systèmes de stockage, etc.

3.2

puissance active disponible

puissance active instantanée prévue de la PP, compte tenu de la puissance disponible de chacun des PGU, des équipements de stockage supplémentaires, des pertes de puissance dans le réseau collecteur, etc.

Note 1 à l'article: La puissance active disponible au PCC est généralement fournie par le système SCADA.

3.3

puissance réactive disponible

puissance réactive instantanée prévue de la PP, compte tenu de la capacité des PGU, de l'équipement de compensation, des transformateurs, etc.

Note 1 à l'article: La puissance réactive disponible au PCC est généralement fournie par le système SCADA.

3.4

essai de conformité

procédure destinée à déterminer si une caractéristique ou une propriété est conforme aux exigences fixées

[SOURCE: IEC 60050-192:2015, 192-09-02]

3.5

composant

plus petite unité dans laquelle toutes les fonctions nécessaires sont disponibles et qui ne peut être divisée en parties de plus petite taille sans perdre sa fonction principale

Note 1 à l'article: Les générateurs, les transformateurs, les appareillages, les multiplicateurs et les convertisseurs sont des exemples de composants d'une éolienne.

3.6**essai de composant**

essai réalisé sur un composant unique dont les fonctions nécessaires et le comportement exigé ne dépendent pas d'autres composants ou systèmes (par exemple, le dispositif de protection s'il s'agit d'une unité indépendante)

Note 1 à l'article: Un essai effectué au niveau du composant doit être valable pour toutes les variantes d'éoliennes dans lesquelles le même composant est utilisé.

3.7**fonctionnement continu**

fonctionnement normal de la centrale électrique, à l'exclusion du démarrage et de l'arrêt de l'ensemble de la centrale

3.8**temps de déconnexion**

durée écoulée entre le dépassement d'un niveau de déconnexion prédéfini et la déconnexion physique du groupe électrogène (PGU) ou de la centrale électrique (PP) du réseau

3.9**statisme**

rapport de la variation relative de fréquence à la variation relative de puissance active correspondante

$$\text{statisme} = \frac{\Delta f / f_g}{\Delta P / P_n} \quad (1)$$

[SOURCE: IEC 60050-603:1986, 603-04-08, modifié – utilisation de "statisme" à la place de "statisme d'un groupe", et modification de la formule.]

3.10**alimentation continue en cas de défaillance****FRT**

capacité d'un groupe électrogène ou d'une centrale électrique à rester connecté(e) en cas de défaillance sur le réseau

Note 1 à l'article: L'abréviation "FRT" est dérivée du terme anglais développé correspondant "fault ride-through".

3.11**coefficient de papillotement en fonctionnement continu**

mesure normalisée de l'émission de papillotement pendant le fonctionnement continu du groupe électrogène ou de la centrale électrique

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (2)$$

où

$P_{st, fic}$ est la sévérité de papillotement à court terme du PGU ou de la PP sur le réseau fictif

S_n est la puissance apparente nominale du PGU ou de la PP

$S_{k, fic}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif

3.12**facteur de papillotement sur un échelon**

mesure normalisée de l'émission de papillotement due à une opération de commutation unique du PGU

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \times P_{\text{st, fic}} \times T_p^{0,31} \quad (3)$$

où

T_p est la période de mesure, qui est suffisamment longue pour assurer que la durée transitoire d'une opération de commutation ait cessé, toutefois limitée afin d'éviter des fluctuations possibles de la puissance dues à la turbulence

$P_{\text{st, fic}}$ est la sévérité de papillotement à court terme du PGU sur le réseau fictif

S_n est la puissance apparente nominale du PGU

$S_{k, \text{fic}}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif

Note 1 à l'article: La sévérité de papillotement à court terme $P_{\text{st, fic}}$ est calculée tout au long de la période T_p .

3.13**fonctionnalité**

capacité à effectuer une opération spécifiée réalisée par un composant ou un sous-système et un programme logiciel

Note 1 à l'article: L'opération d'exécution d'une fonction implique normalement l'utilisation d'un système d'affichages, de commandes et d'instrumentation.

3.14**essai de fonctionnalité**

mesurage ou essai réalisé pour déterminer la fonctionnalité du composant ou du système par rapport à des paramètres choisis, comme cela est défini dans le présent document

3.15**simulation de matériel en boucle fermée****HIL**

méthode de simulation qui permet à un matériel soumis à l'essai d'interagir en boucle fermée avec un modèle de simulation en temps réel

Note 1 à l'article: Dans le présent document, la simulation comprend l'émulation électrique de capteurs, de signaux de commande et d'actionneurs, les émulations électriques servant d'interface entre les matériels intégrés du contrôleur de centrale électrique et la centrale électrique étant simulée au cours des essais.

Note 2 à l'article: L'abréviation "HIL" est dérivée du terme anglais développé correspondant "hardware-in-the-loop".

3.16**puissance installée**

somme des caractéristiques assignées déclarées pour les PGU installés dans la PP

3.17**variation de tension maximale** **d_{max}**

variation de tension absolue maximale au cours d'une période d'observation

Note 1 à l'article: Pour obtenir des informations détaillées sur le calcul de d_{max} , voir l'IEC 61000-4-15.

3.18**composante inverse de la fondamentale**

<pour un système triphasé qui comprend les phases L1, L2 et L3> une des trois composantes symétriques qui n'existe que dans un système triphasé déséquilibré de grandeurs sinusoïdales et qui est définie par l'expression mathématique complexe ci-après:

$$\underline{X}_2 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + a^2 \underline{X}_{L2} + a \underline{X}_{L3}) \quad (4)$$

où $a = e^{j2\pi/3}$ est l'opérateur correspondant à une rotation de 120 degrés et où X_{L1} , X_{L2} et X_{L3} sont les expressions complexes des grandeurs de phase de fréquence fondamentale concernées, c'est-à-dire les phaseurs de courant ou de tension

Note 1 à l'article: Les composantes de tension ou de courant inverses ne peuvent être significatives que lorsque les tensions ou les courants, respectivement, sont déséquilibrés. Par exemple, si les phaseurs de tension de phase sont symétriques, $U_{L1} = Ue^{j\theta}$, $U_{L2} = Ue^{j(\theta+4\pi/3)}$ et $U_{L3} = Ue^{j(\theta+2\pi/3)}$, alors $U_2 = (Ue^{j\theta} + e^{j4\pi/3} Ue^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j2\pi/3} Ue^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = Ue^{j\theta} (1 + e^{j2\pi/3} + e^{j4\pi/3})/3 = 0$.

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-28, modifié – clarification de l'opérateur a et ajout de la note.]

3.19**angle de phase de l'impédance du réseau**

angle de phase de l'impédance de court-circuit du réseau:

$$\psi_k = \arctan(X_k/R_k) \quad (5)$$

où

X_k est la réactance de court-circuit du réseau

R_k est la résistance de court-circuit du réseau

3.20**puissance apparente nominale**

puissance apparente de la centrale électrique lorsqu'elle fonctionne au courant nominal ainsi qu'à la tension et à la fréquence nominales:

$$S_n = \sqrt{3} U_n I_n \text{ à } Q = 0 \quad (6)$$

où

U_n est la tension nominale au POC de la PP

I_n est le courant nominal au POC de la PP

3.21**courant nominal**

valeur nominale I_n du courant de la centrale électrique, qui est calculée à partir de la puissance

nominale active P_n et de la tension nominale U_n selon $I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n}$

Note 1 à l'article: I_n est principalement utilisé pour la normalisation des résultats et des calculs p.u.

3.22

puissance nominale active

P_n

valeur nominale de la puissance active de la centrale électrique fixée par accord entre l'opérateur du réseau et le propriétaire de la centrale

Note 1 à l'article: P_n est généralement utilisée pour la normalisation des résultats et comme valeur de base pour les calculs p.u (puissance active, réactive, apparente, etc.).

3.23

fonctionnement normal

fonctionnement exempt de défaillance défini par la spécification de la centrale électrique

3.24

mode de fonctionnement

mode de fonctionnement réglable, par exemple mode de contrôle de tension, mode de contrôle de fréquence, mode de contrôle de puissance réactive, mode de contrôle de puissance active, etc.

3.25

dépassement

différence entre la valeur maximale mesurée de la réponse et la valeur finale en régime établi

Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

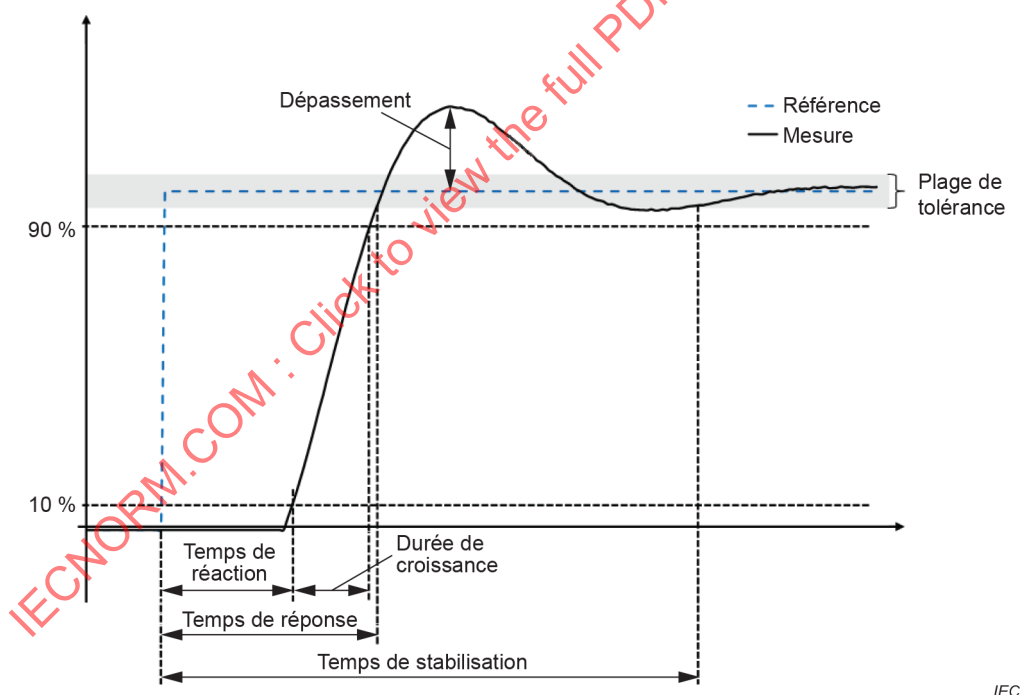


Figure 1 – Exemple de réponse d'échelon

3.26

alimentation continue en cas de surtension

OVRT

capacité d'un PGU ou d'une PP à rester connecté(e) pendant les hausses de tension

Note 1 à l'article: L'abréviation "OVRT" est dérivée du terme anglais développé correspondant "overvoltage ride-through".

3.27**centile**

valeur d'une variable au-dessous de laquelle un certain pourcentage d'observations tombe

3.28**performance**

exécution dynamique en régime établi conformément à la spécification du système dans son ensemble par rapport aux paramètres définis

3.29**essai de performance**

mesurages et essais réalisés pour déterminer les performances de la centrale électrique sur un site donné par rapport à des paramètres choisis, comme cela est défini dans le présent document, afin d'archiver une fonction prévue

3.30**propriétaire de centrale électrique**

entité physique ou morale propriétaire d'une centrale électrique et responsable du contrat de raccordement conclu avec l'autorité réglementaire/l'opérateur de réseau

3.31**point de connexion****POC**

point fixé par accord dans le réseau d'alimentation électrique auquel la centrale est raccordée et est tenue de satisfaire aux exigences

Note 1 à l'article: L'abréviation "POC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "point of connection".

3.32**composante directe de la fondamentale**

<pour un système triphasé qui comprend les phases L1, L2 et L3> une des trois composantes symétriques qui existe dans les systèmes triphasés équilibrés et déséquilibrés de grandeurs sinusoïdales et qui est définie par l'expression mathématique complexe ci-après:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + \underline{a} \underline{X}_{L2} + \underline{a}^2 \underline{X}_{L3}) \quad (7)$$

où $\underline{a} = e^{j2\pi/3}$ est l'opérateur correspondant à une rotation de 120 degrés et où $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ et $\underline{X}_{L3}$ sont les expressions complexes des grandeurs de phase de fréquence fondamentale concernées, c'est-à-dire les phaseurs de courant ou de tension

Note 1 à l'article: Dans un système équilibré sans harmonique, seule une composante directe de la fondamentale existe. Par exemple, si les phaseurs de tension de phase sont symétriques, $\underline{U}_{L1} = \underline{U}e^{j\theta}$, $\underline{U}_{L2} = \underline{U}e^{j(\theta+4\pi/3)}$ et $\underline{U}_{L3} = \underline{U}e^{j(\theta+2\pi/3)}$, alors $\underline{U}_1 = (\underline{U}e^{j\theta} + e^{j2\pi/3} \underline{U}e^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j4\pi/3} \underline{U}e^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = (\underline{U}e^{j\theta} + \underline{U}e^{\theta} + \underline{U}e^{j\theta})/3 = \underline{U}e^{j\theta}$.

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-27, modifié – clarification de l'opérateur $\underline{a}$ et ajout de la note.]

3.33**tranche de puissance**

intervalles consécutifs qui ne se chevauchent pas de la puissance active de la centrale électrique mesurée aux bornes de la centrale

Note 1 à l'article: Les tranches (intervalles) sont de taille égale de 0 %, 10 %, 20 %, ..., 100 % de P_n . 0 %, 10 %, 20 %, ..., 100 % sont les points médians de la tranche.

3.34

système de collecte de puissance

système électrique qui récupère l'énergie produite par des groupes électrogènes, et la fournit à un réseau d'alimentation électrique

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-04-06, modifié – remplacement de "un aérogénérateur" par "des groupes électrogènes".]

3.35

groupe électrogène

PGU

plus petit ensemble d'équipements qui peut produire de l'énergie électrique et fournir l'électricité à un réseau électrique

EXEMPLE: Éoliennes, qui utilisent l'énergie éolienne comme source d'énergie primaire et la convertissent en énergie électrique.

Note 1 à l'article: L'abréviation "PGU" est dérivée du terme anglais développé correspondant "power generation unit".

3.36

centrale électrique

PP

centrale qui comprend un ou plusieurs groupes électrogènes, des composants supplémentaires de centrale, des changeurs de prise, un système de commande de centrale, etc.

Note 1 à l'article: L'abréviation "PP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "power plant".

3.37

contrôleur de centrale électrique

PPC

dispositif qui comprend toutes les fonctions de contrôle nécessaires au fonctionnement de la centrale électrique

Note 1 à l'article: L'abréviation "PPC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "power plant controller".

3.38

capacité Q

capacité de puissance réactive d'une centrale électrique, y compris le réseau collecteur et la contribution des dispositifs de compensation de puissance réactive, etc., jusqu'au POC

Note 1 à l'article: La capacité Q peut varier en fonction de la puissance de sortie de la PP et de la tension au POC.

3.39

temps de descente

temps nécessaire pour que la valeur mesurée passe de 90% à 10% de la variation d'échelon

3.40

temps de réaction

temps écoulé à partir du changement d'échelon de consigne jusqu'à ce que la valeur mesurée atteigne 10 % de la variation d'échelon

Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

3.41

temps de rétablissement

temps écoulé entre la fin de l'événement d'inertie et le moment où la puissance active entre pour la dernière fois dans la plage de tolérance prédéfinie autour de la valeur de la puissance active avant l'événement

3.42**temps de réponse**

temps écoulé à partir de l'émission d'une commande de changement d'échelon ou du début de l'événement jusqu'à ce que la valeur mesurée entre pour la première fois dans la plage de tolérance prédéfinie de la valeur cible

Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

Note 2 à l'article: Si la valeur cible n'est pas fournie au cours des événements, la valeur en régime établi peut être utilisée.

3.43**durée de croissance**

temps écoulé entre le moment où la valeur mesurée atteint 10 % de la variation d'échelon et celui où la valeur mesurée atteint 90 % de la variation d'échelon

Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

3.44**temps de stabilisation**

temps écoulé à partir de l'émission d'une commande de changement d'échelon ou du début de l'événement jusqu'à ce que la valeur observée entre pour la dernière fois dans la plage de tolérance prédéfinie de la valeur cible

Note 1 à l'article: Voir Figure 1.

Note 2 à l'article: Si la valeur cible n'est pas fournie au cours des événements, la valeur en régime établi peut être utilisée en lieu et place.

3.45**puissance apparente de court-circuit**

produit du courant dans le court-circuit en un point du réseau par une tension conventionnelle, généralement la tension de service

[SOURCE: IEC 60050-601:1985: 601-01-14]

3.46**rapport de court-circuit****RCC**

rapport entre la puissance apparente du court-circuit S_k et la puissance nominale S_n

$$SCR = \frac{S_k}{S_n} \quad (8)$$

3.47**début de l'événement**

instant où la valeur du stimulus s'écarte pour la première fois de sa plage de tolérance définie

Note 1 à l'article: Le stimulus peut être un signal de référence ou une perturbation.

Note 2 à l'article: La plage de tolérance du stimulus est définie par défaut pour correspondre à $\pm 10\%$ de l'incrément du stimulus et être centrée sur la valeur du stimulus avant l'événement.

3.48

erreur statique

écart entre les valeurs obtenues (observées ou mesurées) et une valeur de référence demandée (ou le point de consigne)

EXEMPLE 1: Si la valeur mesurée est supérieure à la valeur de consigne, l'erreur statique ou l'écart doit avoir une valeur positive.

EXEMPLE 2: Si la valeur mesurée est inférieure à la valeur de consigne, l'erreur statique ou l'écart doit avoir une valeur négative.

3.49

régime établi

état du système obtenu lorsque le temps de stabilisation a expiré

3.50

poste

partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des équipements de protection, de contrôle et SCADA, des bâtiments, et éventuellement, des transformateurs

Note 1 à l'article: Selon le type de réseau auquel appartient le poste, il peut être qualifié par la désignation du réseau, par exemple poste de traction électrique (réseau de transport), poste de distribution, poste à 400 kV, poste à 20 kV.

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-03-02, modifié – ajout de "des équipements de protection, de contrôle et SCADA" et suppression de la deuxième partie de la définition.]

3.51

sous-système

système constitué de plusieurs composants ou éléments qui sont directement liés les uns aux autres

3.52

essai de sous-système

essai réalisé sur un sous-système dont les fonctions nécessaires et le comportement exigé ne dépendent pas d'autres composants ou systèmes

Note 1 à l'article: Les essais effectués au niveau du sous-système sont valables pour toutes les variantes d'éoliennes dans lesquelles le même sous-système est utilisé.

3.53

inertie synthétique

réponse de production active d'électricité d'un groupe électrogène ou d'une centrale électrique en fonction du temps, après un changement soudain de la fréquence du réseau

Note 1 à l'article: Dans certaines publications, l'expression "inertie synthétique" est également définie comme "inertie virtuelle", "réponse de fréquence rapide" ou "contrôle d'inertie". Dans le présent document, le terme "inertie synthétique" est utilisé pour cette fonctionnalité.

3.54

série temporelle

enregistrement constitué des valeurs numériques des échantillons équidistants d'un signal qui varie dans le temps

Note 1 à l'article: Les échantillons peuvent représenter un signal mesuré ou des données traitées à partir des valeurs mesurées.

3.55**plage de tolérance**

plage d'écart acceptable du signal mesuré par rapport à la valeur cible définie

Note 1 à l'article: La valeur cible en régime établi est généralement définie comme étant égale à la valeur de référence du signal observé ou à la valeur vers laquelle le signal observé converge après l'événement.

Note 2 à l'article: La plage de tolérance est définie par défaut pour correspondre à $\pm 10\%$ de la valeur nominale en l'absence d'autre indication.

3.56**taux de déséquilibre**

dans un réseau triphasé, expression du degré de déséquilibre par le rapport $|X_2/X_1|$ (en pourcentage) entre la valeur de la composante inverse X_2 et celle de la composante directe X_1 de la tension ou du courant

[SOURCE: IEC 60050-614:2016, 614-01-33, modifié – ajout de l'opérateur X et suppression des valeurs efficaces.]

3.57**alimentation continue en cas de sous-tension****UVRT**

capacité d'un groupe électrogène ou d'une centrale électrique à rester connecté(e) pendant les creux de tension

Note 1 à l'article: L'abréviation "UVRT" est dérivée du terme anglais développé correspondant "undervoltage ride-through".

3.58**validation**

confirmation par des preuves tangibles que les exigences pour une utilisation ou une application prévue spécifique ont été satisfaites

Note 1 à l'article: En lien avec le présent document, les procédures d'essai et de mesure définies sont des procédures de validation, dans la mesure où la validation repose sur des données expérimentales relatives à un usage prévu.

Note 2 à l'article: Dans le présent document, les procédures d'essai définies, etc. sont des essais de validation, dans la mesure où l'IS ne vérifie pas que les exigences spécifiques sont respectées.

[SOURCE: IEC 60050-192:2015, 192-01-18, modifié – suppression des notes et ajout de nouvelles notes.]

3.59**vérification**

confirmation par des preuves tangibles que les exigences (système) spécifiées ont été respectées

Note 1 à l'article: En lien avec le présent document, les résultats de mesure peuvent être utilisés pour évaluer la conformité de la PP à une exigence spécifique, par exemple pour vérifier que la PP satisfait aux exigences de code de réseau spécifiques.

3.60**variation de tension** **d_c**

variation de tension maximale en régime établi au cours d'une période d'observation

Note 1 à l'article: Pour obtenir des informations détaillées sur le calcul de d_c , voir l'IEC 61000-4-15.

3.61

facteur de variation de tension

mesure normalisée de la variation de tension due à une opération de commutation du groupe électrogène:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \times \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n} \quad (9)$$

où

$U_{\text{fic,min}}$ et $U_{\text{fic,max}}$ sont les valeurs efficaces minimale et maximale, sur une période, de la tension phase-neutre sur le réseau fictif pendant l'opération de commutation

U_n est la tension nominale entre phases aux bornes du PGU

S_n est la puissance apparente nominale du PGU

$S_{k,\text{fic}}$ est la puissance apparente de court-circuit du réseau fictif

Note 1 à l'article: Le facteur de variation de tension k_u est semblable à k_i , qui est le rapport entre le courant d'appel maximal et le courant nominal, bien que k_u dépende de l'angle de phase de l'impédance du réseau. La valeur la plus élevée de k_u est numériquement proche de k_i .

3.62

creux de tension

diminution soudaine et non périodique, sur une durée limitée, de l'amplitude de la tension du réseau d'alimentation électrique et changements de phase associés

3.63

hausse de tension

augmentation soudaine et non périodique, sur une durée limitée, de l'amplitude de la tension du réseau d'alimentation électrique au-dessus de sa valeur nominale et changements de phase associés

3.64

éolienne

WT

système destiné à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique

Note 1 à l'article: L'abréviation "WT" est dérivée du terme anglais développé correspondant "wind turbine".

[SOURCE: IEC 60050-415:1999, 415-01-01, modifié – remplacement de "une autre forme d'énergie" par "énergie électrique".]

3.65**composante homopolaire de la fondamentale**

<pour un système triphasé qui comprend les phases L1, L2 et L3> une des trois composantes symétriques qui n'existe que dans un système triphasé déséquilibré de grandeurs sinusoïdales et qui est définie par l'expression mathématique complexe ci-après:

$$\underline{X}_0 = \frac{1}{3}(\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} + \underline{X}_{L3}) \quad (10)$$

où $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ et $\underline{X}_{L3}$ sont les expressions complexes des grandeurs de phase de fréquence fondamentale concernées, c'est-à-dire les phaseurs de courant ou de tension

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-29]

4 Symboles et abréviations

Pour les besoins du présent document, les symboles et abréviations suivants s'appliquent.

4.1 Symboles

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$	variation de tension maximale admise (%)
ψ_k	angle de phase de l'impédance du réseau (°)
$\alpha_m(t)$	angle électrique de la fondamentale de la tension mesurée (°)
β	exposant associé à l'addition des harmoniques
$c(\psi_k)$	coefficient de papillotement en fonctionnement continu
d	variation relative de la tension (%)
d_c	variation de tension en régime établi
d_{max}	variation de tension maximale
E_{Plti}	limite d'émission de papillotement à long terme
E_{Psti}	limite d'émission de papillotement à court terme
f_g	fréquence nominale du réseau (50 Hz ou 60 Hz)
$f_{\text{inertia, recovery}}$	seuil de fréquence à partir duquel l'éolienne doit cesser de stimuler la puissance active (Hz)
$f_{\text{inertia, trigger}}$	seuil de fréquence à partir duquel l'éolienne doit commencer à stimuler la puissance active (Hz)
f_{over}	niveau d'activation de la protection/du contrôle en surfréquence (Hz)
f_{under}	niveau d'activation de la protection/du contrôle en sous-fréquence (Hz)
h	rang d'harmonique
$I_{h,i}$	distorsion harmonique de courant de rang h de la i^{e} éolienne (A)
$i_m(t)$	courant instantané mesuré (A)
I_n	courant nominal (A)
IUF	taux de déséquilibre de courant
$k_f(\psi_k)$	facteur de papillotement sur un échelon

k_i	rapport du courant d'appel maximal et du courant nominal
$k_u(\psi_k)$	facteur de variation de tension
L_{fic}	inductance du réseau fictif (H)
n_i	rapport du transformateur à la i^{e} éolienne
N_m	nombre total de valeurs de coefficient de papillotement mesurées
N_{wt}	nombre d'éoliennes
P	puissance active (W)
$P_{\text{available}}$	puissance active disponible (W)
P_{capacity}	puissance installée de la PP, y compris les composants supplémentaires de la centrale (W)
P_{lt}	sévérité du papillotement à long terme
P_n	puissance nominale active de la centrale électrique (W)
$Pr(c < x)$	distribution cumulée de c
P_{st}	sévérité du papillotement à court terme
$P_{st, \text{fic}}$	sévérité du papillotement à court terme sur le réseau fictif
POC	point de connexion
Q	puissance réactive (var)
R_{fic}	résistance du réseau fictif (Ω)
$RoCoF$	taux de variation de fréquence
S_k	puissance apparente de court-circuit de réseau (VA)
$S_{k, \text{fic}}$	puissance apparente de court-circuit du réseau fictif (VA)
S_n	puissance apparente nominale d'une PP (VA)
T_p	durée transitoire d'une opération de commutation (s)
U	tension entre phases (V)
$u_0(t)$	tension phase-neutre instantanée d'une source de tension idéale (V)
$u_{\text{fic}}(t)$	tension phase-neutre instantanée simulée sur le réseau fictif (V)
$U_{\text{fic}, \text{max}}$	tension phase-neutre maximale sur le réseau fictif (V)
$U_{\text{fic}, \text{min}}$	tension phase-neutre minimale sur le réseau fictif (V)
U_n	tension nominale entre phases (V)
U_{under}	niveau de protection en sous-tension (V)
U_{over}	niveau de protection en surtension (V)
U_{pre}	tension avant défaillance (V)
UUF	taux de déséquilibre de tension
X_{fic}	réactance du réseau fictif (Ω)

4.2 Abréviations

Convertisseur A/N	convertisseur analogique-numérique
CAP (CAPacitor)	condensateur
DFAG (Doubly-Fed Asynchronous Generator)	générateur asynchrone doublement alimenté (souvent appelé générateur d'induction à double alimentation (DFIG, <i>Doubly-Fed Induction Generator</i>), mais il n'est pas utilisé comme générateur d'induction lorsque le courant du rotor est contrôlé)
DFT (Discrete Fourier Transformation)	transformée de Fourier discrète
DSO (Distribution System Operator)	opérateur de réseau de distribution
DUT (Device Under Test)	dispositif soumis à l'essai
THT	très haute tension
FRT	alimentation continue en cas de défaillance
HIL (Hardware In the Loop)	matériel en boucle fermée
HT	haute tension
CCHT	courant continu à haute tension
HW (HardWare)	matériel
BT	basse tension
MT	moyenne tension
OVRT (OverVoltage Ride-Through)	alimentation continue en cas de surtension
PGU (Power Generation Unit)	groupe électrogène
PP (Power Plant)	centrale électrique
POC (Point Of Connection)	point de connexion
PPC (Power Plant Controller)	contrôleur de centrale électrique
RCVD (Resistive Capacitive Voltage Divider)	diviseur de tension capacitif résistif
RMS (Root Mean Square)	valeur efficace
RoCoF (Rate of Change of Frequency)	taux de variation de fréquence
SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)	système de télésurveillance et d'acquisition des données
SLD (Single Line Diagram)	schéma unifilaire
STATCOM (STATic synchronous COMPensator)	compensateur statique synchrone
SVC (Static Var Compensation)	compensateur statique
SW (SoftWare)	logiciel
THC (Total Harmonic Current distortion)	distorsion harmonique totale de courant
TSO (Transmission System Operator)	opérateur de réseau de transport
UVRT (UnderVoltage Ride-Through)	alimentation continue en cas de sous-tension
WT (Wind Turbine)	éolienne

5 Spécifications relatives à la centrale électrique

Les données nominales de la centrale électrique (par rapport au POC) doivent être spécifiées, y compris P_n , U_n et les performances fixées par accord. Les informations minimales suivantes doivent être indiquées dans la documentation:

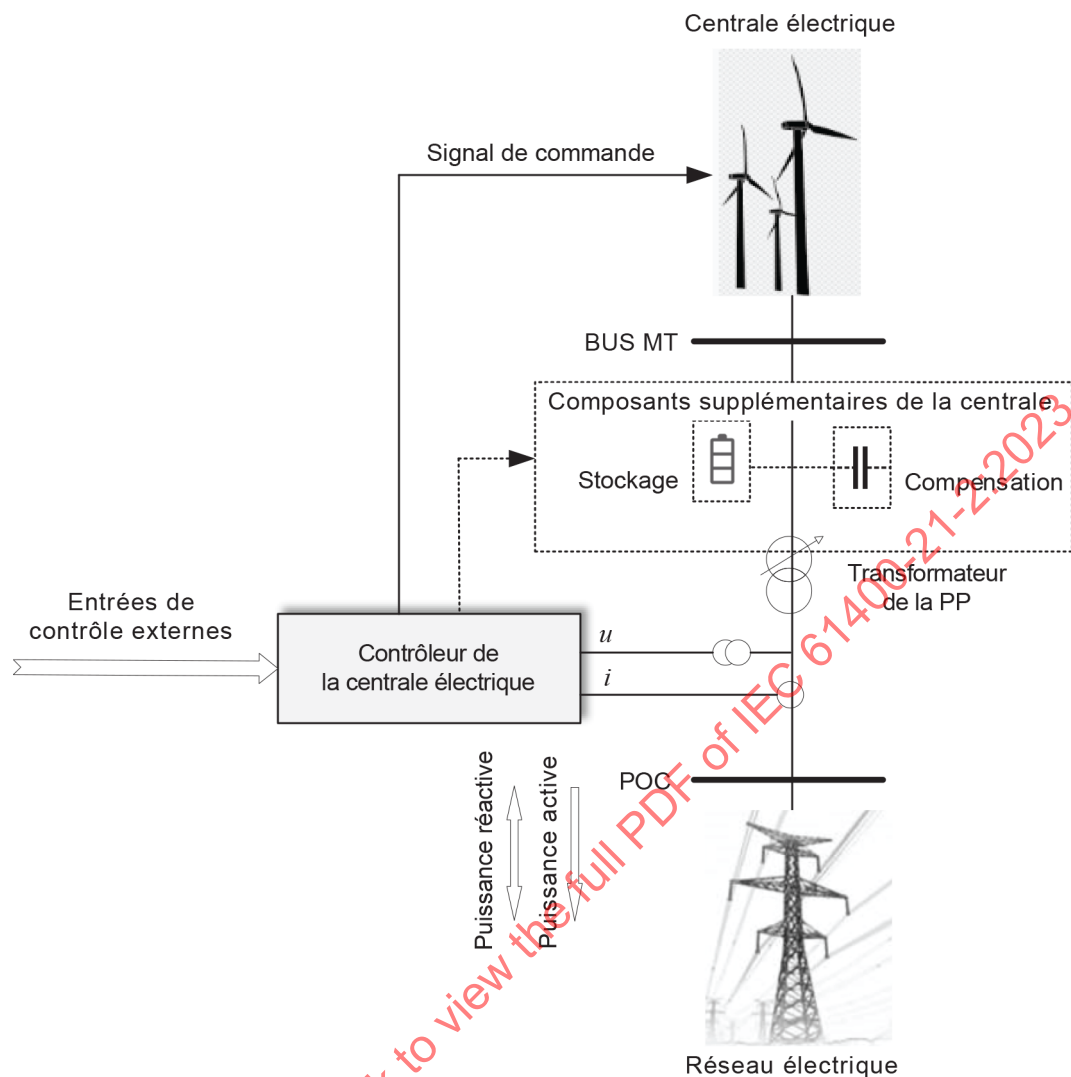
- puissance active mesurée P_n ;
- puissance réactive fixée par accord;
- tension nominale U_n et plage de tensions fixée par accord;
- types de PGU, fabricant et nombre de PGU;
- type et fabricant du PPC;
- type et fabricant du système SCADA;
- équipements supplémentaires de la PP (batteries de condensateurs, STATCOM, etc.);
- schéma unifilaire (SLD), y compris le réseau collecteur et les composants supplémentaires de la centrale, par exemple l'équipement de compensation, les points de connexion au réseau, les lignes de jonction, les transformateurs/postes, etc.;
- exigences de code de réseau fixées par accord;
- fonctions de contrôle disponibles, fonctions de contrôle fixées par accord, réglages (statisme, Q_{base} , pente, etc.);
- liste des signaux et signaux exigés pour les échanges avec l'opérateur de réseau et le propriétaire de centrale électrique;
- réglages de protection (surtension, sous-tension, surfréquence, etc.) pour le PGU et la PP au moment de la mise en service des dispositifs de protection installés.

Pour plus de détails, voir 6.2. Un modèle de documentation des spécifications est décrit à l'Annex A.

NOTE Les données nominales ne sont utilisées dans le présent document qu'à des fins de normalisation.

La puissance réactive fixée par accord peut être définie par un diagramme PQ , un facteur de puissance, un diagramme QU , etc.

Les données relatives aux transformateurs de poste, aux câbles, etc. sont pertinentes pour le modèle de simulation et la validation du modèle définis dans l'IEC 61400-27-1 et l'IEC 61400-27-2.



IEC

Figure 2 – Exemple de configuration d'une PP

La Figure 2 représente une vue d'ensemble schématique d'une PP, y compris les PGU, le PPC, l'interface du réseau au POC, l'interface de contrôle, ainsi que les éventuels composants supplémentaires de la PP.

La conformité de la PP peut dépendre d'équipements supplémentaires, par exemple la capacité de puissance réactive des PGU est insuffisante pour être conforme, et un équipement de compensation est nécessaire sous la forme d'un STATCOM (ou d'une batterie de condensateurs), ou la réponse à l'inertie synthétique dépend d'un système de stockage sur batterie et il convient donc d'inclure un équipement supplémentaire dans l'essai.

L'essai au niveau des composants des équipements supplémentaires ne fait pas partie du présent document.

6 Exigences générales relatives aux essais et à la documentation

6.1 Généralités

L'Article 6 définit les exigences générales relatives aux conditions d'essai, à la surveillance et à l'établissement de rapports nécessaires à l'évaluation des caractéristiques électriques d'une PP, ainsi que l'ensemble du matériel de mesure. Un exemple de format de rapport est donné à l'Annex A.

Le présent document ne prend en compte que des PP avec un POC unique pour les mesurages et l'analyse.

Dans la configuration type, la PP comporte plusieurs artères qui alimentent toutes un transformateur de poste (parc éolien). Le POC correspond généralement au côté HT du même transformateur.

La convention de signe du générateur doit être utilisée, c'est-à-dire que la direction positive du flux de puissance est définie comme étant du générateur vers le réseau. Si la PP est remplacée par une résistance ou une inductance, les puissances active et réactive sont toutes deux négatives (voir IEC 61400-21-1:2019, Annexe C).

Le Tableau 1 donne une vue d'ensemble des mesures conformes au présent document au POC et des conditions exigées pour effectuer chacun de ces essais et mesurages. Les détails supplémentaires concernant les conditions de fonctionnement et d'essai sont décrits dans les articles ou paragraphes correspondants du présent document.

Tableau 1 – Vue d'ensemble des mesures et de leurs exigences

Paragraphe		Conditions				Commentaires (voir le paragraphe spécifique pour les détails)
		$P_{\text{capacity}} > 90 \% ^a$	$P_{\text{available}} > 50 \% P_n$	$P_{\text{available}} > 80 \% P_n$	Niveau d'essai	
Aspects liés à la qualité de puissance						
7.2.2	Papillotement	X			PP	Enregistrement continu ^b
7.2.3	Variations rapides de tension dues aux opérations de commutation	X		X	PP	
7.2.4	Harmoniques, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée	X			PP	Enregistrement continu ^b
Fonctionnement en régime établi						
7.3.2	Déséquilibre	X			PP	Enregistrement continu ^b
Performances dynamiques						
7.4.1	Capacité d'alimentation continue en cas de défaillance				PGU	Enregistrement des défaillances/ journalisation des événements
Déconnexion du réseau						
7.5.3	Au niveau de la PP – Protection du réseau				Sous-système/ Composant	
7.5.4	Au niveau du PGU – Protection du réseau				Sous-système/ Composant	

6.2 Exigences générales relatives aux conditions d'essai, à la surveillance et à l'établissement de rapports

Les conditions d'essai suivantes sont exigées et doivent être mesurées et consignées comme faisant partie de la procédure d'essai.

Les résultats d'essai et de mesure doivent être exclus ou clairement signalés s'ils ne peuvent pas être obtenus dans les conditions d'essai exigées ou si l'influence externe sur les résultats d'essai ne peut pas être évitée.

Réseau et conditions d'essai

- a) Le niveau de tension doit se situer dans la plage de tensions fixée par accord, mesuré en tant que donnée moyenne sur 10 min au POC. Si le contrat de raccordement ne contient aucune indication, la plage de tensions doit se situer au niveau de tension défini dans l'IEC 60038, en général ± 10 % de la tension nominale.
- b) La fréquence du réseau doit se situer dans la plage de fréquences fixée par accord, mesurée en tant que valeurs moyennes sur 0,2 s au POC. En l'absence d'indication, la fréquence doit se situer à $\pm 0,2$ % de la fréquence nominale.
- c) Le taux de déséquilibre de tension, mesuré en tant que donnée moyenne sur 10 min au POC, doit être inférieur à 2 %. Le taux de déséquilibre de tension doit être déterminé conformément à l'IEC 61000-4-30. Il est défini comme le rapport entre les composantes inverses et directes de la tension.
- d) La distorsion harmonique totale de la tension, y compris tous les harmoniques jusqu'au 50^e rang, doit être conforme à l'IEC TR 61000-3-6, mesurée en tant que donnée moyenne sur 10 min au POC, lorsque la centrale ne produit pas (bruit de fond).
- e) Les conditions d'environnement (température, altitude, etc.) doivent satisfaire aux exigences du propriétaire de la centrale concernant cette dernière.

Normalement, cela n'exige pas de mesurage en continu des conditions d'environnement; toutefois, il est exigé de décrire celles-ci en termes généraux en tant qu'élément du rapport de mesure.

Exigences relatives à la surveillance et à l'établissement de rapports

- 1) Le rapport de court-circuit (RCC), défini comme le rapport entre la puissance apparente de court-circuit et la puissance nominale de la PP, ainsi que l'impédance du réseau (valeur complexe), doivent être indiqués dans le rapport.
- 2) Le nombre d'éoliennes en fonctionnement ainsi que les composants supplémentaires de la centrale pendant l'essai et les mesurages doivent être indiqués dans le rapport.
- 3) L'état de fonctionnement et les limites de fonctionnement de la centrale pendant les différents essais et mesurages doivent être clairement indiqués dans le rapport, et doivent respecter les niveaux et les états de fonctionnement exigés, comme cela est défini dans les paragraphes correspondants.
- 4) Il convient de surveiller l'état du changeur de prise en ligne du transformateur principal pendant les mesurages si celui-ci a une influence sur les résultats.
- 5) Un schéma unifilaire (SLD), y compris le réseau collecteur, l'équipement de compensation, les points de connexion au réseau ainsi que tous les transformateurs ou postes, doit être indiqué dans le rapport d'essai.
- 6) Le rapport d'essai doit contenir les informations supplémentaires suivantes:
 - propriétaire de la centrale;
 - nom et adresse du site;
 - nom de l'opérateur de réseau/du propriétaire de réseau responsable;
 - nom de l'opérateur/du responsable du réseau;
 - tension nominale;

- fréquence nominale;
- puissance nominale active, capacité d'exportation, puissance installée et technique minimale;
- capacité de puissance réactive, capacité d'exportation, puissance installée et technique minimale;
- types de PGU, fabricant et nombre de PGU;
- type et fabricant du PPC;
- type et fabricant du système SCADA;
- fonctions de contrôle disponibles et fonctions de contrôle et performances fixées par accord;
- liste des signaux, y compris les signaux de l'opérateur du réseau et les signaux du propriétaire de la centrale;
- réglages de protection (surtension, sous-tension, surfréquence, etc.) pour le PGU et la PP au moment de la mise en service des dispositifs de protection installés.

Un exemple de modèle de rapport d'essai est donné à l'Annex A.

Toutes les données mesurées et séries temporelles, etc., doivent être disponibles au format électronique.

6.3 Conditions d'essai en cas d'influences externes

Les mesurages qui sont clairement impactés par des influences externes, par exemple une centrale électrique voisine raccordée au même poste, doivent être réalisés de manière à réduire le plus possible l'influence en question.

EXEMPLE Contrôle de tension où deux PP sont raccordées au même poste et où la réponse de puissance réactive du parc unique peut être très différente de celle attendue, en raison de l'interaction avec l'autre PP. Dans ce cas, la meilleure solution pour réaliser cet essai consiste à mettre la PP soumise à l'essai en mode de contrôle de tension et de mettre toute autre PP au même POC en mode de contrôle de puissance réactive avec un point de consigne fixe afin de réduire le plus possible l'influence de cette autre PP.

Pour les mesurages de la qualité de puissance, il est important de déterminer si ceux-ci peuvent être influencés par le bruit de fond. Voir l'Annexe D de l'IEC 61400-21-1:2019 pour les méthodes qui permettent de distinguer le bruit de fond de l'émission réelle d'harmoniques.

6.4 Matériel d'essai et de mesure

6.4.1 Généralités

Le matériel qui permet d'effectuer les mesurages au niveau du POC exige différentes caractéristiques en fonction des grandeurs mesurées.

En ce qui concerne le contrôle de puissance active ou réactive, le matériel de mesure existant au poste de la centrale électrique est suffisant s'il fournit les valeurs et la précision demandées.

Toutefois, en ce qui concerne les aspects liés à la qualité de puissance, un matériel qui présente des caractéristiques spécifiques est exigé, conformément au 6.4.3.

Dans les deux cas, l'horodatage doit être inclus afin de pouvoir synchroniser les différents signaux et points de consigne qui peuvent être enregistrés à partir d'autres dispositifs ou du système SCADA. L'horodatage est inclus comme cela est indiqué dans l'IEC 61000-4-30. La précision doit être conforme à l'IEC/IEEE 61850-9-3.

6.4.2 Calculs de tension, de courant et de puissance

Les valeurs de puissance active et réactive, ainsi que les composantes directes, inverses et homopolaires du courant actif et réactif, et le facteur de puissance et les tensions, peuvent être calculées en fonction des tensions et des courants de phase instantanés mesurés, comme cela est défini à l'Annexe C de l'IEC 61400-21-1:2019.

6.4.3 Matériel de mesure

L'exactitude du matériel de mesure doit être indiquée dans le rapport de mesure.

La fréquence d'échantillonnage pour le mesurage des harmoniques jusqu'au 50^e rang doit être d'au moins 12 kHz.

Les interharmoniques et les composantes à fréquence plus élevée doivent être mesurés avec une fréquence d'échantillonnage d'au moins 40 kHz afin de s'assurer que les composantes de fréquence jusqu'à 9 kHz peuvent être mesurées.

Il convient que le matériel de mesure de la qualité de puissance soit conforme à l'exactitude définie pour la classe A selon l'IEC 61000-4-30.

Si le matériel existant du côté HT est utilisé, les caractéristiques de précision et de fréquence doivent être indiquées. Si des transformateurs de tension et de courant sont utilisés, ils doivent être conformes à la classe 1.0.

- Le transformateur de courant doit être conforme à l'IEC 61869-2.
- Les transformateurs de tension doivent être conformes à l'IEC 61869-3.

Une vue d'ensemble des différents dispositifs de mesure de la tension et du courant, de leur largeur de bande type dans la plage d'application et de leurs limites est donnée à l'Annex D.

6.4.4 Matériel de mesure existant pour les essais de contrôle de puissance

Afin de vérifier le contrôle de puissance active et réactive, le matériel de mesure existant au poste de la centrale électrique peut être utilisé. Le matériel de mesure doit fournir les données et valeurs demandées, comme cela est défini dans le paragraphe correspondant. La fréquence de mise à jour minimale est de 10 Hz. Les points de consigne de contrôle obtenus par le système SCADA doivent être synchronisés de manière appropriée avec les horodatages des mesurages.

Afin de vérifier la précision des mesures et de calculer les incertitudes de mesure, les données nécessaires concernant le système de mesure existant de la PP doivent être fournies.

6.4.5 Mesures facultatives

- Vitesse du vent:

Le présent document ne considère pas les données relatives à la vitesse du vent comme des informations à inclure dans le rapport proposé à l'Annex A. Toutefois, les données relatives à la vitesse du vent peuvent être ajoutées aux mesurages en utilisant les données du système SCADA pour documenter les mesurages et ajouter des informations statistiques. Ceci n'est possible que si les signaux ont été synchronisés de manière appropriée, comme cela est indiqué ci-dessus.

- Centrales électriques voisines:

Le présent document ne considère pas l'influence ou la production de puissance de PP voisines comme des informations obligatoires. Toutefois, l'influence de la centrale électrique voisine peut être ajoutée aux mesurages en tant que documentation supplémentaire.

6.5 Essai fonctionnel et de performance

La méthode d'évaluation du comportement de la PP dépend principalement du niveau de tension au POC, de l'influence de la PP sur le réseau électrique par rapport à la taille de celle-ci, de la puissance installée de la PP et du niveau de court-circuit.

La validation des fonctions de contrôle de la PP englobe les performances des différents PGU, de tout composant supplémentaire de la centrale, du système de communication et du PPC.

Les performances de contrôle de la PP peuvent être vérifiées en combinant des essais de performance sur site et des essais de fonctionnalité effectués sur une configuration de matériel en boucle fermée (HIL), y compris un simulateur.

Les essais de validation sont donc divisés en deux parties:

- 1) essais de performance – essais spécifiques au site, y compris le PPC, définis en 8.2;
- 2) essais de fonctionnalité – banc d'essai spécifique (essai HIL) ou essais spécifiques au site, y compris le PPC, définis en 8.3.

Les essais de fonctionnalité peuvent être effectués sur un montage d'essai spécifique (essai HIL) ou sur site.

Les essais de performance dépendent du site (par exemple, du nombre d'éoliennes, du câblage, du comportement du réseau, etc.) et de nombreuses variables peuvent avoir une incidence sur leurs résultats. Par conséquent, il est nécessaire de réaliser ces essais sur chaque site spécifique.

Les essais de fonctionnalité ne dépendent pas du site, ce qui permet de soumettre ces fonctionnalités à l'essai de manière générique sur un banc d'essai (essai HIL). Les fonctionnalités peuvent inclure le taux de variation, la gestion des points de consigne, le contrôle de fréquence, le contrôle de tension, les scénarios de repli, etc. Voir 8.3 et Tableau 1.

Les essais de performance et les essais de fonctionnalité fournissent l'intégralité des performances de contrôle de la PP. Les procédures d'essai pour les différents essais sont définies à l'Article 8.

L'Annex C fournit des lignes directrices qui indiquent les essais et méthodes d'évaluation (mesurages, validation de simulation, essais de fonctionnalité, etc.) recommandés pour la validation des performances de la PP en fonction de la taille de celle-ci, du niveau de court-circuit et du niveau de tension au POC.

6.6 Contrôleur de centrale électrique

6.6.1 Généralités

Le 6.6 décrit le montage d'essai générique pour les essais de contrôle du PPC.

6.6.2 Définition et exigences

La Figure 3 (contrôle de puissance réactive) et la Figure 4 (contrôle de puissance active) représentent la structure générale d'un PPC dans une PP.

Pour la communication externe (par exemple, valeurs de consigne de l'opérateur de réseau) vers la PP, une interface est utilisée. Cette interface transmet le point de consigne de contrôle externe au PPC. Elle convertit le protocole d'interface externe en protocole de communication interne dans le PPC.

Les entrées de contrôle externe sont transmises au noyau de contrôle réel par l'intermédiaire des blocs fonctionnels correspondants ($Q(P)$, $Q(U)$, etc.). Le contrôleur calcule et envoie un signal de commande en sortie à l'élément/au système de contrôle (PP). L'élément de contrôle modifie sa grandeur de sortie, mesurée au POC du réseau.

La tension et le courant mesurés du réseau au POC sont convertis en valeurs électriques pertinentes (P , Q , f , $\cos \phi$, etc.) utilisées dans le contrôleur de parc. Ces variables correspondent aux valeurs réelles au POC et sont disponibles dans le contrôleur.

NOTE La plupart des systèmes SCADA/PPC stockent les données internes, par exemple les valeurs pertinentes des points de consigne et des variables réelles. Ces données peuvent être utilisées comme données mesurées pour la méthode d'essai décrite ici si elles satisfont aux exigences du 6.6.4. En variante, les données d'un système de mesure externe (voir 6.6.4) peuvent être utilisées pour l'analyse des résultats.

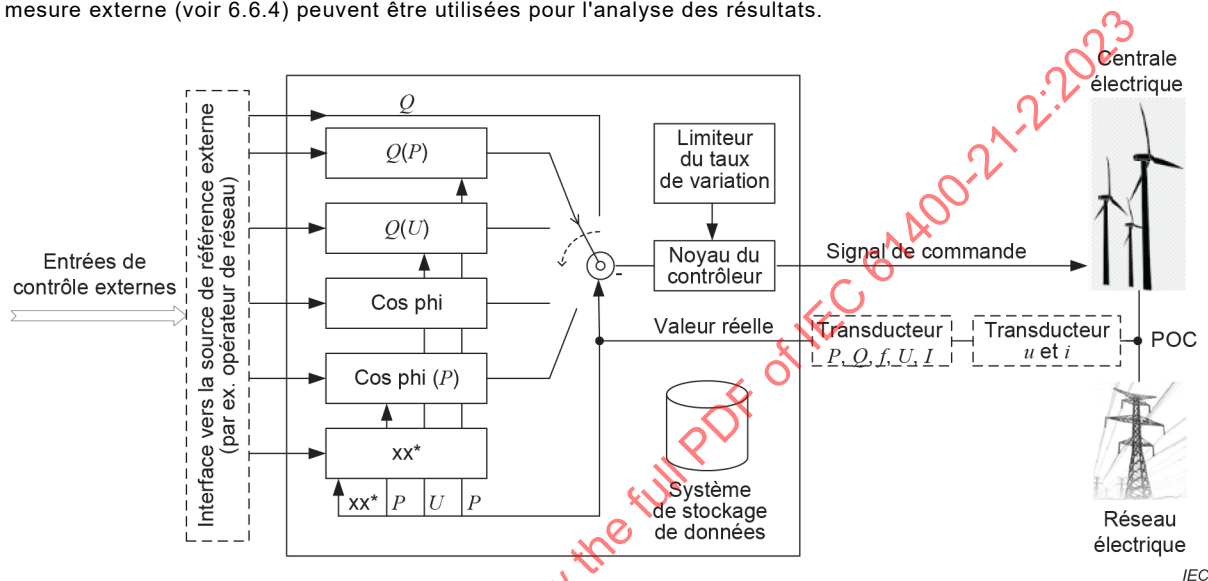
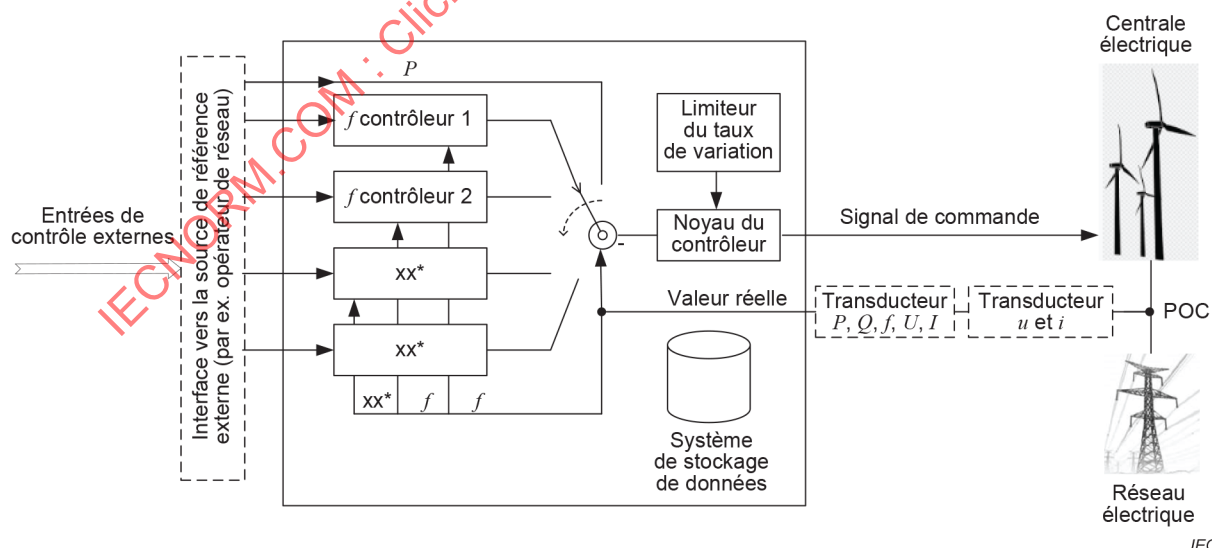


Figure 3 – Structure générale d'un PPC pour le contrôle de puissance réactive dans une centrale électrique



*: espace réservé pour d'autres stratégies de contrôle

Figure 4 – Structure générale d'un PPC pour le contrôle de puissance active dans une centrale électrique

6.6.3 Points de mesure

Le PPC comporte deux entrées et une sortie à la limite du système, où il est nécessaire d'effectuer les mesurages. Des exemples de ces limites sont représentés à la Figure 3 et à la Figure 4 par la ligne continue. L'interface représentée par la ligne en pointillés, et tout transducteur ou autre composant qui n'est pas représenté peuvent également faire partie du PPC. La configuration précise doit être déclarée par le propriétaire de la centrale et documentée dans le rapport d'essai.

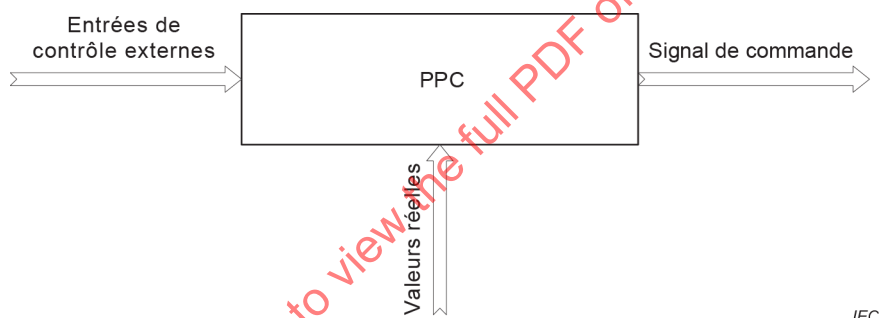
Entrées

- a) entrées de contrôle externes (points de consigne)
- b) valeurs réelles (valeurs de réaction mesurées)

Sortie

- c) signaux de commande (points de consigne pour les PGU)

Il est exigé de mesurer les entrées a) et b) pour montrer le comportement fonctionnel. En outre, il est recommandé de mesurer la sortie c) afin d'avoir un signal de commande disponible et d'avoir l'entrée et la sortie de la PP et du réseau électrique simulés (voir Figure 5). Le temps de retard entre l'entrée de contrôle externe et le signal de commande peut également être mesuré.

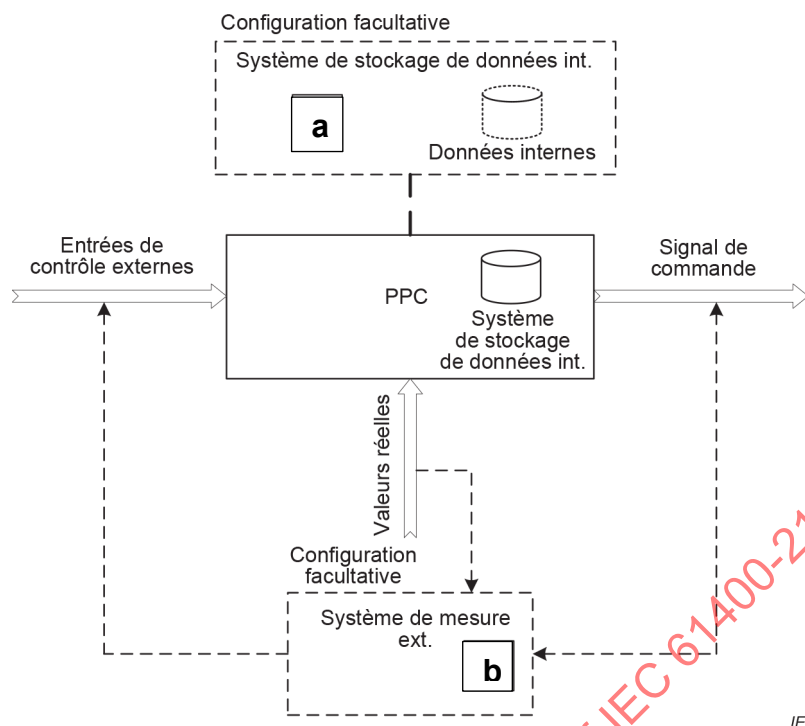


IEC

Figure 5 – Représentation du PPC sous forme de boîte noire avec entrées et sorties

6.6.4 Données de mesure

Les données demandées peuvent être mesurées par des dispositifs de mesure spécifiques (système de mesure externe) ou par le système PPC/SCADA (données internes) selon la Figure 6, si les valeurs et paramètres demandés sont ceux définis en 6.4 et spécifiés en 8.3.



IEC

Légende

- a (facultatif): situé physiquement à l'extérieur du PPC
- b raccordement à un système de mesure externe

Figure 6 – Représentation du PPC avec les données du système interne

6.6.5 Montage d'essai

Le 6.6.5 fournit une description plus spécifique du montage d'essai, qui est une combinaison des éléments suivants:

- PPC en tant que HIL;
- simulation du réseau électrique;
- simulation de la PP;
- simulation/émulation du système de mesure (U , I , P , Q , f , etc.);
- source des valeurs de contrôle externes.

Le dispositif soumis à l'essai (DUT), HW et SW compris, est intégré au montage d'essai. Le PPC doit comporter la configuration technique d'origine comprise à l'intérieur des limites (voir Figure 3 et Figure 4), comme dans une PP réelle.

Le montage d'essai lui-même doit être conçu pour présenter le comportement fonctionnel du PPC.

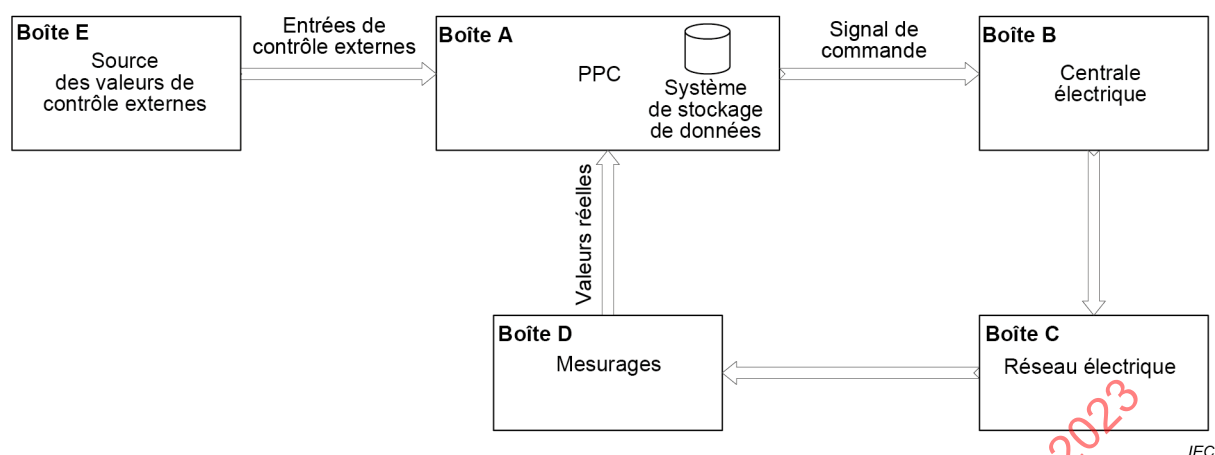


Figure 7 – Représentation d'un montage d'essai complet

Le Tableau 2 décrit plus en détail la configuration HIL, y compris les boîtes A à E de la Figure 7. La configuration HIL repose sur des méthodes de simulation qui permettent à un matériel soumis à l'essai du PPC d'interagir en boucle fermée avec un modèle de simulation en temps réel, y compris la simulation/l'émulation électrique de capteurs, de signaux de commande et de la commande de consigne. La configuration des données de mesure du PPC est représentée à la Figure 6.

Tableau 2 – Description et exigences générales de l'essai HIL fonctionnel

Boîte	Élément
A	PPC: Le PPC (DUT) dans le HIL doit correspondre à la même configuration technique (matériel et logiciel) définie par le fabricant que celle utilisée dans une PP.
B	Centrale électrique: La simulation de la PP qui fonctionne dans le réseau électrique simulé doit réagir aux signaux de commande du PPC. La PP doit représenter les différentes fonctions de contrôle P et Q et les limites du PGU/de la PP. Le modèle de PP peut être un modèle de simulation agrégé des PGU, qui représente au moins un PGU (par exemple, comme cela est défini dans l'IEC 61400-27-1).
C	Réseau électrique: Simulation ou émulation du réseau électrique, avec un rapport RCC et un angle de phase de l'impédance (rapport X/R) configurables. Le réseau électrique doit être capable de simuler différentes défaillances du réseau, y compris des événements de tension et de fréquence.
D	Mesurages: Simulation ou émulation du système de mesure, y compris le calcul des valeurs efficaces, les mesurages de fréquence et la mise à l'échelle des signaux CT et VT.
E	Source des valeurs de contrôle externes: Points de consigne du PPC demandés, par exemple pour l'opérateur de réseau. Les points de consigne peuvent être générés automatiquement ou manuellement pour les différents essais de fonctionnalité.

6.6.6 Documentation

Pour les résultats d'essai définis en 8.3, la documentation suivante est exigée:

- description du PPC; type, modèle, version SW et fabricant;
- description du montage d'essai – configuration HIL;
- limitation du montage d'essai (par exemple, vent constant, RCC, qui peuvent influencer les résultats d'essai);
- interface de contrôle externe; type, fréquence d'échantillonnage, format de données, etc.;
- montage de mesure (mesurages internes ou externes); fréquence d'échantillonnage, type d'interface de signal, format de données, etc.;
- fréquences de mise à jour/d'échantillonnage et retards entre la boîte E et la boîte A, entre la boîte A et la boîte B et entre la boîte D et la boîte A (selon la Figure 7).

7 Mesurage et essai des caractéristiques électriques

7.1 Généralités

L'Article 7 définit les procédures d'essai et de mesure relatives aux capacités électriques de la PP au POC. Les procédures définies sont étroitement liées aux essais spécifiés dans l'IEC 61400-21-1, où les mesurages sont définis pour un seul PGU et effectués aux bornes du PGU.

En l'absence d'autres indications, les exigences générales relatives au matériel d'essai et aux conditions d'essai, conformément à l'Article 6, s'appliquent.

7.2 Aspects liés à la qualité de puissance

7.2.1 Généralités

Le 7.2 définit les procédures d'essai et de mesure relatives aux aspects liés à la qualité de puissance de la PP au POC.

7.2.2 Papillotement en fonctionnement continu

7.2.2.1 Vue d'ensemble

Le but du mesurage est de déterminer le papillotement de tension au POC de la PP en fonctionnement continu.

7.2.2.2 Montage d'essai et conditions d'essai

Les exigences générales du présent document concernant le matériel d'essai et les conditions d'essai s'appliquent conformément à l'Article 6.

Les conditions spécifiques supplémentaires suivantes sont exigées:

- le papillotement de tension de fond doit être aussi faible que possible. Il convient que le papillotement de tension soit conforme aux limites de l'IEC 61000 (toutes les parties). Au cours de la période choisie, la vitesse type du vent sur le site spécifique doit apparaître.

7.2.2.3 Procédure d'essai et de mesure

Les mesurages doivent être effectués pendant au moins 1 semaine d'activité opérationnelle normale, de préférence pendant plus de 3 semaines. Il convient que la période de mesure comprenne une partie de la période où les niveaux maximaux de papillotement attendus sont observés. Il est recommandé de relever au moins cinq périodes de 10 min au cours de la période de mesure pour chaque tranche de puissance jusqu'à 80 % de la puissance nominale de la PP.

L'effet de papillotement dû aux commutations de différents PGU peut être considéré comme un fonctionnement continu de la PP et est déjà inclus dans le mesurage du papillotement, à condition que la période de mesure soit d'au moins 1 semaine.

Les mesurages doivent être effectués avec un réglage de puissance réactive égal au réglage type du site. Les mesurages réalisés avec d'autres réglages sont facultatifs.

Le papillotement et la variation rapide de tension $d_{\max}$ et d_c selon l'IEC 61000-4-15 doivent être déterminés par l'une des méthodes suivantes:

a) réseau fictif (option 1);

mesurage des courants et tensions au POC de l'ensemble de la PP et application de la méthode du réseau fictif décrite en 8.2.2 de l'IEC 61400-21-1:2019 en utilisant l'impédance réelle du réseau au POC pour calculer le papillotement (P_{st} et P_{lt}), la variation de tension $d_{\max}$ et la variation de tension en régime établi d_c de la PP au POC;

b) mesurage de la tension continue (option 2);

mesurage des tensions au POC. Détermination du papillotement de tension (P_{st} et P_{lt}) et de $d_{\max}$ et d_c .

Étant donné que le mesurage du papillotement de tension est influencé par le papillotement de fond, il est essentiel de déterminer les niveaux de papillotement de fond comme cela est décrit ci-dessous.

NOTE En cas de papillotement de fond élevé, la méthode du réseau fictif (option 1), qui réduit le plus possible l'influence du papillotement de fond sur le papillotement mesuré de la PP, peut être utilisée.

Niveau de papillotement de fond:

- il convient de mesurer les niveaux de papillotement de fond lorsque la PP est à l'arrêt (de préférence sur 1 semaine ou plus);
- il convient que la durée de la période de mesure soit suffisante pour obtenir les niveaux de papillotement de fond types dans différentes situations de réseau qui coïncident avec le fonctionnement de la PP;
- les mesurages peuvent être effectués avant ou après la mise en service de la PP.

7.2.2.4 Documentation

- Pour le fonctionnement normal de la PP, y compris les commutations des différents PGU: indication des valeurs de P_{st} et P_{lt} et des variations rapides de tension de la PP au POC:
 - pour P_{st} , les valeurs de probabilité de 95 % et de 99 % sur 10 min de la période de mesure complète doivent être consignées;
 - pour P_{lt} , la valeur de probabilité de 95 % de la période de mesure complète doit être consignée;
 - pour la variation de tension maximale $d_{\max}$ et la variation de tension en régime établi d_c , les valeurs de probabilité de 95 % et 99 % de la période de mesure complète doivent être consignées.
- Pour le mesurage du niveau de papillotement de fond: indication des valeurs de P_{st} et P_{lt} et des variations rapides de tension au POC:
 - pour P_{st} , les valeurs de probabilité de 95 % et de 99 % sur 10 min de la période de mesure complète doivent être consignées;
 - pour P_{lt} , la valeur de probabilité de 95 % de la période de mesure complète doit être consignée;

- pour la variation de tension maximale $d_{\max}$ et la variation de tension en régime établi d_c , les valeurs de probabilité de 95 % et 99 % de la période de mesure complète doivent être consignées.

7.2.3 Variations rapides de tension dues aux opérations de commutation

7.2.3.1 Vue d'ensemble

Le but de ces mesurages est de déterminer les valeurs de variation de tension et de papillotement P_{st} au POC de la PP pendant les opérations de commutation.

7.2.3.2 Montage d'essai et conditions d'essai

Les exigences générales du présent document concernant le matériel d'essai et les conditions d'essai, conformément à l'Article 6, s'appliquent.

D'autres conditions spécifiques sont exigées:

- le papillotement de tension de fond doit être aussi faible que possible. Il convient que le papillotement de tension soit conforme aux limites de la série IEC 61000.

7.2.3.3 Procédure d'essai et de mesure

Les opérations de commutation suivantes doivent être réalisées:

- démarrage/arrêt de la PP;
- mise sous tension des transformateurs (facultatif, cela peut être important pour certaines PP ou certains systèmes);
- unités de compensation de puissance réactive au niveau de la PP.

Les opérations de commutation comprennent le démarrage et l'arrêt.

La variation de tension et le papillotement doivent être déterminés par l'une des méthodes suivantes:

- réseau fictif (option 1);
mesurage des courants et tensions au POC de l'ensemble de la PP et application de la méthode du réseau fictif décrite en 8.2.2 de l'IEC 61400-21-1:2019 en utilisant l'impédance réelle du réseau au POC pour calculer le papillotement de tension P_{st} , $d_{\max}$ et d_c de la PP au POC pendant la commutation;
- mesurage de la tension continue (option 2);
mesurage des tensions au POC. Détermination du papillotement de tension P_{st} et de $d_{\max}$ et d_c .

Les mesurages doivent être effectués avec un réglage de puissance réactive égal au réglage type du site. Les mesurages réalisés avec d'autres réglages sont facultatifs.

Il est recommandé d'effectuer trois opérations de commutation (au moins une) pour chaque type de commutation.

7.2.3.4 Documentation

Pour chaque type de commutation:

- indication de la variation de tension maximale $d_{\max}$ et de la variation de tension en régime établi d_c ;
- indication de la valeur de papillotement maximal P_{st} .

Si plusieurs commutations sont effectuées pour le même type de commutation, les valeurs résultantes moyennes de $d_{\max}$, d_c et du papillotement P_{st} doivent être consignées.

7.2.4 Harmoniques

7.2.4.1 Vue d'ensemble

Le but de ce mesurage est de déterminer les harmoniques de tension et de courant au POC de la PP en fonctionnement continu.

NOTE Des explications supplémentaires sont données à l'Annex B.

7.2.4.2 Montage d'essai et conditions d'essai

Les exigences générales du présent document concernant le matériel d'essai et les conditions d'essai, conformément à l'Article 6, s'appliquent.

La période de mesure doit inclure des données qui couvrent la plage de puissances type du site concerné.

La largeur de bande des transducteurs de mesure doit couvrir la plage harmonique d'intérêt. Il convient que les transducteurs de tension et de courant utilisés pour ce type de mesurage soient conformes aux exigences de l'IEC 61000-4-30. Il convient que les capteurs de mesure soient capables de mesurer les composantes de fréquence (c'est-à-dire les harmoniques et les interharmoniques) d'intérêt.

Il convient de conclure un accord concernant les transducteurs utilisés pour la campagne d'essai spécifique. Dans les nouvelles PP, il convient d'installer des transducteurs adéquats. La largeur de bande des VT inductifs est limitée pour les installations HT, c'est pourquoi les RCVD peuvent être une solution plus réalisable.

7.2.4.3 Procédure d'essai et de mesure

La procédure suivante doit être appliquée:

- les harmoniques de courant et de tension, les interharmoniques et la distorsion à fréquence plus élevée pendant le fonctionnement continu doivent être indiqués;
- les composantes harmoniques doivent être regroupées comme cela est décrit dans l'IEC 61400-21-1;
- l'agrégation sur 10 min et l'agrégation sur 3 s sont effectuées en utilisant la racine carrée de la moyenne arithmétique des valeurs de fenêtre de 10 cycles (pour un réseau électrique de 50 Hz) ou de 12 cycles (pour un réseau électrique de 60 Hz) au carré pour chaque harmonique;
- les mesurages doivent être effectués pour le fonctionnement normal de la PP sur une certaine période (au minimum 1 semaine en activité opérationnelle normale, de préférence au moins 3 mois). Il convient que la période de mesure comprenne une partie de la période où les niveaux maximaux d'harmonique attendus sont observés. Il est recommandé de relever au moins cinq périodes de 10 min au cours de la période de mesure pour chaque tranche de puissance jusqu'à 80 % de la puissance nominale de la PP;
- les mesurages doivent être effectués avec un réglage de puissance réactive égal au réglage type du site. Les mesurages réalisés avec d'autres réglages sont facultatifs;
- le 95^e centile et le 99^e centile de 10 min de chaque rang d'harmonique, d'interharmonique et de composante à fréquence plus élevée doivent être calculés pour chaque semaine de mesurage. Le 95^e centile et le 99^e centile maximaux des valeurs hebdomadaires doivent être choisis sur toute la période;
- le 99^e centile sur 3 s de chaque rang d'harmonique, d'interharmonique et de composante à fréquence plus élevée doit être calculé pour chaque jour de mesurage. Le 99^e centile maximal des valeurs quotidiennes doit être choisi pour chaque semaine;

- les valeurs maximales pour chaque semaine de mesurage peuvent également être consignées, si cela est demandé.

Des essais supplémentaires du bruit de fond doivent être effectués:

- les mesurages doivent être réalisés sur une certaine période (de préférence 1 semaine ou plus) pendant laquelle la PP est à l'arrêt. Les mesurages peuvent être effectués avant et/ou après la mise en service de la PP;
- les tensions harmoniques, les interharmoniques et les composantes à fréquence plus élevée doivent être analysés comme cela est décrit ci-dessus pour le fonctionnement normal de la PP.

NOTE Pour plus d'études du bruit de fond, les procédures données à l'Annexe D de l'IEC 61400-21-1:2019 peuvent être suivies.

7.2.4.4 Documentation

Rapport du fonctionnement normal de la PP dans des tableaux:

- 95^e et 99^e centiles pour chaque semaine de mesurage et les 95^e et 99^e centiles maximaux des valeurs hebdomadaires pour toute la période de mesure des tensions harmoniques et des courants harmoniques (harmoniques entiers, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée);
- les résultats des harmoniques doivent être présentés sous forme de valeurs agrégées sur 10 min (95 % et 99 %) et sur 3 s (99 % seulement).

Rapport du bruit de fond dans des tableaux:

- 95^e et 99^e centiles pour chaque semaine de mesurage et les 95^e et 99^e centiles maximaux des valeurs hebdomadaires pour toute la période de mesure des tensions harmoniques (harmoniques entiers, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée);
- les résultats des harmoniques doivent être présentés sous forme de valeurs agrégées sur 10 min (95 % et 99 %) et sur 3 s (99 % seulement).

7.3 Fonctionnement en régime établi

7.3.1 Généralités

Le 7.3 définit les procédures de mesure pour le fonctionnement en régime établi de la PP, qui ne dépendent pas des fonctions de contrôle de la centrale électrique.

7.3.2 Déséquilibre

7.3.2.1 Vue d'ensemble

Le but du mesurage est de déterminer le taux de déséquilibre dans le courant d'entrée de la PP.

7.3.2.2 Montage d'essai et conditions d'essai

Les exigences générales du présent document concernant le matériel d'essai et les conditions d'essai, conformément à l'Article 6, s'appliquent.

7.3.2.3 Procédure d'essai et de mesure

La procédure et les données de mesure du 7.2.2 doivent être utilisées pour l'analyse et le rapport.

Les mesurages doivent être effectués pendant au moins 1 semaine d'activité opérationnelle normale, de préférence pendant plus de 3 semaines. Il est recommandé de relever au moins cinq périodes de 10 min au cours de la période de mesure pour chaque tranche de puissance jusqu'à 80 % de la puissance nominale de la PP.

Le taux de déséquilibre de courant (IUF) et le taux de déséquilibre de tension (UUF) doivent être calculés sous forme de valeurs agrégées sur 10 minutes en utilisant la racine carrée de la moyenne arithmétique des valeurs de fenêtre de 10 cycles (pour les réseaux d'alimentation de 50 Hz) ou de 12 cycles (pour les réseaux d'alimentation de 60 Hz) au carré, comme cela est défini dans l'IEC 61000-4-30, à partir de chaque enregistrement mesuré à l'aide des formules suivantes:

$$IUF = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100 \% \quad (11)$$

$$UUF = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100 \% \quad (12)$$

où:

- I_1 est le courant direct de fenêtre de 10 cycles ou de 12 cycles, conformément à l'Annexe C de l'IEC 61400-21-1:2019;
- I_2 est le courant inverse de fenêtre de 10 cycles ou de 12 cycles, conformément à l'Annexe C de l'IEC 61400-21-1:2019;
- U_1 est la tension directe de fenêtre de 10 cycles ou de 12 cycles, conformément à l'Annexe C de l'IEC 61400-21-1:2019;
- U_2 est la tension inverse de fenêtre de 10 cycles ou de 12 cycles, conformément à l'Annexe C de l'IEC 61400-21-1:2019.

La composante de puissance active directe du système est calculée sous la forme d'une moyenne arithmétique sur 10 min.

Seules les données de mesure où la puissance active est supérieure ou égale à 10 % de P_n sont utilisées. Les valeurs agrégées des composantes du système de séquence de phase positive et négative de courant et de tension, du déséquilibre de courant et de la composante du système de séquence de phase positive de puissance active sont calculées pour chaque tranche de puissance active.

7.3.2.4 Documentation

Les valeurs mesurées sur 10 minutes du déséquilibre de courant et de tension et de la composante de puissance active directe du système sont représentées sous la forme d'un diagramme IUF-P et d'un diagramme UUF-P.

Les résultats de mesure doivent être présentés sous forme de valeurs qui correspondent au 95^e centile de déséquilibre de courant et de tension sur toute la période de mesure.

7.4 Performances dynamiques

7.4.1 Capacité d'alimentation continue en cas de sous-tension et de surtension (UVRT et OVRT)

Le 7.4 décrit les procédures de mesure et d'enregistrement des événements destinées à valider et à vérifier les performances dynamiques de la PP lors de défaillances du réseau (capacités d'alimentation continue en cas de défaillance de la PP). Les procédures décrites et les exigences de documentation relatives à la journalisation des événements et/ou à l'enregistrement des défaillances d'une PP qui servent de base pour la simulation de la PP et la validation du modèle sont définies dans l'IEC 61400-27-2.

L'essai des capacités d'alimentation continue en cas de défaillance de chaque éolienne ne fait pas partie du présent document, étant donné qu'il est défini dans l'IEC 61400-21-1. La méthode de simulation d'éolienne et de centrale électrique et de validation du modèle est définie dans l'IEC 61400-27-1 et l'IEC 61400-27-2.

NOTE 1 En général, les essais FRT ne sont effectués que sur une seule éolienne, mais les procédures d'essais FRT décrites dans l'IEC 61400-21-1 peuvent également être utilisées pour vérifier les performances de la centrale éolienne.

NOTE 2 Les procédures de validation recommandées pour la capacité d'alimentation continue en cas de défaillance sont décrites plus en détail à l'Annex C.

7.4.2 Montage d'essai et conditions d'essai

L'enregistrement des défaillances ou le suivi des événements doit être effectué au POC de la PP et peut être réalisé à l'aide de dispositifs de mesure spécifiques ou du système SCADA, si les valeurs et paramètres demandés sont ceux définis en 6.4 et spécifiés en 7.4.3.

7.4.3 Procédure d'essai et de mesure

Il convient de régler les dispositifs de mesure, connectés aux transducteurs de tension et de courant au POC, de manière à enregistrer les signaux mentionnés ci-dessous en cas de creux ou de hausse de tension. Les seuils relatifs aux événements doivent être conformes aux exigences d'alimentation continue en cas de sous-tension et de surtension du code de réseau applicable. Conformément à ces exigences, les valeurs de déclenchement et de retour ainsi que la durée de l'enregistrement doivent être configurées.

Le Tableau 3 définit les signaux à enregistrer ou à calculer pendant le processus d'évaluation.

Tableau 3 – Liste des signaux enregistrés

Nom du signal (exemple) ^b	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
$i_{1_inst}, i_{2_inst}, i_{3_inst}$	Courants de phase instantanés au POC	2 kHz	A
$u_{1_inst}, u_{2_inst}, u_{3_inst}$	Tensions de phase instantanées au POC	2 kHz	kV
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
Q_control_mode	Mode Q_control actif: Contrôle Q Contrôle U Contrôle ϕ	10 Hz	
PF_setpoint	Point de consigne du facteur de puissance	10 Hz	°
U_setpoint	Point de consigne du contrôle de tension	10 Hz	kV
Q_setpoint	Point de consigne de puissance réactive	10 Hz	Mvar
PGU_available	Pourcentage d'éoliennes disponibles pour la production de puissance active	10 Hz	%
Facultatif			
wind_speed	Vitesse du vent à partir du mât météorologique ou comme moyenne à partir des mesures d'éolienne	10 Hz	m/s
P_available	Production de puissance active disponible du parc éolien	10 Hz	MW
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc. ^b La dénomination des signaux peut varier			

Le Tableau 4 définit les valeurs électriques minimales à calculer pendant le processus d'évaluation.

Tableau 4 – Liste des signaux électriques à surveiller pour l'évaluation des événements

Nom	Description	Unité
I_1, I_2, I_3	Courants de phase efficaces au POC	p.u.
U_1, U_2, U_3	Tensions de phase efficaces au POC	p.u.
$I_{d,pos}$	Courant actif direct au POC	p.u.
$I_{q,pos}$	Courant réactif direct au POC	p.u.
$I_{d,neg}$	Courant actif inverse au POC	p.u.
$I_{q,neg}$	Courant réactif inverse au POC	p.u.
U_{pos}	Tension directe	p.u.
U_{neg}	Tension inverse	p.u.
P	Puissance active directe au POC	MW
Q	Puissance réactive directe au POC	Mvar
S	Puissance apparente au POC	MVA
f	Fréquence du réseau	Hz

Tous les paramètres du Tableau 4 doivent être calculés avec une durée moyenne d'une période de ligne et la fréquence de mise à jour des paramètres ne doit pas dépasser une demi-période de ligne.

NOTE La période de ligne est de 20 ms pour 50 Hz et de 16,67 ms pour 60 Hz.

7.4.4 Documentation

Pour pouvoir comparer les résultats de l'enregistrement des défaillances aux modèles de simulation décrits dans l'IEC 61400-27-1 et l'IEC 61400-27-2, les valeurs mesurées et calculées suivantes doivent être disponibles, en plus des exigences générales en matière d'établissement de rapports décrites en 6.2:

- séries temporelles de courants et de tensions instantanés triphasés au POC;
- séries temporelles de séquence positive et négative du courant actif et réactif;
- séries temporelles de séquence positive et négative de la puissance active et réactive;
- séries temporelles de tension directe et inverse du réseau au POC;
- fréquence du réseau, mesurée en tant que valeur moyenne sur 0,2 s au POC;
- type de défaillance et nombre de phases défaillantes;
- ampleur et durée de la défaillance ou de l'événement;
- modes de fonctionnement et limites de fonctionnement du PGU et de la PP;
- nombre d'éoliennes et d'équipements externes en fonctionnement et configuration réelle de la PP;
- points de consigne de la PP en provenance de l'opérateur du réseau et du propriétaire de la centrale;
- niveau de court-circuit et angle de l'impédance au POC au moment de l'événement.

Les informations supplémentaires suivantes sont facultatives:

- vitesse moyenne du vent pour la PP;
- puissances active et réactive disponibles.

La série temporelle doit au minimum comporter les données, mesures et valeurs de calcul à partir de 10 s avant la défaillance (avant défaillance) et 30 s après l'élimination de la défaillance (après défaillance).

Les signaux, données et séries temporelles demandés des valeurs mesurées de l'événement doivent être synchronisés les uns aux autres et horodatés avec une précision définie en 6.4.

Les données doivent être disponibles par voie électronique et documentées comme cela est défini à l'Annex A.

La Figure 8 représente des exemples de séries temporelles pour les courants actifs et réactifs lors d'un événement d'alimentation continue en cas de défaillance au POC.

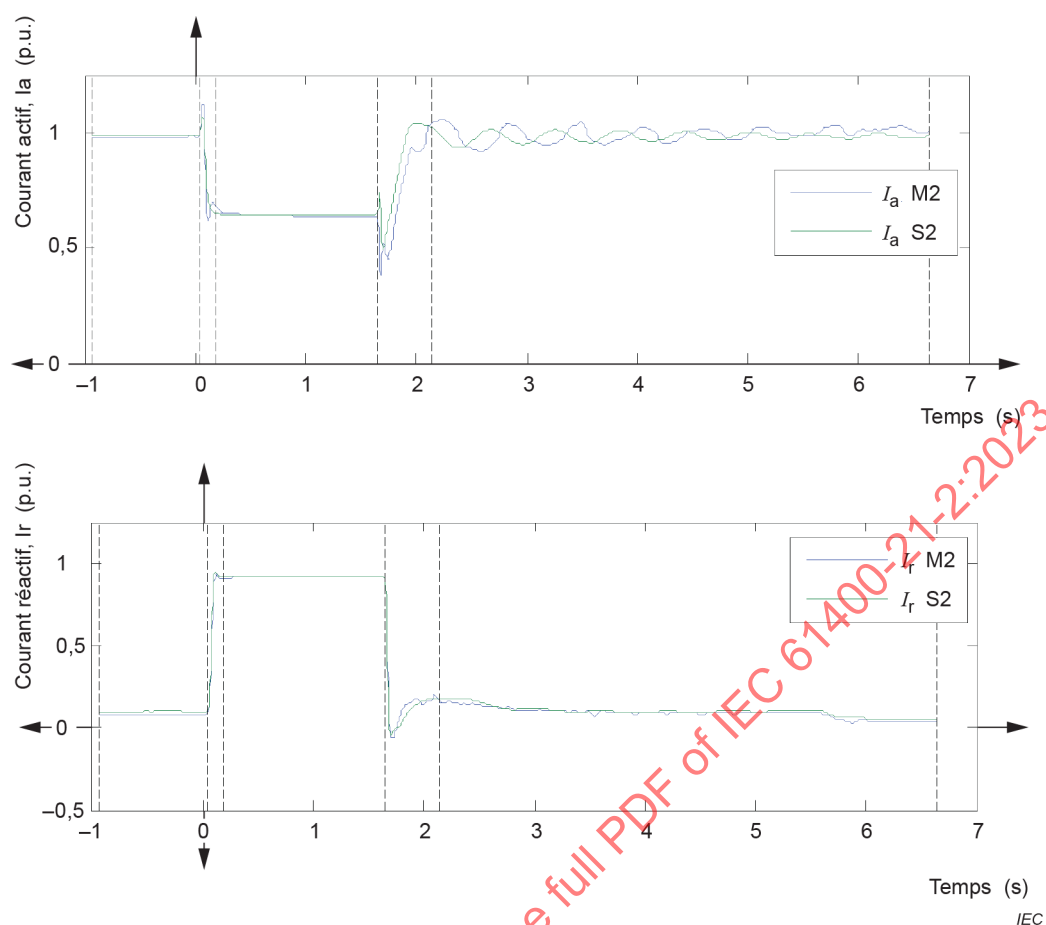


Figure 8 – Exemples de séries temporelles pour les courants actifs et réactifs mesurés (M) et simulés (S) [1]¹

7.5 Déconnexion du réseau

7.5.1 Protection du réseau

Le but de l'essai de protection du réseau est de démontrer le bon fonctionnement de la capacité des dispositifs de protection du réseau à se déconnecter du réseau si le courant, la tension ou la fréquence dépasse une limite donnée pendant une durée donnée.

Les réglages de protection réels doivent être mis à disposition avant les essais de protection du réseau.

Le principe de mesure de la tension (entre phases ou phase-neutre) ainsi que le domaine d'application des essais (en monophasé, en biphasé ou en triphasé) doivent être fixés par accord avant de commencer les essais.

L'ensemble des valeurs de reprise et retards exigés doit être déterminé pour tous les dispositifs de protection contre les surintensités, les surtensions, les sous-tensions, les surfréquences et les sous-fréquences associés au PGU ou à la PP.

Les essais de protection décrits en 7.5 sont exigés pour la mise en service.

¹ Les chiffres entre crochets renvoient à la Bibliographie.

Pour des raisons de sécurité, il convient d'effectuer les mesurages concernant la protection du réseau lorsque le PGU/la PP ne fonctionne pas.

7.5.2 Exigences relatives aux dispositifs d'essai

L'essai de protection du réseau doit être effectué à l'aide d'un système d'essai distinct, capable d'injecter des courants, des tensions et des fréquences variables. L'exactitude du courant, de la tension et de la fréquence de la source de courant et de la source de tension est assurée par l'exactitude du système de mesure.

Pour la technologie de mesure et d'essai (sans transformateurs de courant et de tension), la conformité aux incertitudes de mesure suivantes est exigée (voir Tableau 5):

Tableau 5 – Incertitudes de mesure maximales du simulateur de réseau

	Incertitudes de mesure max.
Tension (fondamentale)	$\leq 0,5 \% U_n$
Courant (fondamental)	$\leq 0,5 \% I_n$
Fréquence	$\leq 0,01 \% f_n$

Les transformateurs de courant et de tension doivent correspondre au moins à la classe 1 selon l'IEC 61869-3 (pour les transformateurs de tension) et selon l'IEC 61869-2] (pour les transformateurs de courant).

La traçabilité des valeurs mesurées par rapport aux normes internationales doit être établie en étalonnant la technologie de mesure et les transducteurs.

7.5.3 Essai de protection du réseau – au niveau de la PP

7.5.3.1 Dispositifs de protection du réseau de base

Les dispositifs de protection suivants sont généralement installés dans le poste au POC: protection de tension, de fréquence et contre les surintensités.

En outre, un relais de protection de distance peut être installé si le PPC est au niveau haute tension.

7.5.3.2 Procédure d'essai des dispositifs de protection du réseau

Pour la protection de tension et de fréquence, la procédure d'essai doit être effectuée conformément à l'Article 6 de l'IEC 60255-127:2010 pour la protection à maximum et à minimum de tension, et à l'Article 6 de l'IEC 60255-181:2019 pour la protection de fréquence. En variante, la procédure définie dans l'IEC 61400-21-1 doit être utilisée pour l'évaluation des fonctions de protection.

Pour la protection à maximum et à minimum de courant, la procédure d'essai de l'Article 6 de l'IEC 60255-151:2009 doit être appliquée.

Pour la protection de distance, la procédure d'essai de l'Article 6 de l'IEC 60255-121:2014 doit être appliquée.

7.5.3.3 Documentation de la procédure et des résultats d'essai

La documentation de la procédure et des résultats d'essai doit être conforme à:

- 1) l'Article 7 de l'IEC 60255-127:2010 pour la protection à maximum et à minimum de tension;
- 2) l'Article 7 de l'IEC 60255-181:2019 pour la protection de fréquence;
- 3) l'Article 7 de l'IEC 60255-151:2009 pour la protection à maximum et à minimum de courant;
- 4) l'Article 7 de l'IEC 60255-121:2014 pour la protection de distance.

7.5.4 Essai de protection du réseau – au niveau du PGU

La procédure d'essai doit être réalisée conformément à l'IEC 61400-21-1 au niveau de l'éolienne, en appliquant les réglages de protection exigés.

7.5.5 RoCoF

La procédure d'essai et la documentation doivent être conformes à l'Article 6 et l'Article 7 de l'IEC 60255-181:2019. En variante, la procédure définie dans l'IEC 61400-21-1 doit être utilisée pour l'évaluation de la protection RoCoF.

Si des durées moyennes et des réglages de protection particuliers sont exigés pour le contrat de raccordement, l'essai doit être effectué avec les réglages exigés.

8 Performances de contrôle

8.1 Généralités

L'Article 8 définit la méthodologie de détermination du comportement électrique d'une PP en ce qui concerne les performances de contrôle pour les puissances active et réactive.

Les performances de contrôle de la PP peuvent être déterminées par une combinaison d'essais de performance sur site et d'essais de fonctionnalité effectués sur une configuration de simulateur en boucle fermée (HIL).

Les essais de fonctionnalité peuvent également être effectués sur site. Les procédures indiquées à l'Article 8 sont valables pour les essais de simulation HIL comme pour les essais sur site décrits en 6.5.

Les procédures d'essai décrites ici reflètent une possibilité générale pour déterminer le comportement du PPC au moyen d'essais de performance et de fonctionnalité. Les fonctionnalités principales du contrôleur et les exigences relatives aux signaux sont indiquées dans le présent document. Toute autre exigence spécifique relative au contrôleur ou aux signaux qui n'est pas incluse dans le domaine d'application du présent document doit être soumise à l'essai selon une procédure à fixer par accord entre l'opérateur du réseau et le propriétaire de la PP.

NOTE Pour la validation du modèle de simulation, il peut être nécessaire d'enregistrer des signaux supplémentaires, par exemple le point de consigne d'un PGU particulier, etc

La méthode d'évaluation des performances de contrôle de la PP dépend principalement du niveau de tension du POC et de l'influence de la PP sur le réseau électrique (RCC) La méthode d'essai recommandée ainsi que les exigences relatives aux systèmes de mesure sont décrites plus en détail à l'Article 6 et un guide d'essai est fourni à l'Annex C.

8.2 Essai de performance

8.2.1 Généralités

L'essai de performance doit être effectué pour chaque site étant donné que l'erreur statique et la réponse dynamique pour le contrôle des puissances active et réactive de la PP dépendent du site (nombre d'éoliennes, topologie du réseau, etc.).

L'erreur statique repose sur des valeurs moyennes par bloc, et pour l'essai de réponse dynamique, la tolérance nécessaire pour le temps de stabilisation doit être indiquée par le responsable du réseau. Voir Figure 1. La tolérance peut être différente entre l'essai de puissance active et l'essai de puissance réactive.

Si aucune tolérance n'est indiquée, une valeur de $\pm 0,03$ p.u. pour la puissance réactive et de $\pm 0,05$ p.u. pour la puissance active est recommandée.

8.2.2 Essais de contrôle de puissance active

8.2.2.1 Généralités

Le 8.2.2 décrit la méthodologie pour la réalisation d'essais sur site en vue de déterminer les caractéristiques électriques de la PP en ce qui concerne le contrôle de puissance active.

8.2.2.2 Description

La capacité de la centrale éolienne à fonctionner en mode de contrôle de puissance active doit être définie pour différentes valeurs de référence données par l'interface de contrôle. Le but de cet essai est de déterminer la réponse de la PP aux commandes de référence, compte tenu de l'erreur statique, de la durée de croissance et du temps de stabilisation de la puissance active, pour les conditions en régime établi et les conditions de réponse dynamique.

8.2.2.3 Procédure

Le Tableau 6 définit les signaux pour l'essai décrit. Ce tableau définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale.

Tableau 6 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal (exemple)	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_setpoint_externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint_interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible du parc éolien	10 Hz	MW
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc.			

a) Essai d'erreur statique

Pour l'essai d'erreur statique, la procédure d'essai suivante est recommandée: une valeur de référence doit demander une réduction de la puissance active de 0,4 p.u. à 0,1 p.u. par échelon de 0,1 p.u. au niveau de fonctionnement minimal fixé par accord, avec un fonctionnement d'au moins 2 min à chaque valeur de référence, conformément à l'IEC 61400-21-1 et comme cela est représenté à la Figure 9. L'erreur statique et le temps de stabilisation doivent être déterminés conformément au 8.2.2.4.

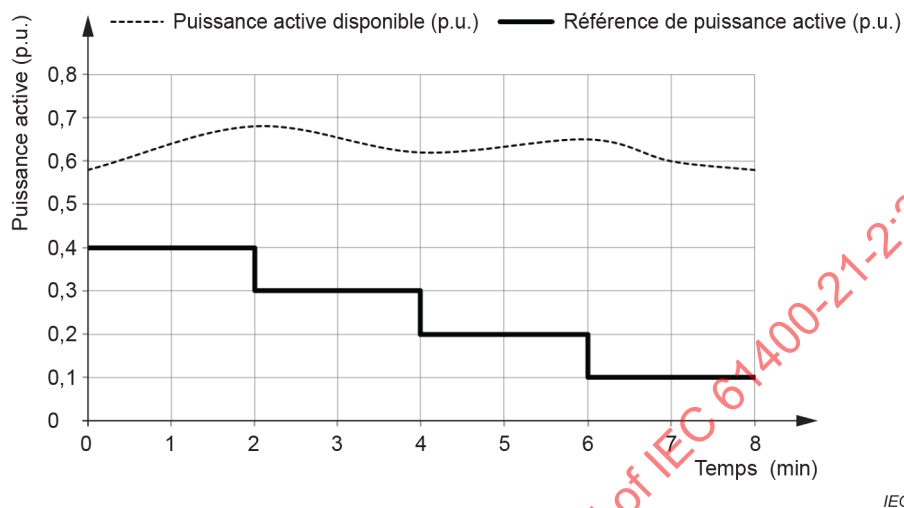


Figure 9 – Réglage de la valeur de référence de la puissance active

Le calcul des valeurs moyennes par bloc de 1 min pour le rapport d'essai doit être effectué lorsque le régime établi est atteint. Le temps de régime établi est défini comme étant la dernière minute à chaque échelon.

- L'erreur statique absolue de la puissance active doit être calculée.
- La puissance de sortie active disponible de la PP doit être supérieure d'au moins 0,1 p.u. à la valeur de référence visée, mais d'au moins 0,5 p.u. pendant toute la durée de l'essai.
- L'essai doit être réalisé comme un mesurage continu.

b) Essai de réponse dynamique

Cet essai est utilisé pour déterminer le comportement dynamique de la PP en observant les caractéristiques de réponse aux échelons (c'est-à-dire le temps de stabilisation, la durée de croissance/le temps de descente, le temps de réaction). L'essai doit être effectué par échelon d'une dimension recommandée de 0,4 p.u. de la puissance active nominale. Au moins une descente d'un échelon du niveau de puissance active supérieur au niveau inférieur et une montée d'un échelon du niveau de puissance active inférieur au niveau supérieur doivent être effectuées (voir Figure 10).

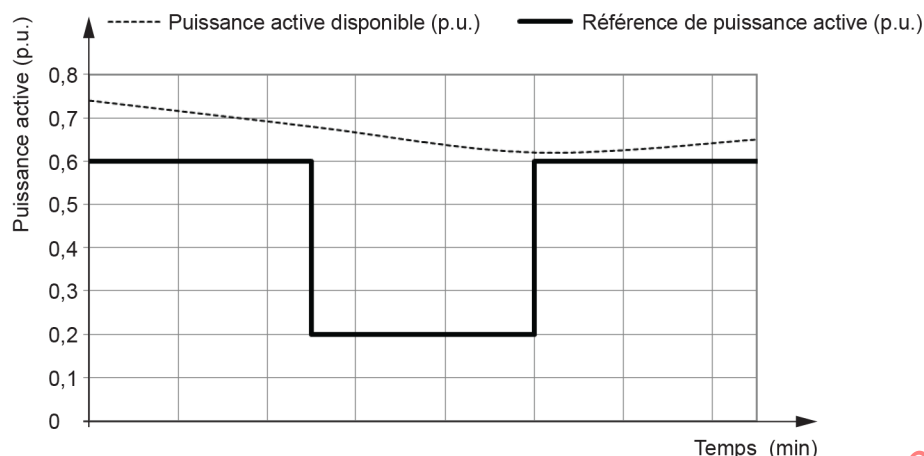


Figure 10 – Exemple d'échelon de réponse de puissance active

Les limitations du taux de variation doivent être désactivées au cours de l'essai. Si cela n'est pas possible, le taux de variation doit être réglé à la valeur la plus élevée (qui provoque la variation la plus rapide de la puissance de sortie active de la PP).

8.2.2.4 Documentation

a) Essai d'erreur statique

Le graphique doit indiquer la puissance active disponible, la puissance de sortie active mesurée et les valeurs de référence données.

Il convient que la puissance de sortie active disponible soit fournie par le système de commande de la PP.

Pour la détermination de l'erreur statique, la valeur de référence, la valeur réelle et la différence entre la valeur de référence et la valeur réelle sous forme de données moyennes sur 1 min doivent être représentées comme cela est indiqué dans le Tableau 7.

Tableau 7 – Exactitude des valeurs de contrôle de la puissance active

Échelon de puissance active [p.u.]	Valeur de consigne demandée		Valeur mesurée		Erreur statique absolue maximale	
	[MW]	[p.u.]	[MW]	[p.u.]	[MW]	[p.u.]
0,40						
0,30						
0,20						
0,10						

b) Essai de réponse dynamique

Le graphique doit indiquer la puissance active disponible, la puissance de sortie active mesurée et les valeurs de référence données.

Il convient que la puissance de sortie active disponible soit fournie par le système de commande de la PP.

Les informations sur le temps de réponse (durée de croissance, temps de réaction et temps de stabilisation) ainsi que l'instant de la modification de la commande de la valeur de consigne à chaque échelon doivent être enregistrés dans un tableau, conformément au Tableau 8, ainsi que la série temporelle correspondante.

Tableau 8 – Résultats de l'essai de réponse dynamique de puissance active

Point de consigne de puissance active		Temps de stabilisation [s]	Durée de croissance [s]	Temps de réaction	Instant de la commande de consigne
Point de départ	Second point				

Le point de départ définit la valeur de référence initiale et le second point définit la valeur de référence cible du changement d'échelon.

8.2.3 Arrêt contrôlé

8.2.3.1 Généralités

L'arrêt contrôlé est une stratégie de contrôle dans laquelle la PP peut être restreinte à des échelons prédéfinis dans un délai prédéfini.

8.2.3.2 Description

L'interface de contrôle peut comprendre plusieurs niveaux prédéfinis et une entrée de contrôle à chaque échelon.

Par exemple:

échelon 1 – 70 % de P_n

échelon 2 – 50 % de P_n

échelon 3 – 40 % de P_n

échelon 4 – 25 % de P_n

échelon 5 – 0 % de P_n , c'est-à-dire que la centrale est à l'arrêt

La PP doit atteindre le niveau donné aussi rapidement que possible et le niveau le plus faible a la priorité.

Le 8.2.3.3 et le 8.2.3.4 se réfèrent à l'exemple donné.

8.2.3.3 Procédure

Le Tableau 9 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit.

Tableau 9 – Exemple de liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal (exemple)	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
level_1	Par exemple 70 % de P_n	10 Hz	Activé/désactivé
level_2	Par exemple 50 % de P_n	10 Hz	Activé/désactivé
level_3	Par exemple 40 % de P_n	10 Hz	Activé/désactivé
level_4	Par exemple 25 % de P_n	10 Hz	Activé/désactivé
level_5	Par exemple 0 % de P_n	10 Hz	Activé/désactivé
Step_select	Numéro d'échelon directement envoyé	10 Hz	1 – 5
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible du parc éolien	10 Hz	MW
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc.			

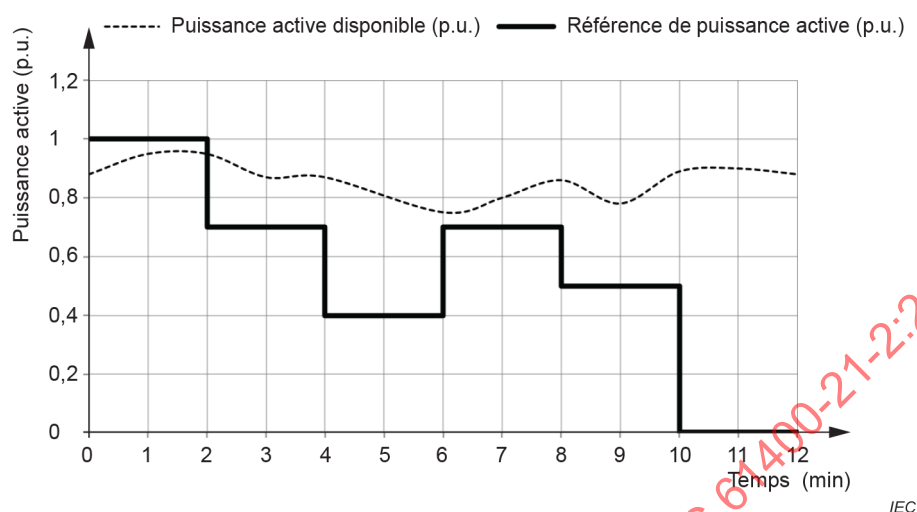
Les échelons contrôlés peuvent être cinq signaux numériques différents ou un signal utilisé pour choisir l'échelon.

Pour l'essai relatif à l'arrêt contrôlé, la procédure d'essai suivante est recommandée:

Régler l'échelon 1 (70 %), attendre 2 min, régler l'échelon 3 (40 %), attendre 2 min, régler l'échelon 1 (70 %), attendre 2 min, régler l'échelon 2 (50 %), attendre 2 min et régler l'échelon 5 (0 %).

8.2.3.4 Documentation

Le graphique doit indiquer la puissance active disponible, la puissance de sortie active mesurée et les valeurs de consigne (voir Figure 11):



Le temps de stabilisation et l'instant du changement d'échelon de consigne à chaque échelon doivent être documentés dans un tableau avec la série temporelle correspondante (voir Tableau 10).

Tableau 10 – Résultats de l'essai d'arrêt d'urgence

Instant du changement d'échelon de consigne	Référence de puissance active		Temps de stabilisation [s]	Durée de croissance [s]	Temps de réaction [s]
	Point de départ	Second point			
	P disponible maximale	niveau 1			
	niveau 1	niveau 3			
	niveau 3	niveau 1			
	niveau 1	niveau 2			
	niveau 2	niveau 5			

Le point de départ définit la valeur de référence initiale (généralement en p.u.) et le second point définit la valeur de référence cible (généralement en p.u.) du changement d'échelon.

8.2.4 Réponse à l'inertie synthétique

8.2.4.1 Généralités

Le 8.2.4 décrit la méthodologie pour la réalisation d'essais sur site en vue de déterminer la réponse de la PP, en utilisant l'inertie du rotor des éoliennes pour les événements de sous-fréquence.

8.2.4.2 Description

L'objectif de cet essai est de documenter la capacité de la centrale éolienne à soutenir le réseau en fournissant une puissance active supplémentaire en cas d'événements de sous-fréquence rapides.

8.2.4.3 Procédure

Le Tableau 11 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit.

Tableau 11 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal (exemple)	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
f_{sim}	Entrée de fréquence simulée	10 Hz	Hz
f_{POC}	Fréquence mesurée au POC	10 Hz	Hz
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible du parc éolien	10 Hz	MW

^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc.

Cet essai doit être effectué avec la PP en fonctionnement continu et un facteur de puissance de 1 dans les conditions suivantes:

- P_available entre $0,25 P_n$ et $0,5 P_n$;
- P_available au-dessus de $0,8 P_n$; et
- P_available à P_n si cela est exigé (or PP avec référence de puissance active réduite).

Pour a) et b), la PP ne doit pas fonctionner avec une limitation de la puissance de sortie active (PP réduite). Une limitation de la puissance active n'est admise que pendant l'essai d'inertie synthétique, cas c).

La réponse indiquée doit inclure les résultats d'au moins deux essais pour chaque cas: a), b) et c).

L'analyse du mesurage comprend quatre intervalles de comportement de puissance de sortie active:

- gain de puissance: cet intervalle commence à partir du moment de détection de l'événement (fréquence Δ , df/dt , point de fréquence, etc.) jusqu'à atteindre une valeur prédéfinie, qu'il s'agisse d'une variation de puissance active ΔP fixée par accord, de 90 % de la variation de puissance active P fixée par accord (comme cela est représenté à la Figure 12), d'une limite de temps définie ou d'une fréquence définie, etc.;
- régime établi: cet intervalle commence à partir de la fin de l'intervalle de gain de puissance jusqu'à atteindre une valeur prédéfinie, telle qu'une limite d'intervalle de temps, un niveau ou une variation de fréquence défini(e), etc.;
- descente: cet intervalle commence à partir de la fin de l'intervalle de régime établi jusqu'à atteindre une valeur prédéfinie, telle que la puissance de sortie active disponible, la puissance de sortie avant l'événement ou une limite de temps définie, etc.;
- rétablissement: cet intervalle commence à partir de la fin de l'intervalle de descente jusqu'à atteindre une valeur prédéfinie, telle qu'une limite de temps. Cet intervalle couvre essentiellement le temps nécessaire à la stabilisation des vitesses de rotor de tous les PGU.

L'intervalle de gain de puissance commence lorsque la fréquence f_{sim} (représentée par f_g sur la Figure 12) chute au-dessous de la limite spécifiée.

L'exactitude de l'enregistrement des données et du mesurage doit respecter les spécifications données en 6.4.

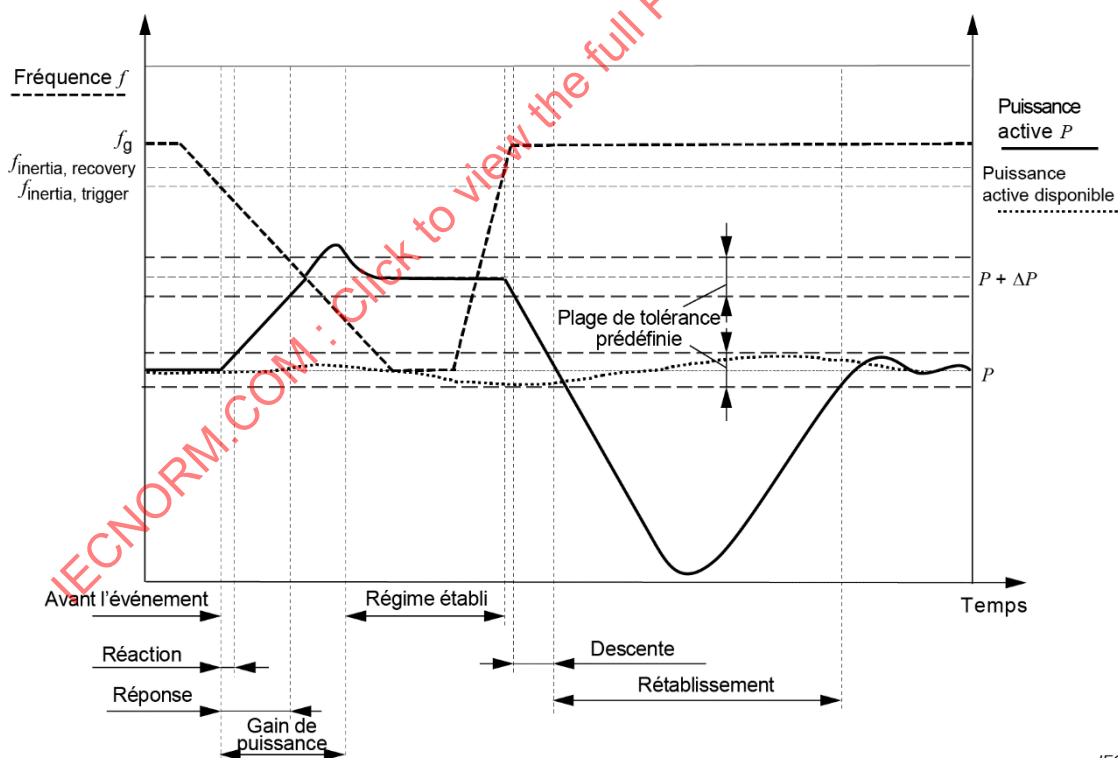
L'essai peut être effectué en utilisant un signal d'activation directe dans la commande de la PP pour appliquer la valeur de référence de fréquence f_{sim} au système de contrôle de fréquence de la centrale éolienne.

Pour démontrer la capacité d'inertie synthétique de la PP, le propriétaire doit s'assurer que la fonctionnalité d'inertie est activée et que d'autres fonctionnalités également susceptibles de provoquer une réaction aux modifications de fréquence du réseau (comme les réglages de protection du réseau, la fonctionnalité RoCoF) n'interfèrent pas.

8.2.4.4 Documentation

Tous les paramètres de réglage de l'inertie spécifique de la PP, les conditions d'essai et les valeurs mesurées doivent être indiqués dans un rapport, comme cela est défini à l'Annex A. La Figure 12 fournit un exemple de réponse à l'inertie synthétique.

La réponse réelle à l'inertie spécifique au projet peut différer de la Figure 12, étant donné que les réglages d'inertie doivent être fixés par accord entre l'opérateur de la PP et le responsable du réseau (TSO).



IEC

Figure 12 – Inertie synthétique – exemple de réponse et définitions

La réponse indiquée doit comprendre des séries temporelles de:

- puissance de sortie active au POC,
- valeur de référence de fréquence f_{sim} et
- puissance active disponible

qui commencent au moins 5 s avant le début de l'événement d'inertie synthétique (avant l'événement) et se terminent au moins 5 s après la fin de la phase de rétablissement de puissance active de la PP (Figure 12).

Les réglages d'inertie synthétique doivent être documentés conformément au Tableau 12.

Les valeurs de consigne et les résultats définis dans le Tableau 13 doivent être consignés et calculés pour chaque essai.

Tableau 12 – Réglages d'inertie synthétique

Paramètre	Valeur définie
Gain de puissance active par défaut ΔP (p.u.)	
Gradient du gain de puissance active dP/dt (ascendant) en kW/s (p.u./s)	
Gradient du gain de puissance active dP/dt (descendant) en kW/s (p.u./s)	
$f_{\text{inertia, trigger}}$ en Hz	
$f_{\text{inertia, recovery}}$ en Hz	

Tableau 13 – Résultats de l'essai d'inertie synthétique

Période de mesurage						
Mode de fonctionnement de la PP						
Puissance active disponible ou référence de puissance active P_{ref}	$0,25 \times P_n < P_{available} < 0,5 \times P_n$	$P_{available} > 0,8 \times P_n$			$P_{available} \approx P_n$	
Gain de puissance et intervalle en régime établi						
Numéro de l'essai	1	2	3	4	5	6
Avant l'événement: puissance de sortie moyenne en régime établi, en p.u.						
Avant l'événement: puissance de sortie maximale en régime établi, en p.u.						
Avant l'événement: puissance de sortie minimale en régime établi, en p.u.						
Temps de réponse en ms						
Temps de stabilisation en ms						
Temps en régime établi en ms						
Temps de descente en ms						
Temps de descente et intervalle de rétablissement						
Temps de rétablissement en ms						
Puissance minimale sur la période de rétablissement, en p.u.						
Puissance de sortie moyenne sur la période de rétablissement, en p.u.						

Un exemple de rapport de documentation est donné à l'Annex A.

8.2.5 Contrôle de puissance réactive

8.2.5.1 Généralités

Le 8.2.5 décrit la méthodologie pour la réalisation d'essais sur site en vue de déterminer les caractéristiques électriques de la PP en ce qui concerne le contrôle de puissance réactive.

8.2.5.2 Description

Le but de cet essai est de déterminer la réponse de la PP aux commandes de référence concernant l'erreur statique, la durée de croissance et le temps de stabilisation de la puissance réactive en utilisant soit la puissance réactive, la tension, le facteur de puissance ou les valeurs de référence $\cos \varphi$, en fonction du système de commande de centrale éolienne spécifié pour la PP.

8.2.5.3 Procédure

Le Tableau 14 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit.

Tableau 14 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal ^b (exemple)	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible du parc éolien	10 Hz	MW
Q_control_mode	Mode Q_control actif Contrôle Q Contrôle U Contrôle PF	10 Hz	
PF_setpoint	Point de consigne du facteur de puissance	10 Hz	°
U_setpoint	Point de consigne du contrôle de tension	10 Hz	kV
U_POC	Tension au réseau au POC	10 Hz	kV
Q_setpoint	Point de consigne de puissance réactive	10 Hz	Mvar
Q_POC	Puissance réactive mesurée au POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Puissance réactive sous-excité disponible	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Puissance réactive surexcité disponible	10 Hz	Mvar
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc.			
^b Il est possible que tous les signaux ne soient pas disponibles. La liste des signaux enregistrés doit être fixée par accord entre l'opérateur du réseau et la partie responsable de l'évaluation.			

Les mesurages ne doivent être effectués qu'en fonctionnement continu.

Les puissances active et réactive doivent être mesurées aux bornes de la PP.

La puissance active pendant toute la durée de l'essai de contrôle doit se situer dans la plage où la PP peut atteindre sa puissance réactive maximale.

La période d'intégration pour la puissance réactive doit correspondre à une période fondamentale.

a) Essai d'erreur statique

Le point de consigne de puissance réactive peut, par exemple, être modulé conformément à la Figure 13. Le calcul des valeurs moyennes sur 1 minute pour le rapport d'essai doit être effectué au cours de la dernière minute de chaque étape. Si des composants commutables (par exemple batteries de condensateurs, changeurs de prise, etc.) sont en fonctionnement, l'essai doit être prolongé jusqu'à ce que les valeurs moyennes sur 1 min aient atteint un niveau de régime établi.

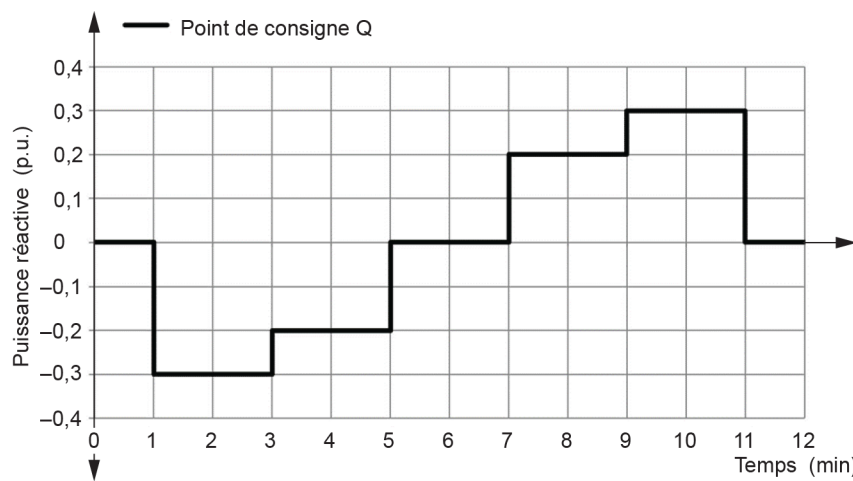


Figure 13 – Essai d'erreur statique

b) Essai de réponse dynamique

L'objet de cet essai est de déterminer le comportement dynamique de la PP en observant les caractéristiques de réponse aux échelons (c'est-à-dire le temps de stabilisation, la durée de croissance et le temps de réaction).

Pour soumettre la réponse dynamique de la PP à l'essai, la puissance réactive peut, par exemple, être commutée sur le mode de fonctionnement surexcité de 0,1 p.u., puis sur le mode sous-excité de 0,1 p.u., comme cela est indiqué à la Figure 14.

Cet essai peut conduire à des tensions critiques du réseau. Pour cette raison, le point de consigne spécifique au projet doit être fixé par accord en coordination avec l'opérateur de réseau.

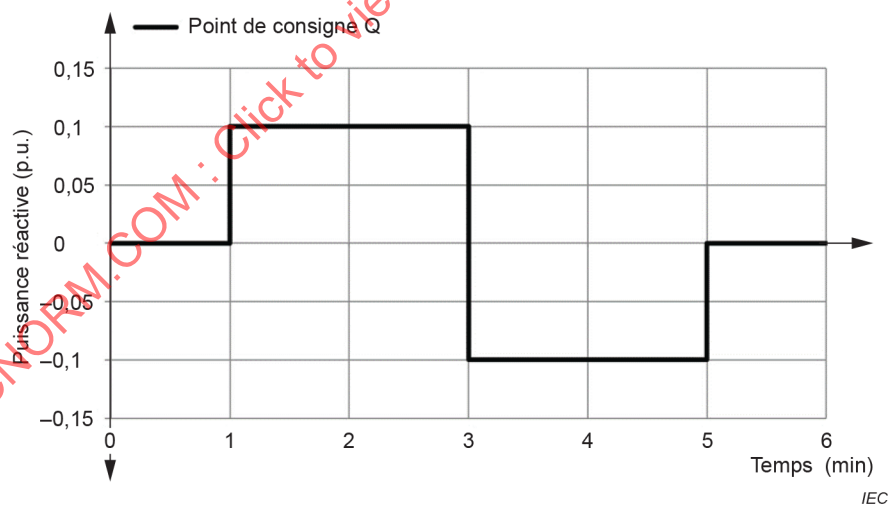


Figure 14 – Exemple d'essai de réponse dynamique

8.2.5.4 Documentation

Les résultats de mesure doivent être documentés comme suit:

a) essai d'erreur statique (voir Tableau 15):

- les écarts par rapport aux valeurs de référence doivent être indiqués en kvar et en p.u. pour la puissance réactive;
- une description de la séquence de contrôle de la puissance réactive qui correspond aux références, en particulier la mise en œuvre des valeurs de référence, doit être donnée;
- la tension du réseau pendant les mesurages doit être indiquée dans le rapport comme valeur moyenne sur 1 minute pour toutes les valeurs de référence;
- l'interface utilisée pour les valeurs de référence doit être consignée.

b) essai de réponse dynamique (voir Tableau 16):

- les informations sur le temps de réponse (durée de croissance, temps de réaction et temps de stabilisation) ainsi que les instants où la valeur de référence ou l'échelon de consigne change doivent être consignés conformément au 9.3;
- une description de la séquence de contrôle de la puissance réactive qui correspond aux valeurs de référence, en particulier la mise en œuvre des valeurs de référence, doit être donnée;
- la tension du réseau pendant les mesurages doit être indiquée dans le rapport comme valeur moyenne sur 1 minute pour toutes les valeurs de référence;
- l'interface utilisée pour les valeurs de référence doit être consignée.

Un modèle de rapport est donné à l'Annex A.

Tableau 15 – Essai d'erreur statique

Échelon de puissance réactive [p.u.]	Tension	Valeur de référence		Valeur mesurée		Erreur statique	
	U [p.u.]	[kvar]	[p.u.]	[kvar]	[p.u.]	[kvar]	[p.u.]
-0,3							
-0,2							
-0,1							
0							
0,1							
0,2							
0,3							

Tableau 16 – Essai de réponse dynamique

Valeur de référence pour la puissance réactive [p.u.]	De 0 p.u. à 0,1 p.u. (surexcitée)	De 0,1 p.u. (surexcitée) à 0,1 p.u. (sous-excité)	De 0,1 p.u. (sous-excité) à 0 p.u.
Temps de stabilisation (s)			
Durée de croissance (s)			
Temps de réaction (s)			
Instant du changement d'échelon de la valeur de référence			

Les composants supplémentaires de la centrale peuvent être soumis à l'essai de la même manière dans le cadre d'un essai distinct.

8.2.6 Capacité de puissance réactive

8.2.6.1 Généralités

Le 8.2.6 décrit la méthodologie pour la réalisation d'essais sur site en vue de déterminer la capacité de puissance réactive de la PP.

8.2.6.2 Description

La capacité de puissance réactive de la PP peut dépendre des PGU et des composants supplémentaires de la centrale. L'essai décrit ici couvre tous les composants de la PP qui contribuent à la capacité de puissance réactive.

8.2.6.3 Procédure

Le Tableau 17 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit. Les conditions d'essai sont spécifiées à l'Article 6.

Tableau 17 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal ^b	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible de la PP	10 Hz	MW
Q_control_mode	Mode Q_control actif Contrôle Q Contrôle U Contrôle ϕ	10 Hz	
PF_setpoint	Point de consigne du facteur de puissance	10 Hz	°
U_setpoint	Point de consigne du contrôle de tension	10 Hz	kV
U_POC	Tension au réseau au POC	10 Hz	kV
Q_setpoint	Point de consigne de puissance réactive	10 Hz	Mvar
Q_POC	Puissance réactive mesurée au POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Puissance réactive sous-excitée disponible	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Puissance réactive surexcitée disponible	10 Hz	Mvar

^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc.

^b Il est possible que tous les signaux ne soient pas disponibles. La liste des signaux enregistrés doit être fixée par accord entre l'opérateur du réseau et la partie responsable de l'évaluation.

La procédure d'essai pour démontrer la capacité de puissance réactive est la suivante:

Lorsque la production de puissance active est maximale, augmenter le point de consigne Q par échelons de petite taille, en s'assurant que la tension du réseau reste dans la plage de fonctionnement normale, jusqu'à ce que la PP produise la puissance réactive sous-excitée maximale possible, puis augmenter encore le point de consigne Q jusqu'à sa valeur maximale.

Réduire la puissance active de 10 %/min jusqu'à 0 p.u. puis attendre que tous les PGU s'arrêtent.

Si la PP peut produire de la puissance réactive à une puissance active 0 p.u., réduire alors le point de consigne Q à 0 Mvar, en s'assurant que la tension du réseau reste dans la plage de fonctionnement normale. Augmenter le point de consigne Q par échelons de petite taille, en s'assurant que la tension du réseau reste dans la plage de fonctionnement normale, jusqu'à ce que la PP produise la puissance réactive surexcitée maximale possible, puis augmenter encore le point de consigne Q jusqu'à sa valeur maximale.

Augmenter la puissance active de 10 %/min jusqu'à la puissance disponible.

Si la PP ne peut pas produire de puissance réactive à une puissance active 0 p.u., réduire alors le point de consigne Q à 0 Mvar, et augmenter la puissance active jusqu'à la puissance active disponible. Lorsque la production de puissance active est maximale, augmenter le point de consigne Q par échelons de petite taille, en surveillant que la tension du réseau reste dans la plage de fonctionnement normale, jusqu'à ce que la PP produise la puissance réactive surexcitée maximale possible, puis augmenter encore le point de consigne Q jusqu'à sa valeur maximale.

Réduire la puissance active de 10 %/min jusqu'à 0 p.u. puis attendre que tous les PGU arrêtent de produire de la puissance.

L'ensemble de la procédure peut être interrompu par l'opérateur de réseau en cas de dépassement de la plage de tensions en régime établi. Dans ce cas, il convient que l'opérateur de réseau crée un état de fonctionnement qui permet à la PP de produire la puissance réactive maximale exigée.

8.2.6.4 Documentation

La capacité de puissance réactive du mode de la PP doit être caractérisée par des résultats d'essai présentés sur un graphique et dans un tableau où la puissance réactive est tracée en fonction de la puissance active.

Un graphique qui représente la puissance de sortie réactive en fonction de la puissance de sortie active correspondante doit être fourni comme suit (voir Figure 15 et Figure 16).

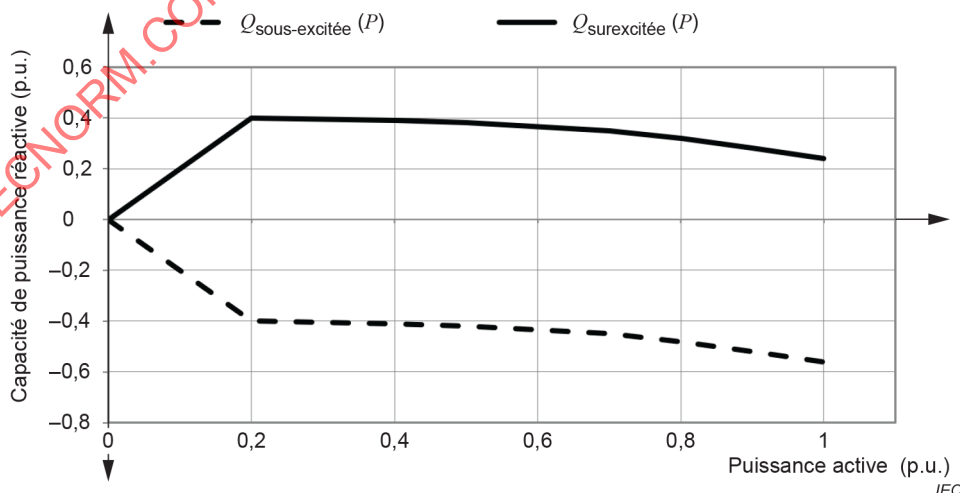


Figure 15 – Exemple de diagramme QP d'essai de capacité de puissance réactive

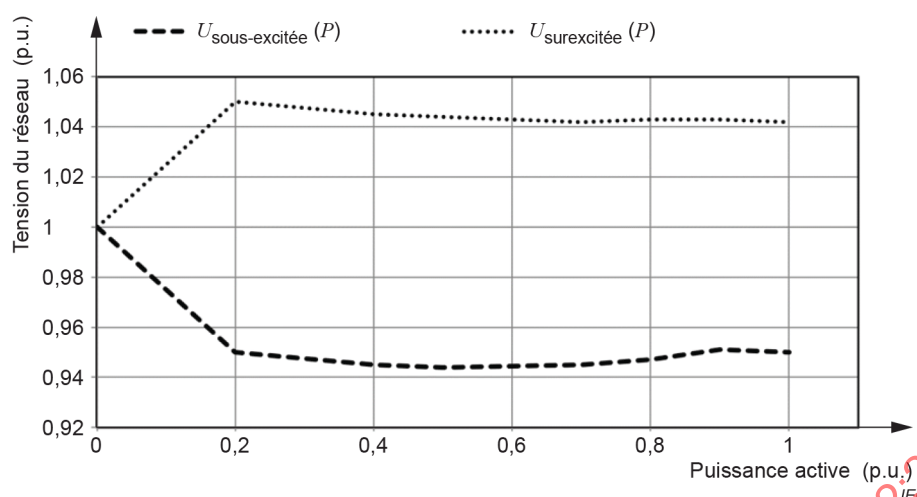


Figure 16 – Exemple de diagramme UP de capacité de puissance réactive qui correspond au diagramme QP

Le Tableau 18 indique la puissance réactive moyenne et la tension pour chaque tranche de puissance.

Tableau 18 – Exemple de diagramme QP de capacité de puissance réactive

Tranche de puissance: (% de P_n)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Puissance réactive sous-excitée											
Tension du réseau pour la puissance réactive sous-excitée											
Puissance réactive surexcitée											
Tension du réseau pour la puissance réactive surexcitée											

8.3 Essais de fonctionnalité

8.3.1 Généralités

Comme cela est décrit en 6.5, il convient de réaliser les essais de fonctionnalité dans le cadre de l'essai de type du matériel et du logiciel installés du PPC. Le montage d'essai est décrit en détail en 6.6. Les essais répertoriés en 8.3 couvrent les principales fonctionnalités du contrôleur. Si des essais supplémentaires sont exigés pour démontrer les performances spécifiques du PPC, ces essais doivent être coordonnés entre l'opérateur du réseau correspondant et l'opérateur de la centrale électrique.

8.3.2 Essai de limitation du taux de variation de la puissance active

8.3.2.1 Description

Le but de ce mesurage est de démontrer la capacité de la PP à suivre des gradients de puissance active donnés, avec un taux de variation positif et négatif, pendant les états de fonctionnement suivants:

- démarrage, arrêt normal;
- fonctionnement normal (avec un taux de variation positif et négatif).

Le propriétaire doit déclarer les réglages possibles (valeurs de référence ou plage de réglage) des taux de variation de la PP. Les essais doivent être adaptés aux réglages possibles des taux de variation de la PP.

8.3.2.2 Procédure

Le Tableau 19 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit. Les conditions d'essai sont spécifiées à l'Article 6.

Tableau 19 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal ^b	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible du parc éolien	10 Hz	MW
P_rampUp	Réglage du taux d'augmentation de la puissance active	10 Hz	MW/s
P_rampDown	Réglage du taux de réduction de la puissance active	10 Hz	MW/s
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc.			
^b Il est possible que tous les signaux ne soient pas disponibles. La liste des signaux enregistrés doit être fixée par accord entre l'opérateur du réseau et la partie responsable de l'évaluation.			

Si l'essai est effectué sur le terrain, les conditions préalables spécifiées à l'Article 6 s'appliquent.

Les données doivent être enregistrées au moins 10 s avant la commande de taux de variation et jusqu'à ce que des conditions de régime établi soient atteintes.

Au début de l'essai, la PP doit fonctionner en mode de fonctionnement normal. La puissance active de la PP doit être réglée sur une valeur de départ prédéfinie. Ensuite, les deux essais suivants avec des taux de variation différents doivent être effectués.

Si les taux de variation peuvent être choisis à distance ou s'ils dépendent de différents modes de fonctionnement, l'essai doit démontrer les réglages des taux de variation maximal et minimal exigés.

Essai 1 (taux de variation bas), taux de variation maximal exigé, par exemple $\pm 10 \% P_n/\text{min}$

Essai 2 (taux de variation élevé), taux de variation minimal exigé, par exemple $\pm 2 \% P_n/\text{s}$

Essai 3 (taux de variation d'arrêt normal), taux de variation exigé pour l'arrêt de la PP, par exemple $-10 \% P_n/\text{min}$

Essai 4 (taux de variation de démarrage normal), taux de variation exigé pour le démarrage de la PP, par exemple $+10 \% P_n/\text{min}$

L'essai doit être effectué avec au moins $P = 0,1$ p.u. de la puissance active nominale entre chaque valeur de référence.

8.3.2.3 Documentation

L'aptitude de la PP à fonctionner en mode de contrôle de limitation du taux de variation doit être caractérisée par les résultats d'essai présentés sous forme de graphique. Le graphique doit montrer la puissance de sortie active disponible et mesurée pendant l'état de fonctionnement. La Figure 17 donne un exemple d'échelon avec un taux de variation négatif et un exemple d'échelon avec un taux de variation positif. Les échelons sont atteints par la commutation de la PP d'une valeur de référence à une autre valeur de référence et inversement.

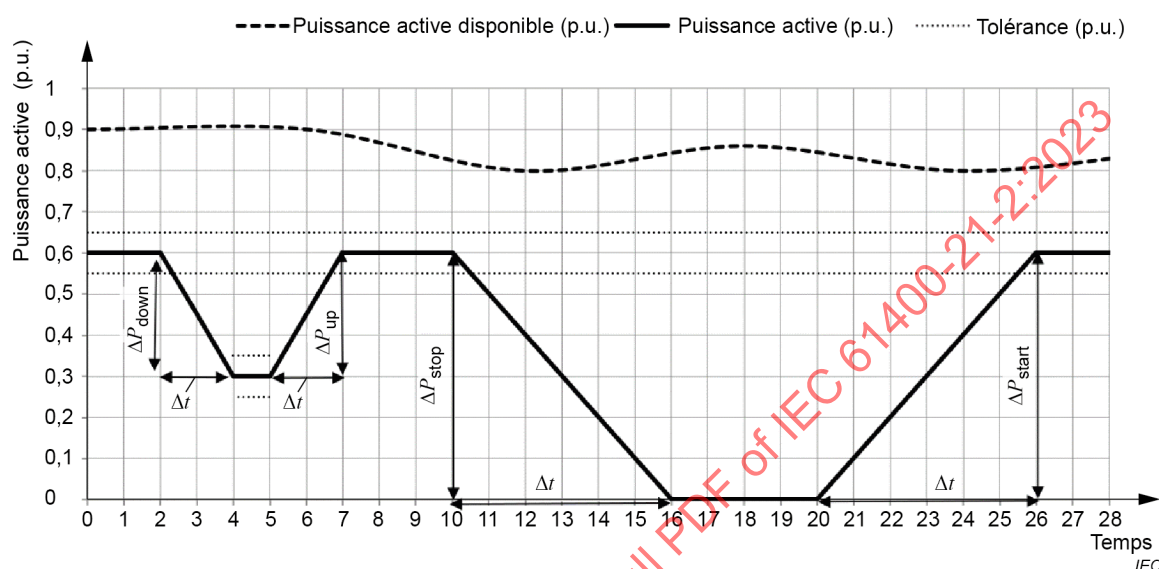


Figure 17 – Exemple de puissance active disponible et de puissance active en mode de limitation du taux de variation

Le gradient de puissance active positif et négatif doit être calculé à partir de la moyenne sur 0,2 s de la puissance active mesurée en deux points différents pendant l'activation du taux de variation (point 1 et point 2 pour le calcul du gradient négatif et point 3 et point 4 pour le calcul du gradient positif, conformément au Tableau 20).

Tableau 20 – Calcul du taux de variation de la puissance active

	Valeur de référence demandée P_{set} [p.u.]	Taux de variation demandé de la puissance active $\Delta P / \Delta t$ [p.u./s]	Taux de variation mesuré de la puissance active $\Delta v / \Delta t$ [p.u./s]
Point 1			
Point 2			
Point 3			
Point 4			
Point 5			
Point 6			
Point 7			
Point 8			

- Une déclaration de la procédure de réglage du taux de variation par le propriétaire de la centrale doit être décrite dans le rapport d'essai.
- Si une plage de tolérance est définie pour le contrôle du taux de variation de la puissance active, alors il convient de la consigner conformément à la Figure 17.

8.3.3 Priorité des points de consigne

8.3.3.1 Généralités

L'objet de cet essai est de démontrer les priorités entre plusieurs sources de point de consigne. Le principal cas d'application est la priorisation des points de consigne de puissance active. Cette fonctionnalité est nécessaire lorsque plusieurs sources sont en mesure d'envoyer des points de consigne pour la même valeur (par exemple, opérateur de réseau, opérateur de PP, propriétaire, TSO, etc.). Dans ce cas, le système de commande de la PP doit être capable de prioriser ces points de consigne d'une manière prédéfinie.

Les essais décrits en 8.3.3 peuvent être appliqués à d'autres types de points de consigne que ceux de puissance active.

8.3.3.2 Description

L'essai doit démontrer la capacité du système de commande de la PP à prioriser plusieurs points de consigne selon une priorisation prédéfinie. Les multiples sources des points de consigne doivent être définies sur différents niveaux tout au long de l'essai. Le système de commande de la PP doit agir selon le point de consigne qui a la plus haute priorité, en général la valeur de consigne la plus basse. La priorisation spécifique doit être fixée par accord avec l'opérateur du réseau.

8.3.3.3 Procédure

Le Tableau 21 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit. Les conditions d'essai sont spécifiées à l'Article 6.

Tableau 21 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal ^b	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_setpoint_frequencyControl	Point de consigne de puissance active issu du contrôle de fréquence	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible de la PP	10 Hz	MW
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc.			
^b Il est possible que tous les signaux ne soient pas disponibles. La liste des signaux enregistrés doit être fixée par accord entre l'opérateur du réseau et la partie responsable de l'évaluation.			

Si l'essai est effectué dans le cadre du domaine d'application des essais de fonctionnalité, la puissance de sortie active disponible doit être limitée à une valeur inférieure à 100 % afin de démontrer le comportement de la PP lorsque le point de consigne demandé dépasse la puissance active disponible. La description suivante se réfère à un système avec deux sources possibles pour les points de consigne de puissance active. La règle de priorité est que le point de consigne le plus faible s'applique. S'il existe plus de deux sources de point de consigne ou si une autre règle de priorité s'applique, la procédure doit être adaptée en conséquence.

Le Tableau 22 décrit la procédure pour les essais de priorisation des points de consigne de puissance active dans un environnement d'essai fonctionnel. Lorsque les essais sont effectués sur le terrain, les points de consigne réels doivent être adaptés à la puissance active réelle disponible pendant l'essai. Les conditions d'essai admises sont spécifiées à l'Article 6.

8.3.3.4 Documentation

Les résultats de l'essai de priorisation des points de consigne de puissance active peuvent être présentés sur un graphique et dans un tableau. Le graphique doit indiquer chaque point de consigne de puissance active, la puissance de sortie active mesurée et la puissance de sortie active disponible. La Figure 18 fournit un exemple de cet essai.

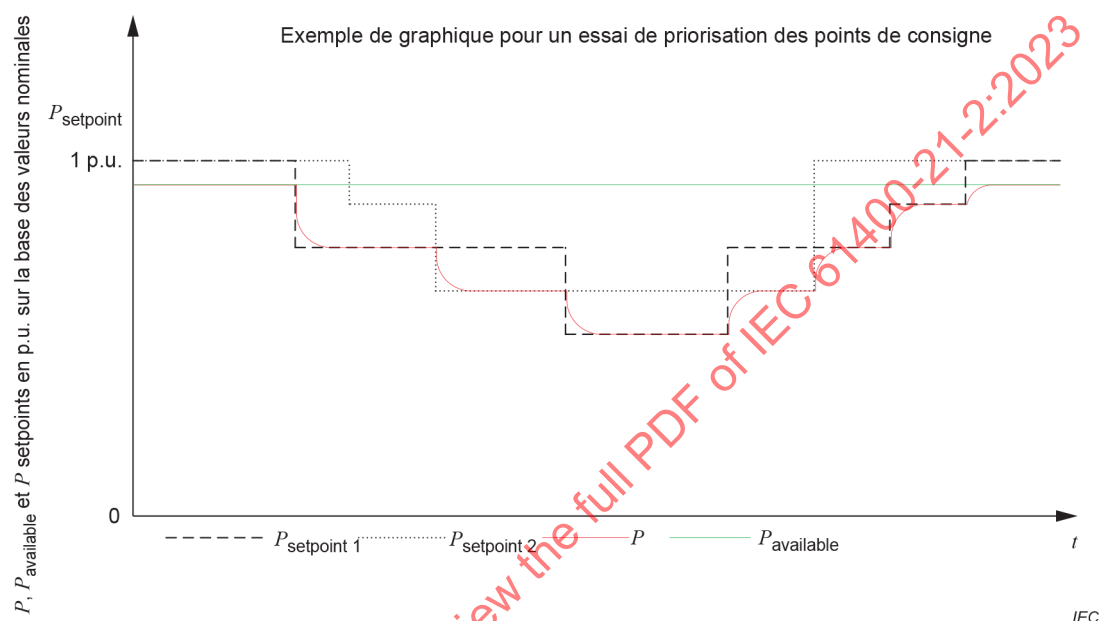


Figure 18 – Exemple d'essai de priorisation des points de consigne de puissance active

Les résultats peuvent également être présentés dans un tableau conforme au Tableau 22, avec les résultats mesurés de l'essai sur site ou de l'essai de fonctionnalité.

Tableau 22 – Résultats d'essai de priorisation des points de consigne

Étape	Points de consigne de puissance active	Puissance active disponible [p.u.]	Puissance de sortie active mesurée [p.u.]
1	point de consigne 1: 1 p.u. point de consigne 2: 1 p.u.		
2	point de consigne 1: 0,8 p.u. point de consigne 2: 1 p.u.		
3	point de consigne 1: 0,8 p.u. point de consigne 2: 0,9 p.u.		
4	point de consigne 1: 0,8 p.u. point de consigne 2: 0,7 p.u.		
5	point de consigne 1: 0,6 p.u. point de consigne 2: 0,7 p.u.		
6	point de consigne 1: 0,8 p.u. point de consigne 2: 0,7 p.u.		
7	point de consigne 1: 0,8 p.u. point de consigne 2: 1 p.u.		
8	point de consigne 1: 0,9 p.u. point de consigne 2: 1 p.u.		
9	point de consigne 1: 1 p.u. point de consigne 2: 1 p.u.		

Il convient que la fonction de priorisation des points de consigne soit déclarée par le propriétaire de la centrale et clairement décrite.

8.3.4 Contrôle de fréquence

8.3.4.1 Généralités

Le 8.3.4 décrit la fonctionnalité de contrôle de fréquence, y compris les essais de sous-fréquence et de surfréquence.

8.3.4.2 Description

Dans le cadre de cet essai, la réponse de puissance active en fonction des variations de la fréquence du réseau en cas de sous-fréquence et de surfréquence doit être mesurée et documentée.

Le propriétaire de la centrale doit déclarer la capacité de contrôle de puissance active dépendante de la fréquence de la PP.

Les réglages de la PP pour le contrôle de fréquence doivent être déclarés par le propriétaire de la centrale en ce qui concerne le statisme, la fréquence de référence, la bande morte et les conditions de relâchement de la puissance nominale.

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{f_g \cdot droop} \cdot P_n \quad (13)$$

où:

ΔP : est la variation de puissance due au contrôle de fréquence;

Δf : est la variation de fréquence due à la fréquence de référence ou à la bande morte;

f_g : est la fréquence nominale du réseau (50 Hz ou 60 Hz);

droop: est la variation relative de fréquence divisée par la variation relative de puissance;

P_n : est la puissance apparente nominale de la PP.

8.3.4.3 Procédure

Le Tableau 23 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale pour l'essai décrit. Les conditions d'essai sont spécifiées à l'Article 6.

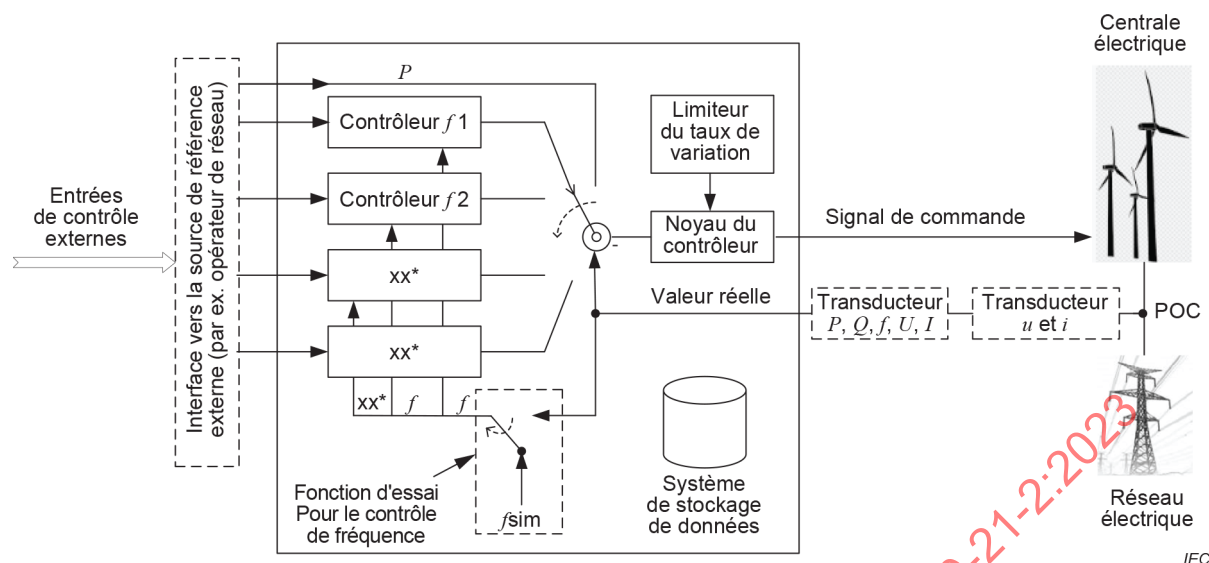
Tableau 23 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal (exemple) ^b	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_setpoint_frequencyControl	Point de consigne de puissance active issu du contrôle de fréquence	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible de la PP	10 Hz	MW
f_sim	Entrée de fréquence simulée	10 Hz	Hz
f_POC	Fréquence mesurée au POC	10 Hz	Hz
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc.			
^b Il est possible que tous les signaux ne soient pas disponibles. La liste des signaux enregistrés doit être fixée par accord entre l'opérateur du réseau et la partie responsable de l'évaluation.			

Les réglages de protection du réseau du PGU et/ou de la PP ne doivent pas être modifiés pendant l'essai.

Il appartient à l'autorité compétente de définir le type de fonction de contrôle qui doit être soumis à l'essai.

La procédure d'essai pour le contrôle de fréquence implique des paires de fréquence et de puissance active. En général, un point de consigne de puissance active ou un point de consigne de capacité de réserve est appliqué au PPC pour l'essai afin de permettre la réalisation d'essais de sous-fréquence.



* espace réservé pour d'autres stratégies de contrôle

Figure 19 – La réaction de fréquence mesurée du PPC est remplacée par une fréquence simulée

La Figure 19 représente une configuration interne du PPC où le signal de fréquence est remplacé par un signal de fréquence simulé pour l'essai de contrôle de fréquence.

La séquence d'essai doit commencer à la fréquence nominale qui doit ensuite être réglée par échelons aux points définis de la caractéristique $P(f)$, par exemple 0,05 Hz au-delà des limites de la bande morte et des échelons de fréquence maximaux ou minimaux fixés par accord. Les échelons de fréquence sont ensuite appliqués pour ramener la fréquence à la fréquence nominale (point de départ). En fonction de la courbe caractéristique $P(f)$ applicable, il peut être nécessaire de maintenir la puissance active à la valeur définie de la caractéristique $P(f)$ jusqu'à ce que la fréquence revienne dans une plage prédéfinie (par exemple, hystérésis). Lorsqu'une moitié (par exemple, surfréquence) de la courbe caractéristique $P(f)$ a été soumise à l'essai, la fréquence doit être réglée par échelons et l'essai répété dans la direction opposée (par exemple, sous-fréquence), comme cela est représenté à la Figure 20. Les essais suivants vérifient la capacité de contrôle de la PP à effectuer un contrôle de puissance dépendant de la fréquence, avec un statisme donné.

Il convient de régler la fréquence suivant un taux de variation prédéfini et/ou par changement d'échelon. Il convient d'utiliser comme valeur type un taux de variation de l'injection de fréquence de 10 mHz/s ou jusqu'au taux de variation maximal de la fréquence sur le réseau. Le nombre d'échelons de fréquence et le nombre de valeurs de fréquence sont variables et dépendent de la fonction de contrôle à soumettre à l'essai.

La Figure 20 représente un exemple de fonction de contrôle de puissance active $P = f(f)$.

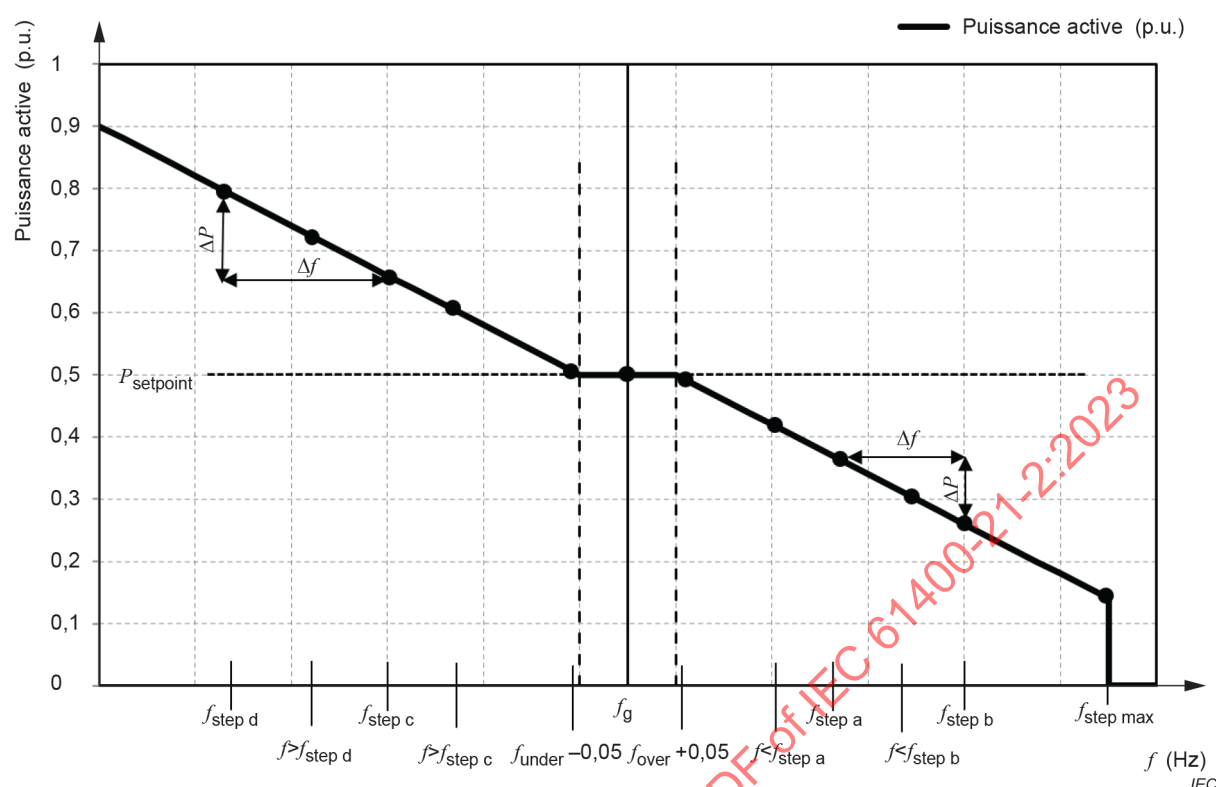


Figure 20 – Exemple d'une fonction de contrôle de puissance active $P = f(f)$, avec les différents points de mesure et les échelons de fréquence associés

- L'essai doit être effectué au minimum à deux niveaux de puissance différents:
 - a) P non restreinte $> 0,5$ p.u.;
 - b) P restreinte entre 0,25 p.u. et 0,5 p.u.
- Chaque échelon de fréquence doit être maintenu pendant au moins 30 s.
- Si le contrôleur permet des réglages différents concernant le temps de réponse ou le temps de retard pour la réduction de la puissance active en fonction de la fréquence, alors le réglage le plus rapide possible doit être choisi.

Pour l'essai lui-même, il convient d'utiliser l'une des procédures suivantes:

- a) modifier la fréquence de référence du contrôle de fréquence de la centrale électrique en réglant la fréquence nominale dans l'unité de commande. Cet essai ne peut être utilisé que si la modification de fréquence peut être appliquée à une PP en marche;
- b) fournir une entrée interne ou externe au PPC pour remplacer la fréquence mesurée par une fréquence simulée (voir Figure 19);
- c) si l'essai est effectué dans la configuration HIL (voir Figure 7), la fréquence du montage d'essai peut être modifiée.

8.3.4.4 Documentation

Les réglages suivants du PPC doivent être documentés:

- 1) réglage de la bande morte de fréquence, y compris f_{over} et f_{under} ;
- 2) si la réduction de puissance active ou l'augmentation de puissance active repose, par exemple, sur:
 - une valeur mesurée instantanée de la puissance active P à l'instant où la fréquence du réseau dépasse la bande morte de fréquence, ou
 - la valeur nominale, P_n ;
- 3) statisme pour la réduction de puissance active en cas de surfréquence;
- 4) statisme pour l'augmentation de puissance active en cas de sous-fréquence.

NOTE Les calculs suivants reposent sur un exemple de fréquence nominale du réseau de 50 Hz avec f_{over} 50,2 Hz et f_{under} 49,8 Hz, avec un point de consigne P_{setpoint} de 0,5 et un statisme de 4 %.

Exemple en cas de surfréquence $f > f_{\text{over}}$

$$P(f) = P_{\text{setpoint}} + \frac{(f_{\text{over}} - f)}{f_n \cdot \text{droop}} \times P_n = 0,5 + \frac{(50,2 - f)}{50 \cdot 0,04} \times 1 \text{ (p.u.)} \quad (14)$$

Exemple en cas de sous-fréquence $f_g < f_{\text{under}}$

$$P(f) = P_{\text{setpoint}} + \frac{(f_{\text{under}} - f)}{f_n \cdot \text{droop}} \times P_n = 0,5 + \frac{(49,8 - f)}{50 \cdot 0,04} \times 1 \text{ (p.u.)} \quad (15)$$

Les résultats des essais doivent être consignés conformément à l'Annex A et comprennent:

- a) la fréquence mesurée et le signal de référence;
- b) la puissance de sortie active de la PP et la puissance active disponible;
- c) les séries temporelles de la puissance active et de la fréquence;
- d) le gradient de puissance active entre deux points de mesure consécutifs doit être déterminé par le calcul de $\Delta P / \Delta f$, comme dans l'exemple de la Figure 20;
- e) la puissance active attendue pour le statisme donné;
- f) pour la puissance nominale ainsi que pour la puissance partielle, un gradient moyen de puissance active doit être calculé et consigné à partir des gradients déterminés indiqués dans le Tableau 24.

Tableau 24 – Exemple de séquence d'essai pour la fonction de puissance active dépendante de la fréquence

Étape du mesurage	Fréquence simulée / mesurée, f	Référence de fréquence, f_n	Puissance active mesurée, P	Puissance active attendue pour le statisme donné	Erreur statique de puissance active
	[Hz]	[Hz]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Premier point de mesure	f_n	-----		-----	
Contrôle de l'étape de démarrage $f_{\text{over}} + 0,05$ Hz					
Échelon $f_{\text{step a}}$					
Échelon $f_{\text{step b}}$					
Échelon max					
Échelon $f < f_{\text{step b}}$					
Échelon $f < f_{\text{step a}}$					
Échelon f_g					
Contrôle de l'étape de démarrage $f_{\text{under}} - 0,05$ Hz					
Échelon $f_{\text{step c}}$					
Échelon $f_{\text{step d}}$					
Échelon min					
Échelon $f > f_{\text{step d}}$					
Échelon $f > f_{\text{step c}}$					
Échelon f_g					
NOTE $f_{\text{step a to d}}$ fait référence aux échelons indiqués sur la Figure 20.					

8.3.5 Limitation du taux de variation de la puissance réactive

8.3.5.1 Généralités

Le but de cet essai est de démontrer la capacité de la PP à régler la puissance de sortie réactive suivant des gradients prédéfinis, avec des taux de variation positif et négatif. Le cas échéant, l'essai de taux de variation de la puissance réactive doit être effectué dans des modes de fonctionnement spécifiques. Des procédures d'essai particulières doivent être élaborées en coordination avec l'opérateur du réseau.

Le propriétaire de la centrale doit déclarer les réglages possibles (valeurs de référence ou plage de réglage) des taux de variation de la PP. Les essais doivent être adaptés aux réglages possibles des taux de variation de la PP.

8.3.5.2 Description

Concernant les commandes spécifiques, la PP doit régler sa puissance de sortie réactive non pas en réponse à un échelon, mais suivant un taux de variation prédéfini. L'essai doit démontrer que le contrôleur est capable de répondre aux variations du point de consigne de puissance réactive avec le comportement de variation correspondant.

Si les taux de variation peuvent être choisis à distance ou s'ils dépendent de différents modes de fonctionnement, l'essai doit démontrer le réglage des taux de variation maximal et minimal exigés.

- Essai 1 (taux de variation bas), taux de variation maximal exigé, par exemple $\pm 10 \% P_n/\text{min}$
- Essai 2 (taux de variation élevé), taux de variation minimal exigé, par exemple $\pm 2 \% P_n/\text{s}$

8.3.5.3 Procédure

Le Tableau 25 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit. Les conditions d'essai sont spécifiées à l'Article 6.

Tableau 25 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal ^b	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible du parc éolien	10 Hz	MW
Q_control_mode	Mode Q_control actif Contrôle Q Contrôle U Contrôle PF	10 Hz	
PF_setpoint	Point de consigne du facteur de puissance	10 Hz	°
U_setpoint	Point de consigne du contrôle de tension	10 Hz	kV
Q_setpoint	Point de consigne de puissance réactive	10 Hz	Mvar
Q_POC	Puissance réactive mesurée au POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Puissance réactive sous-excité disponible	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Puissance réactive surexcitée disponible	10 Hz	Mvar
Q_ramp	Réglage du taux d'augmentation de la puissance réactive	10 Hz	Mvar
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc.			
^b Il est possible que tous les signaux ne soient pas disponibles. La liste des signaux enregistrés doit être fixée par accord entre l'opérateur du réseau et la partie responsable de l'évaluation.			

Dans le cas des essais sur site, la plage maximale admissible de contrôle de puissance réactive doit être spécifiée en coordination avec l'opérateur du réseau. Lorsque cet essai est effectué dans le cadre d'essais de fonctionnalité, la plage maximale de puissances réactives doit être comprise entre 1 p.u. capacitive et 1 p.u. inductive.

Pour démontrer l'algorithme et le réglage corrects du contrôleur, il convient que l'essai implique une augmentation par échelons depuis une puissance de sortie réactive de 0 p.u. jusqu'à la puissance de sortie réactive capacitive maximale admissible et un retour par échelons à 0 p.u., ainsi que la même procédure jusqu'à la puissance de sortie réactive inductive maximale admissible. Chaque échelon doit être maintenu pendant au moins 30 s.

Il convient de fixer le nombre d'échelons d'essai et la durée de maintien de chaque échelon par accord avec l'opérateur du réseau. L'essai doit être effectué avec au moins $Q_{\text{step}} = 0,1$ p.u. de la puissance réactive nominale entre chaque valeur de référence. La puissance disponible doit être suffisamment élevée pour que la PP fournisse la puissance de sortie réactive exigée pendant toute la durée de l'essai. Il convient d'enregistrer les données à partir de 10 s avant la commande de taux de variation et jusqu'à ce que le régime établi soit atteint.

Au début de l'essai, la PP doit fonctionner en mode de fonctionnement de contrôle de puissance réactive. La puissance active doit être limitée pendant l'essai pour éviter une diminution de la capacité Q . Les deux essais suivants avec des taux de variation différents doivent alors être effectués.

Le Tableau 26 définit une procédure pour l'essai de limitation du taux de variation de la puissance réactive. Les valeurs de référence de puissance réactive appliquées et les temps correspondants doivent être consignés pendant l'essai.

Tableau 26 – Procédure pour l'essai de limitation du taux de variation de la puissance réactive

	Valeur de référence demandée Q_{ref} [p.u.]	Moment de modification du point de consigne	Temps de stabilisation
échelon 0	$Q = 0$ p.u.	---	---
échelon a > échelon 0			
échelon b > échelon a			
...			
échelon Q max	$Q = Q_{\text{max capacitive}}$		
échelon c < échelon Q max			
échelon d < échelon c			
...			
échelon 0	$Q = 0$ p.u.		
échelon e < échelon 0			
échelon f < échelon e			
...			
échelon Q min	$Q = Q_{\text{max inductive}}$		
échelon g > échelon Q min			
échelon h > échelon g			
...			
échelon 0	$Q = 0$ p.u.		

8.3.5.4 Documentation

La capacité de la PP à régler la puissance de sortie réactive suivant des taux de variation prédéfinis doit être représentée sur un graphique. Il convient d'indiquer des valeurs avec une durée d'intégration de 0,1 s lorsque la fréquence d'échantillonnage est supérieure à 10 Hz. Le graphique doit indiquer le point de consigne de puissance réactive et la puissance de sortie réactive réelle. Il convient que la plage de tolérance au cours du processus de variation soit également indiquée. Il convient que cette plage de tolérance soit spécifiée par l'opérateur responsable du réseau. $\pm 5\%$ de P_n est une valeur type. La Figure 21 donne un exemple de cet essai.

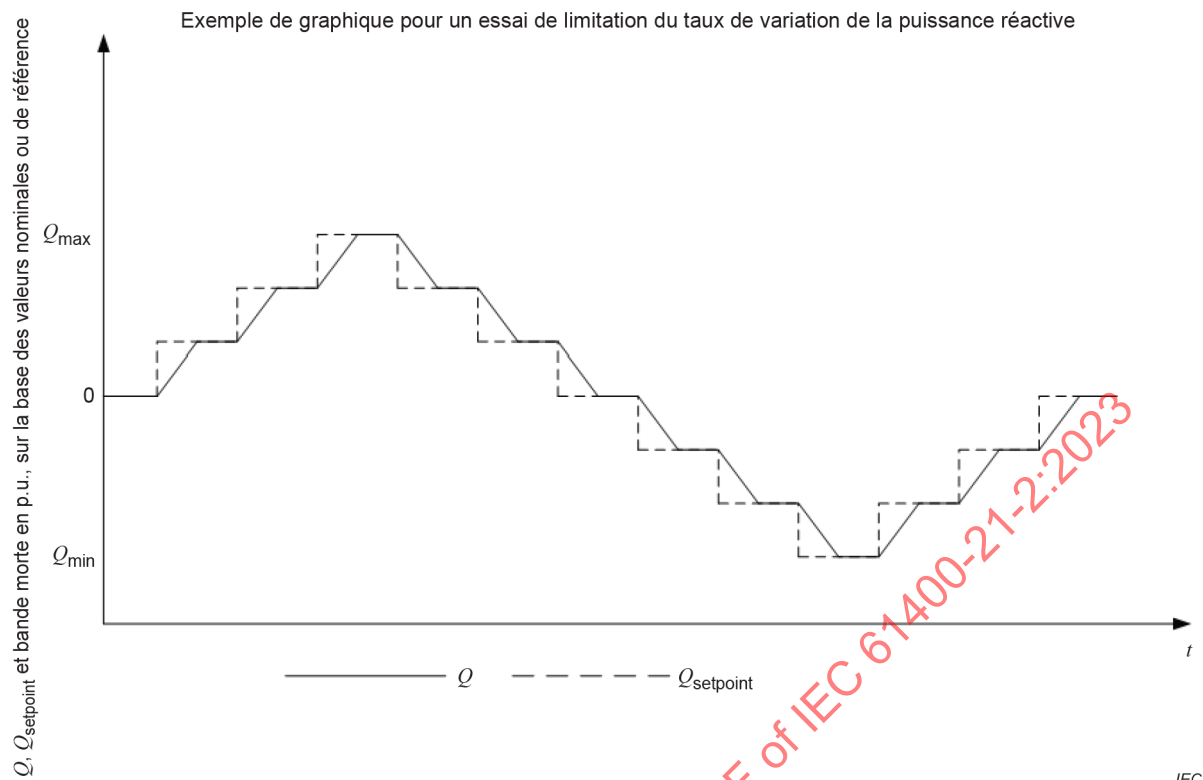


Figure 21 – Exemple d'essai de limitation du taux de variation de la puissance réactive

Le Tableau 27 donne le rapport de l'essai de limitation du taux de variation de la puissance réactive. Le taux de variation demandé de la puissance réactive et le taux de variation mesuré de la puissance réactive doivent être consignés.

Tableau 27 – Calcul du taux de variation de la puissance réactive

	Puissance de sortie réactive initiale Q_{init} [p.u.]	Valeur de référence demandée Q_{ref} [p.u.]	Taux de variation demandé de la puissance réactive $\Delta Q/\Delta t$ [p.u./s]	Taux de variation mesuré de la puissance réactive $\Delta Q/\Delta t$ [p.u./s]
Échelon a				
Échelon b				
...				
Échelon c				
Échelon d				
...				
Échelon e				
Échelon f				
...				
Échelon g				
Échelon h				

- La caractéristique du taux de variation demandé et mesuré doit être indiquée dans le rapport d'essai conformément au Tableau 24.
- Une déclaration de la procédure de réglage du taux de variation par le propriétaire de la centrale doit être décrite dans le rapport d'essai.

8.3.6 Caractéristique du contrôle de tension $Q(U)$

8.3.6.1 Description

Pour cet essai, le contrôle de la pente de tension $Q(U)$ doit être mesuré et documenté.

Les réglages de la PP pour le contrôle de tension doivent être déclarés par le propriétaire de la centrale en ce qui concerne la pente, Q_{base} et le point de consigne en kV/p.u.

$$Q = \frac{(U_{ref} - U)}{U_n \cdot pente} \cdot Q_{base} \quad (16)$$

La Figure 22 représente un exemple de réglages de contrôle de la pente de tension $Q(U)$ avec une pente de 4 %:

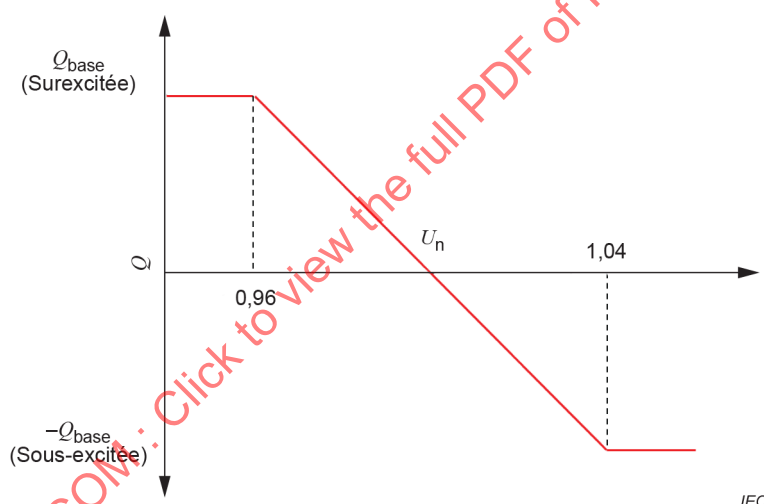


Figure 22 – Exemple de caractéristique $Q(U)$ avec une pente de 4 %

où

Q est la puissance réactive mesurée au POC;

U_{ref} est la référence de contrôle de tension;

U est la tension du réseau mesurée au POC;

U_n est la tension nominale du réseau;

pente est, pour le contrôle de tension, définie comme $\Delta U / \Delta Q$ en p.u., donnée en pourcentage;

Q_{base} est la valeur de base utilisée pour le contrôle de tension, fondée sur la capacité de puissance réactive fixée par accord.

NOTE La valeur Q_{base} est en général fixée par accord entre l'opérateur de réseau et le propriétaire de PP, et utilisée pour les réglages du contrôleur de tension.

8.3.6.2 Procédure

Le Tableau 28 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit. Les conditions d'essai sont spécifiées à l'Article 6.

Tableau 28 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal (exemple) ^b	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible du parc éolien	10 Hz	MW
Q_control_mode	Mode Q_control actif Contrôle Q Contrôle U Contrôle PF	10 Hz	
PF_setpoint	Point de consigne du facteur de puissance	10 Hz	°
U_setpoint	Point de consigne du contrôle de tension	10 Hz	kV
Q_setpoint	Point de consigne de puissance réactive	10 Hz	Mvar
Q_POC	Puissance réactive mesurée au POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Puissance réactive sous-excité disponible	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Puissance réactive surexcité disponible	10 Hz	Mvar
U_POC	Tension mesurée au POC	10 Hz	kV
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc. ^b La dénomination des signaux peut varier et il est possible que tous les signaux ne soient pas disponibles. La liste des signaux enregistrés doit être fixée par accord entre l'opérateur du réseau et la partie responsable de l'évaluation.			

La procédure d'essai décrit la validation de la pente pour le parc éolien.

La condition initiale est $U_{ref_initial}$ = tension du réseau mesurée au POC. Il convient d'obtenir une exportation proche de 0 Mvar au POC.

Les échelons d'essai à appliquer sont indiqués dans le Tableau 29.

Chaque échelon a une durée de 2 min, et les valeurs en régime établi ou stabilisées correspondent aux valeurs moyennes sur 1 min de la dernière minute de chaque échelon.

Si l'essai est réalisé dans une configuration de simulateur HIL, il peut être effectué soit avec une tension du réseau fixe (bus infini) soit avec un rapport RCC et un rapport R/X donnés (bus infini et une impédance).

Pour l'essai lui-même, il convient d'utiliser l'une des procédures suivantes:

- modifier la tension de référence du contrôle de tension de la PP en réglant la tension de référence dans l'unité de commande;
- fournir une entrée interne ou externe au PPC pour remplacer la tension mesurée par une tension simulée ou ajouter une tension simulée à la tension mesurée;
- si l'essai est effectué dans la configuration HIL (voir Figure 7), la tension du montage d'essai peut être modifiée.

8.3.6.3 Documentation

La capacité de la PP à assurer le contrôle de la pente de tension $Q(U)$ doit être documentée par un graphique qui représente U , U_{ref} , Q , $Q_{expected}$ et la pente en pourcentage.

Tableau 29 – Contrôle de tension $Q(U)$ – essai de pente

Étape	Pente en %	U_{ref}	U_{grid}	Q_{grid}	$Q_{expected}$	Erreur statique
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
1	2	Uref_initial +0 004				
2	2	Uref_initial -0 004				
3	2	Uref_initial				
4	10	Uref_initial				
5	10	Uref_initial +0,02				
6	10	Uref_initial -0,02				
7	10	Uref_initial				
8	4	Uref_initial				
9	4	Uref_initial +0 008				
10	4	Uref_initial -0 008				
11	4	Uref_initial -0 012				
12	4	Uref_initial -0 004				
13	4	Uref_initial +0 004				
14	4	Uref_initial +0 012				
15	4	Uref_initial +0,08				
16	4	Uref_initial				

U_{grid} et Q_{grid} sont la tension et la puissance réactives mesurées au POC en p.u. (conformément au Tableau 28, U_{POC} et Q_{POC}). Q_{grid_exp} est calculée à partir de la pente. U_{ref} , U et l'erreur statique correspondent à la différence entre Q et $Q_{expected}$.

8.3.7 Contrôle du facteur de puissance

8.3.7.1 Description

Le but de cet essai est de déterminer la capacité du contrôleur de la centrale éolienne à assurer le contrôle du facteur de puissance.

Les puissances active et réactive doivent être mesurées et documentées. Le facteur de puissance doit être calculé et documenté.

8.3.7.2 Procédure

Le Tableau 30 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit. Les conditions d'essai sont spécifiées à l'Article 6.

Tableau 30 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal ^b	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible du parc éolien	10 Hz	MW
Q_control_mode	Mode Q_control actif Contrôle Q Contrôle U Contrôle PF	10 Hz	
PF_setpoint	Point de consigne du facteur de puissance	10 Hz	°
U_setpoint	Point de consigne du contrôle de tension	10 Hz	kV
Q_setpoint	Point de consigne de puissance réactive	10 Hz	Mvar
Q_POC	Puissance réactive mesurée au POC	10 Hz	Mvar
Q_available_under	Puissance réactive sous-excité disponible	10 Hz	Mvar
Q_available_over	Puissance réactive surexcitée disponible	10 Hz	Mvar
U_POC	Tension mesurée au POC	10 Hz	kV
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc. ^b La dénomination des signaux peut varier et il est possible que tous les signaux ne soient pas disponibles. La liste des signaux enregistrés doit être fixée par accord entre l'opérateur du réseau et la partie responsable de l'évaluation.			

La référence du facteur de puissance est définie sur une valeur fixe, tandis que les références de puissance active sont modulées par échelons sur toute la plage de puissances actives de la PP (comme cela est défini dans le Tableau 31) ou par accord avec le réseau responsable.

En outre, un nombre défini de références de facteur de puissance (PF_{ref}) est réglé pour différents niveaux de production de puissance active (conformément au Tableau 31) ou par accord avec le réseau responsable.

Chaque échelon a une durée de 2 min, et la valeur en régime établi correspond à la moyenne de la dernière minute.

8.3.7.3 Documentation

Les paramètres suivants définis dans le Tableau 31 doivent être documentés et consignés:

Tableau 31 – Exemple d'essai de contrôle du facteur de puissance

Étape	PF_{ref}	P_{ref} [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]	Facteur de puissance	Erreur statique
1	1	0				
2	1	0,2				
3	1	0,4				
4	1	0,6				
5	1	0,8				
6	1	1				
7	-0,99	1				
8	-0,98	1				
9	-0,97	1				
10	-0,96	1				
11	-0,95	1				
12	-0,95	0,8				
13	-0,95	0,6				
14	-0,95	0,4				
15	-0,95	0,2				
16	-0,96	0,2				
17	-0,97	0,2				
18	-0,98	0,2				
19	-0,99	0,2				
20	0,99	0,2				
21	0,98	0,2				
22	0,97	0,2				
23	0,96	0,2				
24	0,95	0,2				
25	0,95	0,4				
26	0,95	0,6				
27	0,95	0,8				
28	0,95	1				
29	0,96	1				
30	0,97	1				
31	0,98	1				
32	0,99	1				

NOTE Dans cet exemple, la valeur PF négative indique un fonctionnement sous-excité et la valeur PF positive indique un fonctionnement surexcité (voir l'Annexe C de l'IEC 61400-21-1:2019 pour la définition des calculs de puissance réactive).

8.3.8 Erreur de communication/scénarios de repli

8.3.8.1 Généralités

Afin de s'assurer que l'exploitation du parc éolien est également sûre dans le cadre de scénarios d'erreur, une gestion par défaut doit être mise en œuvre dans le PPC. Le 8.3.8 introduit les scénarios d'erreur pris en considération et la méthode d'essai des réglages par défaut.

8.3.8.2 Description

La Figure 23 représente la structure de communication générale du PPC et toutes les défaillances prises en considération. Les défaillances possibles des composants du PPC sont les suivantes:

- 1) défaillance de communication de données vers une interface externe (opérateur de réseau);
- 2) défaillance du PPC ou de communication interne de données entre le PPC et les PGU;
- 3) défaillance de mesure des données du réseau (transducteur de mesure).

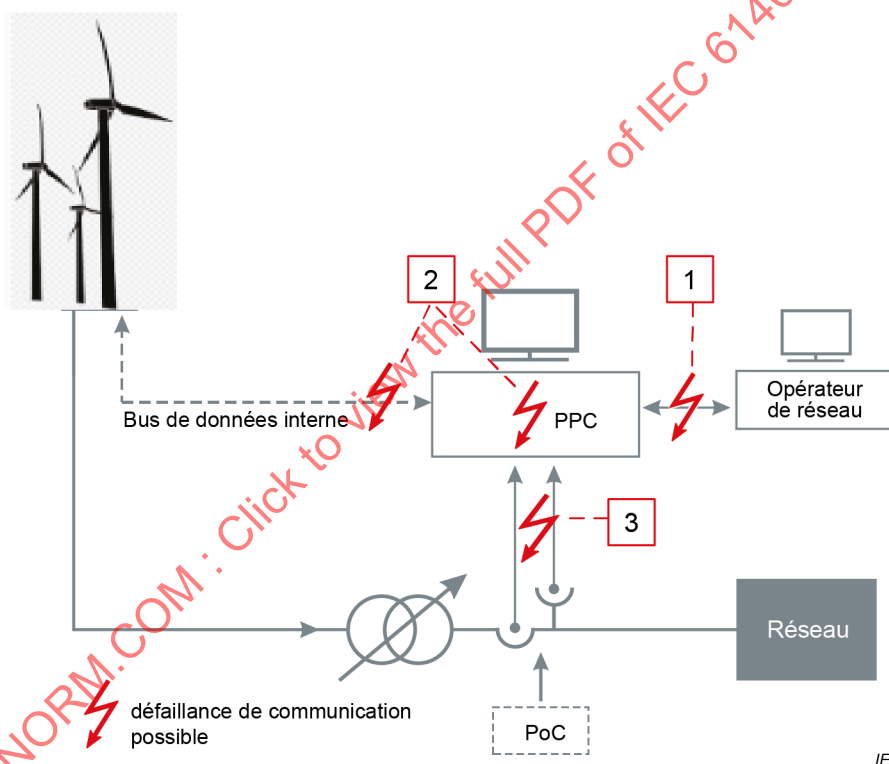


Figure 23 – Exemples de défaillances de communication possibles de la PP

Cas 1: Défaillance au niveau de l'interface externe:

En cas de perte de communication entre le PPC et l'interface externe, le PPC reste opérationnel et peut basculer sur une stratégie par défaut prédéfinie. Les stratégies les plus courantes sont les suivantes:

- a) utilisation des derniers points de consigne et modes de contrôle valides;
- b) utilisation de points de consigne et modes de contrôle prédéfinis (par exemple, $P = 1$ p.u., $\cos \phi = 1$);
- c) arrêt de la PP, par exemple après un délai prédéfini.

Cas 2: Défaillance du PPC ou de la communication entre le PPC et les PGU:

En cas d'erreur au niveau du PPC ou du système de communication avec le PGU (en raison d'une perte d'alimentation du système de communication ou du PPC, par exemple), les PGU doivent basculer sur une stratégie par défaut prédéfinie. Au niveau des PGU, seuls les modes de contrôle de puissance active et réactive de base les plus courants sont généralement mis en œuvre, ce qui limite les réglages par défaut possibles. Les stratégies les plus courantes sont les suivantes:

- a) le PGU reste au dernier point de consigne connu;
- b) utilisation de points de consigne prédéfinis (par exemple, $P = 1$ p.u., $Q = 1$ p.u.);
- c) arrêt du PGU, par exemple avec un retard.

Cas 3: Défaillance de mesure des données du réseau:

En cas de perte de mesure des données du réseau, le PPC reste opérationnel, mais sans boucle de commande fermée. Les stratégies les plus courantes dans ce cas sont les suivantes:

- a) poursuite du fonctionnement avec commande en boucle ouverte;
- b) arrêt du fonctionnement par le PPC (passer au cas 2).

Dans le cas 3, les messages d'erreur correspondants les plus courants doivent être envoyés au système SCADA ou à l'interface externe.

Des scénarios d'erreur spécifiques au projet ou d'autres scénarios d'erreur pertinents s'appliquent. Il convient de les aligner, avec de l'opérateur du réseau concerné, sur la stratégie par défaut applicable et sur la procédure d'essai.

8.3.8.3 Procédure

Le Tableau 32 définit les signaux ainsi que la fréquence d'échantillonnage minimale qui doivent être utilisés pour l'essai décrit. Les conditions d'essai sont spécifiées à l'Article 6.

Tableau 32 – Liste des signaux au cours de l'essai

Nom du signal ^b	Description du signal	Fréquence d'échantillonnage minimale	Unité ^a
P_control_mode	Mode de contrôle de puissance active	10 Hz	
P_setpoint externe	Point de consigne de puissance active issu d'une source externe	10 Hz	MW
P_setpoint interne	Point de consigne de puissance active issu d'une source interne	10 Hz	MW
P_POC	Puissance active mesurée au POC	10 Hz	MW
PGU_available	PGU disponible pour la production de puissance active	10 Hz	%
P_available	Production de puissance active disponible de la PP	10 Hz	MW
N_PGU_commOK	Nombre de PGU qui communiquent avec le PPC	10 Hz	
N_PGU_producing	Nombre de PGU qui produisent de la puissance	10 Hz	
^a Il convient que les unités soient fondées sur les unités SI, par exemple MW, kW, W, etc. ^b La dénomination des signaux peut varier et il est possible que tous les signaux ne soient pas disponibles. Il convient que la liste des signaux enregistrés soit fixée par accord entre l'opérateur du réseau et la partie responsable de l'évaluation.			

Les scénarios d'erreurs correspondants doivent être appliqués au PPC. Cela peut être réalisé physiquement (par exemple, circuits de transducteurs ouverts) ou pour les essais de fonctionnalité par l'intermédiaire de réglages logiciels. La PP doit régler sa puissance de sortie active et réactive aux niveaux correspondants. La puissance de sortie doit être enregistrée.

Les conditions d'essai applicables sont décrites à l'Article 6.

8.3.8.4 Documentation

L'essai doit être documenté par un graphique de la puissance de sortie de la PP, comme cela est représenté à la Figure 24. Dans le cas 3 (défaillance de mesure des données du réseau), les données de production des PGU peuvent être utilisées en lieu et place du mesurage de la puissance du réseau.

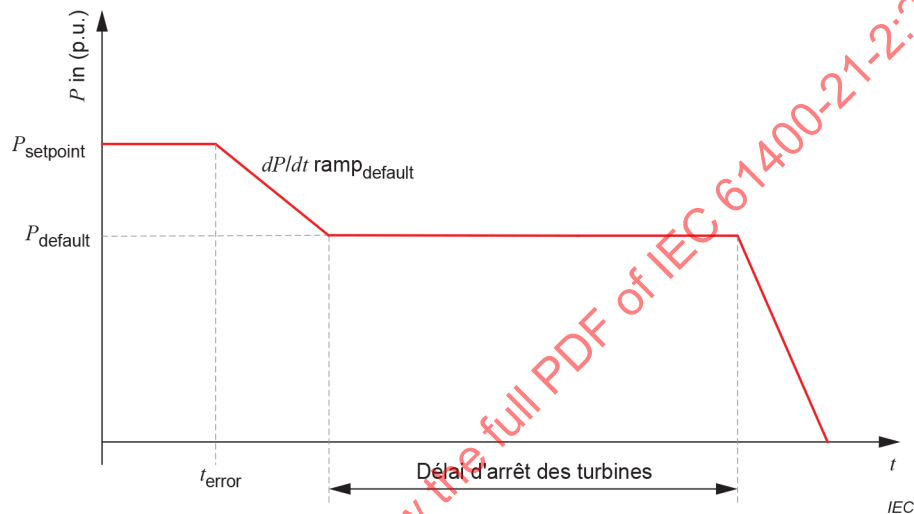


Figure 24 – Exemple de graphique concernant l'essai d'erreur de communication

Les différents essais d'erreur de communication peuvent être effectués comme cela est indiqué dans le Tableau 33, le Tableau 34 et le Tableau 35.

Tableau 33 – Exemple d'essai d'erreur de communication – Défaillance au niveau de l'interface externe

Étape	Point de consigne de puissance	Comm. OK?	Puissance	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

Tableau 34 – Exemple de défaillance du PPC ou de la communication entre le PPC et les PGU

Étape	Point de consigne de puissance	Comm. OK?	Puissance	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

Tableau 35 – Exemple de défaillance de mesure des données du réseau

Étape	Point de consigne de puissance	Comm. OK?	Puissance	Note
1	1	1		
2	0,5	1		
3	0,5	0		
4	0,5	1		
5	1	1		

9 Évaluation de la qualité de puissance des centrales électriques (PP)

9.1 Généralités

L'Article 9 fournit des méthodes pour estimer la qualité de puissance attendue d'un PGU ou d'un ensemble de PGU lorsqu'il est déployé sur un site spécifique, et pour permettre de comparer les résultats aux exigences d'autres publications IEC. La méthode utilisée à l'Article 9 est similaire à la méthode utilisée pour les éoliennes et les centrales éoliennes, décrite à l'Annexe E de l'IEC 61400-21-1:2019.

Si les opérateurs du réseau électrique et les autorités réglementaires appliquent leurs propres exigences en remplacement ou en plus des normes IEC, les principes de l'Article 9 peuvent encore être utilisés en tant que guide.

Les méthodes d'évaluation de la conformité aux exigences de qualité de puissance sont valables pour les PGU avec des POC au niveau MT ou au niveau HT dans des réseaux d'alimentation qui présentent des fréquences à ± 1 Hz de la fréquence nominale, ainsi que des capacités de régulation suffisantes de puissance active et réactive et une charge suffisante pour absorber toute production d'énergie éolienne. Dans les autres cas, les principes pour évaluer la conformité aux exigences de qualité de puissance peuvent toujours être utilisés en tant que guide.

9.2 Fluctuations de tension

9.2.1 Variation de tension

La variation relative de tension, due à une installation de PGU, doit être limitée suivant la Formule (17).

$$d \leq \frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n} \quad (17)$$

où

d est la variation relative de tension due à une opération de commutation d'une installation de PGU;

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$ est la variation maximale de tension admise.

Les méthodes recommandées pour évaluer les limites d'émission de papillotement et la variation maximale de tension admise pour des installations aux niveaux moyenne et haute tension sont données dans l'IEC TR 61000-3-7.

La procédure donnée en 9.2.2 et en 9.2.3 est recommandée pour évaluer l'émission de papillotement et la variation relative de tension dues à une installation de PGU.

9.2.2 Papillotement en fonctionnement continu

Les émissions de papillotement d'une installation de PGU doivent être limitées pour se conformer aux limites d'émission de papillotement, comme cela est spécifié dans la Formule (18) et la Formule (19).

$$P_{\text{st}} \leq E_{\text{Psti}} \quad (18)$$

$$R_{\text{lt}} \leq E_{\text{Plti}} \quad (19)$$

où

P_{st} et P_{lt} sont les émissions de papillotement à court terme et à long terme de l'installation de PGU;

E_{Psti} et E_{Plti} sont les limites des émissions de papillotement à court terme et à long terme pour le POC concerné.

Il convient d'estimer l'émission de papillotement au 95^e centile d'une éolienne unique pendant le fonctionnement continu en appliquant la Formule (20).

$$P_{\text{st}} = P_{\text{lt}} = c(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \quad (20)$$

où

$c(\psi_k)$ est le coefficient de papillotement du PGU pour l'angle de phase de l'impédance du réseau donné, ψ_k , sur le site (POC);

S_n est la puissance apparente nominale du PGU;

S_k est la puissance apparente de court-circuit au POC.

Le coefficient de papillotement de l'éolienne pour le ψ_k réel sur le site peut être déterminé à partir du cas le plus défavorable du tableau de données, résultat des mesurages décrits dans l'IEC 61400-21-1, en appliquant une interpolation linéaire.

Dans le cas où plusieurs PGU sont connectés au POC, l'émission de papillotement issue de leur somme peut être estimée par la Formule (21).

$$P_{st\Sigma} = R_{t\Sigma} = \frac{1}{S_k} \times \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k) \times S_{n,i})^2} \quad (21)$$

où

$c_i(\psi_k)$ est le coefficient de papillotement d'un PGU unique;

$S_{n,i}$ est la puissance apparente nominale du PGU;

N_{wt} est le nombre de PGU connectés au POC;

S_k est la puissance apparente de court-circuit au POC.

9.2.3 Variation de tension et papillotement lors des opérations de commutation

L'émission de papillotement due aux opérations de commutation d'un PGU unique doit être estimée en appliquant la Formule (22) et la Formule (23).

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (22)$$

$$R_{lt} = 8 \cdot N_{120}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (23)$$

où $k_f(\psi_k)$ est le facteur de papillotement sur un échelon du PGU pour l'angle de phase d'impédance de réseau donné ψ_k au POC. Voir également note 1.

Le facteur de papillotement sur un échelon du PGU pour le ψ_k réel sur le site peut être déterminé à partir du tableau de données, résultat des mesurages décrits dans l'IEC 61400-21-1, en appliquant une interpolation linéaire.

Dans le cas où plusieurs PGU sont connectés au POC, l'émission de papillotement issue de leur somme peut être estimée par la Formule (24) et la Formule (25).

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \cdot \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (24)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \cdot \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (25)$$

où

$N_{10,i}$ et $N_{120,i}$ sont les nombres d'opérations de commutation d'un PGU unique sur une période de 10 min et de 2 h, respectivement;

$k_{f,i}(\psi_k)$ est le facteur de papillotement sur un échelon d'un PGU unique;

$S_{n,i}$ est la puissance assignée d'un PGU unique. Voir également note 2.

Si un système de contrôle global associé à l'installation de PGU limite le nombre total d'opérations de commutation, il convient d'en tenir compte de manière adéquate pour inclure cet effet.

La variation relative de tension due à l'opération de commutation d'un PGU unique doit être estimée en appliquant la Formule (26).

$$d = 100 \cdot k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (26)$$

où

d est la variation relative de tension en %;

$k_u(\psi_k)$ est le facteur de variation de tension du PGU pour l'angle de phase d'impédance de réseau donné ψ_k au POC.

Le facteur de variation de tension du PGU pour le ψ_k réel sur le site peut être déterminé à partir du tableau de données, résultat des mesurages décrits dans l'IEC 61400-21-1, en appliquant une interpolation linéaire.

Dans le cas où plusieurs PGU sont connectés au POC, il reste improbable que deux d'entre eux effectuent une opération de commutation en même temps. Par conséquent, aucun effet de sommation ne doit nécessairement être pris en compte pour évaluer la variation relative de tension d'une installation de PGU composée de plusieurs PGU.

NOTE 1 La Formule (22) et la Formule (23) peuvent être déduites du B.4.2 de l'IEC 61400-21-1: 2019 en appliquant une période d'observation de 600 s et de 7 200 s, respectivement.

NOTE 2 La Formule (24) et la Formule (25) peuvent être déduites de la même manière que la Formule (22) et la Formule (23), en incluant cependant dans la sommation le nombre de PGU connectés au POC. La sommation est justifiée, car la composante transitoire d'une opération de commutation, c'est-à-dire la composante qui contribue de manière significative à l'émission de papillotement, est normalement de courte durée.

9.3 Harmoniques de courant, interharmoniques et composantes à fréquence plus élevée

Les harmoniques de courant doivent être limités au niveau exigé pour éviter des tensions harmoniques inacceptables au POC.

Les limites applicables pour l'émission des harmoniques peuvent être déterminées en appliquant les recommandations données dans l'IEC TR 61000-3-6. Des informations supplémentaires et des recommandations concernant les évaluations des harmoniques sont données à l'Annex B.

L'IEC TR 61000-3-6 fournit des recommandations pour la sommation de la distorsion harmonique en courant des charges. En appliquant ceci, le courant harmonique au POC dû à une installation avec un certain nombre de PGU peut être estimé en utilisant la Formule (27):

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (27)$$

où

N_{wt} est le nombre de PGU connectés au POC;

$I_{h\Sigma}$ est la distorsion harmonique de courant de rang h au POC;

n_i est le rapport du transformateur au i^{e} PGU;

$I_{h,i}$ est la distorsion harmonique de courant de rang h au i^{e} PGU;

β est un exposant avec une valeur numérique à choisir selon le Tableau 36 et les points ci-dessous.

Tableau 36 – Spécifications des exposants conformément à l'IEC TR 61000-3-6

Rang harmonique	β
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2,0

Si les PGU sont égaux et leurs convertisseurs commutés par le réseau, les harmoniques sont probablement en phase et $\beta = 1$ doit être utilisé pour tous les rangs d'harmoniques.

La Formule (27) ne tient pas compte de l'utilisation de transformateurs avec différents groupes de vecteurs qui peuvent annuler des harmoniques particuliers. Si tel est le cas, il convient d'en tenir compte de manière adéquate pour inclure cet effet.

La sommation de la distorsion harmonique en courant n'est pas toujours la même que pour les charges ou les convertisseurs commutés par le réseau. Néanmoins, la règle de sommation ci-dessus peut être recommandée tant qu'aucune méthode améliorée n'est disponible.

Annexe A (informative)

Modèle de rapport

A.1 Vue d'ensemble

La vue d'ensemble du modèle suivant comprend les informations minimales exigées pour le rapport des résultats de mesure et d'essai selon le présent document. Le formatage des tableaux et des graphiques est donné à titre d'exemple uniquement.

En plus du format de rapport d'essai proposé, il convient de fournir les valeurs mesurées sous un format électronique normalisé, comme cela est demandé, par exemple, pour la validation du modèle de simulation dans l'IEC 61400-27-2.

A.2 Spécification de la centrale électrique et conditions d'essai

Les Tableau A.1 à Tableau A.4 se réfèrent à l'Article 6.

Tableau A.1 – Données générales et nominales

Centrale	Description de la centrale/Référence du document
Nom et adresse du propriétaire de la centrale	
Nom et adresse du responsable du réseau	
Puissance nominale	
Tension nominale	
Fréquence nominale	
Types de PGU, fabricant et nombre de PGU	
Type et fabricant du PPC	
Type et fabricant du système SCADA	
Schéma unifilaire (SLD)	
Fonctions de contrôle disponibles	
Liste des signaux	
Réglages de protection	