

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

61000-4-30

Première édition
First edition
2003-02

PUBLICATION FONDAMENTALE EN CEM
BASIC EMC PUBLICATION

Compatibilité électromagnétique (CEM) –

**Partie 4-30:
Techniques d'essai et de mesure –
Méthodes de mesure de la qualité
de l'alimentation**

Electromagnetic compatibility (EMC) –

**Part 4-30:
Testing and measurement techniques –
Power quality measurement methods**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 61000-4-30:2003

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Editions consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique. Des renseignements relatifs à cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de:

- Site web de la CEI (www.iec.ch)
- Catalogue des publications de la CEI

Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (http://www.iec.ch/searchpub/cur_fut.htm) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles, par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.

- IEC Just Published

Ce résumé des dernières publications parues (http://www.iec.ch/online_news/justpub/jp_entry.htm) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.

- Service clients

Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients:

Email: custserv@iec.ch
Tél: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Further information on IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology. Information relating to this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is also available from the following:

- IEC Web Site (www.iec.ch)
- Catalogue of IEC publications

The on-line catalogue on the IEC web site (http://www.iec.ch/searchpub/cur_fut.htm) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On-line information is also available on recently issued publications, withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.

- IEC Just Published

This summary of recently issued publications (http://www.iec.ch/online_news/justpub/jp_entry.htm) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.

- Customer Service Centre

If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

61000-4-30

Première édition
First edition
2003-02

PUBLICATION FONDAMENTALE EN CEM
BASIC EMC PUBLICATION

Compatibilité électromagnétique (CEM) –

**Partie 4-30:
Techniques d'essai et de mesure –
Méthodes de mesure de la qualité
de l'alimentation**

Electromagnetic compatibility (EMC) –

**Part 4-30:
Testing and measurement techniques –
Power quality measurement methods**

© IEC 2003 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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 photo-copie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

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 the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembé, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

X

Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	4
INTRODUCTION	6
1 Domaine d'application	8
2 Références normatives	8
3 Définitions	10
4 Généralités	18
4.1 Classes de méthodes de mesure	18
4.2 Organisation des mesures	18
4.3 Valeurs électriques à mesurer	18
4.4 Agrégation des intervalles de temps de mesure	20
4.5 Processus d'agrégation des mesures	20
4.6 Incertitude d'horloge	22
4.7 Concept de «marquage»	22
5 Paramètres de qualité de l'alimentation	24
5.1 Fréquence industrielle	24
5.2 Amplitude de la tension d'alimentation	24
5.3 Papillotement («flicker»)	26
5.4 Creux de la tension d'alimentation et surtensions temporaires à fréquence industrielle	28
5.5 Coupures de la tension d'alimentation	32
5.6 Tensions transitoires	34
5.7 Déséquilibre de la tension d'alimentation	34
5.8 Harmoniques de tension	36
5.9 Interharmoniques de tension	36
5.10 Amplitude des signaux de télécommande centralisée	38
5.11 Variations rapides de tension	38
5.12 Mesure des paramètres de «valeur basse» et de «valeur haute» de la tension («tension haute» et de «tension basse»)	38
6 Domaine de variation des grandeurs d'influence et vérification de la conformité	40
6.1 Domaine de variation des grandeurs d'influence	40
6.2 Vérification de la réalisation des méthodes de mesure	42
Annexe A (informative) Mesures de la qualité de l'alimentation – Informations et lignes directrices	46
A.1 Recommandations d'installation	46
A.2 Transducteurs	52
A.3 Tensions et courants transitoires	58
A.4 Variations rapides de tension	64
A.5 Courant	64
A.6 Indications pour l'application contractuelle des mesures de la qualité de l'alimentation	70
A.7 Application à la recherche de pannes	78
A.8 Application à des traitements statistiques	80
A.9 Caractéristiques des creux de tension	82
Bibliographie	88

CONTENTS

FOREWORD	5
INTRODUCTION	7
1 Scope	9
2 Normative references	9
3 Definitions	11
4 General	19
4.1 Classes of measurement performance	19
4.2 Organization of the measurements	19
4.3 Electrical values to be measured	19
4.4 Measurement aggregation over time intervals	21
4.5 Measurement aggregation algorithm	21
4.6 Time-clock uncertainty	23
4.7 Flagging concept	23
5 Power quality parameters	25
5.1 Power frequency	25
5.2 Magnitude of the supply voltage	25
5.3 Flicker	27
5.4 Supply voltage dips and swells	29
5.5 Voltage interruptions	33
5.6 Transient voltages	35
5.7 Supply voltage unbalance	35
5.8 Voltage harmonics	37
5.9 Voltage interharmonics	37
5.10 Mains signalling voltage on the supply voltage	39
5.11 Rapid voltage changes	39
5.12 Measurement of underdeviation and overdeviation parameters	39
6 Range of influence quantities and implementation verification	41
6.1 Range of influence quantities	41
6.2 Implementation verification	43
Annex A (informative) Power quality measurements – Issues and guidelines	47
A.1 Installation precautions	47
A.2 Transducers	53
A.3 Transient voltages and currents	59
A.4 Rapid voltage changes	65
A.5 Current	65
A.6 Guidelines for contractual applications of power quality measurements	71
A.7 Trouble-shooting applications	79
A.8 Statistical survey applications	81
A.9 Voltage dip characteristics	83
Bibliography	89

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE (CEM) –

Partie 4-30: Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Électrotechnique Internationale) est une organisation internationale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI 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 cette fin et en plus d'autres activités, la CEI publie des Normes internationales. Leur préparation est confiée aux comités d'études; il est permis à tout Comité national intéressé par le sujet traité de participer à ces travaux préparatoires. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales qui assurent la liaison avec la CEI participent également à cette préparation. La CEI travaille en collaboration étroite avec l'Organisation internationale de normalisation (ISO), conformément aux conditions de l'accord passé entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, spécifications techniques, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure du possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains éléments de la présente Norme internationale peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 61000-4-30 a été préparée par le sous-comité 77A: Phénomènes basse fréquence, du comité d'étude 77 de la CEI: Compatibilité électromagnétique.

Elle constitue la partie 4-30 de la CEI 61000. Elle a le statut de publication fondamentale en CEM conformément au guide 107 de la CEI.

Le texte de la présente norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
77A/398/FDIS	77A/402/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de la présente norme.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/CEI, Partie 2.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant 2005. À cette date, la publication sera:

- reconduite;
- supprimée;
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

Le contenu du corrigendum d'août 2006 a été pris en considération dans cet exemplaire.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) –**Part 4-30: Testing and measurement techniques –
Power quality measurement methods**

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the 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, the IEC publishes International Standards. 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. The 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 the 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 National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any instrument declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 61000-4-30 has been prepared by subcommittee 77A: Low-frequency phenomena, of IEC technical committee 77: Electromagnetic compatibility.

This standard forms part 4-30 of IEC 61000. It has the status of a basic EMC publication in accordance with IEC Guide 107.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
77A/398/FDIS	77A/402/RVD

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

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until 2005. At this date, the publication will be

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

The contents of the corrigendum of August 2006 have been included in this copy.

INTRODUCTION

La CEI 61000 est publiée sous forme de plusieurs parties conformément à la structure suivante:

Partie 1: Généralités

Considérations générales (introduction, principes fondamentaux)

Définitions, terminologie

Partie 2: Environnement

Description de l'environnement

Classification de l'environnement

Niveaux de compatibilité

Partie 3: Limites

Limites d'émission

Limites d'immunité (dans la mesure où elles ne tombent pas sous la responsabilité des comités produits)

Partie 4: Techniques d'essai et de mesure

Techniques de mesure

Techniques d'essai

Partie 5: Directives d'installation et d'atténuation

Guide d'installation

Méthodes et dispositifs d'atténuation

Partie 6: Normes génériques

Partie 9: Divers

Chaque partie est ensuite subdivisée en plusieurs parties, publiées soit comme Normes internationales, soit comme spécifications techniques ou rapports techniques, dont certaines ont déjà été publiées en tant que sections. D'autres seront publiées avec le numéro de la partie suivi d'un tiret et complété d'un second chiffre identifiant la subdivision (exemple: 61000-6-1).

INTRODUCTION

IEC 61000 is published in separate parts according to the following structure:

Part 1: General

General considerations (introduction, fundamental principles)

Definitions, terminology

Part 2: Environment

Description of the environment

Classification of the environment

Compatibility levels

Part 3: Limits

Emission limits

Immunity limits (in so far as they do not fall under the responsibility of the product committees)

Part 4: Testing and measurement techniques

Measurement techniques

Testing techniques

Part 5: Installation and mitigation guidelines

Installation guidelines

Mitigation methods and devices

Part 6: Generic standards

Part 9: Miscellaneous

Each part is further subdivided into several parts, published either as International Standards or as Technical Specifications or Technical Reports, some of which have already been published as sections. Others will be published with the part number followed by a dash and completed by a second number identifying the subdivision (example: 61000-6-1).

COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE (CEM) –

Partie 4-30: Techniques d'essai et de mesure – Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 61000-4 définit les méthodes de mesure des paramètres de qualité de l'alimentation des réseaux à courant alternatif 50/60 Hz et la façon d'interpréter les résultats.

Pour chaque type de paramètre concerné, les méthodes de mesure sont décrites. Elles permettent d'obtenir des résultats fiables, reproductibles et comparables, ceci, quel que soit l'instrument utilisé en conformité avec la présente norme et quelles que soient ses conditions d'environnement. La présente norme porte sur les méthodes de mesure destinées aux mesures sur site.

La mesure des paramètres couverts par la présente norme se limite aux phénomènes susceptibles de se propager sur un réseau d'énergie électrique. Ils concernent selon les cas ceux relatifs à la tension et/ou au courant.

Les paramètres de qualité de l'alimentation pris en compte dans le présent document sont la fréquence, l'amplitude de la tension d'alimentation, le papillotement («flicker»), les creux et les surtensions temporaires d'alimentation, les coupures de tension, les tensions transitoires, le déséquilibre de tension d'alimentation, les harmoniques et interharmoniques de tension et de courant, les signaux transmis sur la tension d'alimentation et les variations rapides de tension. En fonction de l'objet de la mesure, les mesures peuvent porter soit sur une partie des phénomènes de cette liste, soit sur l'ensemble.

La présente norme définit des méthodes de mesure mais ne constitue pas une spécification de réalisation. Les essais de précision dans le domaine de variation des grandeurs d'influence de la présente norme sont utilisés comme exigence fonctionnelle.

La présente norme indique des méthodes de mesure sans fixer de seuils.

Les effets des transducteurs placés entre le réseau et l'appareil de mesure sont pris en compte mais non traités en détail dans la présente norme. Les précautions à prendre pour installer des instruments de mesure sur des circuits sous tension sont indiquées dans la présente norme.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application 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).

CEI 60050(161), *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Chapitre 161: Compatibilité électromagnétique*

ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY (EMC) –

Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods

1 Scope

This part of IEC 61000-4 defines the methods for measurement and interpretation of results for power quality parameters in 50/60 Hz a.c. power supply systems.

Measurement methods are described for each relevant type of parameter in terms that will make it possible to obtain reliable, repeatable and comparable results regardless of the compliant instrument being used and regardless of its environmental conditions. This standard addresses measurement methods for *in situ* measurements.

Measurement of parameters covered by this standard is limited to those phenomena that can be conducted in a power system. These include the voltage and/or current parameters, as appropriate.

The power quality parameters considered in this standard are power frequency, magnitude of the supply voltage, flicker, supply voltage dips and swells, voltage interruptions, transient voltages, supply voltage unbalance, voltage and current harmonics and interharmonics, mains signalling on the supply voltage and rapid voltage changes. Depending on the purpose of the measurement, all or a subset of the phenomena on this list may be measured.

This standard is a performance specification, not a design specification. The uncertainty tests in the ranges of influence quantities in this standard determine the performance requirements.

This standard gives measurement methods but does not set thresholds.

The effects of transducers being inserted between the power system and the instrument are acknowledged but not addressed in detail in this standard. Precautions on installing monitors on live circuits are addressed.

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application 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 60050(161), *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 161: Electromagnetic compatibility*

CEI 60050-300, *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) – Mesures et appareils de mesure électriques et électroniques – Partie 311: Termes généraux concernant les mesures – Partie 312: Termes généraux concernant les mesures électriques – Partie 313: Types d'appareils électriques de mesure – Partie 314: Termes spécifiques selon le type d'appareil*

CEI 61000-2-4, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 2-4: Environnement – Niveaux de compatibilité dans les installations industrielles pour les perturbations conduites à basse fréquence – Publication fondamentale en CEM*

CEI 61000-3-8, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 3: Limites – Section 8: Transmission de signaux dans les installations électriques à basse tension – Niveaux d'émission, bandes de fréquences et niveaux de perturbations électromagnétiques*

CEI 61000-4-7:2002, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-7: Techniques d'essai et de mesure – Guide général relatif aux mesures d'harmoniques et d'interharmoniques, ainsi qu'à l'appareillage de mesure, applicable aux réseaux d'alimentation et aux appareils qui y sont raccordés – Publication fondamentale en CEM*

CEI 61000-4-15, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4: Techniques d'essai et de mesure – Section 15: Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception*

CEI 61180 (toutes les parties), *Techniques des essais à haute tension pour matériels à basse tension*

3 Définitions

Pour les besoins de la présente partie de la CEI 61000, les définitions suivantes s'appliquent, ainsi que les définitions de la CEI 60050(161).

3.1

voie (de mesure)

ensemble des dispositifs de mesure associés à une mesure individuelle

NOTE «Voies» et «phases» n'ont pas la même signification. Une voie de mesure correspond par définition à une différence de potentiel entre deux conducteurs. Une phase correspond à un simple conducteur. Dans les systèmes polyphasés, une voie de mesure peut être entre deux phases ou entre une phase et le neutre, ou entre une phase et la terre.

3.2

tension d'entrée déclarée, U_{din}

valeur obtenue à partir de la tension d'alimentation déclarée d'un rapport de transformation

3.3

tension d'alimentation déclarée, U_c

la tension d'alimentation déclarée U_c est généralement la tension nominale U_n du réseau. Si, par suite d'un accord entre le distributeur et le client, la tension d'alimentation appliquée à ses bornes diffère de la tension nominale, alors, cette tension correspond à la tension d'alimentation déclarée U_c

3.4

seuil de creux

valeur de tension spécifiée pour permettre de détecter le début et la fin d'un creux de tension

3.5

données marquées

pour tout intervalle de temps de mesure au cours duquel se produisent des coupures, des creux ou des surtensions temporaires à fréquence industrielle, le résultat de la mesure effectuée sur tous les autres paramètres au cours de cet intervalle de temps est marqué

IEC 60050-300, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Electrical and electronic measurements and measuring instruments – Part 311: General terms relating to measurements – Part 312: General terms relating to electrical measurements – Part 313: Types of electrical measuring instruments – Part 314: Specific terms according to the type of instrument*

IEC 61000-2-4, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-4: Environment – Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances – Basic EMC publication*

IEC 61000-3-8, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 8: Signalling on low-voltage electrical installations – Emission levels, frequency bands and electromagnetic disturbance levels*

IEC 61000-4-7:2002, *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 – Basic EMC publication*

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

IEC 61180 (all parts), *High-voltage test techniques for low voltage equipment*

3 Definitions

For the purpose of this part of IEC 61000 the following definitions apply, together with the definitions of IEC 60050(161).

3.1

channel

individual measurement path through an instrument

NOTE “Channel” and “phase” are not the same. A voltage channel is by definition the difference in potential between 2 conductors. Phase refers to a single conductor. On polyphase systems, a channel may be between 2 phases, or between a phase and neutral, or between a phase and earth.

3.2

declared input voltage, U_{din}

value obtained from the declared supply voltage by a transducer ratio

3.3

declared supply voltage, U_c

declared supply voltage U_c is normally the nominal voltage U_n of the system. If by agreement between the supplier and the customer a voltage different from the nominal voltage is applied to the terminal, then this voltage is the declared supply voltage U_c .

3.4

dip threshold

voltage magnitude specified for the purpose of detecting the start and the end of a voltage dip

3.5

flagged data

for any measurement time interval in which interruptions, dips or swells occur, the measurement results of all other parameters made during this time interval are flagged

3.6

papillotement («flicker»)

impression d'instabilité de la sensation visuelle due à un stimulus lumineux dont la luminance ou la répartition spectrale fluctue dans le temps

[VEI 161-08-13]

3.7

composante fondamentale

composante dont la fréquence est la fréquence fondamentale

[VEI 101-14-49 modifié]

3.8

fréquence fondamentale

fréquence du spectre obtenue à partir d'une transformée de Fourier d'une fonction temporelle, servant de référence à toutes les autres fréquences du spectre

[VEI 101-14-50 modifié]

NOTE S'il subsiste un risque d'ambiguïté, la fréquence fondamentale est déterminée à partir de la polarité et de la vitesse de rotation du ou des générateurs synchrones alimentant le réseau.

3.9

composante harmonique

toute composante ayant une fréquence harmonique

[CEI 61000-2-2 définition 3.2.4]

NOTE Sa valeur est normalement exprimée sous la forme d'une valeur efficace. Pour des raisons de simplicité, cette composante peut simplement être appelée harmonique.

3.10

fréquence harmonique

fréquence qui est un multiple entier de la fréquence fondamentale

NOTE Le rapport de la fréquence harmonique à la fréquence fondamentale est nommé rang de l'harmonique (CEI 61000-2-2 définition 3.2.3).

3.11

hystérésis

différence d'amplitude entre les valeurs aller et retour de seuils

NOTE 1 Cette définition de l'hystérésis est relative à la mesure des paramètres de la qualité de l'alimentation, et est différente de celle du VEI qui concerne la saturation des noyaux métalliques.

NOTE 2 Le but de l'hystérésis dans le contexte de mesure de la qualité de l'alimentation est d'éviter de compter de multiples événements lorsque l'amplitude du paramètre oscille près de la valeur de seuil.

3.12

grandeur d'influence

grandeur susceptible d'affecter le fonctionnement d'un instrument de mesure

[VEI 311-06-01 modifié]

NOTE Cette grandeur est généralement externe à l'instrument de mesure.

3.13

composante interharmonique

composante ayant une fréquence interharmonique

[CEI 61000-2-2 définition 3.2.6]

NOTE Sa valeur est en général exprimée sous la forme d'une valeur efficace. Pour des raisons de concision, cette composante peut être simplement appelée *interharmonique*.

3.6**flicker**

impression of unsteadiness of visual sensation induced by a light stimulus whose luminance or spectral distribution fluctuates with time

[IEV 161-08-13]

3.7**fundamental component**

component whose frequency is the fundamental frequency

[IEV 101-14-49, modified]

3.8**fundamental frequency**

frequency in the spectrum obtained from a Fourier transform of a time function, to which all the frequencies of the spectrum are referred

[IEV 101-14-50, modified]

NOTE In case of any remaining risk of ambiguity, the fundamental frequency should be derived from the number of poles and speed of rotation of the synchronous generator(s) feeding the system.

3.9**harmonic component**

any of the components having a harmonic frequency

[IEC 61000-2-2, definition 3.2.4]

NOTE Its value is normally expressed as an r.m.s. value. For brevity, such component may be referred to simply as a harmonic.

3.10**harmonic frequency**

frequency which is an integer multiple of the fundamental frequency

NOTE The ratio of the harmonic frequency to the fundamental frequency is the *harmonic order* (IEC 61000-2-2, definition 3.2.3).

3.11**hysteresis**

difference in magnitude between the start and end thresholds

NOTE 1 This definition of hysteresis is relevant to PQ measurement parameters and is different from the IEC definition which is relevant to iron core saturation.

NOTE 2 The purpose of hysteresis in the context of PQ measurements is to avoid counting multiple events when the magnitude of the parameter oscillates about the threshold level.

3.12**influence quantity**

any quantity which may affect the working performance of a measuring equipment

[IEV 311-06-01, modified]

NOTE This quantity is generally external to the measurement equipment.

3.13**interharmonic component**

component having an interharmonic frequency

[IEC 61000-2-2, definition 3.2.6]

NOTE Its value is normally expressed as an r.m.s. value. For brevity, such a component may be referred to simply as an *interharmonic*.

3.14

fréquence interharmonique

toute fréquence qui n'est pas un multiple entier de la fréquence fondamentale

[CEI 61000-2-2 définition 3.2.5]

NOTE 1 Par extension du *rang de l'harmonique*, le *rang de l'interharmonique* est le rapport d'une fréquence interharmonique à la fréquence fondamentale. Ce rapport n'est pas un nombre entier (notation recommandée: m).

NOTE 2 Lorsque $m < 1$, le terme *fréquence sous-harmonique* peut être utilisé.

3.15

coupure

réduction de la tension en un point du réseau d'énergie électrique en dessous du seuil de coupure

3.16

seuil de coupure

valeur de tension spécifiée pour permettre de détecter le début et la fin d'une coupure

3.17

incertitude de mesure

écart maximal prévisible entre une valeur mesurée et sa valeur réelle

3.18

tension nominale, U_n

tension par laquelle un réseau est désigné ou identifié

3.19

valeur haute

pour un paramètre donné, valeur absolue de la différence entre valeur mesurée et valeur nominale, uniquement lorsque la valeur mesurée du paramètre est supérieure à la valeur nominale

3.20

qualité de l'alimentation

caractéristiques de l'électricité en un point donné d'un réseau d'énergie électrique, évaluée par rapport à un ensemble de paramètres techniques de référence

NOTE Ces paramètres peuvent dans certains cas tenir compte de la compatibilité entre l'électricité fournie par un réseau et les charges connectées à ce réseau.

3.21

valeur efficace (eff)

racine carrée de la moyenne arithmétique des carrés des valeurs instantanées d'une grandeur durant un intervalle de temps spécifié

[VEI 101-14-16 modifié]

3.22

tension efficace rafraîchie par demi-période, $U_{\text{eff}(1/2)}$

valeur de la tension efficace mesurée sur une période, commençant à un passage par zéro de la composante fondamentale, et rafraîchie à chaque demi-période

NOTE 1 Cette technique est indépendante sur chaque voie de mesure et produira des valeurs efficaces à des instants successifs sur chaque voie en cas de systèmes polyphasés.

NOTE 2 Cette valeur n'est utilisée que pour la détection des creux de tension, des surtensions à fréquence industrielle et des interruptions.

3.23

domaine des grandeurs d'influence

domaine de variation des valeurs d'une grandeur d'influence donnée

3.14**interharmonic frequency**

any frequency which is not an integer multiple of the fundamental frequency

[IEC 61000-2-2, definition 3.2.5]

NOTE 1 By extension from *harmonic order*, the *interharmonic order* is the ratio of an interharmonic frequency to the fundamental frequency. This ratio is not an integer (recommended notation m).

NOTE 2 In the case where $m < 1$ the term *subharmonic frequency* may be used.

3.15**interruption**

reduction of the voltage at a point in the electrical system below the interruption threshold

3.16**interruption threshold**

voltage magnitude specified for the purpose of detecting the start and the end of a voltage interruption

3.17**measurement uncertainty**

maximum expected deviation of a measured value from its actual value

3.18**nominal voltage, U_n**

voltage by which a system is designated or identified

3.19**overdeviation**

difference between the measured value and the nominal value of a parameter, only when the measured value of the parameter is greater than the nominal value

3.20**power quality**

characteristics of the electricity at a given point on an electrical system, evaluated against a set of reference technical parameters

NOTE These parameters might, in some cases, relate to the compatibility between electricity supplied on a network and the loads connected to that network.

3.21**r.m.s. (root-mean-square) value**

square root of the arithmetic mean of the squares of the instantaneous values of a quantity taken over a specified time interval and a specified bandwidth

[IEV 101-14-16 modified]

3.22**r.m.s. voltage refreshed each half-cycle, $U_{rms(1/2)}$**

value of the r.m.s. voltage measured over 1 cycle, commencing at a fundamental zero crossing, and refreshed each half-cycle

NOTE 1 This technique is independent for each channel and will produce r.m.s. values at successive times on different channels for polyphase systems.

NOTE 2 This value is used only for voltage dip, voltage swell, and interruption detection.

3.23**range of influence quantities**

range of values of a single influence quantity

3.24

voie de référence

pour les mesures polyphasées, une des voies de mesure de la tension, désignée comme voie de référence

3.25

tension résiduelle, U_{res}

valeur minimale de $U_{eff(1/2)}$ enregistrée au cours d'un creux ou d'une coupure de tension

NOTE La tension résiduelle est exprimée sous la forme d'une valeur, exprimée en volts, ou d'un pourcentage ou par unité en fonction de la tension d'entrée déclarée.

3.26

tension de référence glissante, U_{rg}

valeur de tension moyennée sur un intervalle de temps spécifié, représentant la tension précédant un creux ou une surtension temporaire à fréquence industrielle

NOTE La tension de référence glissante est utilisée pour déterminer la variation de tension lors d'un creux de tension ou d'une surtension à fréquence industrielle.

3.27

seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle

valeur de tension spécifiée pour permettre de détecter le début et la fin d'une surtension temporaire à fréquence industrielle

3.28

agrégation temporelle

combinaison en séquence de plusieurs valeurs d'un paramètre donné (chacun d'eux étant déterminé sur des périodes de temps identiques) destinée à produire une valeur sur une période de temps plus longue

NOTE Dans ce document, le terme agrégation est utilisé pour agrégation temporelle.

3.29

valeur basse

pour un paramètre donné, valeur absolue de la différence entre valeur mesurée et valeur nominale, uniquement lorsque la valeur du paramètre est inférieure à la valeur nominale

3.30

creux de tension

baisse temporaire de la tension en un point du réseau d'énergie électrique en dessous d'un seuil donné

NOTE 1 Les interruptions sont un cas particulier des creux de tension. Les traitements ultérieurs permettent de faire la distinction entre creux de tension et interruption.

NOTE 2 La note 2 s'applique seulement à la version anglaise.

3.31

surtension temporaire à fréquence industrielle

augmentation temporaire de la tension en un point du réseau d'énergie électrique au-dessus d'un seuil donné

3.32

déséquilibre de tension

dans un réseau d'énergie électrique polyphasé, état dans lequel les valeurs efficaces des tensions entre conducteurs (composante fondamentale), ou les différences de phase entre conducteurs successifs, ne sont pas toutes égales

[VEI 161-08-09 modifiée]

NOTE 1 Le taux de déséquilibre s'exprime habituellement par le rapport de la composante inverse ou homopolaire à la composante directe.

NOTE 2 Dans la présente norme, le déséquilibre de tension est relatif aux réseaux triphasés.

3.24**reference channel**

one of the voltage measurement channels designated as the reference channel for polyphase measurements

3.25**residual voltage, U_{res}**

minimum value of $U_{\text{rms}(1/2)}$ recorded during a voltage dip or interruption

NOTE The residual voltage is expressed as a value in volts, or as a percentage or per unit value of the declared input voltage.

3.26**sliding reference voltage, U_{sr}**

voltage magnitude averaged over a specified time interval, representing the voltage preceding a voltage dip or swell

NOTE The sliding reference voltage is used to determine the voltage change during a dip or a swell.

3.27**swell threshold**

voltage magnitude specified for the purpose of detecting the start and the end of a swell

3.28**time aggregation**

combination of several sequential values of a given parameter (each determined over identical time intervals) to provide a value for a longer time interval

NOTE Aggregation in this document always refers to time aggregation.

3.29**underdeviation**

absolute value of the difference between the measured value and the nominal value of a parameter, only when the value of the parameter is lower than the nominal value

3.30**voltage dip**

temporary reduction of the voltage at a point in the electrical system below a threshold

NOTE 1 Interruptions are a special case of a voltage dip. Post-processing may be used to distinguish between voltage dips and interruptions.

NOTE 2 In some areas of the world a voltage dip is referred to as sag. The two terms are considered interchangeable; however, this standard will only use the term voltage dip.

3.31**voltage swell**

temporary increase of the voltage at a point in the electrical system above a threshold

3.32**voltage unbalance**

condition in a polyphase system in which the r.m.s. values of the line voltages (fundamental component), or the phase angles between consecutive line voltages, are not all equal

[IEV 161-08-09, modified]

NOTE 1 The degree of the inequality is usually expressed as the ratios of the negative- and zero-sequence components to the positive-sequence component.

NOTE 2 In this standard, voltage unbalance is considered in relation to 3-phase systems.

4 Généralités

4.1 Classes de méthodes de mesure

Pour chaque paramètre mesuré, deux classes de méthodes de mesure sont définies:

– Méthodes de classe A

Cette classe de méthodes de mesure est utilisée lorsque des mesures précises sont nécessaires, comme par exemple pour des applications contractuelles, pour la vérification de la conformité à des normes, pour la résolution de litiges, etc. Les mesures d'un paramètre effectuées avec deux instruments différents conformes aux prescriptions de mesure de classe A, lors de la mesure du même signal, produiront des résultats concordants dans la plage de précision spécifiée.

Pour que des résultats concordants soient obtenus, les performances de la classe A exigent une caractéristique de largeur de bande passante et une fréquence d'échantillonnage suffisantes pour la précision spécifiée de chaque paramètre.

– Méthodes de classe B

Cette classe de méthodes de mesure peut être utilisée pour des études statistiques, la recherche d'anomalies et autres applications où une grande précision n'est pas requise.

Pour chaque classe, le domaine de variation des grandeurs d'influence qui doit être respecté est spécifié en 6.1. L'utilisateur doit choisir la classe de méthode de mesure en fonction de la situation rencontrée dans chaque cas d'application.

NOTE 1 Un appareil de mesure peut avoir différentes classes de méthodes de mesure pour différents paramètres.

NOTE 2 Le constructeur de l'instrument devrait déclarer les grandeurs d'influence non expressément données et susceptibles de dégrader les performances de l'instrument.

4.2 Organisation des mesures

La grandeur électrique à mesurer peut être soit directement accessible, ce qui est en général le cas sur les réseaux basse tension, soit accessible via des transducteurs de mesure.

La chaîne de mesure complète est illustrée à la Figure 1.

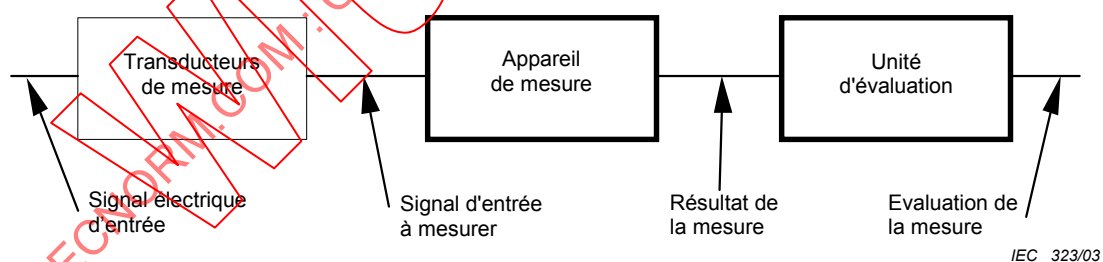


Figure 1 – Chaîne de mesure

Un appareil de mesure comprend en général l'ensemble de la chaîne de mesure (voir Figure 1). Dans la présente norme, la partie normative ne prend en compte ni les transducteurs ni l'incertitude de mesure qu'ils introduisent, mais l'Article A.2 fournit des informations sur ces sujets.

4.3 Valeurs électriques à mesurer

Des mesures peuvent être effectuées sur les réseaux monophasés ou polyphasés. En fonction du contexte, il peut être nécessaire de mesurer des tensions entre les conducteurs de phase et le neutre (phase-neutre) ou entre les différents conducteurs de phase (phase-phase) ou entre le neutre et la terre. La présente norme n'a pas pour objet d'imposer le choix des valeurs électriques à mesurer. En outre, excepté pour la mesure du déséquilibre de tensions qui est intrinsèquement polyphasé, les méthodes de mesure spécifiées dans le présent document sont de nature à permettre l'obtention de résultats indépendants sur chaque voie de mesure.

4 General

4.1 Classes of measurement performance

For each parameter measured, two classes of measurement performance are defined.

– Class A performance

This class of performance is used where precise measurements are necessary, for example, for contractual applications, verifying compliance with standards, resolving disputes, etc. Any measurements of a parameter carried out with two different instruments complying with the requirements of class A, when measuring the same signals, will produce matching results within the specified uncertainty.

To ensure that matching results are produced, class A performance requires a bandwidth characteristic and a sampling rate sufficient for the specified uncertainty of each parameter.

– Class B performance

This class of performance may be used for statistical surveys, trouble-shooting applications, and other applications where low uncertainty is not required.

For each performance class the range of influencing factors that shall be complied with is specified in 6.1. Users shall select the class of measurement performance taking account of the situation of each application case.

NOTE 1 A measurement instrument may have different performance classes for different parameters.

NOTE 2 The instrument manufacturer should declare influence quantities which are not expressly given and which may degrade performance of the instrument.

4.2 Organization of the measurements

The electrical quantity to be measured may be either directly accessible, as is generally the case in low-voltage systems, or accessible via measurement transducers.

The whole measurement chain is shown in Figure 1.

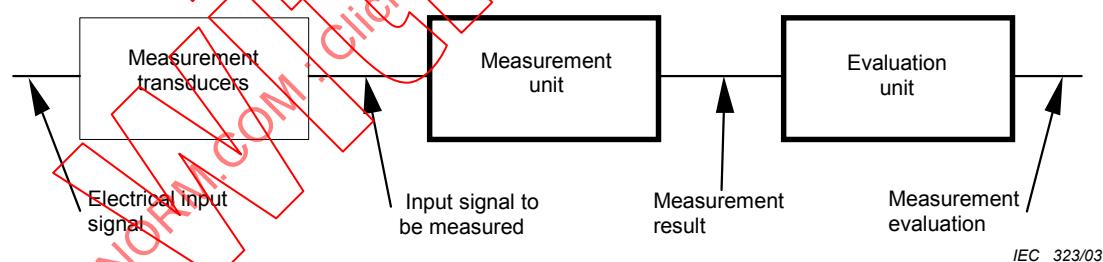


Figure 1 – Measurement chain

An "instrument" usually includes the whole measurement chain (see Figure 1). In this standard, the normative part does not consider the measurement transducers and their associated uncertainty, but Clause A.2 gives guidance.

4.3 Electrical values to be measured

Measurements can be performed on single-phase or polyphase supply systems. Depending on the context, it may be necessary to measure voltages between phase conductors and neutral (line-to-neutral) or between phase conductors (line-to-line) or between neutral and earth. It is not the purpose of this standard to impose the choice of the electrical values to be measured. Moreover, except for the measurement of voltage unbalance, which is intrinsically polyphase, the measurement methods specified in this document are such that independent results can be produced on each measurement channel.

Des mesures de courant peuvent être effectuées sur chaque conducteur des réseaux électriques, y compris le neutre et la terre de protection.

NOTE Il est souvent utile de mesurer le courant en même temps que la tension et d'associer les mesures de courant sur un conducteur aux mesures de tension entre ce conducteur et un conducteur de référence, tel qu'un conducteur de terre ou un conducteur de neutre.

4.4 Agrégation des intervalles de temps de mesure

– Méthode de classe A

Un intervalle de temps de mesure des amplitudes (tension du réseau, harmoniques, interharmoniques et déséquilibre) doit être de 10 périodes pour un réseau 50 Hz ou de 12 périodes pour un réseau 60 Hz.

NOTE L'incertitude de cette mesure est incluse dans la procédure d'essais associée à chaque paramètre.

Les intervalles de temps de mesure sont agrégés suivant trois valeurs. Les articles A.6 et A.7 décrivent quelques applications d'agrégation d'intervalles de temps. Ces valeurs sont:

- intervalle de 150/180 périodes (150 périodes pour une fréquence nominale de 50 Hz ou 180 périodes pour une fréquence nominale de 60 Hz),
- intervalle de 10 min,
- intervalle de 2 h.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit indiquer la méthode, le nombre et la durée d'agrégation des intervalles de temps.

4.5 Processus d'agrégation des mesures

Les agrégations sont calculées par la racine carrée de la moyenne arithmétique du carré des valeurs d'entrée.

NOTE Pour la mesure du papillotement, l'algorithme d'agrégation est différent (voir CEI 61000-4-15).

Trois catégories d'agrégation sont nécessaires:

– Agrégation de périodes

Les données de l'intervalle de 150/180 périodes doivent être agrégées à partir de quinze intervalles de 10/12 périodes.

NOTE Cet intervalle n'est pas un intervalle «de temps d'horloge»; il est basé sur la caractéristique de fréquence.

– Agrégation de périodes en temps d'horloge

Les valeurs 10 min seront identifiées avec une datation absolue (par exemple 01H10.00). La datation considérée correspond à une fin de période d'intégration 10 min. Si la dernière valeur 10/12 périodes d'une agrégation 10 min chevauche la frontière absolue de la période 10 min, cette valeur 10/12 périodes est incluse dans cette intégration 10 min.

Au démarrage des mesures, un intervalle de 10/12 périodes doit commencer avec une limite absolue 10 min et doit être resynchronisée successivement à chaque marque 10 min absolue.

NOTE Cette technique implique qu'un très petit nombre de données se recouvrent et apparaissent dans deux intervalles 10 min d'intégration adjacents.

– Agrégation en temps d'horloge

Les données de «l'intervalle de 2 h» doivent être agrégées à partir de douze intervalles de 10 min.

Current measurements can be performed on each conductor of supply systems, including the neutral conductor and the protective earth conductor.

NOTE It is often useful to measure current simultaneously with voltage and to associate the current measurements in 1 conductor with voltage measurements between that conductor and a reference conductor, such as an earth conductor or a neutral conductor.

4.4 Measurement aggregation over time intervals

– For class A performance

The basic measurement time interval for parameter magnitudes (supply voltage, harmonics, interharmonics and unbalance) shall be a 10-cycle time interval for 50 Hz power system or 12-cycle time interval for 60 Hz power system.

NOTE The uncertainty of this measurement is included in the uncertainty measurement protocol of each parameter.

Measurement time intervals are aggregated over 3 different time intervals. Clauses A.6 and A.7 discuss some applications of these aggregation time intervals. The aggregation time intervals are

- 150/180-cycle interval (150 cycles for 50 Hz nominal or 180 cycles for 60 Hz nominal),
- 10-min interval,
- 2-h interval.

– For class B performance

The manufacturer shall indicate the method, number and duration of aggregation time intervals.

4.5 Measurement aggregation algorithm

Aggregations are performed using the square root of the arithmetic mean of the squared input values.

NOTE For flicker measurements, the aggregation algorithm is different (see IEC 61000-4-15).

Three categories of aggregation are necessary.

– Cycle aggregation

The data for the 150/180-cycle time interval shall be aggregated from fifteen 10/12-cycle time intervals.

NOTE This time interval is not a "time clock" interval; it is based on the frequency characteristic.

– From cycle to time-clock aggregation

The 10-min value shall be tagged with the absolute time (for example, 01H10.00). The time tag is the time at the end of the 10-min aggregation. If the last 10/12-cycle value in a 10-min aggregation period overlaps in time with the absolute 10-min clock boundary, that 10/12-cycle value is included in the aggregation for this 10-min interval.

On commencement of the measurement, the 10/12-cycle measurement shall be started at the boundary of the absolute 10-min clock, and shall be re-synchronized at every subsequent 10-min boundary.

NOTE This technique implies that a very small amount of data may overlap and appear in two adjacent 10-min aggregations.

– Time-clock aggregation

The data for the "2-h interval" shall be aggregated from twelve 10-min intervals.

4.6 Incertitude d'horloge

– Méthode de classe A

L'incertitude l'horloge ne doit pas dépasser ± 20 ms pour 50 Hz ou $\pm 16,7$ ms pour 60 Hz.

NOTE 1 Ces performances sont par exemple obtenues par une procédure de synchronisation appliquée périodiquement au cours d'une campagne de mesures, ou via un récepteur GPS, ou encore par la réception de signaux de synchronisation transmis par radio.

NOTE 2 Lorsque la synchronisation par un signal extérieur n'est plus disponible, il est nécessaire que la tolérance sur le marquage temporel soit de moins de 1 s/24 h.

NOTE 3 Ces performances sont nécessaires pour que deux instruments utilisant les méthodes de la Classe A produisent les mêmes résultats «agregés 10 min» lorsqu'ils sont raccordés au même signal.

NOTE 4 Lorsqu'une valeur de seuil est franchie, il peut être utile d'enregistrer l'heure et la date.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit préciser la méthode utilisée pour déterminer les intervalles de 10 min.

4.7 Concept de «marquage»

Pendant un creux de tension, une surtension temporaire à fréquence industrielle ou une interruption, les algorithmes de mesure des autres paramètres (par exemple, mesure de variation de la fréquence) peuvent fournir des valeurs douteuses. Le concept de marquage permet ainsi d'éviter de comptabiliser un événement donné plusieurs fois dans différents paramètres (par exemple compter un seul creux de tension d'une part comme un creux et d'autre part comme une variation de fréquence) et indique que la valeur donnée risque d'être douteuse.

Le marquage n'est déclenché que par les creux, les surtensions temporaires à fréquence industrielle et les coupures. La détection de creux et des surtensions temporaires à fréquence industrielle dépend du seuil défini par l'utilisateur, et ce choix peut influencer les données qui sont marquées.

Le concept de marquage est applicable aux mesures de classe A lors de la mesure de la fréquence, de l'amplitude de la tension, du papillotement, du déséquilibre de la tension d'alimentation, des harmoniques de tension, des interharmoniques de tension, de la transmission de signaux et de la mesure des paramètres de valeur basse et de valeur haute de la tension.

Si, pendant une période d'agrégation, une valeur est marquée, les valeurs agrégées, y compris cette valeur, seront également marquées. La valeur marquée sera enregistrée et également incluse dans le processus d'agrégation c'est à dire que si pendant une période d'agrégation donnée une valeur est marquée, la valeur agrégée qui comprend cette valeur marquée sera également marquée et enregistrée.

NOTE 1 L'évaluation des données marquées est laissée au choix de l'utilisateur

NOTE 2 Pour un appareil de mesure, il peut être utile d'enregistrer séparément les défauts internes tels que les surcharges ou la perte de synchronisme du PLL.

4.6 Time-clock uncertainty

– For class A performance

The time-clock uncertainty shall not exceed ± 20 ms for 50 Hz or $\pm 16,7$ ms for 60 Hz.

NOTE 1 This performance can be achieved, for example, through a synchronization procedure applied periodically during a measurement campaign, or through a GPS receiver, or through reception of transmitted radio timing signals.

NOTE 2 When synchronization by an external signal becomes unavailable, the time tagging tolerance must be better than 1-s/24-h.

NOTE 3 This performance is necessary to ensure that two instruments using Class A methods produce the same 10-min aggregation results when connected to the same signal.

NOTE 4 When a threshold is crossed, it may be useful to record the date and time.

– For class B performance

The manufacturer shall specify the method to determine 10-min intervals.

4.7 Flagging concept

During a dip, swell, or interruption, the measurement algorithm for other parameters (for example, frequency measurement) might produce an unreliable value. The flagging concept therefore avoids counting a single event more than once in different parameters (for example, counting a single dip as both a dip and a frequency variation) and indicates that an aggregated value might be unreliable.

Flagging is only triggered by dips, swells, and interruptions. The detection of dips and swells is dependent on the threshold selected by the user, and this selection will influence which data are "flagged".

The flagging concept is applicable for class A measurement performance during measurement of power frequency, voltage magnitude, flicker, supply voltage unbalance, voltage harmonics, voltage interharmonics, mains signalling and measurement of underdeviation and overdeviation parameters.

If during a given time interval any value is flagged, the aggregated value including that value shall also be flagged. The flagged value shall be stored and also included in the aggregation process, for example, if during a given time interval any value is flagged the aggregated value that includes this value shall also be flagged and stored.

NOTE 1 The user may decide how to evaluate flagged data.

NOTE 2 It may also be useful for the instrument to separately log internal errors, such as over-scale or loss of PLL (phase locked loop) synch.

5 Paramètres de qualité de l'alimentation

5.1 Fréquence industrielle

5.1.1 Mesure

– Méthode de classe A

L'indication de fréquence doit être obtenue toutes les 10 s. Du fait que la fréquence industrielle peut ne pas être exactement 50 Hz ou 60 Hz au cours de l'intervalle de temps d'horloge de 10 s, le nombre de périodes peut ne pas être un nombre entier. La mesure de la fréquence fondamentale est le rapport du nombre de périodes entières comptées au cours de l'intervalle de temps d'horloge de 10 s divisé par la durée cumulée des périodes entières. Avant chaque évaluation, les harmoniques et interharmoniques doivent être atténués afin de minimiser les effets de multiples passages par zéro.

Les intervalles de temps de mesure ne doivent pas se recouvrir. Les périodes individuelles chevauchant temporellement la frontière d'un intervalle 10 s sont rejetées. Chaque intervalle 10 s doit commencer sur un top 10 s d'horloge, ± 20 ms pour le 50 Hz ou $\pm 16,7$ ms pour le 60 Hz.

NOTE D'autres techniques permettant d'obtenir des résultats équivalents, telles que la convolution, sont acceptables.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit indiquer le processus utilisé pour la mesure de la fréquence.

5.1.2 Incertitude de mesure

– Méthode de classe A

Dans le domaine des grandeurs d'influence et dans les conditions décrites en 6.1, l'appareil de mesure présente une incertitude Δf qui ne doit pas dépasser $\pm 0,01$ Hz.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude Δf dans le domaine des grandeurs d'influence et dans les conditions décrites en 6.1.

5.1.3 Évaluation des mesures

– Méthode de classe A

La mesure de fréquence doit être faite sur la voie de référence.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit indiquer le processus utilisé pour la mesure de fréquence.

5.2 Amplitude de la tension d'alimentation

5.2.1 Mesure

– Méthode de classe A

La mesure doit être la valeur efficace de l'amplitude de la tension sur un intervalle de temps de 10 périodes pour les réseaux 50 Hz ou sur un intervalle de temps de 12 périodes pour les réseaux 60 Hz. Les intervalles de 10/12 périodes doivent être contigus et ne doivent pas chevaucher les intervalles voisins.

NOTE 1 Cette méthode de mesure particulière est utilisée pour les signaux quasi stationnaires et ne l'est pas pour la détection et la mesure des perturbations: creux, surtensions temporaires à fréquence industrielle, coupures et transitoires de tension.

NOTE 2 La valeur efficace comprend par définition les harmoniques, les interharmoniques, les signaux de télécommande centralisée, etc.

5 Power quality parameters

5.1 Power frequency

5.1.1 Measurement

– For class A performance

The frequency reading shall be obtained every 10-s. As power frequency may not be exactly 50 Hz or 60 Hz within the 10-s time clock interval, the number of cycles may not be an integer number. The fundamental frequency output is the ratio of the number of integral cycles counted during the 10-s time clock interval, divided by the cumulative duration of the integer cycles. Before each assessment, harmonics and interharmonics shall be attenuated to minimize the effects of multiple zero crossings.

The measurement time intervals shall be non-overlapping. Individual cycles that overlap the 10-s time clock are discarded. Each 10-s interval shall begin on an absolute 10-s time clock, ± 20 ms for 50 Hz or $\pm 16,7$ ms for 60 Hz.

NOTE Other techniques that provide equivalent results, such as convolution, are acceptable.

– For class B performance

The manufacturer shall indicate the process used for frequency measurement.

5.1.2 Measurement uncertainty

– For class A performance

Over the range of influence quantities, and under the conditions described in 6.1, the measurement uncertainty Δf shall not exceed $\pm 0,01$ Hz.

– For class B performance

The manufacturer shall specify the uncertainty Δf over the range of influence quantities, and under the conditions described in 6.1.

5.1.3 Measurement evaluation

– For class A performance

The frequency measurement shall be made on the reference channel.

– For class B performance

The manufacturer shall indicate the process used for frequency measurement.

5.2 Magnitude of the supply voltage

5.2.1 Measurement

– For class A performance

The measurement shall be the r.m.s. value of the voltage magnitude over a 10-cycle time interval for 50 Hz power system or 12-cycle time interval for 60 Hz power system. Every 10/12-cycle interval shall be contiguous with, and not overlap, adjacent 10/12-cycle intervals.

NOTE 1 This specific measurement method is used for quasi-stationary signals, and is not used for the detection and measurement of disturbances: dips, swells, voltage interruptions and transients.

NOTE 2 The r.m.s. value includes, by definition, harmonics, interharmonics, mains signalling, etc.

– **Méthode de classe B**

La mesure doit être la valeur efficace de la tension sur une période spécifiée par le constructeur.

5.2.2 Incertitude des mesures

– **Méthode de classe A**

Dans le domaine de variation des grandeurs d'influence et dans les conditions décrites en 6.1, l'instrument présente une incertitude ΔU qui ne doit pas dépasser $\pm 0,1 \%$ de U_{din} .

– **Méthode de classe B**

Le constructeur doit spécifier l'incertitude ΔU dans le domaine des grandeurs d'influence et dans les conditions décrites en 6.1. Dans tous les cas, l'incertitude ΔU ne doit pas dépasser $\pm 0,5 \%$ de U_{din} .

5.2.3 Évaluation des mesures

– **Méthode de classe A**

Les intervalles d'agrégation spécifiés en 4.5 doivent être utilisés.

– **Méthode de classe B**

Le constructeur doit spécifier les intervalles d'agrégation.

NOTE Des intervalles d'agrégation configurables par l'utilisateur sont acceptables.

5.3 Papillotement («flicker»)

5.3.1 Mesure

– **Méthode de classe A**

La CEI 61000-4-15 s'applique.

– **Méthode de classe B**

Pas d'exigences.

5.3.2 Incertitude de mesure

– **Méthode de classe A**

Voir la CEI 61000-4-15.

– **Méthode de classe B**

Non spécifiée.

5.3.3 Évaluation des mesures

– **Méthode de classe A**

La CEI 61000-4-15 s'applique.

Les creux, les surtensions temporaires à fréquence industrielle et les coupures de tension doivent entraîner le marquage des valeurs de sortie P_{st} et P_{lt} (voir CEI 61000-4-15).

– **Méthode de classe B**

Non spécifiée.

- **For class B performance**

The measurement shall be the r.m.s. value of the voltage over a period specified by the manufacturer.

5.2.2 Measurement uncertainty

- **For class A performance**

Over the range of influence quantity conditions described in 6.1, the measurement uncertainty ΔU shall not exceed $\pm 0,1$ % of U_{din} .

- **For class B performance**

The manufacturer shall specify the uncertainty ΔU over the range of influence quantity conditions described in 6.1. In all cases, the measurement uncertainty ΔU shall not exceed $\pm 0,5$ % of U_{din} .

5.2.3 Measurement evaluation

- **For class A performance**

Aggregation intervals as described in 4.5 shall be used.

- **For class B performance**

The manufacturer shall specify the aggregation process.

NOTE User-configurable aggregation intervals are acceptable.

5.3 Flicker

5.3.1 Measurement

- **For class A performance**

IEC 61000-4-15 applies.

- **For class B performance**

No requirements.

5.3.2 Measurement uncertainty

- **For class A performance**

See IEC 61000-4-15.

- **For class B performance**

None specified.

5.3.3 Measurement evaluation

- **For class A performance**

IEC 61000-4-15 applies.

Voltage dips, swells, and interruptions shall cause P_{st} and P_{lt} output values (see IEC 61000-4-15) to be flagged.

- **For class B performance**

None specified.

5.4 Creux de la tension d'alimentation et surtensions temporaires à fréquence industrielle

5.4.1 Mesure de base

La mesure de base des creux de tension et des surtensions à fréquence industrielle est la mesure de $U_{\text{eff}(1/2)}$ sur chaque voie de mesure.

NOTE 1 Pour la classe A, la durée de la période de $U_{\text{eff}(1/2)}$ dépend de la fréquence. La fréquence peut être déterminée par la dernière mesure de fréquence non «marquée» (voir 4.7 et 5.1) ou par toute autre méthode assurant le niveau d'incertitude spécifié en 6.2.

NOTE 2 La valeur $U_{\text{eff}(1/2)}$ inclut par définition les harmoniques, les interharmoniques, les signaux de télécommande centralisée, etc.

5.4.2 Détection et évaluation d'un creux de tension

5.4.2.1 Détection d'un creux de tension

Le seuil de creux de tension est un pourcentage soit de U_{din} soit de la référence de tension glissante U_{rg} (voir 5.4.4). La sélection d'une tension de référence fixe ou glissante doit être déclarée par l'utilisateur.

NOTE La référence de tension glissante U_{rg} n'est en général pas utilisée dans les réseaux à basse tension. Voir la CEI 61000-2-8 pour plus d'informations et de conseils.

- Dans les systèmes monophasés, un creux de tension commence lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ tombe en dessous du seuil de creux, et se termine lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ est égale ou supérieure au seuil de creux plus la tension d'hystérésis.
- Dans les systèmes polyphasés, un creux commence lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ d'une ou plusieurs voies tombe en dessous du seuil de creux et se termine lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ sur toutes les voies mesurées est égale ou supérieure au seuil de creux plus la tension d'hystérésis.

Le seuil de creux et la tension d'hystérésis sont tous deux déterminés par l'utilisateur en fonction de l'utilisation.

5.4.2.2 Évaluation d'un creux de tension

Un creux de tension est caractérisé par un couple de données, la tension résiduelle (U_{res}) ou la profondeur et la durée.

- la tension résiduelle est la plus petite valeur de $U_{\text{eff}(1/2)}$ mesurée sur n'importe quelle voie au cours du creux;
- la profondeur d'un creux de tension est la différence entre la tension de référence (U_{din} ou U_{rg}) et la tension résiduelle. Elle s'exprime en général en pourcentage de la tension de référence;
- la durée d'un creux de tension est la différence de temps entre le début et la fin du creux de tension.

NOTE 1 Pour les mesures polyphasées, la mesure de la durée du creux peut commencer sur une voie et se terminer sur une voie différente.

NOTE 2 L'enveloppe des creux de tension peut ne pas être rectangulaire. En conséquence, pour un creux de tension donné, la durée mesurée dépend de la valeur de seuil de creux sélectionnée. La forme de l'enveloppe peut être évaluée au moyen de plusieurs seuils de creux dans la plage de détection des seuils de creux de tension et de coupure de tension.

NOTE 3 L'hystérésis est en général égale à 2 % de U_{din} .

NOTE 4 Les seuils de creux sont généralement dans la plage de 85 % à 90 % de la référence de tension fixe pour des applications de recherche de pannes ou statistiques et de 70 % pour des applications contractuelles.

NOTE 5 La tension résiduelle est souvent utilisée par l'utilisateur final, et est préférée car elle est référencée par rapport à zéro volt. A contrario, la profondeur est souvent utilisée par les distributeurs d'électricité, en particulier dans les réseaux à haute tension ou en cas d'utilisation de la référence glissante de tension.

NOTE 6 Un saut de phase peut se produire pendant un creux de tension. Voir A.9.4.

NOTE 7 Lorsqu'un seuil est franchi, il est utile d'enregistrer l'heure ainsi que la date.

5.4 Supply voltage dips and swells

5.4.1 Basic measurement

The basic measurement of a voltage dip and swell shall be the $U_{\text{rms}(1/2)}$ on each measurement channel.

NOTE 1 For class A, the cycle duration for $U_{\text{rms}(1/2)}$ depends on the frequency. The frequency might be determined by the last non-flagged power frequency measurement (see 4.7 and 5.1), or by any other method that yields the uncertainty requirements of 6.2.

NOTE 2 The $U_{\text{rms}(1/2)}$ value includes, by definition, harmonics, interharmonics, ripple control signals, etc.

5.4.2 Detection and evaluation of a voltage dip

5.4.2.1 Voltage dip detection

The dip threshold is a percentage of either U_{din} or the sliding voltage reference U_{sr} (see 5.4.4). The user shall declare the reference voltage in use.

NOTE Sliding voltage reference U_{sr} is generally not used in LV systems. See IEC 61000-2-8 for further information and advice.

- On single-phase systems a voltage dip begins when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage falls below the dip threshold, and ends when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage is equal to or above the dip threshold plus the hysteresis voltage.
- On polyphase systems a dip begins when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage of one or more channels is below the dip threshold and ends when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage on all measured channels is equal to or above the dip threshold plus the hysteresis voltage.

The dip threshold and the hysteresis voltage are both set by the user according to the use.

5.4.2.2 Voltage dip evaluation

A voltage dip is characterized by a pair of data, either residual voltage (U_{res}) or depth and duration:

- the residual voltage is the lowest $U_{\text{rms}(1/2)}$ value measured on any channel during the dip;
- the depth is the difference between the reference voltage (either U_{din} or U_{sr}) and the residual voltage. It is generally expressed in percentage of the reference voltage;
- the duration of a voltage dip is the time difference between the beginning and the end of the voltage dip.

NOTE 1 For polyphase measurements, the dip duration can be started on one channel and terminated on a different channel.

NOTE 2 Voltage dip envelopes are not necessarily rectangular. As a consequence, for a given voltage dip, the measured duration is dependent on the selected dip threshold value. The shape of the envelope may be assessed using several dip thresholds set within the range of voltage dip and voltage interruption thresholds.

NOTE 3 Typically, the hysteresis is equal to 2 % of U_{din} .

NOTE 4 Dip thresholds are typically in the range 85 % to 90 % of the fixed voltage reference for troubleshooting or statistical applications, and 70 % for contractual applications.

NOTE 5 Residual voltage is often useful to end-users, and may be preferred because it is referenced to zero volts. In contrast, depth is often useful to electric suppliers, especially on HV systems or in cases when a sliding reference voltage is used.

NOTE 6 Phase shift may occur during voltage dips. See A.9.4.

NOTE 7 When a threshold is crossed, it may be useful to record the date and time.

5.4.3 Détection et évaluation d'une surtension temporaire à fréquence industrielle

5.4.3.1 Détection d'une surtension temporaire à fréquence industrielle

Le seuil de détection est un pourcentage soit de U_{din} soit de la référence de tension glissante U_{rg} (voir 5.4.4). La sélection d'une tension de référence fixe ou glissante doit être déclarée par l'utilisateur.

NOTE La référence de tension glissante U_{rg} n'est en général pas utilisée dans les réseaux à basse tension. Voir la CEI 61000-2-8 pour plus d'informations et de conseils.

- Sur les systèmes monophasés, une surtension temporaire à fréquence industrielle commence lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ s'élève au-dessus du seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle, et se termine lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ est égale ou inférieure au seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle moins la tension d'hystérésis.
- Sur les systèmes polyphasés, une surtension temporaire à fréquence industrielle commence lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ d'une voie au moins s'élève au-dessus du seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle et se termine lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ sur toutes les voies de mesure est égale ou inférieure au seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle moins la tension d'hystérésis.

Le seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle et la tension d'hystérésis sont tous deux déterminés par l'utilisateur en fonction de l'utilisation.

5.4.3.2 Évaluation d'une surtension temporaire à fréquence industrielle

Une surtension temporaire à fréquence industrielle est caractérisée par un couple de données, l'amplitude maximale de la tension de surtension temporaire à fréquence industrielle et sa durée:

- la tension maximale de surtension temporaire à fréquence industrielle est la plus grande valeur de $U_{\text{eff}(1/2)}$ mesurée sur n'importe quelle voie pendant la surtension temporaire à fréquence industrielle;
- la durée d'une surtension temporaire à fréquence industrielle est la différence de temps entre le début et la fin de la surtension temporaire à fréquence industrielle.

NOTE 1 Pour les mesures polyphasées, la mesure de la durée d'une surtension temporaire à fréquence industrielle peut commencer sur une voie et terminer sur une voie différente.

NOTE 2 L'enveloppe d'une surtension temporaire à fréquence industrielle peut ne pas être rectangulaire. En conséquence, pour une surtension temporaire à fréquence industrielle donnée, la durée mesurée dépend de la valeur du seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle.

NOTE 3 L'hystérésis est en général égale à 2 % de U_{din} .

NOTE 4 Le seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle est en général supérieur à 110 % de U_{din} .

NOTE 5 Un saut de phase peut se produire pendant une surtension temporaire à fréquence industrielle.

NOTE 6 Lorsqu'un seuil est franchi, il est utile d'enregistrer l'heure ainsi que la date.

5.4.4 Calcul de la tension de référence glissante

Si une référence glissante est choisie pour détecter les creux de tension et les surtensions temporaires à fréquence industrielle, elle doit être calculée au moyen d'un filtre du premier ordre avec une constante de temps de 1 min. Ce filtre est donné par:

$$U_{\text{rg}(n)} = 0,9967 \times U_{\text{rg}(n-1)} + 0,0033 \times U_{(10/12)\text{eff}}$$

où

$U_{\text{rg}(n)}$ est la valeur courante de la tension de référence glissante;

$U_{\text{rg}(n-1)}$ est la valeur précédente de la tension de référence glissante; et

$U_{(10/12)\text{eff}}$ est la valeur efficace 10/12 périodes la plus récente.

5.4.3 Detection and evaluation of a voltage swell

5.4.3.1 Voltage swell detection

The swell threshold is a percentage of either U_{din} or the sliding reference voltage U_{sr} (see 5.4.4). The user shall declare the reference voltage in use.

NOTE Sliding reference voltage U_{sr} is generally not used in LV systems. See IEC 61000-2-8 for further information and advice.

- On single-phase systems a swell begins when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage rises above the swell threshold, and ends when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage is equal to or below the swell threshold minus the hysteresis voltage.
- On polyphase systems a swell begins when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage of one or more channel rises above the swell threshold and ends when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage on all measured channels is equal to or below the swell threshold minus the hysteresis voltage.

The swell threshold and the hysteresis voltage are both set by the user according to the use.

5.4.3.2 Voltage swell evaluation

A voltage swell is characterized by a pair of data, maximum swell voltage magnitude and duration:

- the maximum swell magnitude voltage is the largest $U_{\text{rms}(1/2)}$ value measured on any channel during the swell;
- the duration of a voltage swell is the time difference between the beginning and the end of the swell.

NOTE 1 For polyphase measurements, the swell duration measurement can be started on one channel and terminated on a different channel.

NOTE 2 Voltage swell envelopes may not be rectangular. As a consequence, for a given swell, the measured duration is dependent on the swell threshold value.

NOTE 3 Typically, the hysteresis is equal to 2 % of U_{din} .

NOTE 4 Typically, the swell threshold is greater than 110 % of U_{din} .

NOTE 5 Phase shift may also occur during voltage swells.

NOTE 6 When a threshold is crossed, it may be useful to record the date and time.

5.4.4 Calculation of a sliding reference voltage

If a sliding reference is chosen for voltage dip or swell detection, this shall be calculated using a first-order filter with a 1-min time constant. This filter is given by

$$U_{\text{sr}(n)} = 0,9967 \times U_{\text{sr}(n-1)} + 0,0033 \times U_{(10/12)\text{rms}}$$

where

- $U_{\text{sr}(n)}$ is the present value of the sliding reference voltage;
- $U_{\text{sr}(n-1)}$ is the previous value of the sliding reference voltage; and
- $U_{(10/12)\text{rms}}$ is the most recent 10/12-cycle r.m.s. value.

Au début de la mesure, la valeur initiale de la tension de référence glissante est fixée à la tension d'entrée déclarée. La tension de référence glissante est mise à jour tous les 10/12 périodes. Si une valeur sur 10/12 périodes est «marquée», la tension de référence glissante n'est pas mise à jour et la valeur précédente est utilisée.

5.4.5 Incertitude de mesure

5.4.5.1 Incertitude des mesures de la tension résiduelle et de la tension de surtension temporaire à fréquence industrielle

– Méthode de classe A

L'incertitude ΔU ne doit pas dépasser $\pm 0,2$ % de U_{din} .

– Méthode de classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude. Dans tous les cas, l'incertitude ΔU ne doit pas dépasser $\pm 1,0$ % de U_{din} .

5.4.5.2 Incertitude des mesures de durée

– Méthodes de classe A et de classe B

L'incertitude sur la durée d'un creux ou d'une surtension temporaire à fréquence industrielle est égale à l'incertitude sur le début du creux ou de la surtension temporaire à fréquence industrielle (demi-période) plus l'incertitude sur la fin du creux ou de la surtension temporaire à fréquence industrielle (demi-période).

5.5 Coupures de la tension d'alimentation

5.5.1 Mesure de base

La mesure de base pour la détection des coupures de tension est la mesure de $U_{\text{eff}(1/2)}$ sur chaque voie de mesure.

NOTE 1 Pour la classe A, la durée de mesure de $U_{\text{eff}(1/2)}$ dépend de la fréquence. La fréquence peut être déterminée par la dernière mesure de fréquence non «marquée» (voir 4.7 et 5.1) ou par toute autre méthode assurant le niveau de précision spécifié en 6.2.

NOTE 2 La valeur $U_{\text{eff}(1/2)}$ inclut par définition les harmoniques, les interharmoniques, les signaux de télécommande centralisée, etc.

5.5.2 Évaluation d'une coupure de tension

- Sur les systèmes monophasés, une coupure de tension commence lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ est en dessous du seuil de coupure de tension et se termine lorsque la valeur de $U_{\text{eff}(1/2)}$ est égale ou supérieure au seuil de coupure de tension plus l'hystérésis.
- Sur les systèmes polyphasés, une coupure de tension commence lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ de toutes les voies est en dessous du seuil de coupure de tension et se termine lorsque la tension $U_{\text{eff}(1/2)}$ de n'importe quelle voie est égale ou supérieure au seuil de coupure de tension plus l'hystérésis.

Le seuil de coupure de tension et la tension d'hystérésis sont fixés par l'utilisateur en fonction de l'utilisation. Le seuil de coupure de tension ne doit pas être fixé en dessous de l'incertitude de la mesure de la tension résiduelle plus la valeur de l'hystérésis. En général, l'hystérésis est égale à 2 % de U_{din} . Le seuil de coupure de tension peut par exemple être fixé à 5 % de U_{din} .

NOTE 1 La définition VIE 161-08-20 considère qu'une coupure se produit lorsque la valeur de la tension est inférieure à 1 % de la tension nominale. Cependant la mesure d'une tension en dessous d'une valeur de 1 % de la tension nominale est délicate; c'est pourquoi cette norme recommande à l'utilisateur de choisir une valeur de seuil de coupure appropriée.

NOTE 2 Un saut de phase peut se produire pendant une coupure de tension d'alimentation.

NOTE 3 Lorsqu'un seuil est franchi, il est utile d'enregistrer l'heure ainsi que la date.

When the measurement is started, the initial value of the sliding reference voltage is set to the declared input voltage. The sliding reference voltage is updated every 10/12-cycles. If a 10/12-cycle value is flagged, the sliding reference voltage is not updated and the previous value is used.

5.4.5 Measurement uncertainty

5.4.5.1 Residual voltage and swell voltage magnitude measurement uncertainty

– For class A performance

The measurement uncertainty ΔU shall not exceed $\pm 0,2$ % of U_{din} .

– For class B performance

The manufacturer shall specify the uncertainty. In all cases, the measurement uncertainty ΔU shall not exceed $\pm 1,0$ % of U_{din} .

5.4.5.2 Duration measurement uncertainty

– For class A and class B performances

The uncertainty of a dip or swell duration is equal to the dip or swell commencement uncertainty (half a cycle) plus the dip or swell conclusion uncertainty (half a cycle).

5.5 Voltage interruptions

5.5.1 Basic measurement

The basic measurement of a voltage interruption shall be the $U_{\text{rms}(1/2)}$ on each measurement channel.

NOTE 1 For class A, the cycle duration for $U_{\text{rms}(1/2)}$ depends on the frequency. The frequency might be determined by the last non-flagged power frequency measurement (see 4.7 and 5.1), or by any other method that yields the uncertainty requirements of 6.2.

NOTE 2 The $U_{\text{rms}(1/2)}$ value includes, by definition, harmonics, interharmonics, ripple control signals, etc.

5.5.2 Evaluation of a voltage interruption

- On single-phase systems, a voltage interruption begins when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage falls below the voltage interruption threshold and ends when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ value is equal to, or greater than, the voltage interruption threshold plus the hysteresis.
- On polyphase systems, a voltage interruption begins when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltages of all channels fall below the voltage interruption threshold and ends when the $U_{\text{rms}(1/2)}$ voltage on any one channel is equal to, or greater than, the voltage interruption threshold plus the hysteresis.

The voltage interruption threshold and the hysteresis voltage are both set by the user according to the use. The voltage interruption threshold shall not be set below the uncertainty of residual voltage measurement plus the value of the hysteresis. Typically, the hysteresis is equal to 2 % of U_{din} . The voltage interruption threshold can, for example, be set to 5 % of U_{din} .

NOTE 1 IEC 161-08-20 considers an interruption to have occurred when the voltage magnitude is less than 1 % of the nominal voltage. However, it is difficult to correctly measure voltages below 1 % of the nominal voltage. Therefore, this standard recommends that the user set an appropriate voltage interruption threshold.

NOTE 2 Phase shift may occur during a voltage interruption.

NOTE 3 When a threshold is crossed, it may be useful to record the date and time.

La durée d'une coupure de tension est la différence de temps entre le début et la fin d'une coupure de tension.

NOTE Une coupure sur une ou plusieurs phases dans les systèmes polyphasés peut être vue comme une coupure d'alimentation pour les utilisateurs monophasés raccordés à ce système.

5.5.3 Incertitude des mesures de durée

Pour les méthodes classe A et classe B, l'incertitude des mesures de durée est inférieure à deux périodes dans la limite spécifiée d'autonomie de la source auxiliaire d'alimentation de l'horloge.

5.6 Tensions transitoires

NOTE L'Article A.3 donne des informations sur les paramètres importants nécessaires à la caractérisation des tensions et courants transitoires.

5.7 Déséquilibre de la tension d'alimentation

5.7.1 Mesure

– Méthode de classe A

Le déséquilibre de la tension d'alimentation est évalué par la méthode des composantes symétriques. En plus de la composante directe, en cas de déséquilibre s'ajoute au moins une des composantes suivantes: la composante inverse u_2 et/ou la composante homopolaire u_0 .

La composante fondamentale de la valeur efficace des tensions d'entrée est mesurée sur un intervalle de temps de 10 périodes pour les réseaux 50 Hz ou sur un intervalle de temps de 12 périodes pour les réseaux 60 Hz.

NOTE L'effet des harmoniques sera atténué en utilisant un filtre ou algorithme de FFT.

La composante inverse u_2 est évaluée par le rapport suivant, exprimé en pourcentage:

$$u_2 = \frac{\text{tension inverse}}{\text{tension directe}} \times 100 \% \quad (1)$$

Pour les systèmes triphasés, ceci peut s'écrire (avec $U_{ij \text{ fund}}$ = tension fondamentale phase i – phase j):

$$u_2 = \frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}} * 100\% \quad \text{où} \quad \beta = \frac{U_{12 \text{ fund}}^4 + U_{23 \text{ fund}}^4 + U_{31 \text{ fund}}^4}{(U_{12 \text{ fund}}^2 + U_{23 \text{ fund}}^2 + U_{31 \text{ fund}}^2)^2} \quad (2)$$

La composante homopolaire u_0 est évaluée par le rapport suivant, exprimé en pourcentage:

$$u_0 = \frac{\text{tension homopolaire}}{\text{tension directe}} \times 100 \% \quad (3)$$

– Méthode de classe B

Le fabricant doit spécifier les algorithmes et méthodes utilisés pour calculer le déséquilibre.

The duration of a voltage interruption is the time difference between the beginning and the end of the voltage interruption.

NOTE The interruption of one or more phases on a polyphase system can be seen as an interruption of the supply to single-phase customers connected to that system.

5.5.3 Duration measurement uncertainty

For class A and class B, the duration measurement uncertainty is less than 2 cycles within the specified auxiliary power supply back-up time.

5.6 Transient voltages

NOTE Clause A.3 provides some information on the significant parameters necessary to characterize transient voltages and currents.

5.7 Supply voltage unbalance

5.7.1 Measurement

– For class A performance

The supply voltage unbalance is evaluated using the method of symmetrical components. In addition to the positive sequence component, under unbalance conditions there also exists at least one of the following components: negative sequence component u_2 and/or zero sequence component u_0 .

The fundamental component of the r.m.s. voltage input signal is measured over a 10-cycle time interval for 50 Hz power systems or a 12-cycle time interval for 60 Hz power systems.

NOTE The effect of harmonics will be minimized by the use of a filter or by using a DFT algorithm.

The negative sequence component u_2 is evaluated by the following ratio, expressed as a percentage :

$$u_2 = \frac{\text{negative sequence}}{\text{positive sequence}} * 100\% \quad (1)$$

For 3-phase systems, this can be written (with $U_{ij \text{ fund}}$ = phase i to phase j fundamental voltage):

$$u_2 = \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} * 100\% \text{ with } \beta = \frac{U_{12 \text{ fund}}^4 + U_{23 \text{ fund}}^4 + U_{31 \text{ fund}}^4}{(U_{12 \text{ fund}}^2 + U_{23 \text{ fund}}^2 + U_{31 \text{ fund}}^2)^2} \quad (2)$$

The zero-sequence u_0 component is evaluated by the magnitude of the following ratio, expressed as a percentage:

$$u_0 = \frac{\text{zero sequence}}{\text{positive sequence}} * 100\% \quad (3)$$

– For class B performance

The manufacturer shall specify the algorithms and methods used to calculate unbalance.

5.7.2 Incertitude de mesure

– Méthode de classe A

Lorsqu'une tension alternative triphasée répondant aux conditions «Conditions d'essai 1» (voir Tableau 3), sauf pour les deux composantes inverse et homopolaire dans la plage de 1 % à 5 % de U_{din} , est appliquée à l'entrée, l'instrument doit présenter une incertitude inférieure à $\pm 0,15$ % pour les deux composantes inverse et homopolaire. Par exemple, un instrument présenté avec une composante inverse de 1,0 % doit fournir une indication x telle que $0,85 \% \leq x \leq 1,15 \%$.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude.

5.7.3 Évaluation des mesures

– Méthode de classe A

L'agrégation sera effectuée conformément à 4.5.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit spécifier les méthode de mesure et d'agrégation.

5.8 Harmoniques de tension

– Méthode de classe A

Pour les besoins de la présente norme, on applique la définition de la mesure des harmoniques de tension donnée dans la CEI 61000-4-7:2002 classe 1. Cette norme doit être utilisée pour déterminer une mesure de sous-groupe d'harmoniques sans discontinuité sur 10/12 périodes, appelé $G_{sg,n}$ dans la CEI 61000-4-7:2002.

NOTE 1 D'autres méthodes, y compris des méthodes analogiques et du domaine harmonique, peuvent être préférables dans certains cas (voir par exemple la CEI 61000-3-8.)

NOTE 2 Les mesures d'harmoniques de courant sont traitées à l'Article A.5.

L'agrégation sera effectuée conformément à 4.5.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude de mesure et la méthode d'agrégation.

5.9 Interharmoniques de tension

– Méthode de classe A

Pour les besoins de la présente norme, on applique la définition de la mesure des interharmoniques de tension donnée dans la CEI 61000-4-7:2002 classe 1. Cette norme doit être utilisée pour déterminer une mesure de sous-groupe d'interharmoniques centrés et sans discontinuité de 10/12 périodes, appelés $C_{isg,n}$ dans la CEI 61000-4-7:2002.

NOTE Les mesures d'interharmoniques de courant sont traitées à l'Article A.5.

L'agrégation sera effectuée conformément à 4.5.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit spécifier l'incertitude de mesure et la méthode d'agrégation.

5.7.2 Measurement uncertainty

– For class A performance

When a 3-phase a.c. voltage that fulfils the requirements "Testing state 1" conditions (see Table 3), except for negative- and zero-sequence unbalance in the range 1 % to 5 % of U_{din} , is applied at the input then the instrument shall present an uncertainty less than $\pm 0,15$ % for both negative and zero sequence. For example, an instrument presented with a 1,0 % negative sequence shall provide a reading x such that $0,85 \% \leq x \leq 1,15 \%$.

– For class B performance

The manufacturer shall specify the uncertainty.

5.7.3 Measurement evaluation

– For class A performance

Aggregation will be performed according to 4.5.

– For class B performance

The manufacturer shall specify measurement and aggregation methods.

5.8 Voltage harmonics

– For class A performance

The basic measurement of voltage harmonics, for the purpose of this standard, is defined in IEC 61000-4-7:2002 class 1. That standard shall be used to determine a 10/12-cycle gapless harmonic subgroup measurement, denoted $G_{\text{sg},n}$ in IEC 61000-4-7:2002.

NOTE 1 Other methods, including analogue and frequency domain methods, may be preferred in special cases (see, for example, IEC 61000-3-8).

NOTE 2 Current harmonic measurements are considered in Clause A.5.

Aggregation will be performed according to 4.5.

– For class B performance

The manufacturer shall specify measurement uncertainty and aggregation methods.

5.9 Voltage interharmonics

– For class A performance

The basic measurement of voltage interharmonics, for the purpose of this standard, is defined in IEC 61000-4-7:2002 class 1. That standard shall be used to determine a 10/12-cycle gapless centred interharmonic sub-group measurement, denoted $C_{\text{isg},n}$ in IEC 61000-4-7:2002.

NOTE Current interharmonic measurements are considered in Clause A.5.

Aggregation will be performed according to 4.5.

– For class B performance

The manufacturer shall specify measurement uncertainty and aggregation methods.

5.10 Amplitude des signaux de télécommande centralisée

5.10.1 Mesure

– Méthode de classe A

Cette méthode est utilisée pour les fréquences de télécommande inférieures à 3 kHz. Pour les fréquences de télécommande supérieures à 3 kHz, voir la CEI 61000-3-8.

Cette méthode est destinée à mesurer l'amplitude d'un signal de télécommande centralisée dont la fréquence est connue.

NOTE Le but de cette mesure est de vérifier la valeur du signal et pas de diagnostiquer des anomalies de fonctionnement du système de télécommande par courant porteur.

La mesure de la tension du signal doit être basée sur:

- soit, en valeur efficace, la raie d'interharmoniques correspondante sur 10/12 périodes;
- soit la valeur efficace sur 10/12 périodes des quatre raies d'interharmoniques les plus proches (par exemple, un signal de télécommande centralisée à 316,67 Hz sur un réseau 50 Hz doit être approché par la valeur efficace de raies à 310 Hz, 315 Hz, 320 Hz et 325 Hz, fournies par la FFT effectuée sur un intervalle de temps de 10 périodes).

Le début d'une émission de signalisation doit être détecté lorsque la valeur mesurée de l'interharmonique concernée dépasse une valeur de seuil. Les valeurs mesurées sont enregistrées pendant un temps spécifié par l'utilisateur afin de donner le niveau maximum du signal.

L'utilisateur doit sélectionner le seuil de détection supérieur à 0,1 % de U_{din} ainsi que la longueur de la période d'enregistrement jusqu'à 120 s.

L'algorithme d'agrégation décrit en 4.5 ne s'applique pas à ce paramètre.

– Méthode de classe B

Le constructeur doit spécifier la méthode de mesure.

5.10.2 Incertitude de mesure

– Méthode de classe A

Dans le domaine de variation des grandeurs d'influence décrit en 6.1, l'incertitude de mesure ne doit pas être supérieure à 7 % de la valeur lue.

– Méthode de classe B

Non spécifié.

5.11 Variations rapides de tension

NOTE L'Article A.4 donne des informations sur les paramètres importants nécessaires pour caractériser une variation rapide de tension.

5.12 Mesure des paramètres de «valeur basse» et de «valeur haute» de la tension («tension haute» et de «tension basse»)

– Méthode de classe A

La valeur efficace sur 10/12 périodes U_{eff} peut être utilisée pour évaluer les paramètres de «tension haute» et de «tension basse» en pourcentage de U_{din} . Les paramètres de «tension basse» U_{basse} et de «tension haute» U_{haute} sont déterminées par les équations (4) et (5):

5.10 Mains signalling voltage on the supply voltage

5.10.1 Measurement

– For class A performance

This method shall be used for signalling frequencies below 3 kHz. For mains signalling frequencies above 3 kHz, see IEC 61000-3-8.

This method verifies the level of the signal voltage for a known carrier frequency.

NOTE The aim of this method is to verify the level of the signal voltage, and not to diagnose mains signalling difficulties.

Mains signalling voltage measurement shall be based on

- either the corresponding 10/12-cycle r.m.s. value interharmonic bin;
- or the r.m.s. of the four nearest 10/12-cycle r.m.s. value interharmonic bins (for example, a 316,67 Hz ripple control signal in a 50 Hz power system shall be approximated by an r.m.s. of 310 Hz, 315 Hz, 320 Hz and 325 Hz bins, available from the FFT performed on a 10-cycle time interval).

The beginning of a signalling emission shall be detected when the measured value of the concerned interharmonic exceeds a threshold. The measured values are recorded during a period of time specified by the user, in order to give the maximum level of the signal voltage.

The user must select a detection threshold above $0,1\% U_{\text{din}}$ as well as the length of the recording period up to 120 s.

The aggregation algorithm as described in 4.5 does not apply to this parameter.

– For class B performance

The manufacturer shall specify the measurement method.

5.10.2 Measurement uncertainty

– For class A performance

Over the range of influence quantities described in 6.1, the measurement uncertainty shall not exceed 7 % of reading.

– For class B performance

None specified.

5.11 Rapid voltage changes

NOTE Clause A.4 provides some information on the significant parameters necessary to characterize a rapid voltage change.

5.12 Measurement of underdeviation and overdeviation parameters

– For class A performance

The 10/12-cycle r.m.s. value U_{rms} can be used to assess the underdeviation and overdeviation parameters in per cent of U_{din} . The underdeviation U_{under} and overdeviation U_{over} parameters are determined by equations (4) and (5):

$$\begin{aligned} & \left\{ \begin{array}{l} U_{\text{basse}} = 0 \text{ si } U_{\text{eff}} > U_{\text{din}} \\ \text{sinon} \\ U_{\text{basse}} = \left(\frac{U_{\text{din}} - U_{\text{eff}}}{U_{\text{din}}} \right) * 100\% \end{array} \right. \quad (4) \\ & \text{(évaluation de la «tension basse»)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \left\{ \begin{array}{l} U_{\text{haute}} = 0 \text{ si } U_{\text{eff}} < U_{\text{din}} \\ \text{sinon} \\ U_{\text{haute}} = \left(\frac{U_{\text{eff}} - U_{\text{din}}}{U_{\text{din}}} \right) * 100\% \end{array} \right. \quad (5) \\ & \text{(évaluation de la «tension haute»)} \end{aligned}$$

NOTE Les équations (4) et (5) donnent des valeurs positives.

Les intervalles d'agrégation de 4.5 doivent être utilisés.

Sur les réseaux monophasés, il existe une valeur unique d'évaluation de la «tension basse» et de la «tension haute» pour chaque intervalle.

Sur les réseaux triphasés à trois fils, il existe trois valeurs pour chaque intervalle et six pour les réseaux à 4 fils.

– Méthode de classe B

Non spécifié.

6 Domaine de variation des grandeurs d'influence et vérification de la conformité

6.1 Domaine de variation des grandeurs d'influence

La mesure d'une caractéristique spécifique peut être gravement affectée par l'application d'une perturbation (grandeur d'influence) sur le signal électrique d'entrée. Par exemple, la mesure du déséquilibre de tension peut être affectée de manière défavorable si la forme d'onde de tension est en même temps soumise à une perturbation harmonique.

Le résultat de mesure d'un paramètre doit être dans la plage de précision spécifiée à l'Article 5 lorsque tous les autres paramètres sont dans leur plage de variation indiquée dans les Tableaux 1 et 2.

**Tableau 1 – Domaine de variation des grandeurs d'influence
(des signaux d'entrée) pour la méthode de classe A**

Grandeurs d'influence	Domaine de variation
Fréquence	42,5 Hz – 57,5 Hz pour réseaux 50 Hz 51 Hz – 69 Hz pour réseaux 60 Hz.
Amplitude de tension (en régime permanent)	1 % – 200 % de U_{din} (Pour la fréquence, utiliser 10 % - 200 % de U_{din})
Papillotement (P_{st})	0 – 20
Déséquilibre	0 % – 5 %
Harmoniques (distorsion harmonique totale)	Deux fois les valeurs de la CEI 61000-2-4, classe 3
Interharmoniques (à n'importe quelle fréquence)	Deux fois les valeurs de la CEI 61000-2-4, classe 3
Transmission de signaux	0 % – 9 % de U_{din}
Tensions transitoires selon CEI 61180	6 kV crête
Transitoires rapides	4 kV crête
NOTE P_{st} sera obtenu par une modulation périodique.	

$$\begin{aligned}
 & \text{(underdeviation assessment)} \left\{ \begin{array}{l} U_{\text{under}} = 0 \text{ if } U_{\text{r.m.s}} > U_{\text{din}} \\ \text{otherwise} \\ U_{\text{under}} = \left(\frac{U_{\text{din}} - U_{\text{r.m.s}}}{U_{\text{din}}} \right) * 100\% \end{array} \right. \quad (4)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{(overdeviation assessment)} \left\{ \begin{array}{l} U_{\text{over}} = 0 \text{ if } U_{\text{r.m.s}} < U_{\text{din}} \\ \text{otherwise} \\ U_{\text{over}} = \left(\frac{U_{\text{r.m.s}} - U_{\text{din}}}{U_{\text{din}}} \right) * 100\% \end{array} \right. \quad (5)
 \end{aligned}$$

NOTE Both underdeviation and overdeviation parameter equations (4) and (5) give positive values.

The aggregation intervals of 4.5 shall be used.

On single-phase systems, there is a single underdeviation assessment and overdeviation assessment value for each interval.

On three-phase 3-wire systems, there are three values for each interval, and six for 4-wire systems.

– For class B performance

None specified.

6 Range of influence quantities and implementation verification

6.1 Range of influence quantities

The measurement of a specific characteristic can be adversely affected by the application of a disturbing influence (influence quantity) on the electrical input signal, for example, the measurement of supply voltage unbalance can be adversely affected if the voltage waveform is at the same time subject to a harmonic disturbance.

The result of a parameter measurement shall be within the specified uncertainty given in Clause 5 when all other parameters are within their range of variation, given in Tables 1 and 2.

**Table 1 – Range of influence quantities (of the input signals)
for class A performance**

Influence quantities	Range of variation
Frequency	42,5 Hz – 57,5 Hz for 50 Hz systems 51 Hz – 69 Hz for 60 Hz systems
Voltage magnitude (steady-state)	1 % – 200 % of U_{din} (For frequency use 10 % - 200 % of U_{din})
Flicker (P_{st})	0 – 20
Unbalance	0 % – 5 %
Harmonics (THD)	Twice the values in IEC 61000-2-4, class 3
Interharmonics (at any frequency)	Twice the values in IEC 61000-2-4, class 3
Mains signalling voltage	0 % – 9 % of U_{din}
Transient voltages according to IEC 61180	6 kV peak
Fast transients	4 kV peak
NOTE P_{st} shall be produced by periodic modulation.	

**Tableau 2 – Domaine de variation des grandeurs d'influence
(des signaux d'entrée) pour la méthode de classe B**

Grandeurs d'influence	Domaine de variation
Fréquence	42,5 Hz – 57,5 Hz pour réseaux 50 Hz 51 Hz – 69 Hz pour réseaux 60 Hz
Amplitude de tension (en régime permanent)	0 % – 150 % de U_{din}
Déséquilibre	0 % – 5 %
Harmoniques (distorsion harmonique totale)	Deux fois les valeurs de la CEI 61000-2-4, classe 3
Interharmoniques (à n'importe quelle fréquence)	Deux fois les valeurs de la CEI 61000-2-4, classe 3
Transmission de signaux	0 % – 9 % de U_{din}

6.2 Vérification de la réalisation des méthodes de mesure

– Méthode de classe A

Pour confirmer que les méthodes utilisées dans un appareil de mesure sont correctes, les essais ci-dessous sont appliqués.

NOTE Ces essais sont nécessaires lors de la mise sur le marché d'un nouvel appareil de mesure.

L'incertitude d'un instrument doit être testée comme suit pour chaque grandeur à mesurer (voir Tableau 3):

- sélectionner une grandeur à mesurer (valeur de tension efficace par exemple);
- maintenir toutes les autres grandeurs dans les conditions d'essai 1 et vérifier l'incertitude de mesure de la grandeur à tester en 5 points approximativement équidistants du domaine des grandeurs d'influence (par exemple, 1 % de U_{din} , 50 % de U_{din} , 100 % de U_{din} , 150 % de U_{din} , 200 % de U_{din} pour la classe A);
- maintenir toutes les autres grandeurs dans les conditions d'essai 2, répéter l'essai;
- maintenir toutes les autres grandeurs dans les conditions d'essai 3, répéter l'essai.

D'autres conditions d'essais peuvent être utilisées en plus des conditions d'essais spécifiées au Tableau 3. Dans ce cas, les valeurs choisies pour chaque grandeur d'influence doivent être dans le domaine de variations de cette grandeur d'influence.

NOTE Certaines grandeurs d'influence n'influent pas sur une grandeur mesurée (par exemple, les harmoniques n'influenceront pas la mesure de déséquilibre). D'autres grandeurs d'influence influent sur la valeur mesurée d'un paramètre (par exemple, les harmoniques influencent la mesure de la tension efficace). Dans les deux cas, l'incertitude de mesure sera respectée.

**Table 2 – Range of influence quantities (of the input signals)
for class B performance**

Influence quantities	Range of variation
Frequency	42,5 Hz – 57,5 Hz for 50 Hz systems 51 Hz – 69 Hz for 60 Hz systems
Voltage magnitude (steady-state)	0 % – 150 % of U_{din}
Unbalance	0 % – 5 %
Harmonics (THD)	Twice the values in IEC 61000-2-4, class 3
Interharmonics (at any frequency)	Twice the values in IEC 61000-2-4, class 3
Mains signalling voltage	0 % – 9 % of U_{din}

6.2 Implementation verification

– For class A performance

To confirm that the implementation used in an instrument is correct, the tests below are applied.

NOTE These tests are required when a new instrument is placed on the market.

The uncertainty of an instrument shall be tested for each measured quantity as follows (see Table 3):

- select a measured quantity (for example, r.m.s. voltage magnitude);
- holding all other quantities in testing state 1, verify the uncertainty of the measured quantity to be tested at 5 approximately equally spaced points throughout the range of influence quantity (for example: 1 % of U_{din} , 50 % of U_{din} , 100 % of U_{din} , 150 % of U_{din} , 200 % of U_{din} for class A);
- holding all other quantities in testing state 2, repeat the test;
- holding all other quantities in testing state 3, repeat the test.

Other testing states can be used in addition to the testing states specified in Table 3; in this case, the values chosen for each influence quantity shall be within the range of variations for that influence quantity.

NOTE Some influence quantities must not influence the value of the measured parameter (for example, harmonics must not influence the value of unbalance). Other influence quantities must influence the value of the measured parameter (for example, harmonics must influence the value of r.m.s.). The uncertainty requirements must be met in both cases.

Tableau 3 – Conditions d'essais de précision pour les méthodes de classe A

Grandeurs d'influence	Conditions d'essai 1	Conditions d'essai 2	Conditions d'essai 3
Fréquence	$f_{nom} \pm 0,5 \text{ Hz}$	$f_{nom} - 1 \text{ Hz} \pm 0,5 \text{ Hz}$	$f_{nom} + 1 \text{ Hz} \pm 0,5 \text{ Hz}$
Amplitude de tension	$U_{din} \pm 1 \%$	Déterminées par papillotement, déséquilibre, harmoniques, interharmoniques (ci-dessous)	Déterminées par papillotement, déséquilibre, harmoniques, interharmoniques (ci-dessous)
Papillotement	$P_{st} < 0,1$	$P_{st} = 1 \pm 0,1$ – modulation rectangulaire à 39 variations par minute	$P_{st} = 4 \pm 0,1$ – modulation rectangulaire à 110 variations par minute NOTE Ceci ne s'applique qu'aux valeurs 10 min. Pour les autres valeurs, utiliser $P_{st} = 0$ à 0,1
Déséquilibre	0 % à 0,5 % de U_{din}	73 % de $U_{din} \pm 0,5 \%$ Phase A 80 % de $U_{din} \pm 0,5 \%$ Phase B 87 % de $U_{din} \pm 0,5 \%$ Phase C tous les angles de phase à 120°	152 % de $U_{din} \pm 0,5 \%$ Phase A 140 % de $U_{din} \pm 0,5 \%$ Phase B 128 % de $U_{din} \pm 0,5 \%$ Phase C tous les angles de phase à 120°
Harmoniques	0 % à 3 % de U_{din}	10 % $\pm 3 \%$ de U_{din} rang 3 à 0° 5 % $\pm 3 \%$ de U_{din} rang 5 à 0° 5 % $\pm 3 \%$ de U_{din} rang 29 à 0°	10 % $\pm 3 \%$ de U_{din} rang 7 à 180° 5 % $\pm 3 \%$ de U_{din} rang 13 à 0° 5 % $\pm 3 \%$ de U_{din} rang 25 à 0°
Interharmoniques	0 % à 0,5 % de U_{din}	1 % $\pm 0,5 \%$ de U_{din} à 7,5 f_{nom}	1 % $\pm 0,5 \%$ de U_{din} à 3,5 f_{nom}

– **Méthode de classe B**

Pas d'exigences.

Table 3 – Uncertainty testing states for class A performance

Influence quantities	Testing state 1	Testing state 2	Testing state 3
Frequency	$f_{\text{nom}} \pm 0,5 \text{ Hz}$	$f_{\text{nom}} - 1 \text{ Hz} \pm 0,5 \text{ Hz}$	$f_{\text{nom}} + 1 \text{ Hz} \pm 0,5 \text{ Hz}$
Voltage magnitude	$U_{\text{din}} \pm 1 \%$	Determined by flicker, unbalance, harmonics, interharmonics (below)	Determined by flicker, unbalance, harmonics, interharmonics (below)
Flicker	$P_{\text{st}} < 0,1$	$P_{\text{st}} = 1 \pm 0,1$ – rectangular modulation at 39 changes per minute	$P_{\text{st}} = 4 \pm 0,1$ – rectangular modulation at 110 changes per minute NOTE This only applies to 10-min values. For other values, use $P_{\text{st}} = 0$ to 0,1
Unbalance	0 % to 0,5 % of U_{din}	73 % of $U_{\text{din}} \pm 0,5 \%$ Phase A 80 % of $U_{\text{din}} \pm 0,5 \%$ Phase B 87 % of $U_{\text{din}} \pm 0,5 \%$ Phase C all phase angles 120°	152 % of $U_{\text{din}} \pm 0,5 \%$ Phase A 140 % of $U_{\text{din}} \pm 0,5 \%$ Phase B 128 % of $U_{\text{din}} \pm 0,5 \%$ Phase C all phase angles 120°
Harmonics	0% to 3 % of U_{din}	10 % $\pm$ 3 % of U_{din} 3 rd at 0° 5 % $\pm$ 3 % of U_{din} 5 th at 0° 5 % $\pm$ 3 % of U_{din} 29 th at 0°	10 % $\pm$ 3 % of U_{din} 7 th at 180° 5 % $\pm$ 3 % of U_{din} 13 th at 0° 5 % $\pm$ 3 % of U_{din} 25 th at 0°
Interharmonics	0% to 0,5 % of U_{din}	1 % $\pm$ 0,5 % of U_{din} at $7,5 f_{\text{nom}}$	1 % $\pm$ 0,5 % of U_{din} at $3,5 f_{\text{nom}}$

– **For class B performance**

No requirements.

Annexe A (informative)

Mesures de la qualité de l'alimentation – Informations et lignes directrices

La présente annexe constitue un complément informatif à la partie normative du document.

Les deux articles suivants concernent des questions générales et des procédures de mise en œuvre des mesures applicables quel que soit l'objet de ces mesures:

- A.1 – Recommandations d'installation;
- A.2 – Transducteurs.

Les trois articles suivants concernent des méthodes pré-normatives de mesure

- A.3 – Tensions et courants transitoires;
- A.4 – Variations rapides de tension;
- A.5 – Courant.

Les trois articles suivants concernent les questions et les procédures de mise en œuvre des mesures de qualité de l'alimentation pour les trois applications les plus générales. Dans tous les cas, il est important de prendre les précautions appropriées lors des mesures, telles que celles recommandées par l'Article A.1.

Pour chacune de ces applications, des conseils sont donnés pour aider l'utilisateur à obtenir des mesures précises, pertinentes et économiques pour tous les paramètres définis à l'Article 5. En fonction de l'objet des mesures, il se peut que certains paramètres soient sans objet, peu significatifs ou au contraire essentiels. En conséquence, les mesures peuvent être effectuées avec une méthode de classe A ou de classe B selon le cas.

- A.6 – Directives pour les applications contractuelles de mesure de la qualité de l'alimentation;
- A.7 – Application à la recherche de cause de dysfonctionnements;
- A.8 – Application à des traitements statistiques.

L'article suivant fournit des informations générales sur les creux de tension:

- A.9 – Caractéristiques des creux de tension.

A.1 Recommandations d'installation

Lors de l'installation d'un instrument de mesure de qualité, il est nécessaire d'assurer la sécurité de l'installateur et des autres personnes, l'intégrité du système contrôlé et l'intégrité de l'instrument lui-même.

De nombreuses installations sont par nature provisoires et ne requièrent pas les mêmes pratiques de mise en œuvre que les installations permanentes, mais il est impératif de respecter la réglementation locale dans tous les cas. Les lois, règlements et règles locales de sécurité remplaceront la plupart des points cités ci-dessous et seront toujours prioritaires sur les recommandations listées dans le présent document.

Annex A (informative)

Power quality measurements – Issues and guidelines

This annex is provided as an informative complement to the normative part of this standard.

The following two clauses address general concerns and procedures for implementation of power quality measurements regardless of the purpose of the measurements:

- A.1 — Installation precautions
- A.2 — Transducers

The following three clauses are pre-normative measurement methods:

- A.3 — Transient voltages and currents
- A.4 — Rapid voltage changes
- A.5 — Current

The following three clauses address the concerns and procedures for implementing power quality measurements, for the three distinct purposes for which power quality measurements are generally undertaken. In all cases, it is important that appropriate precautions be taken in making the measurements, such as those recommended in Clause A.1.

For each of these applications, guidance is provided to enable the user to obtain accurate, relevant, and cost-effective data collection for the power quality parameters defined under Clause 5. Depending upon the purpose of the measurements, some of the parameters can be irrelevant, mildly significant, or essential. Accordingly, the measurements may be class A or class B performance, as appropriate.

- A.6 — Guidelines for contractual applications of power quality measurements
- A.7 — Trouble-shooting applications
- A.8 — Statistical surveys applications

The following clause provides general information on voltage dips

- A.9 — Voltage dip characteristics

A.1 Installation precautions

During installation of power quality (PQ) measurement instruments, the safety of the installer and others, the integrity of the system being monitored and the integrity of the instrument itself have to be ensured.

While many installations are temporary in nature and consequently may not utilize the same practices as for permanent installations, local codes must never be compromised. Local codes, regulations and safety practices will cover most of the items below and will always take precedence over the precautions listed here.

A.1.1 Cordons de mesure

Pour la sécurité, la CEI 61010, qui donne les règles de sécurité pour appareils électriques de mesurage, de régulation et de laboratoire, s'applique.

Le raccordement des cordons de mesure sur les tableaux de distribution ou les répartiteurs sera effectué de manière à ne pas empêcher le fonctionnement des dispositifs auxquels ils sont raccordés. Il s'agit en particulier de remettre en position de fonctionnement les portes, capots et panneaux d'accès (c'est-à-dire fermés, remontés avec toutes leurs vis, etc.). Si des panneaux restent ouverts pendant la mesure, des moyens appropriés seront prévus pour limiter l'accès à la zone et informer les personnels de la présence du dispositif de mesure et de l'identité de la personne responsable sur le site.

Il est recommandé dans la plupart des cas de fixer l'instrument de mesure à l'endroit spécialement destiné aux mesures ou au comptage dans les installations.

Les cordons de mesure seront acheminés à l'écart de conducteurs non isolés, objets tranchants, champs électromagnétiques à hautes et basses fréquences et autres environnements agressifs. Ils seront si possible enroulés ou attachés à un corps solide afin d'éviter toute déconnexion accidentelle.

A.1.1.1 Cordons de mesure de tension

Les cordons dotés d'un fusible à la pointe de touche, c'est-à-dire à l'extrémité raccordée au système à contrôler, améliorent la sécurité de la connexion. Il incombe au constructeur de l'instrument de spécifier le calibre du fusible, qui devra être suffisamment faible pour protéger le cordon de mesure contre les surcharges. En outre, la capacité de coupure du fusible devra être compatible avec le courant de défaut du réseau au point de raccordement.

Il faut que les cordons de mesure de tension ne soient ni enroulés autour de fils existants ni raccordés sur des connecteurs de disjoncteurs conçus pour ne recevoir qu'un seul conducteur. Il conviendra d'utiliser une connexion mécanique adaptée et correctement installée. Lorsque des clips sont utilisés dans des installations provisoires, ils devront être conformes à la CEI 61010. Il est indispensable que le clip soit calibré pour la tension maximale susceptible d'être appliquée et qu'il soit parfaitement installé mécaniquement. Lors de l'installation, l'installateur tiendra compte de ce qui pourrait se passer si le clip était accidentellement défait, par exemple, par une traction brutale sur le câble.

Certains cordons de mesure sont dotés de prises isolées qui peuvent être enfichées les unes sur les autres. Il convient de prendre garde lors de l'empilage à n'établir que des connexions désirées sans créer accidentellement de courts-circuits. Toujours vérifier par deux fois que le raccordement des cordons n'introduit pas de courts-circuits. Par ailleurs, ne connecter les cordons au circuit à contrôler qu'après avoir connecté les cordons à l'instrument de mesure et vérifié que la connexion est correcte.

A.1.1.2 Cordons de mesure de courant

Il convient de vérifier que le circuit au secondaire des transformateurs de courant, s'il est utilisé, ne puisse s'ouvrir, c'est à dire qu'il ne faut pas qu'il y ait de fusible dans ce circuit secondaire et il faut que le raccordement à la charge soit mécaniquement sûr.

Les pinces de courant et leurs cordons, utilisés pour des installations temporaires, seront conformes à la CEI 61010-2-032.

A.1.1 Test leads

For safety, IEC 61010, which gives the safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use, applies.

Test lead connections made in load centre panel boards or junction boxes will be attached in a manner that does not violate the listed use of the devices to which they are attached. This generally includes returning doors, cover plates and access panels to their in-use position (i.e., closed, mounted with a full set of screws, etc.). If panels remain open during monitoring, adequate means will be provided to limit access to the area and inform others about the monitoring set-up and the responsible on-site contact.

It is for most cases recommended that the PQ measurement instrument be attached to a point in the system specifically designed for measurements or metering.

Test leads will be routed away from exposed conductors, sharp objects, low- and high-frequency electromagnetic fields, and other adverse environments. If possible, they will be strapped or tied to a solid object to prevent inadvertent disconnection.

A.1.1.1 Voltage test leads

Leads that are fused at the probe end, i.e. the end connected to the system being monitored, increase the safety of the connection. The instrument manufacturer has to specify the fuse size; this will be low enough to protect the test lead against overload conditions. Furthermore, the interrupting capacity of the fuse will be consistent with the available power-frequency fault current at the point of connection.

Voltage sense leads must not be casually twisted around existing wires or inserted in circuit-breaker connectors that are designed to receive a single conductor. Instead, a properly rated and installed mechanical connection should be used. Where clips are used for temporary installations, they must comply with IEC 61010. It is essential to ensure both that the clip is rated for the maximum voltage that may be present and that it is installed in a mechanically secure manner. During installation, the installer will consider what will happen if the clip is inadvertently dislodged, for example, by an abrupt tug on the cable.

Some test leads have insulated plugs capable of being stacked one on top of the other. Caution should be exercised so that when stacking, only intentional connections are made rather than creating an inadvertent short circuit. Always double-check the leads to ensure that short circuits have not been introduced. Also, connect the sense leads to the monitored circuit only after the leads have been connected to the PQ instrument and checked for correctness.

A.1.1.2 Current test leads

Care should be taken that the secondaries of current transformers, if used, do not become open circuit, i.e. there must be no fuse in the secondaries of such circuits, and the connection to the burden must be mechanically secure.

Clamp-on current transducers and associated leads, used for temporary installations, must be designed according to IEC 61010-2-032.

A.1.2 Protection des parties sous tension

Les capots ou panneaux sont souvent déposés pour l'installation ou pendant les périodes de mesure. Dans ce cas, toutes les parties sous tension seront protégées de manière adéquate et la zone maintenue hors d'accès. Si des bornes à vis sont utilisées dans l'instrument de mesure, des capots appropriés seront utilisés afin d'isoler les connexions. Toutes les connexions seront faites conformément aux spécifications et à l'objet du raccordement. Par exemple, il ne faut pas raccorder plusieurs fils sur une borne à vis conçue pour un seul fil.

A.1.3 Emplacement des appareils de mesure

Il est nécessaire que l'instrument de mesure soit bien fixé afin de minimiser son risque de déplacement ou d'ouverture des circuits de raccordement. Si une imprimante papier est utilisée pour l'édition des perturbations, il convient de prendre les précautions adéquates pour que l'accumulation du papier ne présente pas de danger. Les appareils de mesure ne seront pas entreposés dans des endroits où la température, l'humidité ou la poussière perturbent le processus de traitement des données.

L'instrument de mesure sera placé de manière à ne pas faire courir de risque aux personnes travaillant dans la zone. Une enceinte ou une barrière de protection peut parfois être utilisée à cette fin. Dans la mesure du possible, l'appareil de mesure ne sera pas placé dans un lieu de grand passage, comme par exemple dans un couloir très fréquenté.

Par ailleurs, il convient d'adopter un emplacement qui ne soit pas de nature à faire courir un risque particulier à la personne chargée d'installer l'appareil de mesure. De nombreux emplacements sont trop exigus ou d'accès trop difficile pour permettre le bon raccordement des cordons de mesure. Dans ce cas, un autre emplacement sera choisi.

Des facteurs environnementaux extérieurs risquent d'affecter le fonctionnement des instruments de mesure. Ces facteurs d'environnement incluent la température, l'humidité, les champs électromagnétiques à haute et basse fréquence, les décharges électrostatiques, les chocs mécaniques et les vibrations.

A.1.4 Mise à la terre

Tout instrument peut présenter des défauts internes. L'alimentation de l'instrument sera correctement reliée à la terre si le constructeur l'exige. De nombreux règlements de sécurité prescrivent également qu'une connexion de terre soit associée aux cordons de mesure de tension. Les instruments ayant deux connexions de terre ou plus (comme par exemple une connexion de terre pour l'alimentation et une autre pour les cordons de mesure) peuvent engendrer des boucles de terre (de masse) si les connexions de terre sont faites à partir de points physiques différents à l'extérieur de l'instrument. Le risque de créer une boucle de terre sur l'instrument de mesure et sur le système objet des mesures sera soigneusement considéré.

Les dangers liés au potentiel pour le personnel et l'instrument dus à la présence de potentiels élevés entre différents points du réseau de terre seront soigneusement pris en compte. L'utilisation de transformateurs d'isolement pour l'alimentation de l'instrument est utile dans la plupart des cas.

Dans tous les cas, la priorité sera accordée aux considérations de sécurité.

A.1.5 Interférences

Si l'appareil de mesure est connecté à un téléphone portable ou autre émetteur de radio, il convient de s'assurer que l'antenne de l'émetteur soit suffisamment éloignée des dispositifs susceptibles d'être sensibles aux interférences. Il s'agit par exemple de dispositifs de protection, d'appareils de surveillance médicale, d'instruments scientifiques, etc.

A.1.2 Guarding of live parts

Often panel covers are removed for installation, or during the monitoring period. If so, all live parts will be adequately protected and the area will be kept inaccessible. If screw terminals are used in the measurement instrument, appropriate covers will be used to insulate the terminations. All attachments to terminations will be made in accordance with the specifications and intent of the terminations. For example, multiple wires must not be connected to a screw terminal designed for a single wire.

A.1.3 Monitor placement

The PQ measurement instrument needs to be placed securely to minimize the risk of the instrument moving or loosening connections. If a paper printer is used for reporting disturbances, adequate precautions should be taken to ensure that accumulating paper does not present a hazard. Measurement instruments will not be left where excessive heat, moisture or dust may damage the instrument, or jeopardize the data collection process.

The measurement instrument will be placed so that it does not pose a hazard to those working in the area. A protective enclosure or barrier can sometimes be used to alleviate this concern. If possible, the measurement instrument will not be placed in a location where it will be exposed to many people, for example, in a heavily travelled hallway.

Also, the location should not pose an undue hazard to the person installing the PQ measurement instrument. There are many locations that are too cramped, or in other ways physically constrained, to allow suitable connection of instrument leads. In these situations, an alternative location will be selected.

A number of external environmental factors can affect the performance of a PQ measurement instrument. These environmental factors include temperature, humidity, low- and high-frequency electromagnetic fields, static discharge, mechanical shock and vibration.

A.1.4 Earthing

All instruments are capable of developing internal faults. The instruments power supply will be properly connected to a protective earth if declared necessary by the manufacturer. Many safety regulations also require an earth connection associated with the voltage test leads. Instruments with 2 or more earth connections (for example, 1 earth connection for the power supply, and another for the test leads) can create ground loops if the earth connections are made to different physical points outside the instrument. The risk from ground loops on the measurements and on the system being measured will need to be carefully considered.

There is also a need to consider the potential hazard to personnel and the instrument due to high potentials between different points in the grounding system. The use of isolating transformers for the power supply of the instrument is in most cases useful.

In all cases, safety considerations will take the highest priority.

A.1.5 Interference

If the PQ measurement instrument is connected to a mobile phone or other radio transmitter, one should take care that the transmitter antenna is sufficiently far away from devices that could be sensitive to interference. Such sensitive devices can include protection devices, medical monitors, scientific instruments, etc.

A.2 Transducteurs

A.2.1 Généralités

Les instruments de mesure de la qualité, en particulier les instruments portatifs, sont en général dotés d'entrées conçues pour des applications à basse tension. Certains instruments de mesure de la qualité montés de manière fixe sont installés à une certaine distance du point du circuit où les paramètres doivent être mesurés. Dans les deux cas, un transducteur approprié peut être nécessaire pour abaisser la tension, pour isoler les circuits d'entrée de la tension réseau ou pour transmettre les signaux sur une certaine distance. Pour réaliser l'une ou l'autre de ces fonctions, un transducteur peut être utilisé, à condition que ses caractéristiques soient adaptées au paramètre concerné.

Sur les réseaux à basse tension, les instruments de mesure de la qualité sont en général connectés directement en tension au point concerné, mais des transducteurs sont souvent utilisés pour les mesures de courant.

Sur les réseaux à moyenne et à haute tension, des transducteurs sont utilisés pour les mesures de la qualité en tension et en courant.

L'utilisation de transducteurs pose deux problèmes importants:

- niveau des signaux: il est nécessaire que l'amplitude des signaux utilise la pleine échelle de l'instrument sans distordre ni écrêter le signal désiré;
- réponse en fréquence et en phase: ces caractéristiques sont particulièrement importantes pour les mesures de transitoires et d'harmoniques.

Afin d'éviter des mesures incorrectes, la pleine échelle, la linéarité, la réponse en fréquence et en phase et les caractéristiques de la charge du transducteur seront soigneusement prises en compte.

NOTE Les transducteurs de courant conçus pour les circuits de protections peuvent être moins précis que les transducteurs de mesure.

A.2.2 Niveau des signaux

A.2.2.1 Transducteurs de tension

Le transducteur de tension le plus couramment utilisé est le transformateur de tension. On distingue deux types de transformateurs de tension: ceux qui sont utilisés pour des circuits de relais de protection et ceux utilisés pour des circuits de comptage. Le premier type est dimensionné de manière à fournir une réponse correcte même en cas de surtensions dues à un court-circuit déséquilibré. Le deuxième type est quant à lui destiné à protéger les appareils de mesure des surtensions du réseau. Dans cette dernière catégorie, le signal fourni est distordu en cas de saturation.

Lorsqu'un appareil de mesure est raccordé à un transformateur de tension utilisé pour d'autres fonctions (par exemple, comptage), il faut faire attention à ce que la charge additionnelle ne dépasse pas le calibre ou n'affecte pas l'incertitude des autres fonctions.

Il convient de prendre toutes les précautions nécessaires pour faire des raccordements au secondaire d'un transformateur utilisé par un relais de protection. Toute erreur de raccordement peut entraîner le déclenchement intempestif du relais.

NOTE Pour plus de détails sur l'incertitude des transformateurs de tension, voir la CEI 60044-2

A.2 Transducers

A.2.1 General

Power quality measurement instruments, especially those in portable packages, are generally provided with inputs designed for low-voltage applications. Some permanently installed PQ measurement instruments are mounted at a distance from the point of the circuit where the parameters are to be measured. In both cases, a suitable transducer might be needed, to step down the voltage, to isolate the input circuits from the system voltage, or to transmit the signals over some distance. To accomplish any of these functions, a transducer may be used, provided that its characteristics are suitable for the parameter of interest.

In low-voltage systems, PQ measurement instruments are generally connected direct to the voltage point of interest, but transducers are often used for current measurements.

In medium- and high-voltage systems, transducers are used for both voltage and current PQ measurements.

There are two important concerns using transducers:

- signal levels: signals levels should use the full scale of the instrument without distorting or clipping the desired signal;
- frequency and phase response: these characteristics are particularly important for transient and harmonic measurements.

In order to avoid incorrect measurements the full-scale rating, linearity, frequency and phase response, and burden characteristics of the transducer should be carefully considered.

NOTE Current transducers designed for protection purposes may be less accurate than metering transducers.

A.2.2 Signal levels

A.2.2.1 Voltage transducers

The most common voltage transducer is the voltage transformer. Two types of voltage transformers can be considered: those used by protective relay circuits, and those used by metering circuits. The first type is sized so as to provide a correct response even in the case of overvoltages due to an unbalanced short circuit. The second, in contrast, is designed to protect meters from network overvoltages. In the latter category, in case of saturation, distortion of the delivered signal will occur.

Where monitoring is attached to a voltage transformer which is also used for other functions (for example, metering), one must be careful that the additional burden do not affect the calibration or uncertainty of such other functions.

One should be careful when making connections to the secondary circuit of a transformer used for a protective relay. Connection errors might cause the relay to inadvertently trip.

NOTE For further details of the uncertainty of voltage transformers, see IEC 60044-2.

A.2.2.2 Transducteurs de courant

En fonctionnement, la valeur du courant peut aller de 0 à la valeur de court-circuit du réseau surveillé. La valeur du courant de court-circuit peut être très au-dessus du niveau nominal du courant. Une valeur 20 fois supérieure à la valeur nominale n'est pas inhabituelle.

Le type de transducteur de courant le plus couramment utilisé est le transformateur de courant.

Certains transformateurs de courant sont équipés de deux ou plus de deux noyaux et/ou de deux enroulements secondaires: un pour les fortes intensités (20 à 30 fois le courant nominal), en général pour les relais de protection, et un autre pour les intensités nominales. Il convient de sélectionner le secondaire correct pour la mesure prévue. Avec des raccordements directs, un appareil de mesure peut être endommagé en cas de défauts si le secondaire incorrect a été sélectionné. Ces dommages peuvent accidentellement constituer un circuit ouvert sur le secondaire du transformateur. Ceci peut entraîner l'ouverture du circuit secondaire d'un transformateur de courant ce qui génère des tensions élevées dangereuses (et destructrices).

D'autres conditions peuvent affecter la précision de transducteurs, comme le centrage et l'angle que fait un conducteur lorsqu'il traverse la fenêtre d'un transducteur du type pince de courant.

NOTE Pour plus de détails sur les transducteurs de courant, voir la CEI 60044-1.

Des mesures de transitoires peuvent être effectuées avec des shunts ou des transformateurs de courant conçus pour avoir une bonne réponse à haute fréquence.

Les shunts coaxiaux sont habituellement utilisés en laboratoire mais ils présentent le désavantage, quand il est nécessaire de les insérer dans des conducteurs dans lesquels un courant circule, que le signal de sortie du shunt n'est pas galvaniquement isolé du circuit de puissance. En revanche, ils ne sont pas sensibles à la saturation et à la magnétisation résiduelle qui peuvent affecter les mesures effectuées avec des transformateurs de courant.

Les transformateurs de courant fonctionnant avec une charge résistive appropriée fournissent un signal en tension proportionnel au courant primaire. En général, le primaire se compose d'une ou plusieurs spires du circuit primaire bobinées à travers une ouverture dans un noyau. Le principal avantage de ces transducteurs de courant est d'assurer l'isolation des circuits de puissance et une large gamme de rapports ampères/volts. Un autre avantage est que certains transformateurs de courant (pas tous) ne nécessitent pas de déconnecter le conducteur de puissance de sa charge lors de l'installation.

D'autres types de transducteurs de courant sont parfois utilisés, y compris des détecteurs optiques à polarisation, des transducteurs à effet Hall.

A.2.3 Réponse en fréquence des transducteurs

A.2.3.1 Réponse en fréquence et phase des transducteurs de tension

En général, les transducteurs de tension électromagnétiques de type transformateur présentent des réponses en fréquence et transitoires appropriées jusqu'à 1 kHz, mais la plage de fréquence peut parfois soit être limitée très en dessous de 1 kHz, soit s'étendre à quelques kilohertz.

De simples diviseurs capacitifs peuvent présenter une réponse en fréquence et en phase satisfaisante jusqu'à des centaines de kilohertz, voire plus; cependant dans de nombreuses applications, un circuit résonant est ajouté intentionnellement, ce qui rend la réponse en fréquence du diviseur capacitif inadaptée aux mesures à toute fréquence autre que la fréquence fondamentale.

Les diviseurs de tension résistifs peuvent présenter une réponse en fréquence et en phase satisfaisante jusqu'à plusieurs centaines de kilohertz. Ils peuvent toutefois introduire d'autres problèmes: par exemple la charge capacitive de l'instrument de mesure peut influencer leur réponse en fréquence.

A.2.2.2 Current transducers

In the operation on the power system network, the value of the current can range from 0 to the short-circuit level of the network being monitored. The short-circuit current value can be well above the nominal current level. A value of 20 times nominal is not unusual.

The most common type of current transducer is the current transformer.

Some current transformers are equipped with two or more cores and/or two secondary windings: one for large current flows (20-30 times nominal current), typically for protection relays, and a second for nominal current flows. The correct secondary should be selected for the intended measurement. With direct connections, it is possible to damage the measuring instrument during faults if the wrong secondary has been selected; this damage can inadvertently provide an open circuit on the transformer secondary. Open circuits on the secondary winding of current transformers can give rise to dangerously high (and destructive) voltages.

Other considerations may affect the uncertainty of clamp-on current transducers, such as the centring and angle of the conductor as it passes through the window of the transducer.

NOTE For further details of the uncertainty of current transformers, see IEC 60044-1.

Measurements of transients can be performed with shunts or current transformers designed for high-frequency response.

Coaxial shunts are routinely used in laboratory environments but have the disadvantage of requiring insertion into the current-carrying conductors, and the fact that the output signal of the shunt is not isolated from the power circuit. On the other hand, they are not susceptible to the saturation and residual magnetization that can affect measurements made with current transformers.

Current transformers operating with a suitable resistive burden deliver a voltage signal proportional to the primary current. In general, the primary consists of one or a few turns of the primary circuit fed through an opening in the core. The major advantage of these current transducers is to provide isolation from the power circuits, and a wide range of ampere-to-volt ratios. Another advantage is that some (but not all) current transformers do not require the disconnection of the power conductor from its load during installation.

Other types of current transducers are sometimes used, including optical polarization detectors and Hall-effect transducers.

A.2.3 Frequency response of transducers

A.2.3.1 Frequency and phase response of voltage transducers

In general, transformer-type electromagnetic voltage transducers have frequency and transient responses suitable up to typically 1 kHz; but the frequency range may sometimes be limited to well below 1 kHz, and sometimes may extend to a few kilohertz.

Simple capacitor dividers can have frequency and phase responses that are suitable up to hundreds of kilohertz or even higher; however, in many applications a resonant circuit is intentionally added, making the frequency response of the capacitive divider unsuitable for measurements at any frequency other than the fundamental.

Resistive voltage dividers may have frequency and phase response suitable up to hundreds of kilohertz. However, they may introduce other problems, for example, the capacitive load of the measurement instrument can influence the frequency and phase response of the resistive voltage dividers.

A.2.3.2 Réponse en fréquence et en phase des transducteurs de courant

Les transformateurs de courant étant des dispositifs électromagnétiques bobinés, la réponse en fréquence varie en fonction de la classe de précision, du type (constructeur), du nombre de spires, du matériau et de la section du noyau, et de la charge du circuit secondaire.

En général, la fréquence de coupure d'un transducteur de courant s'étend de 1 kHz à quelques kilohertz, et la réponse en phase se dégrade à mesure qu'on se rapproche de la fréquence de coupure.

NOTE De nouveaux concepts de transducteurs de courant à fréquence de coupure plus élevée et présentant une plus grande linéarité sont en cours de développement (transducteurs optiques et à effet Hall). Il convient de prendre soigneusement en compte la coordination de l'isolement, les problèmes de bruit, le comportement à pleine échelle et les conditions de sécurité.

A.2.4 Transducteurs de mesure de transitoires

Il est nécessaire de considérer deux questions importantes lors de la sélection de transducteurs pour mesurer les transitoires sur un réseau alternatif. D'une part, il convient que le niveau du signal utilise la pleine échelle de l'instrument sans distordre ou écrêter le signal lui-même. D'autre part, il convient que la réponse en fréquence (amplitude et phase) du transducteur soit adaptée au signal attendu.

• Transducteurs de tension

- Il convient que les transducteurs de tension soient suffisamment dimensionnés pour que les perturbations n'induisent pas de saturation. Pour les transitoires basse fréquence, ceci exige que le coude de la courbe de saturation du transducteur soit à au moins 200 % de la tension nominale du réseau.
- La réponse en fréquence d'un réducteur de tension de mesure standard dépend de son type et de sa charge. Avec une charge à haute impédance, la réponse est en général adéquate jusqu'à 2 kHz environ, mais elle peut être moindre.
- Les transformateurs de tension à couplage capacitif ne fournissent en général pas de représentation précise des composantes à haute fréquence.
- Les mesures de transitoires haute fréquence nécessitent un diviseur capacitif ou un diviseur purement résistif. Des diviseurs capacitifs spéciaux peuvent être utilisés pour les mesures exigeant une caractérisation précise des transitoires jusqu'à au moins 1 MHz.

• Transducteurs de courant

- Le choix du transducteur approprié pour le courant est plus difficile. Le courant dans un câble de distribution varie plus souvent et dans de plus grandes proportions que la tension.
- Les réducteurs de courant de mesure standards sont en général adaptés aux fréquences jusqu'à 2 kHz (l'erreur de phase peut devenir importante avant cette limite). Pour les fréquences plus élevées, il convient d'utiliser des transducteurs de courant à fenêtre présentant un rapport de transformation élevé (bobine toroïdale, circuit magnétique ouvert, shunt et pince).
- Les autres caractéristiques souhaitables des transducteurs de courant sont: rapport de transformation élevé, comme par exemple 2000:5; moins de cinq spires au primaire; faible flux rémanent, comme par exemple 10 % de saturation du noyau; noyau magnétique de grande surface; résistance de l'enroulement secondaire et impédance de fuite faibles. Deux paramètres importants nécessitent d'être pris en compte lorsqu'on utilise un transducteur pour mesurer des courants transitoires; il s'agit du produit courant-temps ($I.t$ max.) et du temps de montée/descente. Les valeurs usuelles de temps de montée (de 10 % à 90 %) sont situées dans la plage de 2 ns à 200 ns. Les valeurs usuelles du temps de descente vont de 0,1 % / μ s à 0,5 % /ms.

NOTE Dans les réseaux à haute et très haute tension, des mesures à haute fréquence et de transitoires peuvent être effectuées en utilisant les diviseurs capacitifs souvent disponibles sur les transformateurs de courant ou sur les transformateurs de courant enfilés sur les traversées à haute tension des transformateurs.

A.2.3.2 Frequency and phase response of current transducers

As current transformers are wound electromagnetic devices, the frequency response varies according to the uncertainty class, type (manufacturer), turns ratio, core material and cross-section, and the secondary circuit load.

Usually, the cut-off frequency of a current transducer ranges from 1 kHz to a few kilohertz, and the phase response degrades as the cut-off frequency is approached.

NOTE New concepts of current transducers with higher cut-off frequency and better linearity are being developed (optical and Hall-effect transducers). Insulation coordination, noise issues, full-scale capability, and safety conditions should be carefully considered.

A.2.4 Transducers for measuring transients

There are two important concerns that must be addressed when selecting transducers for a.c. mains transients. First, signal levels should use the full scale of the instrument without distorting or clipping the desired signal. Second, the frequency response (both amplitude and phase) of the transducer should be adequate for the expected signal.

– Voltage transducers (VTs)

- VTs should be sized to prevent measured disturbances from inducing saturation. For low-frequency transients, this requires that the knee point of the transducer saturation curve be at least 200 % of the nominal system voltage.
- The frequency response of a standard metering class VT depends on its type and the burden applied. With a high impedance burden, the response is usually adequate to at least 2 kHz, but it can be less.
- Capacitively coupled voltage transformers generally do not provide accurate representation of any higher frequency components.
- High-frequency transient measurements require a capacitor divider or pure resistive divider. Special purpose capacitor dividers can be obtained for measurements requiring accurate characterization of transients up to at least 1 MHz.

– Current transducers (CTs)

- Selecting the proper transducer for currents is more difficult. The current in a distribution feeder changes more often and with greater magnitude than the voltage.
- Standard metering-class CTs are generally adequate for frequencies up to 2 kHz (phase error can start to become significant before this limit). For higher frequencies, window type CTs with a high turns ratio (doughnut, split core, bar type, and clamp-on) should be used.
- Additional desirable attributes for CTs are: a large turns ratio, for example, 2000:5; less than five turns in the primary; small remnant flux, for example, 10 % of core saturation; large core area; minimal secondary winding resistance and leakage impedance. When using a CT to measure transients there are two key parameters that need to be considered, current-time product ($I.t$ max) and rise time/droop. Typical values of the rise time (10 % to 90 %) are in the range of 2 ns to 200 ns. Typical droop values range from 0,1 %/μs to 0,5 %/ms.

NOTE In HV systems high-frequency and transient voltage measurements may be performed using capacitive taps often available on CTs and transformer bushings.

A.3 Tensions et courants transitoires

Cette partie traite principalement des transitoires des réseaux à basse tension mais ne traite pas ceux des disjoncteurs à isolation gazeuse (GIS) ni ceux des réseaux à haute et très haute tension.

Des transitoires se produisent sur les réseaux à courant alternatif. Traditionnellement, ils sont dénommés «tensions transitoires»; toutefois, dans de nombreux cas, le courant transitoire peut être plus important. La détection, la classification et la caractérisation des tensions transitoires sont des sujets complexes.

A.3.1 Définitions

A.3.1.1 transitoire

se dit d'un phénomène ou d'une grandeur qui varie entre deux régimes établis consécutifs dans un intervalle de temps court relativement à l'échelle de temps considérée

[VEI 161-02-01]

A.3.1.2 tension de choc

onde de tension transitoire se propageant le long d'une ligne ou d'un circuit et comportant une montée rapide de la tension suivie d'une décroissance plus lente

[VEI 161-08-11]

A.3.2 Caractéristiques de fréquence et d'amplitude des transitoires du secteur alternatif

Sur les circuits de puissance à courant alternatif, les transitoires se produisent sur une large gamme de formes d'onde, d'amplitudes et de durées. Il est difficile de les décrire par un simple jeu de paramètres, mais l'obtention de ces signatures permet de les classer en quelques formes d'onde typiques utilisées aux fins d'essais. La Figure A.1 présente le spectre de fréquence de plusieurs formes d'onde d'essais représentatives d'application générale. Cette information peut être utilisée pour développer des algorithmes qui seront nécessaires pour réduire de manière appropriée les signaux analogiques à des fins d'enregistrements numériques et de traitement de données de ces signaux.

A.3 Transient voltages and currents

This section is primarily focused on transients occurring in LV systems and does not cover transients from GIS¹ installations or HV systems.

Transients can occur on all a.c. power systems. Traditionally, they have been characterized as "transient voltages"; however, in many cases, the transient current may be more important. The detection, classification, and characterization of transient voltages are challenging subjects.

A.3.1 Definitions

A.3.1.1 transient

pertaining to or designating a phenomenon or a quantity which varies between two consecutive steady states during a time interval short when compared with the time-scale of interest
[IEV 161-02-01]

A.3.1.2 surge

transient voltage wave propagating along a line or a circuit and characterized by a rapid increase followed by a slower decrease of the voltage
[IEV 161-08-11]

A.3.2 Frequency and amplitude characteristics of a.c. mains transients

Transients in a.c. power circuits occur over a wide range of waveforms, amplitudes, and duration. It is difficult to describe these by a simple set of parameters, but obtaining their signatures allows them to be classified into a few typical waveforms that are used for test purposes. Figure A.1 shows the frequency spectrum of several representative test waveforms in general use. This information is useful in developing algorithms that will be necessary for appropriate reduction of the analogue signals into the digital recordings and data processing of these events.

¹ Gas-insulated switchgear

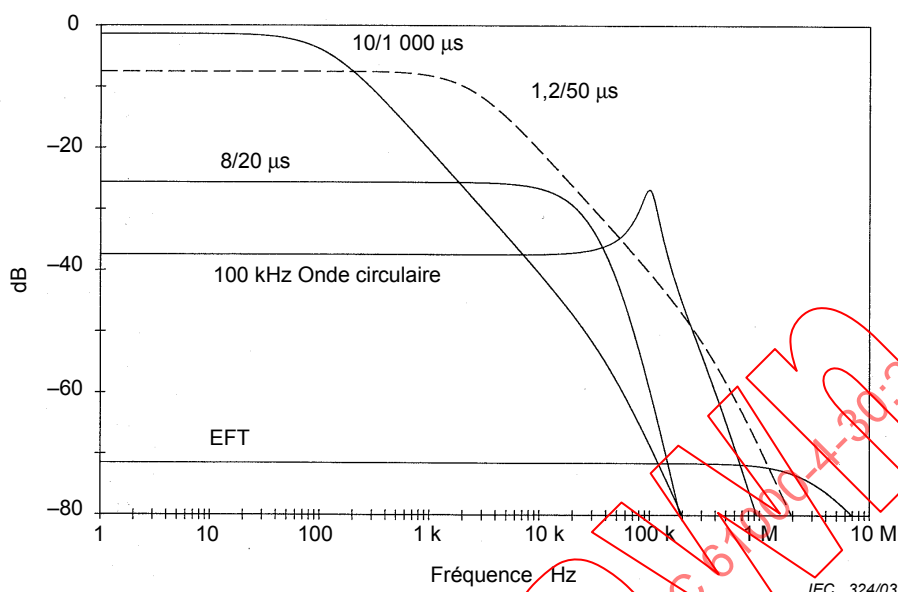


Figure A.1 – Spectre de fréquence de formes d'onde d'essais typiquement représentatives

Pour la tension et le courant, le spectre commun des formes d'onde des transitoires du secteur alternatif contient des fréquences jusqu'à environ 10 MHz (durant 200 µs), et ayant de grandes amplitudes jusqu'à 1 MHz (durant 2 ms). Pour le raccordement des charges au réseau alternatif, les amplitudes des formes d'onde habituelles d'essais s'étendent jusqu'à 6 kV et jusqu'à 5 kA.

De ce fait, il est nécessaire que le taux d'échantillonnage soit au moins égal à deux fois la fréquence maximale de la forme d'onde; par ailleurs, le filtre antirepliement correspondant présentera des caractéristiques appropriées. Pour toute information supplémentaire relative à la mesure des transitoires, voir également A.2.4, relatif aux transducteurs.

A.3.3 Méthodes de détection et emplacement de mesure

Les résultats d'une mesure de transitoires dépendent à la fois de la nature du transitoire et des paramètres sélectionnés par l'utilisateur et enregistrés par l'instrument. Lorsque l'isolation constitue le souci primordial, les mesures de transitoires sont en général effectuées entre phase et terre. Lorsque le maintien en bon état des matériels constitue le souci principal, les mesures de transitoires sont en général effectuées entre phases ou entre phase et neutre.

Les méthodes de détection et des exemples d'application sont les suivants:

- méthode par comparaison: lorsqu'un seuil fixe absolu est dépassé, un transitoire est détecté, comme par exemple des dispositifs de protection contre les tensions de choc qui sont sensibles à la tension totale;
- méthode de l'enveloppe: identique à la méthode comparative, mais où le fondamental est supprimé avant l'analyse, comme par exemple dans le cas de transitoires par couplage capacitif;
- méthode de la fenêtre glissante: les valeurs instantanées sont comparées aux valeurs correspondantes sur la période précédente, comme par exemple transitoires à basse fréquence à l'enclenchement de batteries de condensateurs utilisées pour la correction du facteur de puissance;

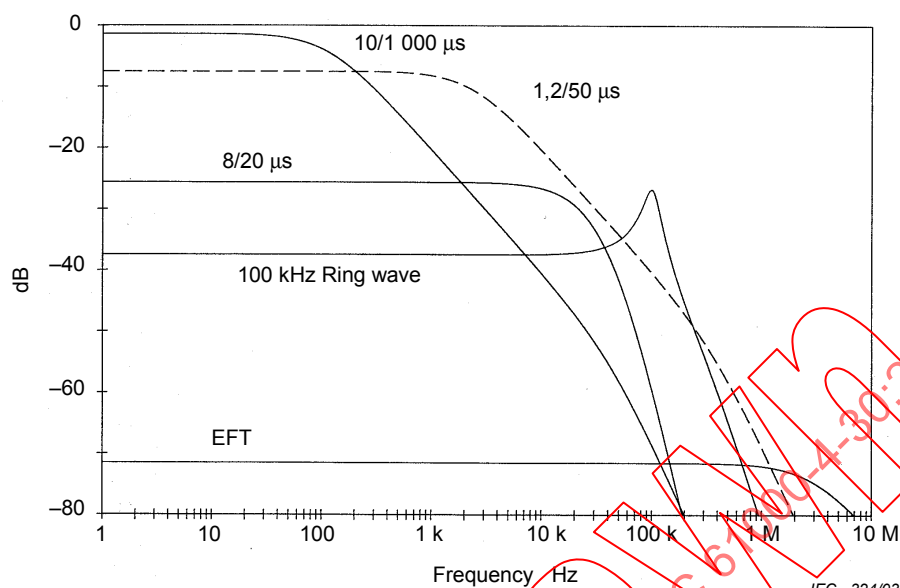


Figure A.1 – Frequency spectrum of typical representative transient test waveforms

For both voltage and current, the spectra of common test waveforms for a.c. mains transients contain frequencies that range up to approximately 10 MHz (lasting for 200 µs), with large amplitudes up to 1 MHz (lasting for 2 ms). For end-use a.c. mains connections, the amplitudes of common test waveforms range up to 6 kV, and up to 5 kA.

The sampling rate must therefore be at least twice the maximum frequency of the waveform; also, the corresponding anti-alias filter must have appropriate characteristics. See also A.2.4 for further information related to transient measurement.

A.3.3 Detection methods and measurement location

The results of a transient measurement depend both on the actual nature of the transient, and on the parameters selected by the user and reported by the instrument. When insulation is the main concern, transient measurements are generally made from phase to earth. When instrument damage is the primary concern, transient measurements are generally made from phase to phase or from phase to neutral.

Some of the detection methods and examples of application include

- comparative method: when a fixed, absolute threshold is exceeded, a transient is detected, for example, surge protective devices (SPDs) that are sensitive to the total voltage;
- envelope method: similar to comparative method, but with the fundamental removed prior to analysis, for example, for instances of capacitive coupled transients;
- sliding-window method: the instantaneous values are compared to the corresponding values on the previous cycle, for example, low-frequency switching transients associated with capacitive banks used for power factor correction;

- méthode dv/dt : lorsqu'un seuil fixe absolu de dv/dt est dépassé, dans le cas par exemple du déclenchement intempestif de circuits électroniques de puissance ou de distribution non uniforme sur l'enroulement d'une bobine d'induction;
- valeur efficace: par échantillonnage très rapide, la valeur efficace est calculée sur des intervalles très inférieurs à une période du fondamental et comparée à un seuil, comme par exemple lorsque des calculs complémentaires sont nécessaires tels que surcharge d'un dispositif de protection contre les tensions de choc ou de transfert de charges;
- d'autres méthodes sont par exemple des mesures amplitude/fréquence (transformée de Fourier rapide, ondelettes, etc.).

A.3.4 Méthodes de classification et paramètres

Une fois le transitoire détecté au moyen des méthodes ci-dessus, il peut être classifié. Les méthodes et paramètres de classification sont par exemple:

- la tension et/ou le courant crête. Noter que la valeur crête est également influencée par l'intervalle de mesure;
- la tension de dépassement;
- le temps de montée (dv/dt ou di/dt) du front montant;
- les paramètres de fréquence;
- la durée. Ce paramètre est difficile à définir, en raison de l'amortissement, de l'irrégularité des formes d'onde, etc.;
- l'amortissement;
- la fréquence d'occurrence;
- l'énergie et la puissance, disponible ou transmise;
- le caractère continu (à chaque période, comme les encoches de commutation) ou unitaire (imprévisible) des transitoires.

Tous ces paramètres numériques sont utiles pour développer un système de classification permettant de décrire l'ensemble des transitoires en termes statistiques.

D'autre part, en particulier lors de la recherche de pannes, une signature peut décrire en une seule représentation graphique plusieurs de ces paramètres difficiles à quantifier.

A.3.5 Effet des dispositifs de protection contre les tensions de choc sur les mesures de transitoires

Les dispositifs de protection contre les tensions de choc sont des composants connectés en parallèle qui ne conduisent que lorsqu'un seuil de tension est dépassé. Ils sont couramment utilisés pour limiter l'amplitude des tensions transitoires. On les trouve dans des dispositifs de filtrage secteur enfichables et ils sont souvent inclus dans les dispositifs électroniques sensibles tels que les ordinateurs personnels.

Du fait que tous les dispositifs de protection contre les tensions de choc sont effectivement connectés en parallèle, celui qui a la limitation de tension la plus faible limitera (dans la limite de ses caractéristiques) toutes les tensions transitoires jusqu'à sa limite de tension et détournera la plus grande partie du courant transitoire appliquée à l'installation. De ce fait, la mesure de tensions transitoires, dans de nombreux environnements – bureaux, laboratoires, usines, etc. – présente une utilité très limitée: on mesure simplement le seuil de tension de l'un des nombreux dispositifs de protection contre les tensions de choc présentes.

Pour cette raison, le courant transitoire constitue souvent un meilleur indicateur de la sévérité des transitoires des réseaux alternatifs que la tension transitoire.

- dv/dt method: when a fixed, absolute threshold of dv/dt is exceeded, for example, mistrigger of power electronics circuits or non-linear distribution on inductor winding;
- r.m.s. value: using very rapid sampling, the r.m.s. value is computed for intervals much less than one fundamental period, and compared to a threshold, for example, when further computations are desirable such as energy deposition in an SPD or charge transfer;
- other methods include frequency versus amplitude measurements (fast Fourier transform, wavelet, etc.).

A.3.4 Classification methods and parameters

Once the transient has been detected using the methods above, it can be classified. Some classification methods and parameters include

- the peak voltage and/or current. Note that the peak value is also influenced by the measurement interval;
- the overshoot voltage;
- the rate of rise (dv/dt or di/dt), of the leading edge;
- frequency parameters;
- the duration. This is a difficult parameter to define, due to damping, irregularity of waveforms, etc.;
- damping;
- frequency of occurrence;
- energy and power, available or conveyed;
- continuous (every cycle, such as notches) or single-shot (unpredictable) transients.

All of these numerical parameters are helpful in developing a classification system to describe the transient environment in statistical terms.

On the other hand, especially when trouble-shooting, a signature can describe in one graphic representation several of these hard-to-quantify parameters.

A.3.5 Effect of surge protective devices on transient measurements

Surge protective devices (SPDs) are shunt-connected components that conduct when a threshold voltage is exceeded. They are commonly used to limit transient voltages. They may be found in plug-in mains filtering devices, and are often included as part of a sensitive electronic device, such as a personal computer.

Because all SPDs on a mains circuit are effectively connected in parallel, the one with the lowest limiting voltage will (within its performance capabilities) limit all transient voltages to its limiting voltage and divert the largest portion of the transient current impinging on the facility. Consequently, measuring transient voltages in many environments – offices, labs, factories, etc. – is of limited use: one is simply measuring the threshold voltage of one of the many SPDs that are present.

For this reason, the transient current is often a better measure of the severity of a.c. system transients than the transient voltage.

A.4 Variations rapides de tension

On entend par variation rapide de tension une variation rapide de la tension efficace entre deux régimes établis.

Pour mesurer les variations rapides de tension, il est nécessaire de définir des seuils tels que le taux minimal de variation, la durée minimale des régimes établis, la différence minimale de tension entre deux régimes établis et la stabilité des régimes établis.

Lors d'une variation rapide de tension, il ne faut pas que la tension franchisse le seuil de creux de tension et/ou de surtension temporaire à fréquence industrielle, faute de quoi elle sera considérée comme un creux ou une surtension temporaire à fréquence industrielle.

Le paramètre caractéristique de la variation rapide de tension est la différence entre la valeur en régime établi atteinte après la variation, et la valeur initiale en régime établi.

A.5 Courant

Dans le contexte de la qualité de l'alimentation, les mesures de courant viennent compléter utilement les mesures de tension, en particulier lorsqu'on essaie de déterminer les origines d'événements tels que les variations de l'amplitude de la tension, les creux, les coupures ou les déséquilibres.

La forme de l'onde de courant peut en outre aider à associer l'événement enregistré à un dispositif particulier et à une action particulière, comme le démarrage d'un moteur, la mise sous tension d'un transformateur ou la manœuvre d'un condensateur.

Liés aux harmoniques et interharmoniques de tension, les harmoniques et interharmoniques de courant peuvent aider à caractériser la charge raccordée au réseau.

Noter que les transducteurs de mesure ne sont pas pris en compte dans ce chapitre.

A.5.1 Définition

$I_{\text{efficace demi-période}}$
valeur efficace du courant mesurée sur chaque demi-période

A.5.2 Amplitude du courant

A.5.2.1 Mesure

Il convient que le constructeur ou l'utilisateur spécifie la valeur du courant à pleine échelle, y compris une valeur maximale du facteur de crête.

NOTE Les harmoniques, interharmoniques et les signaux de télécommande centralisée sont compris dans l'évaluation.

– Méthode de classe A

La mesure sera la valeur efficace (définie en 3.25) de l'amplitude du courant sur un intervalle de temps de 10 périodes pour les réseaux 50 Hz et sur un intervalle de temps de 12 périodes pour les réseaux 60 Hz. Il convient que les intervalles de 10/12 périodes soient contigus et ne se recouvrent pas.

– Méthode de classe B

Il convient que le constructeur spécifie l'intervalle de temps de mesure utilisé.

A.4 Rapid voltage changes

A rapid voltage change is a quick transition in r.m.s. voltage between two steady-state conditions.

To measure rapid voltage change, thresholds must be defined for each of the following: the minimum rate of change, the minimum duration of the steady-state conditions, the minimum difference in voltage between the two steady-state conditions, and the steadiness of the steady-state conditions.

The voltage during a rapid voltage change must not exceed the voltage dip and/or the voltage swell threshold, as it would otherwise be considered as a voltage dip or swell.

The characteristic parameter of the rapid voltage change is the difference between the steady-state value reached after the change and the initial steady-state value.

A.5 Current

In a power quality context, current measurements are useful as a supplement to voltage measurements, especially when trying to determine the causes of events such as voltage magnitude change, dip, interruption, or unbalance.

The current waveform can further help associate the recorded event with a particular device and an action, such as a motor being started, a transformer being energized or a capacitor being switched.

Linked with voltage harmonics and interharmonics, the current harmonics and interharmonics can be useful to characterize the load connected to the network.

Note that this annex does not consider the measurement transducers.

A.5.1 Definition

$I_{\text{half cycle rms}}$

value of the r.m.s. current measured over each half-period

A.5.2 Magnitude of current

A.5.2.1 Measurement

The manufacturer or the user should specify a full-scale r.m.s. current, including a maximum crest-factor value.

NOTE Harmonics, interharmonics and ripple control signals are included in the evaluation.

– For class A performance

The measurement should be the r.m.s. value (defined in 3.25) of the current magnitude over a 10-cycle time interval for a 50 Hz power system or 12-cycle time interval for a 60 Hz power system. Each 10/12-cycle interval should be contiguous and non-overlapping.

– For class B performance

The manufacturer should specify the measurement time interval used.

A.5.2.2 Incertitude de mesure

– Méthode de classe A

Dans le domaine de variation des grandeurs d'influence et dans les conditions décrites en 6.1, l'incertitude ΔI ne dépassera pas $\pm 0,1$ % de la pleine échelle.

– Méthode de classe B

Le constructeur spécifie l'incertitude ΔI dans le domaine de variation des grandeurs d'influence et dans les conditions décrites en 6.1. Dans tous les cas, l'incertitude ΔI ne dépassera pas $\pm 2,0$ % de la pleine échelle.

A.5.2.3 Évaluation des mesures

Pour les réseaux monophasés, il existe une valeur de courant efficace unique. Pour les réseaux triphasés à trois fils, il existe généralement trois valeurs de courant efficace; pour les systèmes triphasés à quatre fils, il en existe généralement quatre. La mesure du courant sur le conducteur de terre est facultative.

– Méthode de classe A

Il convient d'utiliser intervalles d'agrégation décrits en 4.5, mais des techniques d'agrégation supplémentaires peuvent être utilisées pour le lissage, par exemple le filtre numérique spécifié dans la CEI 61000-4-7:2002.

Si l'une des valeurs efficaces sur 10/12 périodes est supérieure au courant pleine échelle spécifié, la valeur de courant efficace sur 10/12 périodes pour cet intervalle est «marquée».

– Méthode de classe B

Le constructeur et/ou l'utilisateur spécifient les intervalles de mesure.

A.5.3 Courant d'appel

A.5.3.1 Mesure

– Méthode de classe A

Le courant d'appel commence lorsque le courant $I_{\text{efficace demi-période}}$ s'élève au-dessus du seuil d'appel et se termine lorsque le courant $I_{\text{efficace demi-période}}$ est égal ou inférieur au seuil d'appel moins une valeur d'hystérésis choisie par l'utilisateur.

Il faut que les valeurs mesurées soient des $I_{\text{efficace demi-période}}$. Il convient que les intervalles d'une demi-période soient contigus et ne se recouvrent pas.

NOTE 1 Le seuil d'appel est fixé par l'utilisateur. En général, le seuil d'appel est supérieur à 120 % du courant nominal.

NOTE 2 Pour une bonne compréhension des phénomènes d'appel, il est utile que l'utilisateur ait à sa disposition la signature de tous les courants et de toutes les tensions. (Voir A.7.2).

– Méthode de classe B

La mesure est la valeur efficace du courant sur une courte période spécifiée par le constructeur.

A.5.3.2 Évaluation des mesures

– Méthode de classe A

Le courant d'appel peut en outre être caractérisé par:

- la durée entre le début et la fin du courant d'appel;
- la valeur maximale du courant d'appel mesuré $I_{\text{efficace demi-période}}$;
- la valeur efficace de toutes les valeurs de $I_{\text{efficace demi-période}}$ mesurées pendant la durée de l'appel.

A.5.2.2 Measurement uncertainty

– For class A performance

Over the specified influence quantity conditions described in 6.1, the measurement uncertainty ΔI should not exceed $\pm 0,1$ % of full scale.

– For class B performance

The manufacturer should specify the uncertainty ΔI over the specified influence quantity conditions described in 6.1. In all cases, the measurement uncertainty ΔI must not exceed $\pm 2,0$ % of full scale.

A.5.2.3 Measurement evaluation

For single-phase systems, there is a single r.m.s. current value. For 3-phase 3-wire systems, there are typically 3 r.m.s. current values; for 3-phase 4-wire systems, there are typically 4 current values. It is optional to measure the current in the earth conductor as well.

– For class A performance

Aggregation intervals as described in 4.5 should be used, but additional aggregation techniques might be used for smoothing, for example with a digital filter as specified in IEC 61000-4-7:2002.

If any of the 10/12-cycle r.m.s. values are greater than the full-scale current specified, the 10/12-cycle r.m.s. current value for that interval should be "flagged".

– For class B performance

The manufacturer or the user should specify the measurement intervals.

A.5.3 Inrush current

A.5.3.1 Measurement

– For class A performance

The inrush current begins when the $I_{\text{half cycle rms}}$ current rises above the inrush threshold, and ends when the $I_{\text{half cycle rms}}$ current is equal to or below the inrush threshold minus a user-selected hysteresis value.

The measurement should be the $I_{\text{half cycle rms}}$ values. Each half-cycle interval should be contiguous and non-overlapping.

NOTE 1 The inrush threshold is set by the user. Typically, the inrush threshold is greater than 120 % of the nominal current.

NOTE 2 For a full understanding of the inrush phenomena it is recommended that the user obtain a signature of all currents and voltages relating to the inrush current (see A.7.2).

– For class B performance

The measurement should be the r.m.s. value of the current over a short time interval specified by the manufacturer.

A.5.3.2 Measurement evaluation

– For class A performance

The inrush current can be further characterized by

- the time duration between the beginning and the end of the inrush current;
- the maximum value of inrush current measured $I_{\text{half cycle rms}}$ value;
- the square root of the mean of the squared $I_{\text{half cycle rms}}$ values measured during the inrush duration.

– **Méthode de classe B**

Pas d'exigence.

A.5.3.3 Incertitude de mesure

– **Méthode de classe A**

Dans le domaine des grandeurs d'influence décrit en 6.1, il convient que l'incertitude de mesure ΔI ne dépasse pas $\pm 0,5$ % de la valeur lue. L'incertitude sur la mesure de la durée est d'une demi-période.

– **Méthode de classe B**

Le constructeur spécifie:

- l'incertitude ΔI dans le domaine de variation des grandeurs d'influence défini en 6.1;
- la plage de courant.

Dans tous les cas, l'incertitude ΔI ne dépassera pas $\pm 5,0$ % de la valeur lue.

A.5.4 Harmoniques de courant

– **Méthode de classe A**

Pour les besoins de la présente norme, se référer à la définition de la mesure des harmoniques de courant donnée dans la CEI 61000-4-7:2002. Utiliser cette norme pour déterminer une mesure de sous-groupe d'harmoniques sans discontinuité sur 10/12 périodes, appelée $G_{sg,n}$.

Il convient d'utiliser les intervalles d'agrégation décrits en 4.5.

Une mesure d'harmoniques de courant sur 10/12 périodes est «marquée» si un creux ou une surtension temporaire à fréquence industrielle (voir 5.4) ou une coupure de tension (voir 5.5) se produisent pendant cet intervalle de temps.

– **Méthode de classe B**

Le constructeur spécifie les méthodes de mesure et d'agrégation.

A.5.5 Interharmoniques de courant

– **Méthode de classe A**

Pour les besoins de la présente norme, se référer à la définition de la mesure des interharmoniques de courant donnée dans la CEI 61000-4-7:2002. Utiliser cette norme pour déterminer des mesures de sous-groupe d'interharmoniques sans discontinuité sur 10/12 périodes, appelée $C_{isg,n}$.

Il convient d'utiliser les intervalles d'agrégation décrits en 4.5.

Une mesure d'interharmoniques de courant sur 10/12 périodes est «marquée» si un creux ou une surtension temporelle à fréquence industrielle (voir 5.4) ou une coupure de tension (voir 5.5) se produisent pendant cet intervalle de temps.

– **Méthode de classe B**

Le constructeur spécifie les méthodes de mesure et d'agrégation.

– **For class B performance**

No requirement.

A.5.3.3 Measurement uncertainty

– **For class A performance**

Over the range of influence quantities described in 6.1, the measurement uncertainty ΔI must not exceed $\pm 0,5$ % of reading. The uncertainty of the duration measured is one half-cycle.

– **For class B performance**

The manufacturer should specify

- the uncertainty ΔI over the specified influence quantities conditions described in 6.1,
- the range of current.

In all cases, the measurement uncertainty ΔI must not exceed $\pm 5,0$ % of reading.

A.5.4 Harmonic currents

– **For class A performance**

The basic measurement of current harmonics, for the purpose of this standard, is defined in IEC 61000-4-7:2002. Use that standard to determine a 10/12-cycle gapless harmonic sub-group measurement, denoted $G_{sg,n}$.

Aggregation intervals as described in 4.5 should be used.

A 10/12-cycle current harmonic measurement is marked "flagged" if either a voltage dip or voltage swell (see 5.4) or a voltage interruption (see 5.5) occurs during this time interval.

– **For class B performance**

The manufacturer should specify measurement and aggregation methods.

A.5.5 Interharmonic currents

– **For class A performance**

The basic measurement of current interharmonics, for the purpose of this standard, is defined in IEC 61000-4-7:2002. Use that standard to determine a 10/12-cycle gapless centred interharmonic sub-group measurements, denoted $C_{isg,n}$.

Aggregation intervals as described in 4.5 should be used.

A 10/12-cycle interharmonic current measurement is marked "flagged" if either a voltage dip or a voltage swell (see 5.4), or a voltage interruption (see 5.5) occurs during this time interval.

– **For class B performance**

The manufacturer should specify measurement and aggregation methods.

A.6 Indications pour l'application contractuelle des mesures de la qualité de l'alimentation

Cet article donne des indications sur la mesure de la qualité de l'alimentation à des fins contractuelles. Il souligne les facteurs qu'il convient que les parties concernées prennent en compte.

NOTE La description des paramètres de qualité de la tension est donnée ci-dessous.

Il convient de consulter A.6.1 «Considérations générales» avant de signer un contrat de qualité de l'alimentation, et A.6.2 «Considérations particulières» avant d'effectuer des mesures de qualité de l'alimentation destinées à vérifier la conformité aux termes d'un contrat.

A.6.1 Considérations générales

Il est nécessaire que les termes spécifiés dans le contrat soient à la fois réalisables par une partie et acceptables par l'autre. Il convient que le point de départ d'un contrat de qualité de l'alimentation soit une norme ou spécification de qualité de l'alimentation. Il convient de prendre en compte les valeurs indicatives de planification figurant dans les normes correspondantes de la CEI, comme par exemple la CEI 61000-2-2, la CEI 61000-2-4, la CEI 61000-2-12 et certaines parties de la CEI 61000-3-6 et de la CEI 61000-3-7.

Afin que les résultats soient représentatifs des conditions de fonctionnement normales, la campagne de mesure de la qualité de l'alimentation peut ne pas tenir compte de certaines données, sans pour autant les supprimer, lorsque le réseau est soumis à des perturbations sévères dues à:

- des conditions météorologiques exceptionnelles;
- des perturbations dues à des tiers;
- des interventions des autorités publiques;
- des grèves;
- des cas de force majeure;
- des avaries résultant d'événements extérieurs.

Il convient que le contrat précise si les données «marquées», telles que décrites dans la partie normative (voir 4.7) de la présente norme, sont exclues de l'analyse lors de l'évaluation des résultats pour vérification de conformité au contrat. Si les données marquées sont exclues, les résultats des mesures seront généralement indépendants les uns des autres pour chaque paramètre, et chaque paramètre pourra être plus facilement comparé à une valeur contractuelle. Si les données marquées sont incluses, les résultats des mesures seront en général plus directement liés aux effets de la qualité de l'alimentation sur les charges sensibles, mais seront beaucoup plus difficiles, voire impossibles, à comparer à des valeurs contractuelles.

NOTE Les données marquées indiquent qu'une perturbation peut avoir influencé une mesure et qu'en conséquence une perturbation unique peut avoir affecté plusieurs paramètres.

Lorsque des mesures de qualité de l'alimentation sont considérées nécessaires pour évaluer la conformité de la fourniture aux termes du contrat, il incombe à la partie qui considère que ces mesures sont nécessaires de prendre toutes dispositions utiles à leur exécution, si un contrôle permanent n'est pas déjà en place. Ceci n'empêche toutefois pas que le contrat précise qui doit effectuer les mesures. La consultation de tierces parties peut être nécessaire.

Le contrat indiquera comment le coût financier des mesures sera supporté par les parties concernées. Cela peut dépendre des résultats de mesures.

Il convient que les termes du contrat spécifient sa durée, la durée des mesures, les paramètres de qualité à mesurer et l'emplacement électrique du ou des instruments de mesure. Voir 6.2 pour des exemples de durée de mesure et de paramètres de qualité.

A.6 Guidelines for contractual applications of power quality measurements

This clause provides guidance on the measurement of power quality (PQ) for contractual purposes; it highlights factors that should be considered by the concerned parties.

NOTE The description of voltage quality parameters is discussed below.

It is recommended that A.6.1 should be consulted prior to entering into a PQ contract, whilst A.6.2 should be consulted prior to performing PQ measurements to test compliance with the contract terms.

A.6.1 General considerations

The terms specified in the contract will need to be both achievable by one party and acceptable to the other. The starting point for a PQ contract should be a PQ standard or specification. Consideration should be given to the planning and indicative values in the relevant IEC standards, for example, IEC 61000-2-2, IEC 61000-2-4, IEC 61000-2-12 and parts of IEC 61000-3-6 and IEC 61000-3-7.

In order to ensure that the results are representative of normal system operating conditions, the PQ measurement survey may discount but not discard data at times when the supply network is subject to severe disturbance resulting from

- exceptional weather conditions;
- third-party interference;
- acts by public authorities;
- industrial action;
- force majeure;
- power shortages resulting from external events.

The contract should specify whether flagged data, as described in the normative part (see 4.7) in this standard, should be excluded from the analysis when assessing the results for contract compliance. If flagged data are excluded, the measurement results will generally be mutually independent for each parameter, and each parameter may be more easily compared directly to a contractual value. If flagged data is included, the measurement results will generally be more directly related to the effects of power quality on sensitive loads, but will be far more difficult or even impossible to compare to any contractual values.

NOTE Flagged data indicate that a disturbance might have influenced the measurement and that consequently a single disturbance might have affected multiple parameters.

When PQ measurements are considered necessary to assess compliance of the supply against contract terms, it is the responsibility of the party that considers the measurements necessary to arrange for them to be performed, if permanent monitoring is not already available. However, this should not preclude the contract from detailing who should perform the measurements. There might be a need to consult third parties.

The contract should indicate how the financial cost of the measurements is to be borne by the concerned parties. This can be dependent upon the measurement results.

The terms of this contract should specify the duration of the contract, the measurement time interval, the PQ parameters to be measured and the electrical location of the measuring instrument(s). See 6.2 for examples of measurement time interval and PQ parameters.