

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Measuring relays and protection equipment –
Part 187-1: Functional requirements for differential protection – Restrained and
unrestrained differential protection of motors, generators and transformers**

**Relais de mesure et dispositifs de protection –
Partie 187-1: Exigences fonctionnelles pour la protection différentielle –
Protection différentielle avec et sans caractéristique de retenue des moteurs,
générateurs et transformateurs**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2021 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee, ...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and once a month by email.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: sales@iec.ch.

IEC online collection - oc.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 18 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications IEC

Le contenu technique des publications IEC est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études, ...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et une fois par mois par email.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: sales@iec.ch.

IEC online collection - oc.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Measuring relays and protection equipment –
Part 187-1: Functional requirements for differential protection – Restrained and
unrestrained differential protection of motors, generators and transformers**

**Relais de mesure et dispositifs de protection –
Partie 187-1: Exigences fonctionnelles pour la protection différentielle –
Protection différentielle avec et sans caractéristique de retenue des moteurs,
générateurs et transformateurs**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.120.70

ISBN 978-2-8322-4044-1

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

CONTENTS

FOREWORD.....	11
1 Scope.....	13
2 Normative references	14
3 Terms and definitions	14
4 Specification of the function.....	18
4.1 General.....	18
4.2 Input energizing quantities/energizing quantities	19
4.2.1 General	19
4.2.2 Connections	19
4.3 Binary input signals.....	19
4.4 Functional logic.....	22
4.4.1 General	22
4.4.2 Phase biased differential protection	22
4.4.3 Biased restricted earth fault protection	24
4.4.4 Compensation of energizing quantities	25
4.4.5 Additional restraint or blocking methods	26
4.5 Binary output signals	27
4.5.1 General	27
4.5.2 Start (pick-up) signals.....	27
4.5.3 Operate (trip) signals.....	27
4.5.4 Other output signals	27
4.6 Additional influencing functions and conditions	27
4.6.1 General	27
4.6.2 Operation during CT saturation.....	28
4.6.3 Switch onto fault.....	28
4.6.4 Energizing quantity failure (CT supervision).....	28
4.6.5 Off-nominal frequency operation.....	28
4.6.6 Geomagnetically induced currents (GIC).....	28
5 Performance specification	29
5.1 General.....	29
5.2 Effective and operating ranges.....	29
5.3 Steady state accuracy tests in the effective range.....	29
5.3.1 General	29
5.3.2 Test related to the declared thermal withstand current.....	30
5.3.3 Basic characteristic accuracy.....	30
5.3.4 Ratio compensation accuracy	30
5.3.5 Phase (vector) compensation validity.....	31
5.3.6 Zero sequence compensation validity	31
5.3.7 Harmonic restraint basic accuracy	31
5.3.8 Basic accuracy of time delay settings	31
5.3.9 Disengage time.....	31
5.4 Dynamic performance in operating range	32
5.4.1 General	32
5.4.2 Typical operate time	32
5.4.3 Relay stability for external faults	32
5.4.4 Relay behaviour for internal fault preceded by an external fault	33
5.5 Stability during magnetizing inrush conditions	33

5.6	Stability during overexcitation conditions	33
5.7	Presence of harmonics on load	33
5.8	Performance during saturation of current transformers	33
5.9	Behaviour of differential protection with digital interface for the energizing quantities	34
6	Functional tests	34
6.1	General	34
6.2	Test related to the declared thermal withstand current	35
6.3	Steady state accuracy tests in effective range	35
6.3.1	General	35
6.3.2	Basic characteristic accuracy	37
6.3.3	Ratio (magnitude) compensation accuracy	44
6.3.4	Phase (vector) compensation validity	45
6.3.5	Zero sequence compensation validity	47
6.3.6	Harmonic restraint basic accuracy test under steady state conditions at nominal frequency	50
6.3.7	Accuracy related to time delay setting	52
6.3.8	Determination and reporting of the disengage time	54
6.4	Dynamic performance tests	55
6.4.1	General	55
6.4.2	Operate time for double infeed network model (restrained operation)	57
6.4.3	Operate time for double infeed network model (unrestrained operation)	68
6.4.4	Operate time for radial single infeed network model (restrained operation)	73
6.4.5	Operate time for radial single infeed network model (unrestrained operation)	86
6.4.6	Reporting of typical operate time	89
6.4.7	Stability for external faults	95
6.5	Relay behaviour for internal fault preceded by an external fault	112
6.5.1	General	112
6.5.2	Application specific considerations: transformer differential	112
6.5.3	Application specific considerations: biased restricted earth fault	115
6.5.4	Application specific considerations: generator differential	119
6.5.5	Reporting	122
6.6	Stability during inrush conditions	123
6.6.1	General	123
6.6.2	Application specific considerations: transformer differential	123
6.7	Stability during overexcitation conditions	128
6.7.1	General	128
6.7.2	Application specific considerations: transformer differential	128
6.8	Performance with load harmonics	133
6.8.1	General	133
6.8.2	Application specific considerations: transformer differential	133
6.8.3	Application specific considerations: generator or motor differential	137
6.8.4	Application specific considerations: biased restricted earth fault	140
6.8.5	Reporting	142
7	Documentation requirements	143
7.1	Type test report	143
7.2	Other user documentation	143

Annex A (informative) Examples of phase (vector) compensation and zero sequence compensation schemes.....	144
A.1 General.....	144
A.2 Y→d conversion.....	145
A.2.1 Current conversion	145
A.2.2 Three-phase fault at Y (star/wye) side	146
A.2.3 Phase-phase fault at Y (star/wye) side.....	147
A.2.4 Single-phase fault at Y (star/wye) side.....	147
A.2.5 Three-phase fault at delta side	148
A.2.6 Phase-phase fault at delta side.....	149
A.2.7 Single-phase fault at delta side.....	149
A.2.8 Ratio between start currents under different fault types	152
A.3 d→Y conversion.....	152
A.3.1 Current conversion	152
A.3.2 Three-phase fault at Y (star/wye) side	153
A.3.3 Phase-phase fault at Y (star/wye) side.....	153
A.3.4 Single-phase fault at Y (star/wye) side.....	153
A.3.5 Three-phase fault at delta side	154
A.3.6 Phase-phase fault at delta side.....	154
A.3.7 Single-phase fault at delta side.....	155
A.3.8 Ratio between start currents under different fault types	155
Annex B (normative) Calculation of mean, median and mode.....	156
B.1 Mean	156
B.2 Median.....	156
B.3 Mode	156
B.4 Example	156
Annex C (normative) CT requirements.....	157
C.1 General.....	157
C.2 Transformer differential protection	161
C.2.1 General	161
C.2.2 Fault 1	161
C.2.3 Fault 2	162
C.2.4 Fault 3	162
C.3 Transformer restricted earth fault protection	163
C.3.1 General	163
C.3.2 Fault 1	163
C.3.3 Fault 2	164
C.3.4 Fault 3	164
C.4 Generator differential protection.....	165
C.4.1 General	165
C.4.2 Fault 2	165
C.4.3 Criteria and additional conditions.....	166
C.5 Motor differential protection	166
C.5.1 General	166
C.5.2 Fault 1	166
C.5.3 Criteria and additional conditions.....	166
C.5.4 Start of motor, security case	167
C.5.5 Criteria and additional conditions.....	167
C.6 Reporting.....	167

Annex D (informative) CT saturation and influence on the performance of differential relays	168
Annex E (informative) Guidance on dimensioning of CTs for transformer differential protection	173
E.1 General.....	173
E.2 Example 1.....	174
E.2.1 General	174
E.2.2 Verification of CT1 – Internal fault	175
E.2.3 Verification of CT1 – External fault	175
E.2.4 Verification of CT2.....	176
E.3 Example 2.....	177
E.3.1 General	177
E.3.2 Dimensioning of CT1	178
E.3.3 Dimensioning of CT2	179
Annex F (informative) Examples of test procedures to determine CT sizing requirements for differential protection.....	181
F.1 General.....	181
F.2 Test data	183
F.2.1 General	183
F.2.2 Network model for CT requirement tests for the transformer differential protection	183
F.2.3 Network model for CT requirement tests for the transformer restricted earth fault protection.....	187
F.3 CT data and CT models	189
F.4 Test summary	197
Annex G (normative) Ramping methods for testing basic characteristic accuracy.....	199
G.1 General.....	199
G.2 Pre-fault condition.....	199
G.3 Pseudo-continuous ramp	199
G.4 Ramp of shots.....	201
Annex H (informative) Example of COMTRADE file for an evolving fault test case	203
Annex I (normative) Definition of fault inception angle.....	204
Bibliography.....	205
Figure 1 – Explanatory diagram for start time, operate time and disengage time	17
Figure 2 – Simplified biased differential functional block diagram.....	18
Figure 3 – Primary current reference direction	21
Figure 4 – Typical restrained element (biased) characteristic.....	23
Figure 5 – Typical unrestrained element characteristic.....	23
Figure 6 – Example of combined characteristic using restrained and unrestrained elements.....	24
Figure 7 – Basic error of the operating characteristic	30
Figure 8 – Example of an operating characteristic in the I_{DIFF}/I_{REST} plane with a tolerance band.....	37
Figure 9 – Test cases for differential characteristic basic accuracy	39
Figure 10 – Example of a differential characteristic with test lines "a" to "h"	40
Figure 11 – Machine differential protection	40
Figure 12 – Test sequence for basic characteristic accuracy.....	42

Figure 13 – Machine restricted earth fault protection.....	44
Figure 14 – Example for documenting the test results for differential relay characteristic	45
Figure 15 – Ratio (magnitude) compensation accuracy test	46
Figure 16 – Secondary three-phase and double-phase injection for Winding 1 (example)	47
Figure 17 – Secondary single-phase and three-phase injections for Winding 1 (example)	49
Figure 18 – Zero sequence current injection on the Y side of the transformer	50
Figure 19 – Zero sequence current injection on the delta side of the transformer	50
Figure 20 – Example of a rated frequency harmonic restraint characteristic with visualization of test lines	53
Figure 21 – Sequence of events for testing the disengage time.....	55
Figure 22 – Double infeed network model for operate time tests	58
Figure 23 – Test sequence for double infeed network model – Restrained operation (transformer).....	62
Figure 24 – Double infeed network model for operate time tests	63
Figure 25 – Test sequence for double infeed network model – Restrained operation (REF).....	66
Figure 26 – Double infeed network model for operate time tests	67
Figure 27 – Test sequence for double infeed network model – Restrained operation (generator).....	70
Figure 28 – Test sequence for double infeed network model – Unrestrained operation (transformer).....	73
Figure 29 – Single infeed network model for operate time tests	74
Figure 30 – Test sequence radial single infeed network model – Restrained operation	78
Figure 31 – Single infeed network model for operate time tests	79
Figure 32 – Test sequence for radial single infeed network – Restrained operation (generator).....	82
Figure 33 – Single infeed network model for operate time tests	83
Figure 34 – Test sequence for radial single infeed network – Restrained operation (motor).....	86
Figure 35 – Test sequence for radial single infeed network – Unrestrained operation	89
Figure 36 – Example of distribution of the operate time for one application	93
Figure 37 – Operate time as a function of the off-nominal frequency values (effective range is the specified range of ± 10 % of nominal frequency).....	95
Figure 38 – Operate time as a function of the off-nominal frequency values (accuracy range beyond the specified range of ± 10 % of nominal frequency)	96
Figure 39 – Double infeed network model for stability tests.....	97
Figure 40 – Sequence of fault injection for stability due to external faults (transformer)	100
Figure 41 – Double infeed network model for stability tests.....	101
Figure 42 – Sequence of fault injection for stability due to external faults (REF)	104
Figure 43 – Double infeed network model for stability tests.....	105
Figure 44 – Sequence of fault injection for stability due to external faults (generator)	108
Figure 45 – Double infeed network model for stability tests.....	109
Figure 46 – Sequence of fault injection for stability due to external faults (motor)	112

Figure 47 – Double infeed network model for internal fault preceded by an external fault....	112
Figure 48 – Double infeed network model for internal fault preceded by an external fault test	116
Figure 49 – Double infeed network model for internal fault preceded by an external fault test	119
Figure 50 – Power transformer inrush current waveform	124
Figure 51 – Comparison of waveforms	125
Figure 52 – Connection for the relay when current is injected from Y winding	126
Figure 53 – Connection for the relay when current is injected from delta winding	127
Figure 54 – Power transformer overexcitation current waveform injected from Y winding	129
Figure 55 – Overexcitation current waveform injected from delta winding.....	129
Figure 56 – Comparison of the waveforms injected from Y winding	130
Figure 57 – Comparison of the waveforms injected from delta winding.....	131
Figure 58 – Three-phase overexcitation current waveform injected from Y winding	132
Figure 59 – Three-phase overexcitation current waveform injected from delta winding.....	133
Figure 60 – Test with superimposed harmonics on load – Transformer protection	133
Figure 61 – Three-phase load current waveform on the Y side of the transformer with superimposed harmonics	137
Figure 62 – Three-phase load current waveforms on the delta side of the YNd1 transformer with superimposed harmonics	137
Figure 63 – Test with superimposed harmonics on load	138
Figure 64 – Test with superimposed harmonics on load – Restricted earth fault protection .	140
Figure A.1 – Example of a transformer.....	144
Figure A.2 – Current vectors	145
Figure A.3 – Three-phase injection at Y (star/bye) side	147
Figure A.4 – Phase-phase injection at Y (star/bye) side	147
Figure A.5 – Single-phase injection at Y (star/bye) side.....	148
Figure A.6 – Three-phase injection at delta side	149
Figure A.7 – Phase-phase injection at delta side.....	149
Figure A.8 – Internal single-phase fault at delta side with neutral grounding transformer in the system	150
Figure A.9 – Single-phase injection at delta side.....	150
Figure A.10 – External single-phase fault at delta side with neutral grounding transformer inside protected zone	151
Figure C.1 – Fault positions to be considered for specifying the CT requirements	160
Figure C.2 – Fault positions to be considered for transformer differential protection.....	161
Figure C.3 – Fault positions to be considered for the restricted earth fault protection.....	163
Figure C.4 – External fault position to be considered for the generator differential protection	165
Figure C.5 – Internal fault position to be considered for the motor differential protection.....	166
Figure D.1 – Fault positions to be considered for specifying the CT requirements	170
Figure D.2 – Additional fault position to be considered in case of summation of currents	170
Figure E.1 – Transformer differential relay example 1	174
Figure E.2 – Transformer differential relay example 2	177
Figure F.1 – Network models and fault positions for transformer differential protection	184

Figure F.2 – Network models and fault positions for transformer restricted earth fault protection	187
Figure F.3 – Excitation characteristic for the high-remanence basic CT	191
Figure F.4 – Magnetization curve for the high-remanence type basic CT.....	193
Figure F.5 – Secondary current at the limit of saturation caused by the AC component with no remanent flux in the CT	194
Figure F.6 – Secondary current in case of maximum DC offset	194
Figure F.7 – Excitation characteristics for non-remanence and high-remanence type basic CTs	196
Figure F.8 – Magnetization curve for non-remanence type basic CTs.....	197
Figure G.1 – Secondary injected currents for the simulation of a through load of 30 %	200
Figure G.2 – Pseudo-continuous ramp in the restraining current – Differential current plane in the time domain	201
Figure G.3 – Ramp of shots showing differential step change and the time step	202
Figure G.4 – Ramp of shots with binary search algorithm.....	202
Figure I.1 – Graphical definition of fault inception angle.....	204
Table 1 – Example of effective and operating ranges of differential protection	29
Table 2 – Frequencies for steady state accuracy tests when the frequency effective range is equal to ± 5 % of nominal frequency.....	36
Table 3 – Frequencies for steady state accuracy tests when the frequency effective range is larger than ± 5 % of nominal frequency	36
Table 4 – Example frequencies for steady state accuracy tests when the frequency effective range is narrower than ± 5 % of nominal frequency.....	36
Table 5 – Test points for differential characteristic basic accuracy	38
Table 6 – Test lines on the differential characteristic (Figure 10)	39
Table 7 – Basic characteristic accuracy	43
Table 8 – Example of start ratios resulting from phase (vector) compensation	47
Table 9 – Example of start ratios resulting from zero sequence compensation	50
Table 10 – Test points for rated frequency harmonic restraint.....	51
Table 11 – Reporting example of test results for harmonic restraint basic accuracy test	52
Table 12 – Results of time delay tests	53
Table 13 – Reported time delay	53
Table 14 – Results of disengage time for all the tests	55
Table 15 – Frequencies for dynamic performance tests when the frequency operating range is equal to ± 10 % of nominal frequency.....	55
Table 16 – Frequencies for dynamic performance tests when the frequency operating range is wider than ± 10 % of nominal frequency	55
Table 17 – Example frequencies for dynamic performance tests when the frequency operating range is narrower than ± 10 % of nominal frequency	56
Table 18 – Double infeed network model	58
Table 19 – Source impedances for double infeed network model – Restrained operation (e.g. 50 Hz ± 10 % operating range).....	59
Table 20 – Double infeed network model	62
Table 21 – Source impedances for double infeed network model – Restrained operation (e.g. 50 Hz ± 10 % operating range).....	63
Table 22 – Double infeed network model	66

Table 23 – Source impedances for double infeed network model – Restrained operation (e.g. 50 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	67
Table 24 – Source impedances for double infeed network model – Unrestrained operation (e.g. 60 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	70
Table 25 – Single infeed network model.....	74
Table 26 – Source impedances for radial single infeed network model – Restrained operation (e.g. 50 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	74
Table 27 – Single infeed network model.....	78
Table 28 – Source impedances for radial single infeed network model – Restrained operation (e.g. 50 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	79
Table 29 – Single infeed network model.....	82
Table 30 – Source impedances for radial single infeed network model – Restrained operation (e.g. 50 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	83
Table 31 – Source impedances for radial single infeed network model – Unrestrained operation (e.g. 60 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	86
Table 32 – Fault statistics for typical operate time of transformer protection (nominal frequency only).....	89
Table 33 – Fault statistics for typical operate time of biased restricted earth fault protection (nominal frequency only).....	90
Table 34 – Fault statistics for typical operate time of generator protection (nominal frequency only).....	90
Table 35 – Fault statistics for typical operate time of motor protection (nominal frequency only).....	90
Table 36 – Operate time classes.....	91
Table 37 – Corresponding operate time classes.....	91
Table 38 – Number of operate times and percentage.....	92
Table 39 – Example of typical operate time at nominal frequency (mode, median, mean).....	93
Table 40 – Examples of operate times (50 Hz nominal, CT configuration 500 A/1 A and 1 000 A/1 A, power transformer protection).....	94
Table 41 – Double infeed network model.....	96
Table 42 – Source impedances for double infeed network model stability tests (e.g. 50 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	97
Table 43 – Double infeed network model.....	100
Table 44 – Source impedances for double infeed network model stability tests (e.g. 50 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	101
Table 45 – Double infeed network model.....	104
Table 46 – Source impedances for double infeed network model stability tests (e.g. 50 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	105
Table 47 – Double infeed network model.....	108
Table 48 – Source impedances for double infeed network model stability tests (e.g. 50 Hz $\pm$ 10 % operating range).....	109
Table 49 – Double infeed network model.....	113
Table 50 – Source impedances, fault resistances and pre-fault conditions for internal fault preceded by an external fault (e.g. for 50 Hz power system frequency).....	113
Table 51 – Double infeed network model.....	116
Table 52 – Source impedances, fault resistances and pre-fault conditions for internal fault preceded by an external fault tests (e.g. for 50 Hz power system frequency).....	117
Table 53 – Double infeed network model.....	120

Table 54 – Source impedances, fault resistances and pre-fault conditions for internal fault preceded by an external fault tests (e.g. for 50 Hz power system frequency).....	120
Table 55 – Operate time for internal fault preceded by an external fault and for internal fault when the relay always operated	122
Table 56 – Operate time for internal fault preceded by an external fault and for internal fault when the relay did not always operate.....	123
Table 57 – Coefficients of the inrush current waveforms	124
Table 58 – Nameplate data for test-transformers	125
Table 59 – Parameter k values.....	125
Table 60 – Coefficient of the overexcitation waveforms.....	130
Table 61 – Test data for the transformer	131
Table 62 – Transformer data for the superimposed harmonics on load test	134
Table 63 – Fundamental component of load current in pu	134
Table 64 – Harmonic content for superimposed harmonics on load test	134
Table 65 – Harmonic phase angles for superimposed harmonics on load test	134
Table 66 – Generator or motor data for the superimposed harmonics on load test	138
Table 67 – Harmonic phase angles for superimposed harmonics on load test	139
Table 68 – Transformer data for the superimposed harmonics on load test	141
Table 69 – Harmonic phase angles for superimposed harmonics on load test	141
Table A.1 – Transformer data	144
Table A.2 – Start currents under different fault types	152
Table A.3 – Start currents under different fault types	155
Table C.1 – Levels of remanent or remaining flux to be considered for external faults.....	159
Table C.2 – Levels of remanent or remaining flux to be considered for external faults when the difference of size between the CTs is limited	159
Table E.1 – Fault currents.....	174
Table E.2 – Fault currents.....	177
Table F.1 – Specification of test cases for the transformer differential protection – Internal and external faults with one saturated CT	185
Table F.2 – Specification of test cases for the transformer differential protection – External faults with two saturated CTs	186
Table F.3 – Example time constants with corresponding R/X ratios.....	186
Table F.4 – Specification of test cases for the transformer restricted earth fault protection – Internal and external faults with one saturated CT	188
Table F.5 – Specification of test cases for the transformer restricted earth fault protection – External faults with two saturated CTs	188
Table F.6 – Excitation characteristic data for the high-remanence basic CT	190
Table F.7 – Magnetization curve data for the high-remanence type basic CT	193
Table F.8 – Excitation characteristic data for the non-remanence type basic CT	196
Table F.9 – Magnetization curve data for non-remanence type CT	197
Table G.1 – Restraining and differential currents for different definitions of the restraining current.....	200
Table I.1 – Fault type and reference voltage	204

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

MEASURING RELAYS AND PROTECTION EQUIPMENT –**Part 187-1: Functional requirements for differential protection –
Restrained and unrestrained differential protection of motors,
generators and transformers****FOREWORD**

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

IEC 60255-187-1 has been prepared by IEC technical committee 95: Measuring relays and protection equipment. It is an International Standard.

This document, together with IEC 60255-187-2 and IEC 60255-187-3, cancels and replaces IEC 60255-13. This document constitutes a technical revision.

This document includes the following significant technical changes with respect to IEC 60255-13:

- a) IEC 60255-13 has been significantly revised to follow the common structure of the functional standards for protection relays (IEC 60255-1xx series). IEC 60255-187-1 has been developed to address the restrained and unrestrained differential protection of motors, generators and transformers. The revisions include detailed description of the functions including the performance specification, testing and documentation requirements.

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

FDIS	Report on voting
95/465/FDIS	95/471/RVD

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

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

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

This International Standard contains attached files in COMTRADE file format. Configuration file: IEC 60255-187-1_External_Internal_YY0_50 Hz_4 kHz.CFG and data file: IEC 60255-187-1_External_Internal_YY0_50 Hz_4 kHz.DAT. These files are intended to be used as a complement and do not form an integral part of the document.

A list of all parts in the IEC 60255 series, published under the general title *Measuring relays and protection equipment*, can be found on the IEC website.

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

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

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

MEASURING RELAYS AND PROTECTION EQUIPMENT –

Part 187-1: Functional requirements for differential protection – Restrained and unrestrained differential protection of motors, generators and transformers

1 Scope

This part of IEC 60255 specifies the minimum requirements for functional and performance evaluation of (longitudinal) differential protection designed for the detection of faults in ac motors, generators and transformers. This document also defines how to document and publish performance test results.

This document covers the differential protection function whose operating characteristic can be defined on a bias-differential plane. It includes specification of the protection function, measurement characteristics, compensation of energizing quantities, additional restraint or blocking methods (for overexcitation and magnetizing inrush), starting and time delay characteristics. This document also covers unrestrained differential protection functions traditionally combined with the restrained (biased) differential element to form a single differential relay.

This document defines the influencing factors that affect the accuracy under steady state conditions and performance characteristics during dynamic conditions. The test methodologies for verifying performance characteristics and accuracy are also included in this document.

This document also includes current transformer requirements for the protection functions.

The differential protection functions covered by this document are as follows:

	IEEE/ANSI C37.2 function numbers	IEC 61850-7-4 logical nodes
Transformer differential	87T	PDIF
Motor differential	87M	PDIF
Generator differential	87G	PDIF
Restricted earth fault (ground differential)	87N	PDIF
Inrush restraint or inrush blocking		PHAR
Overexcitation restraint or overexcitation blocking		PHAR

This document does not specify the functional description of additional features often associated with biased differential relays such as current transformer (CT) supervision (CTS), switch onto fault (SOTF) and detection of geo-magnetically induced currents (GIC).

This document does not cover differential relays designed for bus bar protection (including high impedance differential protection and low impedance differential protection) or line protection. Additionally, this document does not explicitly cover generator incomplete longitudinal differential protection, generator split-phase transverse differential protection, self-balancing or magnetic balanced protection scheme, differential protection of phase-shifting transformers, directional restricted earth fault protection, railway transformers, convertor transformers and reactors. However, the principles covered by this document can be extended to provide guidance on these applications.

The general requirements for measuring relays and protection equipment are defined in IEC 60255-1.

2 Normative references

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

IEC 60255-1, *Measuring relays and protection equipment – Part 1: Common requirements*

IEC 61850-8-1, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3*

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

IEC 61869-9, *Instrument transformers – Part 9: Digital interface for instrument transformers*

3 Terms and definitions

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

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

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

3.1

differential relay

measuring relay that is intended to respond to the difference of the phasors and/or instantaneous values between specified incoming and outgoing electric currents

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-01-40]

3.2

biased relay

measuring relay, the characteristic of which is changed by means of an electrical bias

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-01-37]

3.3

percentage relay

biased relay, the characteristic of which is changed according to a percentage relationship of given input energizing quantity(ies)

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-01-38]

3.4

longitudinal differential protection

protection the operation and selectivity of which depend on the comparison of magnitude or the phase and magnitude of the currents at the ends of the protected section

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-14-16, modified – The second preferred term "line differential protection (US)" has been deleted.]

3.5

transverse differential protection

protection applied to parallel connected circuits and in which operation depends on unbalanced distribution of currents between them

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-14-17]

3.6

high impedance differential protection

current differential protection using a current differential relay whose impedance is high compared with the impedance of the secondary circuit of a saturated current transformer

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-14-22]

3.7

low impedance differential protection

current differential protection using a current differential relay whose impedance is not high compared with the impedance of the secondary circuit of a saturated current transformer

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-14-23]

3.8

characteristic quantity

electric quantity, or one of its parameters, the name of which characterizes a measuring relay or protection equipment and the values of which are the subject of accuracy requirements

Note 1 to entry: For restrained differential protection, the characteristic quantities are the differential current and the restraining current. For unrestrained differential protection, the characteristic quantity is the differential current.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-07-01, modified – The examples have been deleted, and a note to entry has been added.]

3.9

differential current

current which is the phasor and/or instantaneous value difference between specified incoming and outgoing currents

Note 1 to entry: Differential current is the characteristic quantity of differential protection.

3.10

restraining current

bias current

combination of incoming and outgoing currents, which restrains operation of the relay

3.11

through current

portion of the total incoming current that is also present in the outgoing current

3.12

start current

pick-up current

value of differential current at which a differential function starts

3.13

restraint percentage

ratio, expressed as a percentage, between the differential current and the restraining current up to which the relay does not operate

Note 1 to entry: The definition of restraint percentage ignores an error, which may not be negligible, due to the finite characteristic quantity required under zero restraint conditions. This may be taken into account when necessary.

3.14

restrained operation

operation originated from the differential current exceeding a variable threshold formed by other energizing quantities and/or derived signals of energizing quantities, for example the through current

3.15

unrestrained operation

operation originated from the differential current exceeding a constant threshold

3.16

operating range

interval for which the measuring relay or protection equipment under specified conditions is able to perform its intended function(s) in accordance with the specified requirements

Note 1 to entry: When accuracy requirements have to be met, see "effective range" (3.17).

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-03-16]

3.17

effective range

interval of an input energizing quantity or characteristic quantity within which the accuracy requirements are met

Note 1 to entry: The effective range is part of the operating range.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-07-08]

3.18

start time

pick-up time

duration between the instant a specified change is made in the value(s) of the input energizing quantity(ies) that will cause the measuring relay or protection equipment in initial condition or reset condition to start (pick up) and the instant it starts (picks up)

SEE: Figure 1.

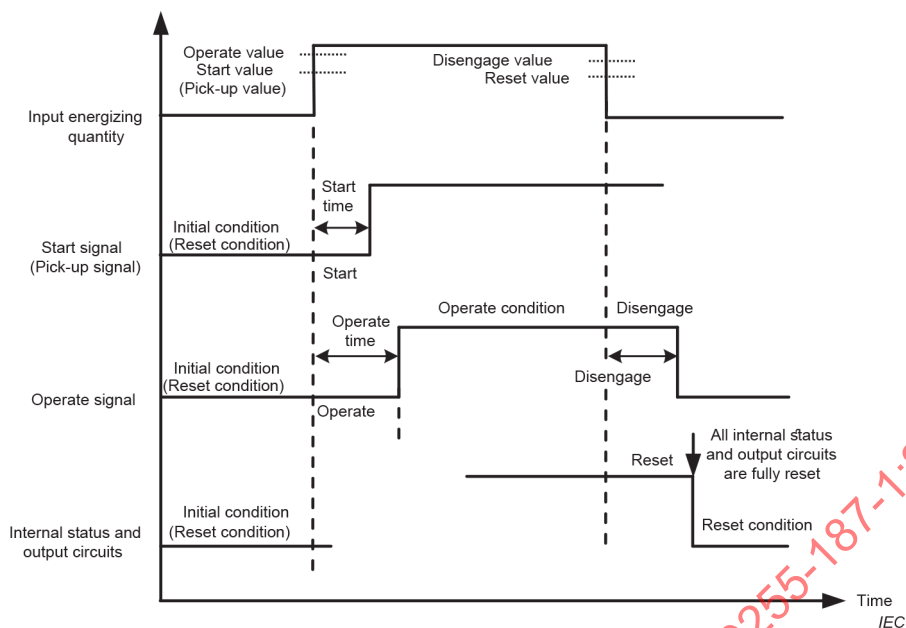


Figure 1 – Explanatory diagram for start time, operate time and disengage time

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-05-11, modified – The figures have been removed and replaced by Figure 1, the Note to entry has been deleted.]

3.19

operate time

duration between the instant a specified change is made in the value(s) of the input energizing quantity(ies) that will cause the measuring relay or protection equipment in initial condition to operate and the instant it operates

SEE: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-05-05, modified – The figure has been removed and reference to Figure 1 has been added.]

3.20

disengage

terminate a function previously effected in a given output circuit

SEE: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-02-17, modified – The figure has been removed and reference to Figure 1 has been added.]

3.21

disengage time

duration between the instant a specified change is made in the value(s) of the Input energizing quantity(ies) that will cause the measuring relay or protection equipment in operate condition to disengage and the instant it disengages

SEE: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-05-10, modified – The figure has been removed and reference to Figure 1 has been added.]

3.22

reset

switch to a reset condition

SEE: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-02-05, modified – The figure has been removed and reference to Figure 1 has been added.]

3.23

reset condition

condition when all internal states (of moving parts and/or integrators, etc.) and output circuits of a measuring relay or protection equipment are either fully reset or at a specified condition in relation to the operate condition

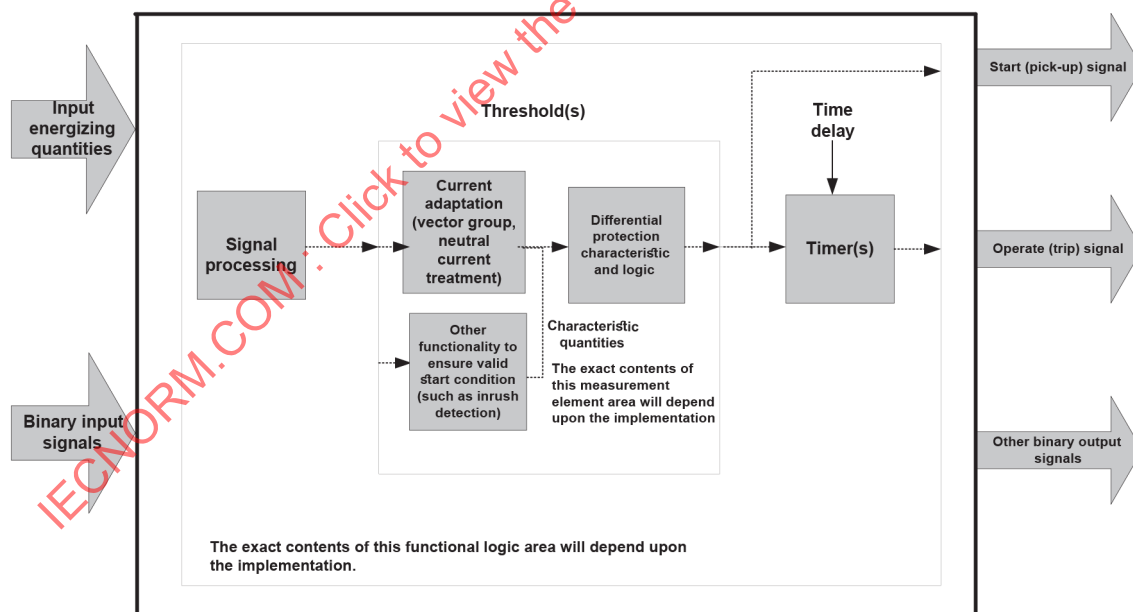
SEE: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-02-02, modified – The figure has been removed and reference to Figure 1 has been added.]

4 Specification of the function

4.1 General

The conceptual biased differential protection function with its input energizing quantities, binary input signals, functional logic, settings and binary output signals is shown in Figure 2. The manufacturer shall provide the functional block diagram of the specific implementation.



IEC

Figure 2 – Simplified biased differential functional block diagram

4.2 Input energizing quantities/energizing quantities

4.2.1 General

The input energizing quantities are measuring signals, such as phase currents and neutral currents of the different windings or sides of the protected object. Their ratings and relevant requirements are specified in IEC 60255-1.

Input energizing quantities can be presented to the functional protection logic algorithm either hardwired from current transformers or as a data packet over communication ports using an appropriate data communication protocol, such as IEC 61850-9-2.

The energizing quantities used by the biased differential protection function need not be directly the current at the secondary side of the current transformer. Therefore, the measuring relay documentation shall state the type of energizing quantities used by the biased differential function. Examples of energizing quantities include:

- three-phase current measurement (two or more groups),
- negative sequence current,
- neutral current or residual current measurement,
- voltage (example usage: frequency tracking).

The type of measurement of the energizing quantity and its method of calculation shall be stated by the manufacturer. Examples include:

- RMS value of the signal,
- RMS value of the fundamental component of the signal,
- RMS value of a specific harmonic component of the signal,
- peak values of the signal,
- instantaneous value of the signal.

4.2.2 Connections

The manufacturer shall describe the assumed reference direction for all measured primary currents.

It is recommended to use the "node equations notation" for the positive reference direction as indicated in Figure 3. With this notation, a positive primary current is a current flowing into the protected object.

The connection of the current transformers (star or delta), the earthing of the secondary windings and/or the polarity of the secondary signals and any relevant settings shall be specified by the manufacturer. Settings including the sign of the values associated with connection parameters, if any, can be included within the compensation of energizing quantities discussed in 4.4.4.

Where the input energizing quantity is a data packet received via a communication port(s) using a suitable communication protocol (such as IEC 61869-9), all relevant settings shall be specified by the manufacturer.

4.3 Binary input signals

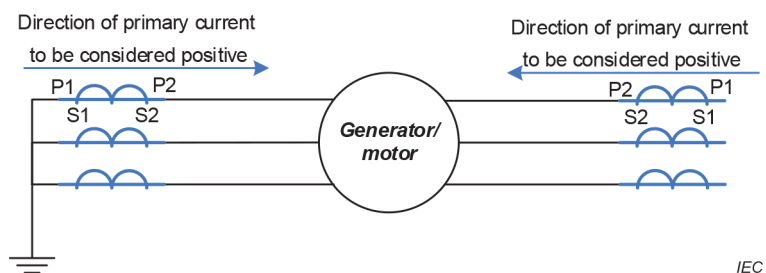
If any binary input signals (externally or internally driven) are used, their influence on the biased differential function shall be clearly described on the functional logic diagram in the manufacturer's documentation. Additional textual description may also be provided if this can further clarify the functionality of the input signals and their intended usage.

Binary input signals to this function may emanate from a number of different sources. Examples include:

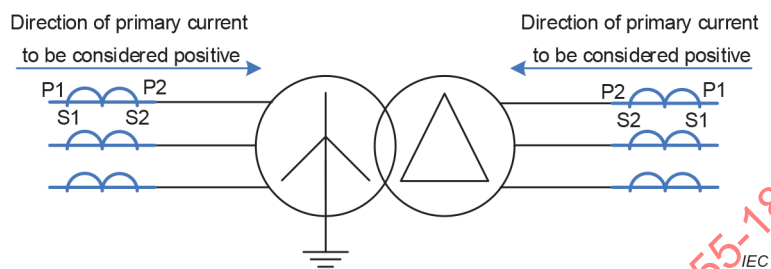
- traditionally wired to physical (typically optically isolated) inputs,
- via a communications port from external devices,
- via internal logical connections from other functional elements within the relay, and
- via internal logical connections within the biased differential element.

The method of receiving the signal is largely irrelevant except to conform to operational requirements. For example, inrush blocking should prevent biased differential function tripping and hence the time taken to generate the blocking signal and deliver it to the biased differential element should be faster than the biased differential protection function operate time. Definitions, ratings and standards for physical binary input signals are specified in IEC 60255-1.

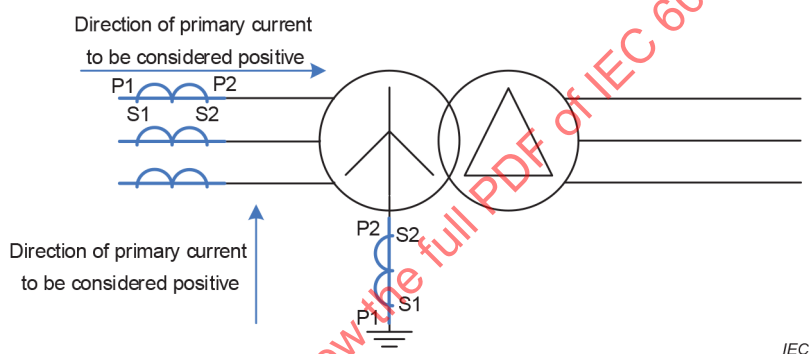
IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021



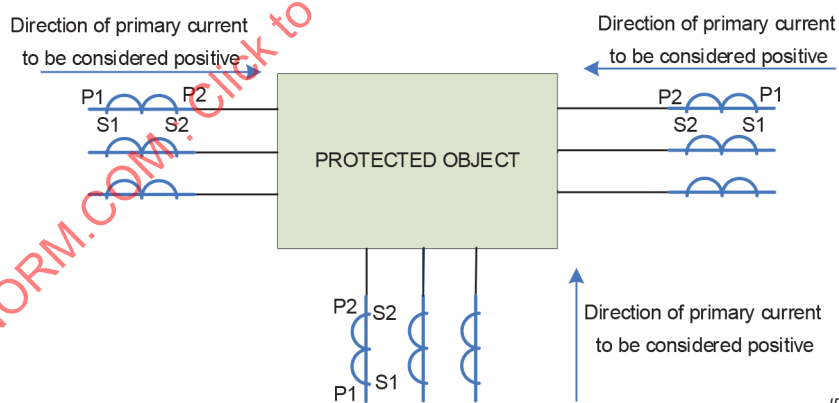
(a) Generator or motor differential



(b) Transformer differential



(c) Restricted earth fault differential



(d) Generic differential

Figure 3 – Primary current reference direction

4.4 Functional logic

4.4.1 General

For the purpose of this document, a partial functional decomposition is considered in the interest of traditional implementation and ease of understanding. As such, features traditionally associated with transformer biased differential schemes, such as ratio (magnitude) and phase (vector) compensation, inrush and overexcitation restraint/blocking, are considered in 4.4.4. Other features that may influence the operation of the biased differential element are considered in 4.6.

4.4.2 Phase biased differential protection

Biased differential protection is defined in its simplest terms as an element where the differential (operating) current required for operation is increased according to some function of the through (bias or restraining) current. Typically, the differential current is defined as the vector sum of all the currents measured at the boundary of the protected zone whereas the restraining current is half of the scalar sum of the currents measured at the boundary of the protected zone. Other definitions are equally valid. For phase biased differential protection, the currents would be evaluated on a per phase basis.

For three-phase power transformer applications, vector and zero sequence compensation may be performed by mixing currents from two or more phases. In this case, it may be considered incorrect to consider phase differential protection but rather three systems relating to the three phases. However, the operating characteristic is still represented with reference to the three-phase, balanced system, i.e. positive sequence system.

The manufacturer shall declare how the differential (operating) and restraining (bias) currents are derived within the implementation of the biased differential function.

The increase in differential current required for element operation in relation to the restraining current defines the operating characteristic of the biased differential element. This operating characteristic shall be declared by the manufacturer by means of a graphical representation in the bias-differential plane using percentage or per unit quantities, and/or by means of mathematical formulae. An example of a typical biased (restrained element) characteristic is shown in Figure 4, where a percentage relay is demonstrated, K_1 and K_2 are restraint percentages.

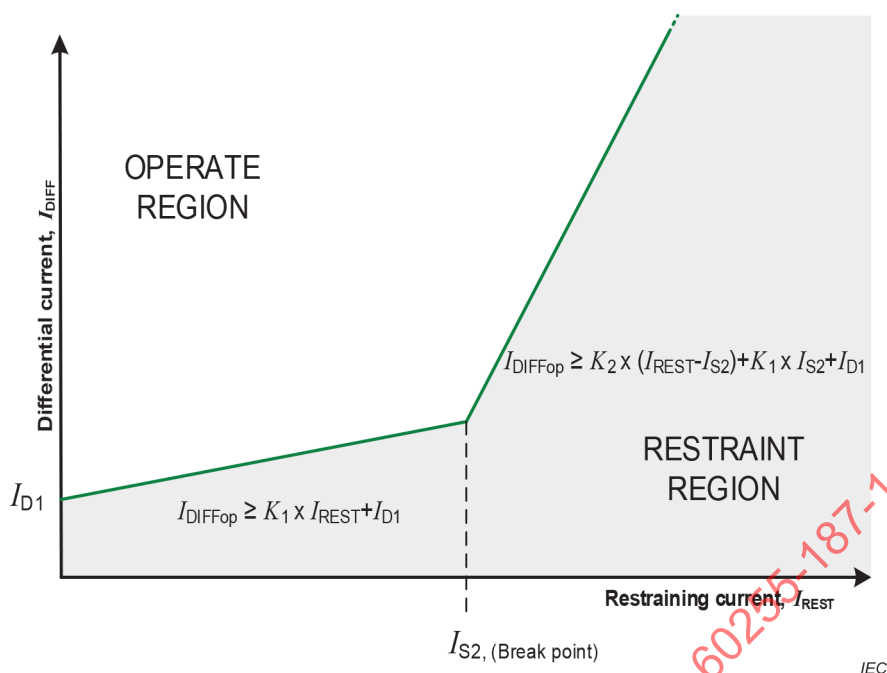


Figure 4 – Typical restrained element (biased) characteristic

In addition to the restrained element, the traditional implementation may also include one or more unrestrained elements that are not influenced by the restraining (bias) current and operate when the measured differential current exceeds the set threshold. An example of an unrestrained element is shown in Figure 5.

Traditionally, the restrained (biased) element and the unrestrained element(s) will operate independently, forming a characteristic that observes the operate characteristics of the two types of elements.

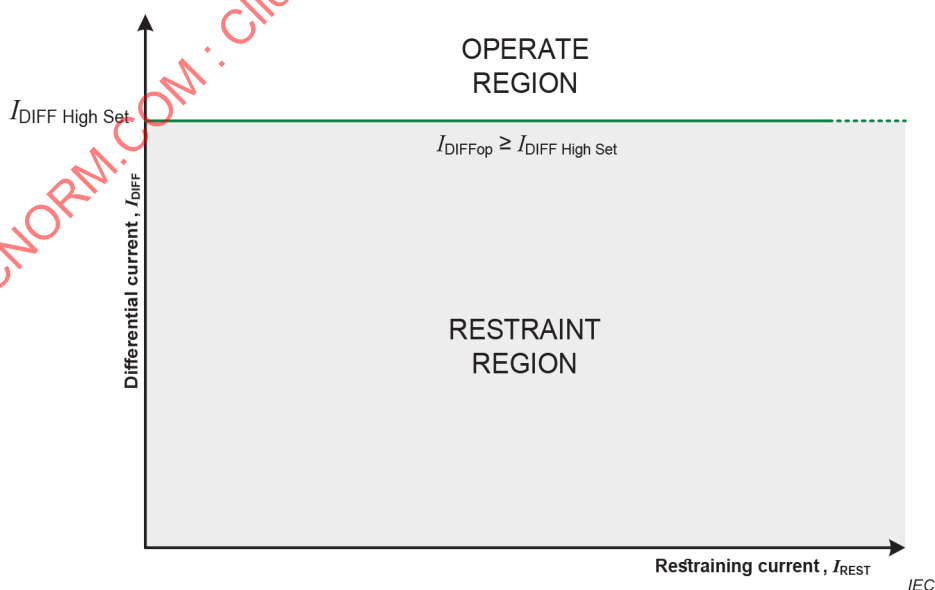


Figure 5 – Typical unrestrained element characteristic

Figure 6 shows a possible example where a low set unrestrained element is used to prevent operation below a defined differential threshold, $I_{DIFF\ Low\ Set}$.

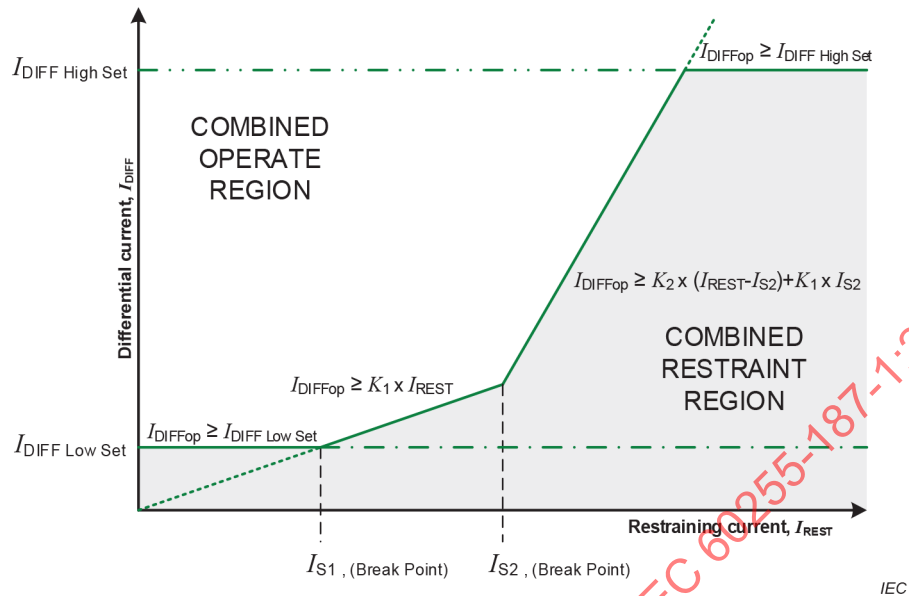


Figure 6 – Example of combined characteristic using restrained and unrestrained elements

When the restraining current exceeds a threshold I_{S1} , the amount of differential current required for operation, $I_{DIFF\ Op}$, is controlled by the restrained element and follows this characteristic until the measured differential current exceeds the unrestrained high set element, $I_{DIFF\ High\ Set}$. At this point, any further increase in restraining current has no effect on the operation of the relay, and the operation is controlled by the unrestrained element. It should be considered that since the elements are usually independent, the restrained element may still operate, but usually the unrestrained element will be faster.

The manufacturer shall declare all setting parameters associated with the operating characteristic and provide guidance on their use. For the example shown in Figure 6, this would include the basic differential operating thresholds, break points of the characteristic and differential thresholds where restraining effects are ignored, in accordance with the supplied operating characteristic.

In some implementations, the characteristic can change based on certain conditions such as start up of a motor. The manufacturer shall declare if the characteristic is adapted in certain conditions. These conditions shall be described in detail. The tests done to verify this function shall be declared by the manufacturer.

4.4.3 Biased restricted earth fault protection

Biased restricted earth fault protection is a particular case of biased differential protection that is designed to provide increased earth fault sensitivity. It would typically be applied to earthed star transformer windings but could be used to protect any object requiring fast and sensitive earth fault protection.

For biased restricted earth fault protection, the differential (operating) current would typically be the vector sum of the residual current evaluated from the phase CTs and the current measured in the neutral earthing connection. The restraining (bias) current would typically be half of the scalar sum of the largest phase current and the current measured in the earthing connection. Other definitions are equally valid and it is noted that there is generally more variability in the method of restraining current calculation than for phase differential protection.

The manufacturer shall declare how the differential (operating) and restraining (bias) currents are derived within the implementation of the biased restricted earth fault function.

The increase in differential current required for element operation in relation to the restraining current defines the operating characteristic of the biased restricted earth fault element. This operating characteristic shall be declared by the manufacturer by means of a graphical representation in the bias-differential plane using percentage or per unit quantities, and/or by means of mathematical formulae. Examples of typical bias characteristics and how they are generated are shown in Figure 4 and Figure 6.

The manufacturer shall declare all setting parameters associated with the operating characteristic and provide guidance on their use. For the example in Figure 6, this would include the basic differential operating thresholds, break points of the characteristic and differential thresholds where restraining effects are ignored, in accordance with the supplied operating characteristic.

4.4.4 Compensation of energizing quantities

4.4.4.1 Ratio (magnitude) compensation

The currents measured on the different terminals of the protected object may have different magnitudes, either due to different CT ratio selection, or in the case of power transformer applications due to different voltage levels. The manufacturer shall declare how the currents used by the biased differential element may be compensated. The currents may be compensated either within the protection relay, or externally, in order to have the current magnitudes balanced. All settings required to perform the compensation shall be specified with guidance on their use.

For power transformers with tap changers, the selected tap will affect the power transformer ratio thus causing a false differential current in the relay. This is traditionally overcome by desensitizing the relay and calculating settings at a mid-tap point. However, if the relay uses any feature to automatically compensate for the actual tap changer position, the manufacturer shall declare its operation and provide advice on its usage.

4.4.4.2 Phase (vector) compensation

In power transformer applications, the currents measured on the different terminals of the protected object may have different phase angles due to the power transformer winding configuration. The manufacturer shall declare how the currents used by the biased differential element may be compensated either within the protection relay, or externally, in order to ensure the currents used by the differential element are in phase under normal conditions, for use with all winding configurations that the relay may be applied. All settings required to perform the compensation shall be specified with guidance on their use. An example of a phase (vector) compensation method is shown in Annex A.

As a consequence of the phase (vector) compensation, it is likely that the biased differential element will have different sensitivities depending upon the fault type. However, if the relay uses any feature to achieve constant sensitivity for different fault types, the manufacturer shall declare its operation, any setting parameters required for use and provide advice on its usage.

4.4.4.3 Zero sequence compensation

In power transformer applications, the zero sequence currents may not be transferred through all terminals due to the power transformer winding configuration. The manufacturer shall declare how the currents used by the biased differential element may be compensated either within the protection relay, or externally, in order to appropriately eliminate the zero sequence currents. All settings required to perform the compensation shall be specified with guidance on their use. An example of a zero sequence compensation method is shown in Annex A.

As a consequence of the zero sequence compensation, it is likely that the biased differential element will have different sensitivities depending upon the fault type. However, if the relay uses any feature to achieve constant sensitivity for different fault types, the manufacturer shall declare its operation, any setting parameters required for use and provide advice on its usage.

4.4.5 Additional restraint or blocking methods

4.4.5.1 General

Magnetizing inrush, overexcitation restraint or blocking are considered in 4.4.5. The manufacturer shall detail any additional restraint or blocking methods used.

4.4.5.2 Magnetizing inrush restraint or blocking

When energizing a transformer, the magnetizing current inrush will appear as differential current and is likely to give unwanted operation of the biased differential element. After transformer energization, magnetizing current inrush can be caused by any abrupt change of magnetizing voltage, such as the occurrence of a fault, the removal of a fault, the change of character of a fault type (for example, the change from a single-phase-to-earth fault to a two-phase-to-earth fault), network reconfiguration, etc.

The inrush current manifests itself as a differential current but differs significantly from an internal fault current. This difference can be used to distinguish between internal fault current and inrush current. Various methods are applied as countermeasures to detect the waveform, such as second and fourth harmonic detection, waveform recognition, etc.

The manufacturer shall declare the method used to characterize the inrush condition as well as any settings relevant to its use, along with guidance on its usage. It is preferable to use transformer manufacturer data regarding the inrush conditions to define the settings on the relay.

The manufacturer shall declare how the inrush detection prevents unwanted operation of the biased differential element, for example by providing additional restraining effect or by blocking operation of the element, and also whether inrush detection influences all three phase-elements of protection (cross blocking) or just the phase-element where inrush is detected.

4.4.5.3 Overexcitation restraint or blocking

During overexcitation (or over-fluxing) of a transformer, higher than normal levels of excitation currents will be measured by the biased differential element, which may cause unwanted operation. Typical methods of characterizing overexcitation include detection of elevated levels of 5th harmonic current, or the V/Hz value.

The manufacturer shall declare the method used to characterize the overexcitation condition as well as any settings relevant to its use, along with guidance on its usage. It is preferable to use transformer manufacturer data regarding the overexcitation conditions to define the settings on the relay.

The manufacturer shall declare how the overexcitation detection prevents unwanted operation of the biased differential element, for example by providing additional restraining effect or by blocking operation of the element, and also whether overexcitation detection influences all three phase-elements of protection (cross blocking) or just the phase-element (or system) where overexcitation is detected.

4.5 Binary output signals

4.5.1 General

Binary output signals from this function may be available in a number of different forms. Examples include:

- traditionally wired from physical relay output contacts,
- via a communications port to external devices,
- via internal logical connections to other functional elements within the relay,
- via internal logical connections within the biased differential element.

4.5.2 Start (pick-up) signals

The start signal is the output of measuring and threshold elements, with or without any additional verification of valid operate conditions but without any intentional time delay. In the context of biased differential protection, the start signal occurs when the measured differential current is greater than the differential current required for operation on the operating characteristic.

4.5.3 Operate (trip) signals

The operate signal is the output of measuring and threshold elements, after completion of any additional verification algorithms to confirm valid operate conditions. In the context of biased differential protection, this signal may occur at the same time as the start signal (if provided). When additional verification algorithms are used or an intentional time delay characteristic is provided, the manufacturer shall describe the characteristics and any corresponding settings.

It would be unusual to consider single-phase tripping for transformers, generators and motors, but phase-segregated operate signals may be provided for indication purposes.

4.5.4 Other output signals

If any other binary output signals are available for use, their method of operation shall be clearly shown on the functional logic diagram. Additional textual description may also be provided if this can further clarify the functionality of the output signal and its intended usage.

4.6 Additional influencing functions and conditions

4.6.1 General

The conditions in 4.6 may affect the behaviour of the differential protection function. These conditions can be detected by additional function elements which then interact with the differential protection relay through external inputs or signals from internal functional elements in pre-defined ways, for example blocking differential relay when CT supervision indicates a CT failure. The manufacturer shall describe the behaviour of the differential protection function during the following conditions.

4.6.2 Operation during CT saturation

During internal and external faults, the CTs used to provide the input energizing quantities may become saturated due to large fault currents, extreme levels of remanence, sub-nominal frequency components, harmonics, internal fault preceded by an external fault, etc. As the current transformers saturate, the output measured by the relay will be of different wave shape from the primary current signals and can lead to either an unwanted operation for external faults, delayed operation or a failure to operate for internal faults. In addition, features utilized to prevent an unwanted operation under other conditions, for example inrush detection, may cause the differential element to be inadvertently blocked from tripping.

The manufacturer shall declare any additional features or techniques that are used in order to maintain fast, dependable tripping for internal faults and stability for external faults, including any settings relevant to its use, along with guidance on its usage.

4.6.3 Switch onto fault

The switch onto fault condition is defined as a closure of a circuit breaker (or other circuit switching device) onto a fault within the protected zone. For such conditions, fast instantaneous tripping is desired to minimize equipment damage. However, due to the energization conditions, it is likely that built-in blocking features may be activated, such as inrush blocking, and result in delayed operation of the relay. The manufacturer shall declare any additional features or techniques that are used in order to maintain fast tripping including any settings relevant to its use, along with guidance on its usage.

4.6.4 Energizing quantity failure (CT supervision)

Loss of one or several input energizing quantities without an equivalent loss of respective primary current signal(s) is called energizing quantity failure. Traditionally, this event will cause differential protection relays to operate due to the lack of the necessary balancing quantities. The manufacturer shall declare the behaviour of the differential element under an energizing quantity failure and, if any special techniques are used to prevent false operation, provide details of any settings relevant to its use, along with guidance on its usage.

4.6.5 Off-nominal frequency operation

Many applications of differential protection are required to operate over a wide frequency range and not solely at system nominal frequency. Depending upon the specific implementation, this can affect accuracy of operate times, ability to detect harmonic frequency components, or generally poor performance of the element.

The manufacturer shall declare the operating frequency range of the differential protection, including any features that may be used to improve performance at off nominal frequency. For any special techniques that are used, the manufacturer shall provide details of any settings relevant to its use, along with guidance on its usage.

4.6.6 Geomagnetically induced currents (GIC)

Presence of harmonics on the fundamental frequency load current can be caused by the induction of electric currents in the earth's crust as a result of increased solar activity and its interaction with the earth's magnetosphere. The effects of GIC are usually seen at high latitudes (Scandinavia, Canada, Russia, etc.) and the harmonics are caused by the saturation of the power transformers, but also of the current transformers feeding the protection relay. The differential protection may be affected by these harmonics and also the presence of quasi-DC currents ultimately causing unwanted relay operation. Simulation of GIC and its effect on power transformers and current transformers is a complex topic and no tests will be proposed in this document. If the GIC phenomenon has been considered in the design of the protection relay, the manufacturer shall declare the relay behaviour during such events.

5 Performance specification

5.1 General

This document defines how the performance related to the minimum requirements shall be assessed and documented by the manufacturer. The manufacturer generally performs a much wider set of tests and produces a large amount of data to ensure the performance of its protection device. It is the responsibility of the end user, or their representative, to determine if the performance of the function as declared by the manufacturer is adequate for their application.

5.2 Effective and operating ranges

Table 1 shows, with an example, how effective range and operating range shall be declared by the manufacturer. Depending on the relay technology, the range can differ from Table 1 where the values are given as an example to indicate the format of the data. The effective and operating range shall be declared by the manufacturer and the data shall be published in accordance to the format given by Table 1.

Table 1 – Example of effective and operating ranges of differential protection

Input energizing quantity	Effective range	Operating range
Current	5 % to 1 000 % of rated current	0 % to 4 000 % of rated current
Voltage	5 % to 150 % of rated voltage	2 % to 200 % of rated voltage
Frequency deviation	–5 % to +5 % of rated frequency	–10 % to +10 % of rated frequency

For applications where the rated frequency is constant, the effective and operating ranges shall be declared as relative values (as shown). For applications where the rated frequency is not constant, for example generators and variable frequency drives, the ranges shall be declared in absolute values (Hz). Additional frequency ranges can be declared if frequency tracking is available.

Within the effective range of current (as per IEC 60255-1), the differential relay shall operate for internal fault conditions and remain stable for external fault conditions. Operation shall be in accordance with the manufacturer's claimed performance.

Within the operating range but outside the effective range of current (as per IEC 60255-1), the differential relay shall operate for internal fault conditions and remain stable for external fault conditions. Operation is not required to be in accordance with the manufacturer's claimed performance. The manufacturer shall declare the behaviour of the differential relay in the operating range.

5.3 Steady state accuracy tests in the effective range

5.3.1 General

Steady state conditions are defined as a non-varying level of the relay energizing quantities, such as constant through load. Steady state conditions often do not represent the electrical quantities that energize the protection relay in a realistic way, as the DC transient is not present, but they are very helpful for evaluating the basic accuracy.

Pseudo-continuous ramps created by slowly changing the energizing quantity using small discrete steps, or simulation of a number of steady state conditions sequentially applied to the device can also be considered as steady state testing. For example, applying a through load condition followed by application of a steady state fault condition.

Steady state testing shall be performed and declared at both nominal frequency and within the limits of the effective range, unless specified otherwise. Details of the off-nominal frequencies to be used in the testing are described in the test methodologies. Any special features to improve performance, for example frequency tracking, shall be declared by the manufacturer, including input energizing quantities necessary for operation.

5.3.2 Test related to the declared thermal withstand current

The manufacturer shall declare the behaviour of the differential relay at the one second short time thermal withstand current (as per IEC 60255-1), according to the test methodologies described in 6.2.

5.3.3 Basic characteristic accuracy

The purpose of 5.3.3 is to provide a measure of the characteristic shape and its basic accuracy under steady state conditions. The test methods that shall be used for this assessment are described in 6.3.2 and the manufacturer shall declare the specific method used.

The manufacturer shall declare the basic accuracy either by graphically showing the maximum and the minimum line as in Figure 7 or percentage error over the effective range, under reference conditions. If required, the percentage error can be associated with a minimum absolute error, and the accuracy shall be defined by the maximum of both values (for example, $\pm 2\%$ of the differential current start value or $\pm 0,001 \times I_r$, with I_r equal to CT rated current). If the restrained and unrestrained elements have different basic accuracies, the manufacturer shall declare them separately for each element.

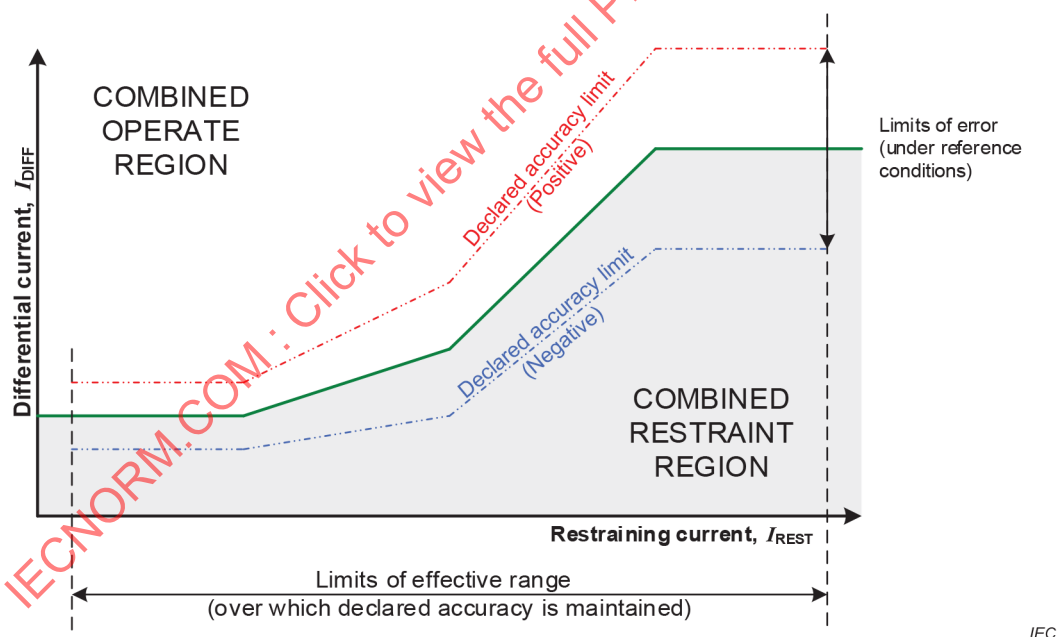


Figure 7 – Basic error of the operating characteristic

5.3.4 Ratio compensation accuracy

The validity of the ratio compensation shall be assessed according to the methodology described in 6.3.3. This is typically required for transformer differential elements but may be applied to compensate for different CT ratios in other applications.

The manufacturer shall declare any additional error resulting from the effects of the ratio compensation. If this is not feasible due to the functionality of the element or relay, compliance to the testing methodology proposed shall be declared.

5.3.5 Phase (vector) compensation validity

The validity of the power transformer vector group compensation shall be assessed according to the methodologies described in 6.3.4. It is not generally required to perform this test for generator or motor differential elements, or for restricted earth fault elements.

The manufacturer shall declare the ratio between the double-phase start current (pick-up current, injection of current going "in" on one of the three phases of the selected winding and going "out" in one of the other phases of the selected winding) and the three-phase start current (pick-up current, positive sequence three-phase injection in all the three phases of the selected winding) for each winding connection. Refer to Annex A for the derivation of this ratio.

5.3.6 Zero sequence compensation validity

The validity of the power transformer zero sequence compensation shall be assessed according to the methodologies described in 6.3.5. It is not generally required to perform this test for generator or motor differential elements, or for restricted earth fault elements.

The manufacturer shall specify the ratio between the single-phase start current (pick-up current, injection of current in only one of the three phases of the selected winding) and the three-phase start current (pick-up current, positive sequence three-phase injection in all the three phases of the selected winding) for each winding connection (star, delta or zigzag as appropriate) and for each setting of the zero-sequence current compensation (enabled or disabled). Refer to Annex A for the derivation of this ratio.

5.3.7 Harmonic restraint basic accuracy

The manufacturer shall declare the basic accuracy of the harmonic restraint functionality of the differential protection. The test methods and how to determine the accuracy are described in 6.3.6. It is noted that this test is only performed at the rated frequency or rated frequencies of the function.

5.3.8 Basic accuracy of time delay settings

These tests are aimed at determining the accuracy of the timers for time delayed differential protection (if available). They are based on monitoring the time difference between the start (pick-up) and operate (trip) output signals of the relay. The maximum permissible error of the specified time delay shall be expressed as either:

- a percentage of the time delay setting value, or
- a percentage of the time delay setting value, together with a fixed maximum time error (where this may exceed the percentage value), whichever is greater (for example $\pm 5\%$ or ± 20 ms, whichever is greater), or
- a fixed maximum time error (generally used when there is no time delay setting).

Details on how these tests shall be performed are given in 6.3.7.

5.3.9 Disengage time

The manufacturer shall declare the maximum disengage time according to the test procedure described in 6.3.8.

5.4 Dynamic performance in operating range

5.4.1 General

Dynamic performance represents the response of the protection function to various power system conditions (such as electrical faults). Testing to verify the response of the protection relay for dynamic power system conditions requires a power system simulator. When the relay inputs are energized with electrical quantities representing steady-state pre-fault conditions, followed by the fault condition (with correctly represented DC transient and final steady state condition), the test is called a "dynamic test". The response of the protection function to the above tests is called "dynamic performance".

Also, the performance of the protection function during dynamic fault conditions (such as internal fault preceded by an external fault, superimposing of load currents on fault currents during faults) needs to be declared by the manufacturer.

The relay performance is reported for the following dynamic performance tests:

- typical operate time;
- stability for external faults;
- behaviour for internal fault preceded by an external fault.

Dynamic performance testing shall be performed and declared at both nominal frequency and within the limits of the operating range, unless specified otherwise. Details of the off-nominal frequencies to be used in the testing are described in the test methodologies.

5.4.2 Typical operate time

The operate time (trip time) of a differential protection function depends upon a number of factors:

- fault current level;
- magnitude and time constant of DC component;
- type of fault.

The typical operate time shall be published by the manufacturer as a result of dynamic performance tests not taking into consideration the effects of CT performance (saturation, remanence, magnitude and angle errors, etc.). Two network models are used in these tests, one for double infeed network and one for radial single infeed network. The operate time shall be declared at the rated power system frequencies for which the device is designed and in accordance with IEC 60255-1 and for each network application. Additionally, the operate time for off nominal frequencies within the declared operating range shall also be published.

The manufacturer shall provide the median operate time which is a statistical indicator of the typical operate time. In addition, a graphical representation (histogram) of the complete set of tests shall be provided with the mean, mode and median values indicated.

More comprehensive information about test methodology is provided in 6.4.2 to 6.4.5 with reporting requirements in 6.4.6. Clarification of the statistical terminology is provided in Annex B.

5.4.3 Relay stability for external faults

Vector group compensation, ratio compensation and zero sequence current elimination algorithms may show unexpected results during transient conditions, causing the relay to become unstable for external faults. Based on the double infeed network model, the stability of the protection function for a number of external fault cases shall be evaluated. Subclause 6.4.7 provides detailed description of the tests to be executed.

The manufacturer shall declare if any operations occur during the testing.

5.4.4 Relay behaviour for internal fault preceded by an external fault

External faults, if not cleared in time, may cause both thermal and mechanical damage to equipment that may in turn evolve into internal faults, and the protection relay shall operate for this condition.

The relay behaviour for faults changing from the external position into the internal position is assessed in terms of stability for the first fault and operate time for the second fault. The test methodologies are described in 6.5.

The manufacturer shall declare the operate time in accordance with 6.5, which provides a comparative detail of the operate time with and without the initial external fault. Additionally, the manufacturer shall declare if the relay failed to operate during any of the tests.

5.5 Stability during magnetizing inrush conditions

Under magnetizing inrush conditions during transformer energization, the differential relay may misoperate. The manufacturer shall verify the relay stability for inrush conditions, according to the tests provided in 6.6, which utilizes injection of current waveforms of a similar wave shape as may be expected during the inrush period.

The manufacturer shall declare if any operations occur during the testing, as well as the test method used.

5.6 Stability during overexcitation conditions

Under overexcitation conditions of a transformer, the differential relay may misoperate. The manufacturer shall verify the relay stability for overexcitation conditions, according to the tests provided in 6.7, which utilizes injection of current waveforms of a similar wave shape as may be expected during the overexcitation conditions.

The manufacturer shall declare if any operations occur during the testing, as well as the test method used.

5.7 Presence of harmonics on load

Nonlinear load conditions or presence of nearby HVDC network can create harmonics superimposed on the fundamental frequency component of current. The presence of harmonics on the steady state load may cause the differential protection relay to issue an unwanted trip command.

The manufacturer shall verify the relay stability when superimposed harmonics (representing the current supplied into a 6-pulse rectifier bridge) are present on the load, according to the tests described in 6.8.

5.8 Performance during saturation of current transformers

Saturation of CTs will cause distortion of the secondary current, and the performance of differential protection may degrade. The measuring errors due to current transformer saturation can cause incorrect operations, such as unwanted operation for external faults and failure to operate or unacceptable delayed operation in case of internal faults. The degree of degradation depends upon the dimensioning of the CTs. The relay manufacturers shall declare CT requirements in accordance with Annex C (normative).

The following informative annexes are included to provide additional guidance:

Annex D (informative) provides background on CT saturation and its influence on the performance of differential relays.

Annex E (informative) provides guidance on dimensioning CTs for transformer differential protection.

Annex F (informative) provides examples of test procedures to determine CT sizing requirements for differential protection.

5.9 Behaviour of differential protection with digital interface for the energizing quantities

When the input energizing quantities are data packets received via a communication port(s) using a suitable communication protocol such as the profile of IEC 61850-9-2 defined in IEC 61869-9, additional declarations are required.

The examples of these declarations include:

- the behaviour of the protection function when invalid or questionable sampled values are received from the process bus interface, and
- the behaviour of the protection function when the synchronization of the received sampled values is lost or changing.

6 Functional tests

6.1 General

Clause 6 gives a detailed description of the tests to be performed to verify the relay accuracy and performance specification described in Clause 5. These tests are not intended for protection relay field commissioning or routine tests, where the manufacturer's instructions shall be used as a reference. Several test methodologies and performance requirements described in this document are also applicable for commissioning or routine tests.

These tests are, as explained in Clause 5, a mandatory part of the type tests for the protection relay. Detailed description of the test conditions and how test results shall be published in the manufacturer's documentation are provided in Clause 6. This will allow a comparison of the technical requirements of the user with the protection relay specifications given in the manufacturer's documentation. In some cases, default settings are used for the test in this document. The default setting is the setting that is applied to the relay when it is shipped from the factory.

The tests described in this document are designed for applications for which conventional current transformers are directly connected to the differential relay. Application of low-level signals of the input energizing quantities that would bypass the CTs on the relay is not acceptable. For installations when any low power instrument transformers and/or merging units are utilized, these tests should be adapted by mutual agreement of all of the parties involved for their use in testing differential protection relays for a specific project.

All testing described in Clause 6 refers to generator, motor, transformer and restricted earth fault applications. Only the tests applicable should be performed for the particular protection device under test. For example, for testing a generator differential function without vector compensation, only the tests detailed for generator applications should be performed.

6.2 Test related to the declared thermal withstand current

For each group of current inputs (e.g. a transformer phase differential relay that protects a 3-winding transformer has three current input groups), the following tests shall be performed:

- for each provided nominal input current (e.g. 1 A, 5 A);
- for each provided nominal frequency (e.g. 50 Hz, 60 Hz).

The differential function is set active with default settings. Each of the defined test cases will lead in theory to an operation of the function (because the current injection to the other current input groups is zero and the resulting differential current will be very high). The manufacturer shall report the operation (with operate time) or non-operation for each of the defined test cases. This report shall be used to declare the behaviour of the differential relay at the one second short time thermal withstand current. The manufacturer shall declare the cooling and recovery time.

The following tests shall be performed:

- for L1L2, 2-phase injection of the thermal withstand current for 1 s (simulating a 2-phase fault);
- for L3E, 1-phase injection of the thermal withstand current for 1 s (simulating a 1-phase fault).

The following examples illustrate currents that shall be injected for the declared thermal withstand current of 200 A for 1 s:

- 2-phase injection for case L1-L2 (amplitude/phase)
 - I_{L1} 200, 0 A $\angle 0,00^\circ$
 - I_{L2} 200, 0 A $\angle -180,00^\circ$
 - I_{L3} 0,0 A $\angle 0,00^\circ$
- 1-phase injection for case L3-E (amplitude/phase)
 - I_{L1} 0,0 A $\angle 0,00^\circ$
 - I_{L2} 0,0 A $\angle 0,00^\circ$
 - I_{L3} 200,0 A $\angle 00,00^\circ$

After the injection, the relay shall prove that its performance and accuracy is still within the defined limits. This can be achieved by starting the type test of the device with the thermal withstand current test sequences.

6.3 Steady state accuracy tests in effective range

6.3.1 General

The intention of the tests described in 6.3 is to define the accuracy of the operating characteristic, the operate time and the stability performance of differential protection relays when the electrical system is operating within the relays effective frequency range, as described in Clause 5.

In order to provide fixed, comparative test points, the effective ranges have been chosen as ± 5 % of the nominal frequency for accuracy tests as per Table 2.

Table 2 – Frequencies for steady state accuracy tests when the frequency effective range is equal to ± 5 % of nominal frequency

50 Hz nominal frequency (Hz)	60 Hz nominal frequency (Hz)
47,50	57,00
48,75	58,50
50,00	60,00
51,25	61,50
52,50	63,00

If the effective range of the protection function is wider than the ± 5 % range, the tests shall be executed for the frequencies shown in Table 3.

Table 3 – Frequencies for steady state accuracy tests when the frequency effective range is larger than ± 5 % of nominal frequency

50 Hz nominal frequency (Hz)	60 Hz nominal frequency (Hz)
Min. frequency of effective range	Min. frequency of effective range
$(\text{Min. frequency of effective range} + 47,5) / 2$	$(\text{Min. frequency of effective range} + 57) / 2$
47,50	57,00
48,75	58,50
50,00	60,00
51,25	61,50
52,50	63,00
$(52,5 + \text{max. frequency of effective range}) / 2$	$(63 + \text{max. frequency of effective range}) / 2$
Max. frequency of effective range	Max. frequency of effective range

If the effective range of the frequency of the protection function is narrower than the proposed ± 5 % of the nominal frequency, then the tests shall be executed for the frequencies listed in Table 2 that are included in the relay's effective range. Additional tests shall be executed for the minimum and maximum values of the effective range. Table 4 shows an example where the protection relay has an effective range of 48 Hz to 52 Hz for 50 Hz nominal frequency. A note in the test report shall state that the frequency effective range is narrower than 5 % of the nominal frequency.

Table 4 – Example frequencies for steady state accuracy tests when the frequency effective range is narrower than ± 5 % of nominal frequency

50 Hz nominal frequency (Hz)
Min. frequency of effective range = 48,00
48,75
50,00
51,25
Max. frequency of effective range = 52,00

6.3.2 Basic characteristic accuracy

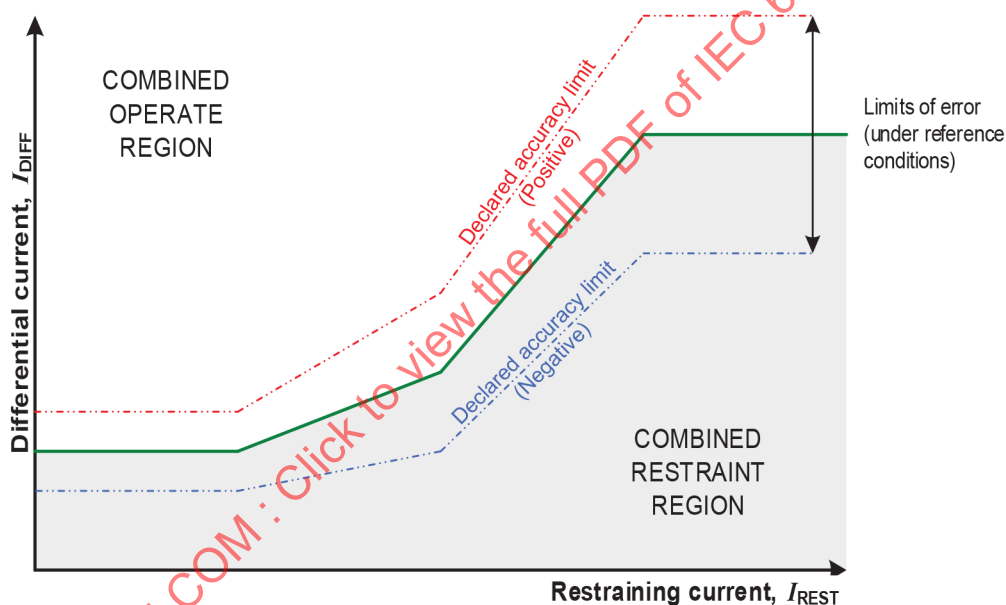
6.3.2.1 General methodology

The purpose of these tests is to measure the basic accuracy of the differential characteristic under quasi steady-state conditions. These tests are not intended to prove the performance of the differential protection relay for a real application.

These tests may not be realistic from a power system protection perspective, but they determine the inherent characteristic accuracy of the device. The proposed tests should not be used as criteria for performance evaluation of the relay for a specific protection application.

The proposed test methods are recommended. If a particular protection algorithm does not allow the use of the proposed approach, the manufacturer shall propose and describe an alternative test procedure and present the results in the format given in this document. Tests are performed for the effective range of frequency of the protection relay, as outlined in 6.3.1.

The differential characteristic basic accuracy tests shall be performed in the I_{DIFF}/I_{REST} plane shown in Figure 8.



IEC

Figure 8 – Example of an operating characteristic in the I_{DIFF}/I_{REST} plane with a tolerance band

At rated frequency, the tests shall be repeated and documented for all possible combinations of rated currents as per the specification of the protection relay under test (e.g. all combinations of the HV and LV sides: 1 A/1 A; 1 A/5 A; 5 A/1 A; 5 A/5 A).

At all other test frequencies within the effective range, the tests shall be repeated and documented for the identical rated currents as per the specification of the protection relay under test (e.g. combinations of the HV and LV sides: 1 A/1 A and 5 A/5 A only).

Some devices under test may allow combinations of conventional current inputs (1 A, 5 A) on the one side and low power instrument transformers (LPITs) on the other side. Verification of such combinations is not covered by this document.

All settings of the differential characteristic shall be varied in the settings range (default/minimum/50 %/maximum) as shown in Table 5. The test settings to be used are expressed in a percentage of the available range with 0 % representing the minimum available setting and 100 % representing the maximum available setting. Similarly, 50 % would represent the mid-point of the available setting range.

Table 5 – Test points for differential characteristic basic accuracy

Case	$I_{\text{DIFF Low Set}}$	Slope 1	$I_{\text{S1, (Break Point)}}$	Slope 2	$I_{\text{S2, (Break Point)}}$	$I_{\text{DIFF High Set}}$
1	Default setting	Default setting	Default setting	Default setting	Default setting	Default setting
2	Minimum (0 %)	Minimum (0 %)	Maximum (100 %)	Minimum (0 %)	Maximum (100 %)	Minimum (0 %)
3	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %
4	Maximum (100 %)	Maximum (100 %)	Minimum (0 %)	Maximum (100 %)	Minimum (0 %)	Maximum (100 %)

The actual setting to be used can be calculated using the following formula:

$$S_{\text{AV}} = (S_{\text{MAX}} - S_{\text{MIN}})X + S_{\text{MIN}}$$

where

S_{AV} is the actual setting value to be used in the test (or closer applicable setting value);

S_{MAX} is the maximum available setting value;

S_{MIN} is the minimum available setting value;

X is the test point percentage value divided by 100.

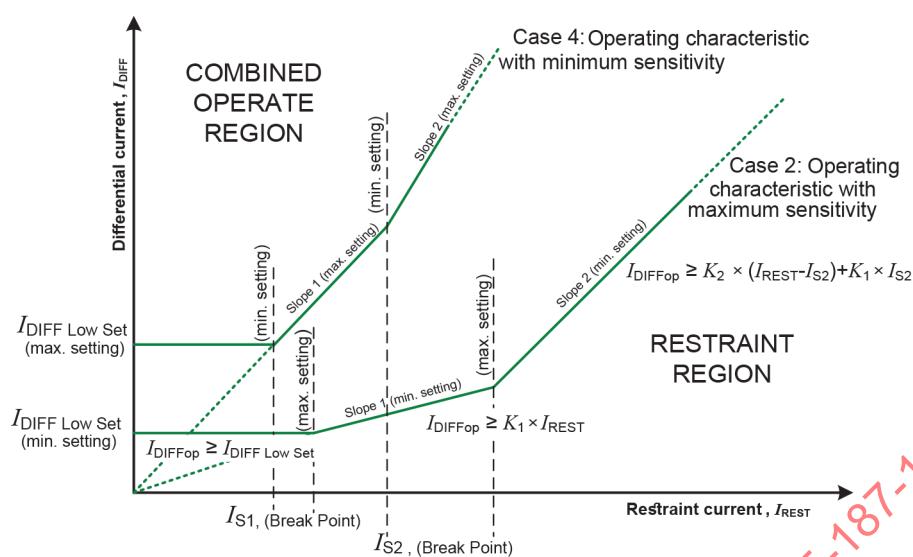
For example, for slope setting in Table 5, assuming the available setting range is 20 % to 100 %, the actual slope settings to be used (minimum/medium/maximum settings) would be: 20 %, 60 % and 100 %.

Table 5 and Figure 9 provide the test cases to be used for tests at nominal frequency. At all other test frequencies within the effective range, the tests shall be performed for case 1 only.

The setting values defined in Table 5 are chosen to perform accuracy tests in four conditions:

- case 1 with default settings;
- case 2 based on settings which gives an operating characteristic corresponding to the maximum sensitivity;
- case 3 to get a test case between minimum and maximum sensitivity cases (2 and 4);
- case 4 based on settings which gives an operating characteristic corresponding to the minimum sensitivity.

The setting values defined for cases 2 and 4 are illustrated in Figure 9. If some settings are not available to define the operating characteristic, the four test cases shall be performed with the same approach and with settings proposed by the manufacturer. If any method of frequency tracking is implemented within the protection relay, it shall be activated. For each setting combination, test lines shall be placed at the points defined in Table 6 on the I_{REST} axis (see also Figure 10). For each defined test point, a ramp perpendicular to the I_{REST} axis will be performed to determine the corresponding pick-up value of the differential characteristic. The ramp can be a pseudo-continuous ramp or a ramp of shots (pulse ramp or any search algorithm). The ramping methods and the associated simulated currents are described in Annex G.



IEC

Figure 9 – Test cases for differential characteristic basic accuracy

Table 6 – Test lines on the differential characteristic (Figure 10)

Test point (line)	I_{REST}
a	Minimum possible I_{REST} that allows a test
b1	Reference point for slope 1, $I_{S1, (Break Point)} - 2\%$
b2	Reference point for slope 1, $I_{S1, (Break Point)} + 2\%$
c	Reference point 1, $I_{S1, (Break Point)} + 50\%$ of $(I_{S2, (Break Point)} - I_{S1, (Break Point)})$
d1	Reference point for slope 2, $I_{S2, (Break Point)} - 2\%$
d2	Reference point for slope 2, $I_{S2, (Break Point)} + 2\%$
e	Reference point 2, $I_{S2, (Break Point)} + 50\%$ of (point of I_{REST} where $I_{DIFF High Set}$ cuts slope 2 – $I_{S2, (Break Point)}$)
f1	Point of I_{REST} where $I_{DIFF High Set}$ cuts the slope -2%
f2	Point of I_{REST} where $I_{DIFF High Set}$ cuts the slope $+2\%$
g	Point of I_{REST} where $I_{DIFF High Set}$ cuts the slope $\times 1,2$
h	Point of I_{REST} where $I_{DIFF High Set}$ cuts the slope $\times 1,5$

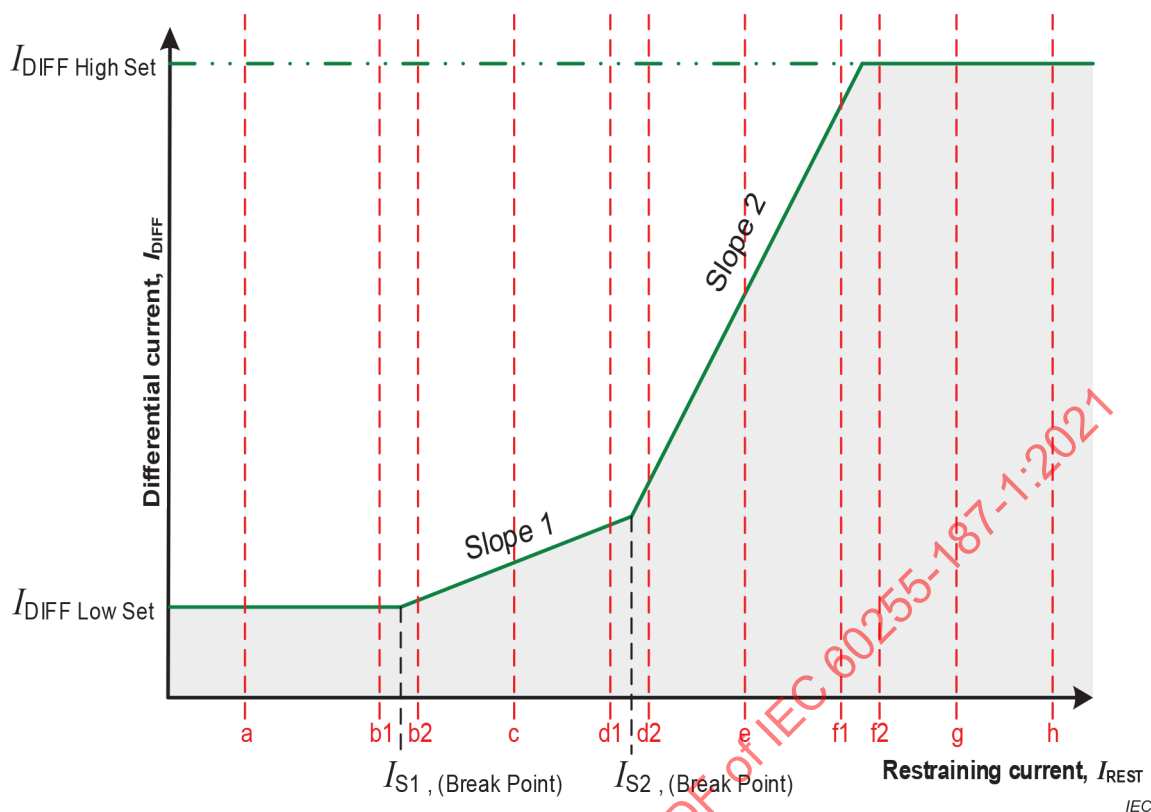


Figure 10 – Example of a differential characteristic with test lines "a" to "h"

6.3.2.2 Application specific considerations: phase biased differential

For this test, a simple machine as shown in Figure 11 is used requiring no transformation ratio compensation, no phase (vector group) compensation, no zero sequence compensation, etc. All relevant settings shall be specified by the manufacturer, using the following information:

- primary nominal voltage: 10 kV;
- primary nominal current: 1 000 A;
- nominal power: 17,32 MVA;
- CT ratios: CT1: 1 000 A/1 A (5 A); CT2: 1 000 A/1 A (5 A).

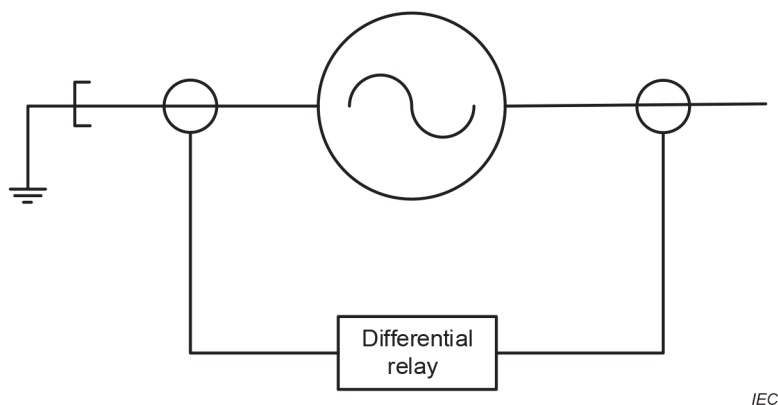


Figure 11 – Machine differential protection

All tests shall be repeated and documented for the following faults (L1E, L2E, L3E, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3). If the characteristic changes for different types of faults, the manufacturer shall document this accordingly.

Faults will be injected according to the example test sequence described by the flowchart shown in Figure 12. However, other test sequences can be used to reduce overall test time. The total number of tests is 7 392 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.

6.3.2.3 Application specific considerations: biased restricted earth fault

For this test, a simple machine as shown in Figure 13 is used requiring no transformation ratio compensation, no phase (vector group) compensation, no zero sequence compensation, etc.

All tests shall be repeated and documented for the following faults (L1E, L2E, L3E).

Faults will be injected according to the sequence described by the flowchart shown in Figure 12. However, other test sequences can be used to reduce overall test time. The total number of tests is 3 168 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.

6.3.2.4 Reporting

Table 7 provides example test results for a single test point. Test results for all test points shall be documented using the format of Table 7.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

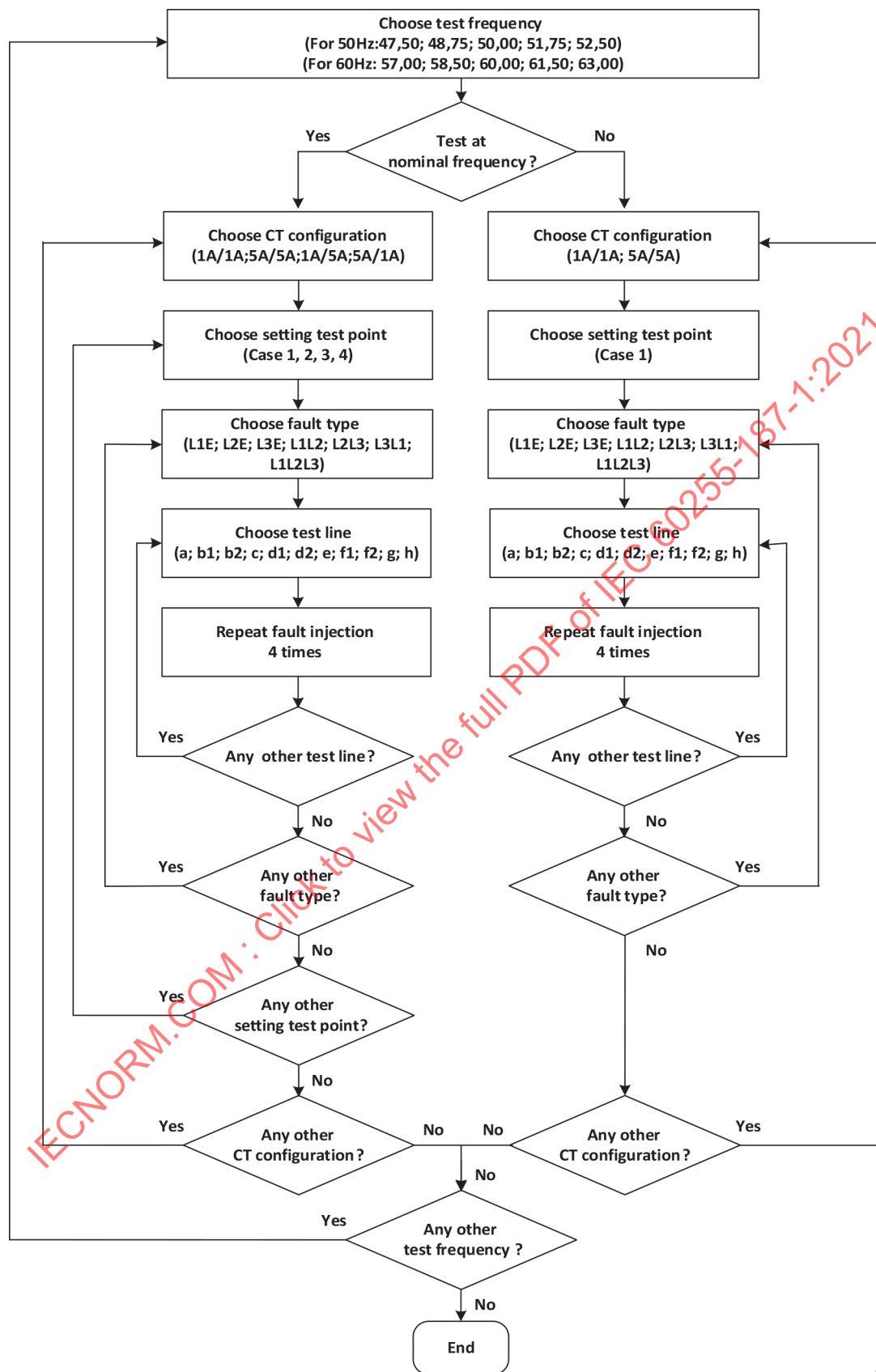


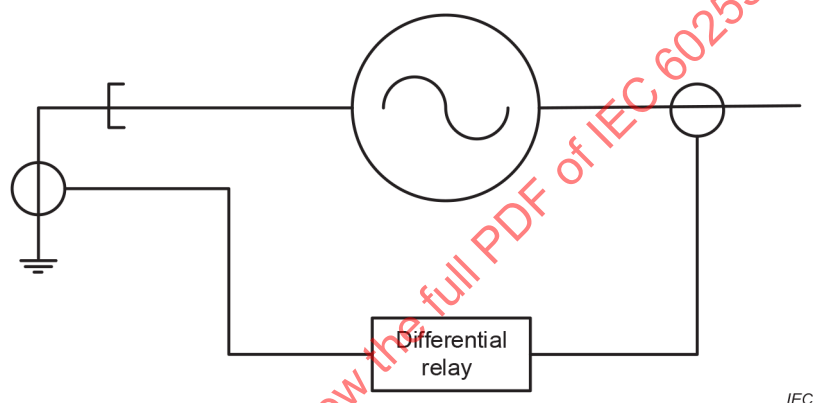
Figure 12 – Test sequence for basic characteristic accuracy

Table 7 – Basic characteristic accuracy

I_{REST}	I_{DIFF} theoretical	I_{DIFF} measured	Error %	Tolerance –	Tolerance +
$2,68 I_r$	$0,670 I_r$	$0,669 I_r$	–0,15 %	–0,6 %	+0,6 %

" I_r " in Table 7 is the reference current defined by the manufacturer. For example, it can be the nominal current of the protected object or the nominal current of the CTs on either side of the protected object. For each fault type and combination of nominal currents and set of parameters for the characteristic, the differential characteristic with a graphical representation of the test results and the corresponding tolerance band shall be provided (refer to Figure 14).

The manufacturer shall declare the formulae or provide the graphical representation for the I_{DIFF} versus I_{REST} characteristic. The manufacturer shall declare the basic accuracy and specify which ramping method has been used to test the basic accuracy.

**Figure 13 – Machine restricted earth fault protection**

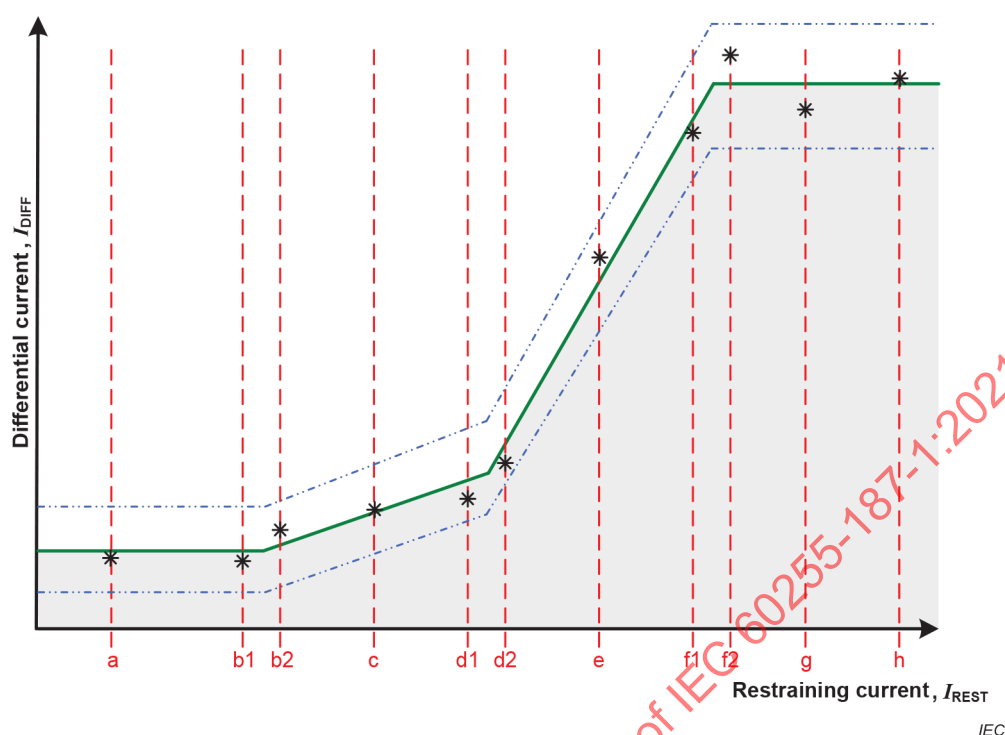


Figure 14 – Example for documenting the test results for differential relay characteristic

6.3.3 Ratio (magnitude) compensation accuracy

6.3.3.1 General methodology

The purpose of these tests is to confirm the accuracy of the ratio compensation settings that may exist in the protective function. For relays that do not provide this capability, this test is not required. These tests are conducted at one nominal frequency (50 Hz or 60 Hz).

During injection of the specified currents, the differential current (if shown by the relay human machine interface (HMI) or other interface) shall be less than half of the minimum differential pick-up threshold. For example, if the manufacturer declares that the minimum differential pick-up threshold is 20 %, then the differential current shall not be higher than 10 %.

For relays that do not display the differential current, the biased characteristic shall be configured with minimum slope and differential pick-up threshold settings. The relay shall remain stable for the test condition.

6.3.3.2 Application specific considerations: transformer differential

Select the "Yy" type transformer application. The relay shall be tested in the following conditions:

- Power transformer ratio equal to 5 (e.g. system voltage 100 kV/20 kV).
- Primary CT rated current value on HV transformer side (e.g. 100 kV side) shall be equal or just above the power transformer rated current (with 1 A or 5 A secondary rated value).
- Primary CT rated current value of LV transformer side (e.g. 20 kV side) shall be equal or just above two times the power transformer rated current, (with 1 A or 5 A secondary rated value). So this rated value is equal to 10 times the rated current of HV side CT (e.g. 100 kV side).

- Calculate and set the ratio compensation and CT ratio according to the specification of the manufacturer.
- Injection of 100 % symmetrical through load current (referred to power transformer nominal power).

The test conditions are illustrated in Figure 15. During injection, the requirements of 6.3.3.1 shall be satisfied.

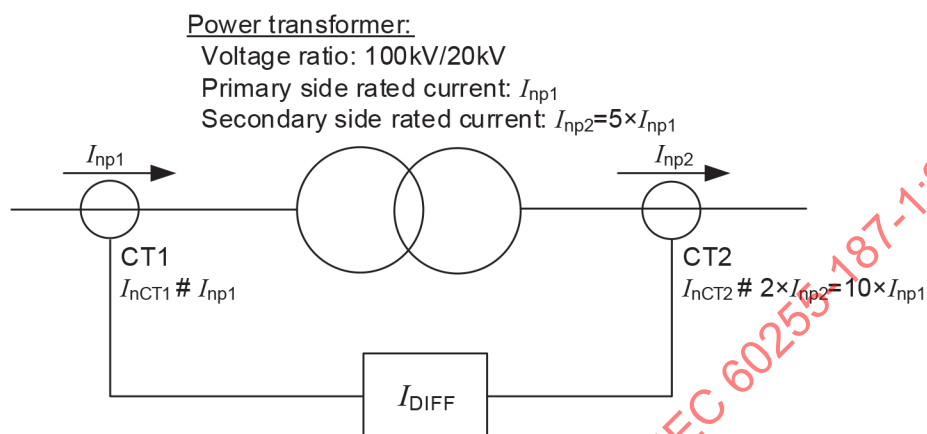


Figure 15 – Ratio (magnitude) compensation accuracy test

6.3.3.3 Reporting

The manufacturer shall report whether the protection function has passed this test.

6.3.4 Phase (vector) compensation validity

6.3.4.1 General methodology

The purpose of these tests is to confirm the validity of the phase compensation settings that may exist in the protective function. For relays that do not provide this capability, this test is not required. These tests are conducted at the nominal frequency (50 Hz or 60 Hz).

During injection of the specified currents, the differential current (if shown by the relay HMI or other interface) shall be less than half of the minimum differential pick-up threshold. For example, if the manufacturer declares that the minimum differential pick-up threshold is 20 %, then the differential current shall not be higher than 10 %. For relays that do not display the differential current, the biased characteristic shall be configured with minimum slope and differential pick-up threshold settings. The relay shall remain stable for the test condition.

6.3.4.2 Start ratios resulting from phase (vector) compensation

The start ratios resulting from the phase (vector) compensation may be established by theoretical analysis of the algorithms used by the biased differential protection function as highlighted in Annex A. This test shall be used to ascertain whether this analysis corresponds with actual performance.

Figure 16 shows the three-phase and double-phase winding current injections to establish the ratio between the double-phase and three-phase start current. Balanced three-phase current shall be injected onto the relay winding input under test and increased until relay operation occurs. Double-phase current shall then be injected onto the same relay winding input and increased until relay operation occurs. For both of these cases, no current is injected into the analog inputs for the other windings of the relay. If the ratio of double-phase start current to three-phase current is within the manufacturer's basic accuracy of the theoretical value of this ratio, then the performance of the compensation is considered to have passed the test.

In the example for the star winding shown, the double-phase to three-phase start ratio is theoretically analysed to be $\sqrt{3}/2$. The manufacturer claims an accuracy of $\pm 5\%$ which allows for the measured ratio to lie within the range of 0,823 to 0,909.

The test shall be repeated for each winding connection supported by the relay.

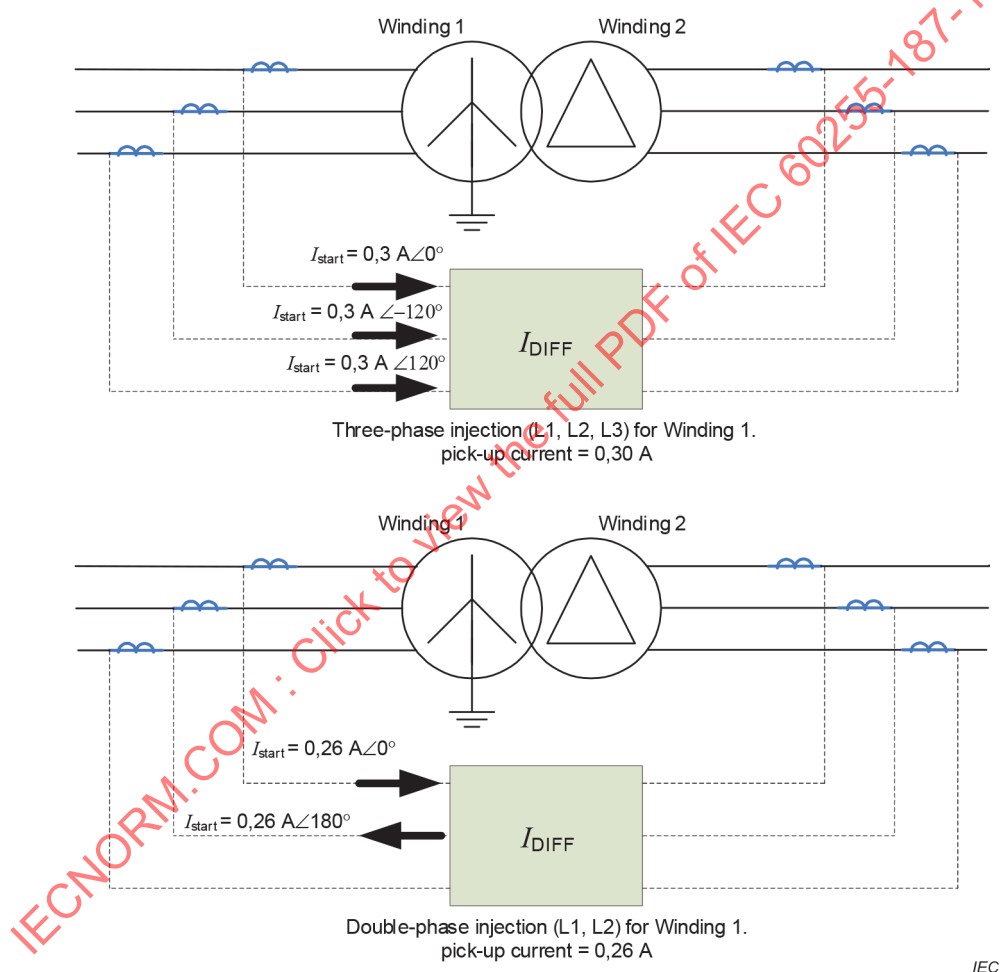


Figure 16 – Secondary three-phase and double-phase injection for Winding 1 (example)

6.3.4.3 Additional errors resulting from phase (vector) compensation

Applying the ratio setting of 6.3.3.2, all vector groups supported by the relay shall be tested by the injection of 100 % symmetrical through load currents (referred to power transformer nominal power). Vector group compensation shall be set in accordance with the specification of the manufacturer.

During injection of the specified currents, the differential current (if shown by the relay HMI or other interface) shall be less than half of the minimum differential pick-up threshold. For example, if the manufacturer declares that the minimum differential pick-up threshold is 20 %, then the differential current shall not be higher than 10 %.

For relays that do not display the differential current, the biased characteristic shall be configured with minimum slope and differential pick-up threshold settings. The relay shall remain stable for the test condition for a period greater than 1 s.

6.3.4.4 Reporting

The manufacturer shall report the start ratios as per Table 8 resulting from the testing of 6.3.4.2.

Table 8 – Example of start ratios resulting from phase (vector) compensation

Winding type	Three-phase start value	Phase-phase start value	Start ratio (theoretical)
Star ("Y")	I_{start}	$I_{\text{start}} \times \sqrt{3}/2$	$\sqrt{3}/2$
Delta ("Δ")	I_{start}	I_{start}	1

The manufacturer shall report whether the protection function has passed the test of 6.3.4, reporting the measured differential current and measured ratios where possible.

6.3.5 Zero sequence compensation validity

6.3.5.1 General methodology

The purpose of these tests is to confirm the validity of the zero sequence compensation settings that may exist in the protective function. For relays that do not provide this capability, this test is not required. These tests are conducted at the nominal frequency (50 Hz or 60 Hz).

During injection of the specified currents (if shown by the relay HMI or other interface) the differential current shall be less than half of the minimum differential pick-up threshold. For example, if the manufacturer declares that the minimum differential pick-up threshold is 20 %, then the differential current shall not be higher than 10 %.

For relays that do not display the differential current, the biased characteristic shall be configured with minimum slope and differential pick-up threshold settings. The relay shall remain stable for the test condition.

6.3.5.2 Start ratios resulting from zero sequence compensation – Application specific considerations: transformer differential

The start ratios resulting from the zero sequence (and phase) compensation may be established by theoretical analysis of the algorithms used by the biased differential protection function as highlighted in Annex A. This test shall be used to ascertain whether this analysis corresponds to actual performance.

Figure 17 shows the three-phase and single-phase winding current injections to establish the ratio between the single-phase and three-phase start current. Balanced three-phase current shall be injected onto the relay winding input under test and increased until relay operation occurs. Single-phase current shall then be injected onto the same relay winding input and increased until relay operation occurs. If the ratio of single-phase start current to three-phase current is within the manufacturer's basic accuracy of the theoretical value of this ratio, then the performance of the compensation is considered to have passed the test.

In the example for the star winding shown, the single-phase to three-phase start ratio is theoretically analysed to be 1,5. The manufacturer claims an accuracy of $\pm 5\%$ which allows for the measured ratio to lie within the range of 1,425 to 1,575.

The test shall be repeated for each winding connection supported by the relay and for each setting of the zero sequence compensation (enabled and disabled).

6.3.5.3 Additional errors resulting from zero sequence compensation

Applying the ratio setting of 6.3.3.2, all vector groups supported by the relay shall be tested by injecting currents with equal magnitude (100 % referred to power transformer nominal power) and phase angle into three phases to one side of the transformer only. The primary rated value of phase CTs shall be equal to or just above the power transformer rated current (with 1 A or 5 A secondary rated value). Vector group compensation and zero sequence current elimination shall be set in accordance with the specification of the manufacturer.

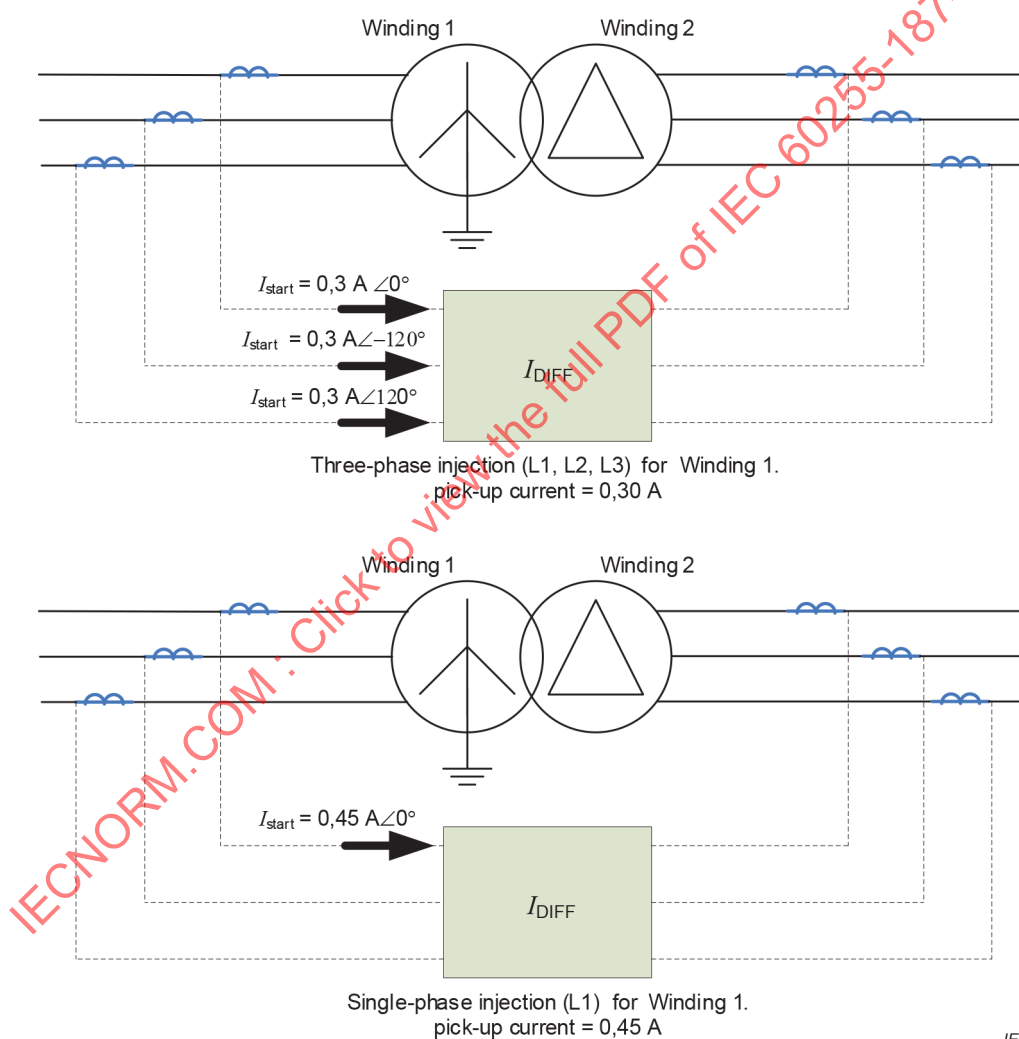


Figure 17 – Secondary single-phase and three-phase injections for Winding 1 (example)

Injecting pure zero sequence current on the Y side of the transformer as shown in Figure 18 simulates an earth fault occurring on the Y side of an unloaded transformer. Injecting pure zero sequence current on the Δ side of the transformer as shown in Figure 19 simulates a neutral grounding transformer (e.g. zigzag transformer) inside the protected zone with an earth fault on the Δ side network. More details regarding single-phase and three-phase winding current injection are provided in Annex A.

During injection of the specified currents, the differential current (if shown by the relay HMI or other interface) shall be less than half of the minimum differential pick-up threshold. For example, if the manufacturer declares that the minimum differential pick-up threshold is 20 %, then the differential current shall not be higher than 10 %.

For relays that do not display the differential current, the biased characteristic shall be configured with minimum slope and differential pick-up threshold settings. The relay shall remain stable for the test condition for a period greater than 1 s.

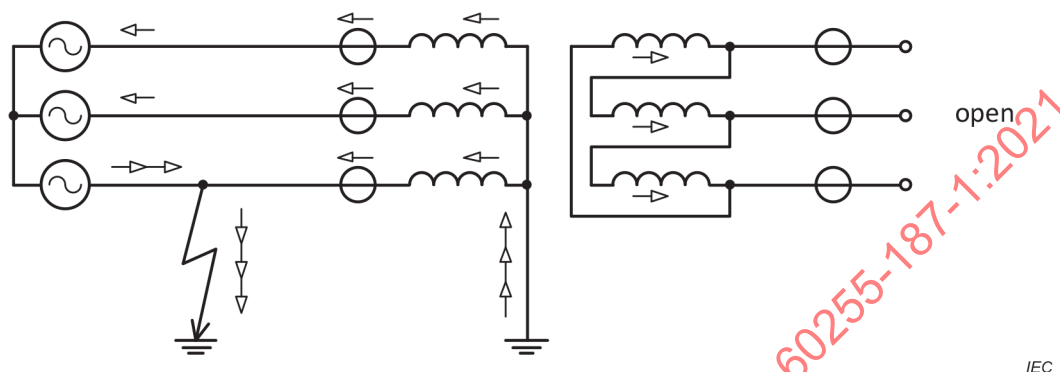


Figure 18 – Zero sequence current injection on the Y side of the transformer

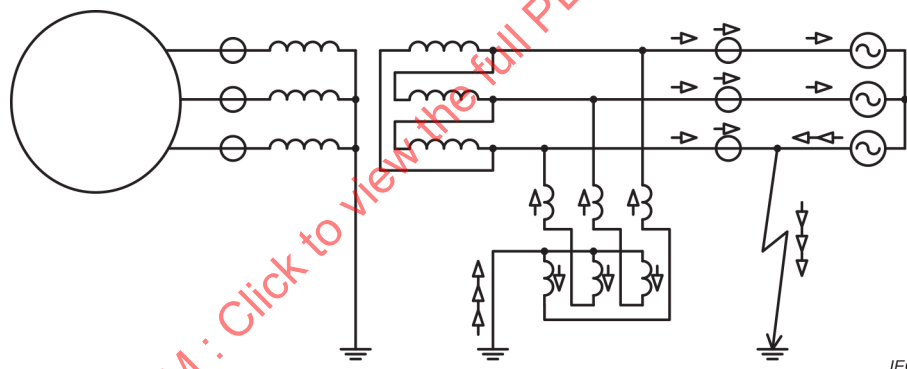


Figure 19 – Zero sequence current injection on the delta side of the transformer

6.3.5.4 Reporting

The manufacturer shall report the start ratios as per Table 9 resulting from the testing of 6.3.5.2.

Table 9 – Example of start ratios resulting from zero sequence compensation

Winding type	Zero sequence compensation setting	Three-phase start value	Single-phase start value	Start ratio (theoretical)
Star ("Y")	Enabled	I_{START}	$1,5 \times I_{START}$	1,5
Star ("Y")	Disabled	I_{START}	I_{START}	1
Delta ("Δ")	Enabled	I_{START}	$\sqrt{3} \times I_{START}$	$\sqrt{3}$
Delta ("Δ")	Disabled	I_{START}	I_{START}	1
Zigzag ("Z")	Enabled	I_{START}	$1,5 \times I_{START}$	1,5
Zigzag ("Z")	Disabled	I_{START}	I_{START}	1

The manufacturer shall report whether the protection function has passed the test of 6.3.5, reporting the measured differential current and measured ratios where possible.

6.3.6 Harmonic restraint basic accuracy test under steady state conditions at nominal frequency

6.3.6.1 General

The purpose of this test is to verify the basic accuracy of the harmonic restraint threshold that is set to restrain the current differential element as specified by the manufacturer. For relays that do not provide this capability, this test is not required.

The test is conducted with a simple test sequence by instantaneously injecting steady state current(s), with superimposed harmonic component, while for each test shot an operation/non operation of the protection device is monitored.

For current injections with differential currents above the pick-up setting with a superimposed harmonic level, below the set threshold of harmonic content, an operation of the differential protection is expected.

For current injections with differential currents above the pick-up setting with a harmonic level, above the set threshold of harmonic content, the restrained element of the differential protection is restrained from operating (no operation).

The harmonic restraint basic accuracy test under steady state conditions at nominal frequency shall be conducted for the same general setting of the differential function as per the test for the basic characteristic accuracy (6.3.2.1). If the relay has an option for time limiting the harmonic restraint, this option should be deactivated. However, if it is not possible to remove the time limitation, the manufacturer shall verify that the operate time extends to include the period when the harmonic restraint is active. The different functions for harmonic restraint shall be tested one at a time beginning with 2nd harmonic (e.g. inrush blocking) and then repeated for all of the other harmonic restraint functions that the protection device supports (e.g. 5th harmonic/overexcitation). The test shall be repeated for each rated frequency that is supported by the protection device.

The tests are carried out in a manner that all three-phase currents (I_{L1} , I_{L2} , I_{L3}) are injected simultaneously on one side of the protected object with a level of its fundamental frequency component that exceeds the pick-up setting by 1,2/1,5/2/4 times in order to force a secure trip of the protection element, together with superimposition of the harmonic component only on one phase for differential functions that provide "cross blocking" or with superimposition of the harmonic component on all three phases for differential functions that provide "individual phase blocking". No current shall be injected into other current inputs of the protection. Test shots are repeated with superimposition of the harmonic under test to determine if the threshold (setting for harmonic content that will block the relay from tripping) is within the tolerances that are specified by the manufacturer. A test shot is defined as a pre-fault state (zero current in all phases) followed by a fault state. The harmonic component is applied upon fault injection.

The proposed test methods are recommended. If a particular protection algorithm does not allow the use of the proposed approach, the manufacturer shall propose and describe an alternative test procedure and present the results in the format given in this document.

6.3.6.2 Application specific considerations: transformer differential

The protected object shall be a transformer with vector group YNyn0. Table 10 shows the test points for the rated frequency harmonic restraint tests under steady state conditions to be executed for each harmonic that the protection device supports for harmonic restraint.

Table 10 – Test points for rated frequency harmonic restraint

Setting $I_{DIFF\ Low\ Set}>$	Setting for harmonic	Phase with harmonic superimposed	Cross blocking (CPB)/ individual phase blocking (IPB)	Angle of superimposed harmonic component	Test points/ $I_{DIFF\ Low\ Set}>$	Injection of currents
Default setting	Default setting	I_{L1}	CPB	0°	$1,2 \times \text{Setting}$ $I_{DIFF\ Low\ Set}>$	3-phase on high voltage side
Minimum (0 %)	Minimum (0 %)	I_{L2}	CPB	45°	$1,5 \times \text{Setting}$ $I_{DIFF\ Low\ Set}>$	3-phase on low voltage side
50 %	50 %	I_{L3}	CPB	90°	$2 \times \text{Setting}$ $I_{DIFF\ Low\ Set}>$	3-phase on high voltage side
Maximum (100 %)	Maximum (100 %)	I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}	IPB	135°	$4 \times \text{Setting}$ $I_{DIFF\ Low\ Set}>$	3-phase on low voltage side

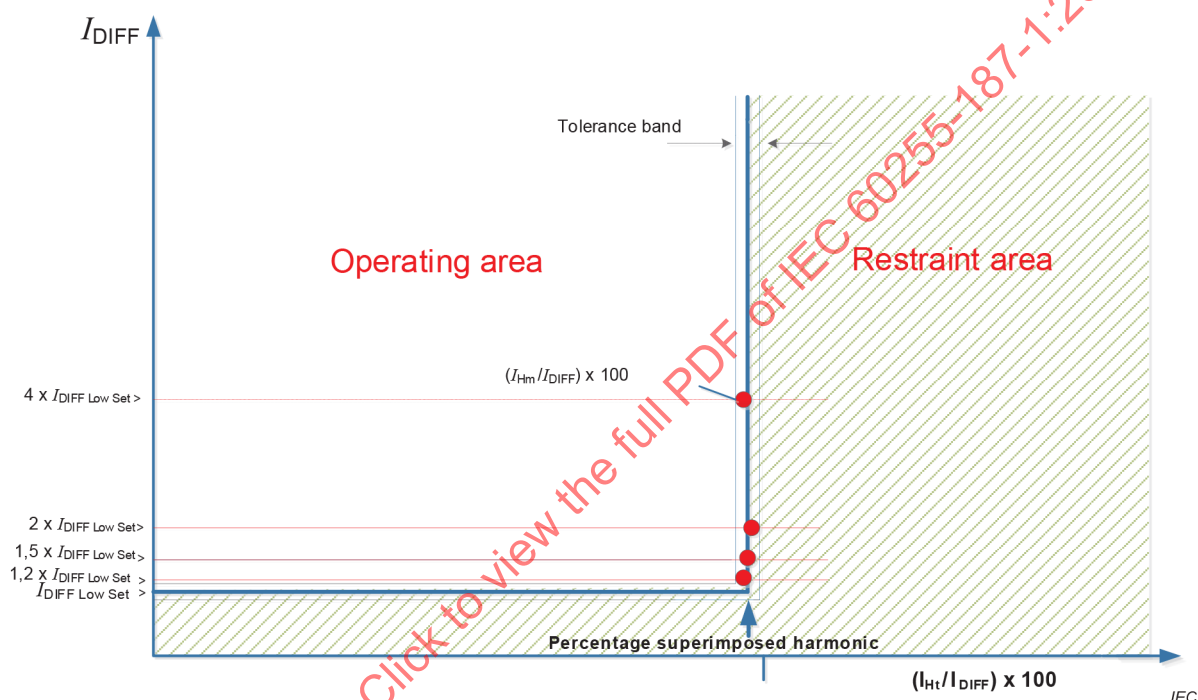
6.3.6.3 Reporting of the harmonic restraint basic accuracy test under steady state conditions at nominal frequency

For each test point, test results shall be documented in the type test report as shown in Table 11.

The test results should also be documented graphically by combining the results for 1,2, 1,5, 2, and 4 times $I_{DIFF}>$ into one diagram showing the harmonic restraint characteristic with its tolerance band and the corresponding results as shown in Figure 20.

Table 11 – Reporting example of test results for harmonic restraint basic accuracy test

I_{DIFF}	$\left(\frac{I_{\text{Ht}}}{I_{\text{DIFF}}}\right) 100$	$\left(\frac{I_{\text{Hm}}}{I_{\text{DIFF}}}\right) 100$	Error	Result
$1,2 \times I_{\text{DIFF}} >$	20,00 %	20,02 %	0,02 %	Passed
Key I_{Ht} theoretical harmonic current I_{Hm} measured harmonic current I_{DIFF} fundamental frequency differential current				

**Figure 20 – Example of a rated frequency harmonic restraint characteristic with visualization of test lines**

6.3.7 Accuracy related to time delay setting

6.3.7.1 General methodology

Normally, no time delay settings are used for the differential protection element. However, if an intentional time delay can be set, 6.3.7 provides a test method to confirm the accuracy of the time delay.

In order to determine the time delay accuracy of a differential element, currents shall be applied to the relay with no DC component that will cause operation of the element. The start and operate output signals of the element shall be monitored. If a start signal is not available then a trip signal with no intentional time delay can be used instead.

At least three time delay settings (25 %, 50 % and 100 % of the time delay setting range) shall be tested. The time delay shall be limited to one second if the time delay range is greater than one second. All other settings shall be kept at default values during the test. Each test point shall be repeated at least five times to ensure the repeatability of results, with the maximum, minimum and average value of the five attempts being used for the results.

The differences between the times recorded for the start signal and the delayed trip signal shall be used to measure the time delay.

6.3.7.2 Application specific considerations: phase biased differential

For this test, symmetrical three-phase test currents are injected into one side of the protected object.

$$I_{L1} = 4 \times I_{\text{rated}} \angle 0^\circ, I_{L2} = 4 \times I_{\text{rated}} \angle -120^\circ, I_{L3} = 4 \times I_{\text{rated}} \angle 120^\circ$$

6.3.7.3 Application specific considerations: biased restricted earth fault

For this test, a single-phase test current is injected into one side of the protected object.

$$I_{L1} = 4 \times I_{\text{rated}} \angle 0^\circ \text{ or}$$

$$I_N = 4 \times I_{\text{rated}} \angle 0^\circ$$

6.3.7.4 Reporting

Table 12 shows the results for each test for a time delay setting of 40 ms (e.g. 50 % of the time delay setting range).

Table 12 – Results of time delay tests

Test number	Measured time delay
1	44 ms
2	42 ms
3	38 ms
4	37 ms
5	41 ms

The accuracy related to time delay shall be reported as indicated in Table 13, where the time delay that is being tested, the minimum and maximum values and the corresponding error level are reported.

Table 13 – Reported time delay

Time delay setting	Time delay, min. value	Time delay, max. value	Error	Tolerance	Result
25 % (20 ms)	18,0 ms	22,0 ms	2 ms or 10%	±5 % or ±20 ms	Passed
50 % (40 ms)	37,0 ms	44,0 ms	4 ms or 10 %	±5 % or ±20 ms	Passed
100 % (80 ms)	72,0 ms	84,0 ms	8 ms or 10 %	±5 % or ±20 ms	Passed

6.3.7.5 Operate media (trip media)

The manufacturer shall declare with which output the operate time has been measured (e.g. trip binary output contact, or solid state output, or GOOSE defined in IEC 61850-8-1). If the relay can provide different output media, then the manufacturer shall declare how the results are affected.

6.3.8 Determination and reporting of the disengage time

6.3.8.1 General methodology

The disengage time is tested for the removal of differential current that corresponds to four times the nominal current. Fault currents are removed at their zero crossing.

When the last fault current quantity is removed, the measuring timer is started. The timer stops when the trip signal resets and the measured time is the disengage time.

Figure 21 shows the sequence of events for this test.

The test shall be repeated at least five times to ensure the repeatability of results, with the maximum and average value of the five attempts being used for analysis and reporting.

The tests shall be performed for case 1 defined in Table 5 only.

6.3.8.2 Application specific considerations: phase biased differential

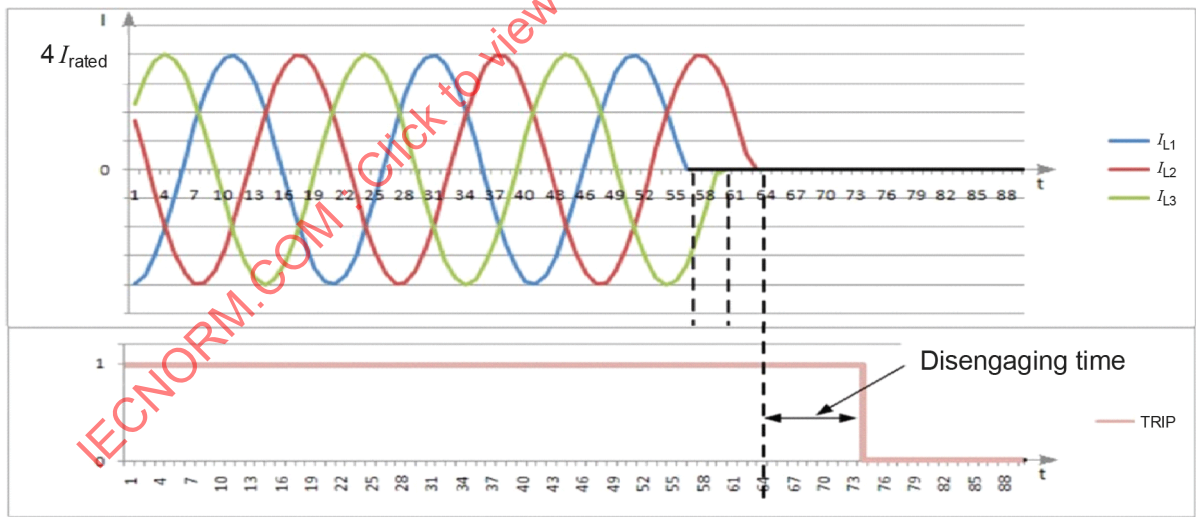
For this test, symmetrical three-phase test currents are injected into one side of the protection object.

$$I_{L1} = 4 \times I_{\text{rated}} \angle 0^\circ, I_{L2} = 4 \times I_{\text{rated}} \angle -120^\circ, I_{L3} = 4 \times I_{\text{rated}} \angle 120^\circ$$

6.3.8.3 Application specific considerations: biased restricted earth fault

For this test, a single-phase test current is injected to one side of the protection object.

$$I_{N1} = 4 \times I_{\text{rated}} \angle 0^\circ$$



IEC

Figure 21 – Sequence of events for testing the disengage time

NOTE Time scale is shown in samples. The sampling rate is 20 samples per cycle.

6.3.8.4 Reporting of the disengage time

The results of the disengage time test shall be reported as shown in Table 14.

Table 14 – Results of disengage time for all the tests

Test number	Disengage time
1	22 ms
2	23 ms
3	21 ms
4	23 ms
5	23 ms

The results of Table 14 are used to calculate the maximum value of the disengage time.

6.4 Dynamic performance tests

6.4.1 General

The intention of the tests described in 6.4 is to verify the dynamic performance of the protection relay within its operating frequency range, as described in Clause 5. The reactances shown for sources A and B in various tables in 6.4 are calculated using the frequency of the specific test case.

In order to provide fixed, comparative test points, the operating ranges have been chosen as $\pm 10\%$ of the nominal frequency for operate time tests as per Table 15.

Table 15 – Frequencies for dynamic performance tests when the frequency operating range is equal to $\pm 10\%$ of nominal frequency

50 Hz nominal frequency (Hz)	60 Hz nominal frequency (Hz)
45,00	54,00
47,50	57,00
50,00	60,00
52,50	63,00
55,00	66,00

If the operating frequency range of the protection function is wider than the $\pm 10\%$, the tests shall be executed for the frequencies shown in Table 16.

Table 16 – Frequencies for dynamic performance tests when the frequency operating range is wider than $\pm 10\%$ of nominal frequency

50 Hz nominal frequency (Hz)	60 Hz nominal frequency (Hz)
Min. frequency of operating range	Min. frequency of operating range
$(\text{Min. frequency of operating range} + 45) / 2$	$(\text{Min. frequency of operating range} + 54) / 2$
45,00	54,00
47,50	57,00
50,00	60,00
52,50	63,00
55,00	66,00
$(55 + \text{max. frequency of operating range}) / 2$	$(66 + \text{max. frequency of operating range}) / 2$
Max. frequency of operating range	Max. frequency of operating range

If the operating range of the frequency for the protection function is narrower than the proposed $\pm 10\%$ of the nominal frequency, then the tests shall be executed for the frequencies listed in Table 15 that are included in the relay's operating range. Additional tests shall be executed for the minimum and maximum values of the operating range, as shown in Table 17, where as an example, the protection relay has an operating range of $\pm 9\%$ of the nominal frequency.

Table 17 – Example frequencies for dynamic performance tests when the frequency operating range is narrower than $\pm 10\%$ of nominal frequency

50 Hz nominal frequency (Hz)	60 Hz nominal frequency (Hz)
Min. frequency of operating range = 45,50	Min. frequency of operating range = 54,60
47,50	57,00
50,00	60,00
52,50	63,00
Max. frequency of operating range = 54,50	Max. frequency of operating range = 65,40

A note in the test report shall state that the frequency operating range is narrower than 10 % of the nominal frequency.

The settings applied to the differential element shall be appropriate for the testing being performed but shall be consistent between operate and stability testing. Only settings deemed necessary to be changed for the application scenario being tested shall be changed. For power transformer application, if harmonic restraint is used for restraining during magnetizing inrush, it shall be enabled and not changed for operating time and stability testing.

Tests to measure the dynamic performance of the differential protection function are described below:

- typical operate time for double infeed network model – restrained operation;
- typical operate time for double infeed network model – unrestrained operation;
- typical operate time for radial single infeed network model – restrained operation;
- typical operate time for radial single infeed network model – unrestrained operation;
- stability for external fault;
- relay behaviour for evolving fault.

These tests do not represent all possible system conditions. Other application specific tests may be required to evaluate the performance of the differential protection function.

Users may select any available transient simulation program to simulate the dynamic power system model provided in this document. The tests performed shall be based on the same physical model. This document does not specify any specific testing tool. However, the test waveforms shall represent the described physical model. This means that the waveforms shall follow the solution of the differential equations associated with the power system model. The transitions of the waveforms from one "state" to another "state" (e.g. pre-fault to fault or "fault condition 1" to "fault condition 2" in evolving faults) are simply dictated by the dynamics of the modelled system, based on the differential equations and the initial conditions that are given by the values of currents and voltages at the end of the previous state. From one state to another state, the power system model usually changes, hence the differential equations describing the two states are different. In case of a pre-fault, for instance, the power system model does not include any electrical fault, while it is included in the "faulty" state. Starting with the pre-fault, the differential equations are solved with the result of the pre-fault steady state currents and voltages in the necessary points defined by the test. When the fault is injected, the new

differential equations are solved using voltage and current signals taken just prior to the fault injection as initial values.

This document provides a way of validating the transient simulation results with a representative set of COMTRADE files for the case of an evolving fault in Annex H.

6.4.2 Operate time for double infeed network model (restrained operation)

6.4.2.1 General methodology

A transient power system network simulation model is used to simulate the currents, including the decaying DC component, with realistic transitions between pre-fault and fault currents. Several fault inception angles shall be used at each fault location. The definition of fault inception angle can be found in Annex I. The level of the fault currents is determined by changing the value of the source impedances.

The frequency of the sources A and B is changed according to the values indicated.

An appropriate signal representing the system frequency, such as voltage, shall be available to allow the frequency tracking algorithm to work for those relays that can perform this feature.

6.4.2.2 Application specific considerations: transformer differential

In order to compare the dynamic performance, the power system network model shown in Figure 22 shall be used. Delta-connected tertiary windings are not modelled. The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 18. The test sequence includes the following parameters and their ranges:

- Number of differential current levels considered

The following differential current levels in pu (multiple of rated current which is calculated using base voltage and base power) for three-phase faults shall be used:

- 0,5; 1,0; 3,0; 5,0; 10,0 at nominal frequency;
- 10,0 at off-nominal frequencies.

These differential current levels give the source impedances as shown in Table 19 as a function of differential current during the fault.

- Fault position

FP2

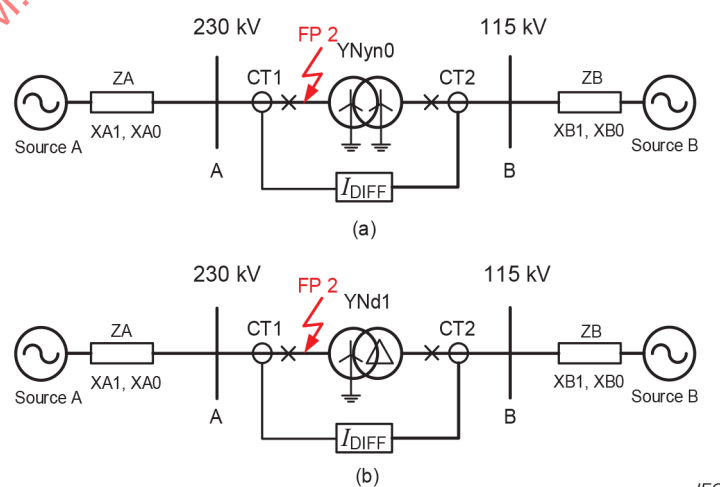


Figure 22 – Double infeed network model for operate time tests

Table 18 – Double infeed network model

System voltage	230 kV/115 kV ^a
System frequency	Frequency in operating range. For details, see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 500 A/1 A (5 A); CT2: 1 000 A/1 A (5 A)
Power transformer ^c	200 MVA ^d , YNYn0, YNd1
Sources A, B	Primary time constant $T_p = 60$ ms. For details, see Table 19.
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu (when applicable)
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The power transformer is ideal, which means there are no losses in power transformation: – zero winding losses (zero resistance and leakage reactance) (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value achievable shall be used); – infinite magnetizing impedance. ^d Reference for base power in pu calculations ^e The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current level of approximately 0,3 pu, hence a lower or higher level will be proposed. Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.	

- System frequency

The system frequency shall change in accordance with the test case, with both nominal and off-nominal frequency being tested in accordance with 6.4.1. Table 19 shows test frequency for a protection function with an operating range of ± 10 % of 50 Hz nominal frequency.

- Fault types

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

**Table 19 – Source impedances for double infeed network model –
Restrained operation (e.g. 50 Hz ± 10 % operating range)**

Test case	Test frequency Hz	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 primary ohms	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0 primary ohms	Fault current 3-phase fault $I_{A1} = I_{B1}$ (assuming load current = 0) pu	Maximum differential fault current 3-phase fault (assuming load current = 0) pu	Source phase shift for vector group 0 transformer $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$ degrees	Loading pu
1	45,0	X = 52,9 R = 3,12	X = 13,2 R = 0,778	5,00	10,0	7	0,31
2	47,5	X = 52,9 R = 2,95	X = 13,2 R = 0,737	5,00	10,0	7	0,31
3	50,0	X = 1060 R = 56,2	X = 265 R = 14,1	0,25	0,5	60	0,13
4	50,0	X = 529 R = 28,1	X = 132 R = 7,00	0,50	1,0	60	0,25
5	50,0	X = 176 R = 9,34	X = 44,0 R = 2,33	1,50	3,0	23	0,30
6	50,0	X = 106 R = 5,62	X = 26,5 R = 1,41	2,50	5,0	14	0,30
7	50,0	X = 52,9 R = 2,81	X = 13,2 R = 0,700	5,00	10,0	7	0,31
8	52,5	X = 52,9 R = 2,67	X = 13,2 R = 0,667	5,00	10,0	7	0,31
9	55,0	X = 52,9 R = 2,55	X = 13,2 R = 0,637	5,00	10,0	7	0,31

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequency;
- 30°, 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Power transformer type

The tests are performed for both power transformer types YNyn0 and YNd1.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. For the case of the YNyn0 transformer, vector group compensation shall be set accordingly and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on both windings. For the case of the YNd1 transformer, vector group compensation shall be set to 1 (–30°) and the zero sequence compensation shall be enabled on the YN winding only. Unrestrained (high set) operation shall be disabled or set high enough to avoid tripping for the fault conditions detailed in the test, with an operate value in excess of 10 pu.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.4.2, 6.4.7.2, 6.5.2.1 and 6.8.2.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithms, shall be activated.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 500 A/1 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A and 1 000 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration.

It is possible to perform additional tests for the following current transformer configurations:

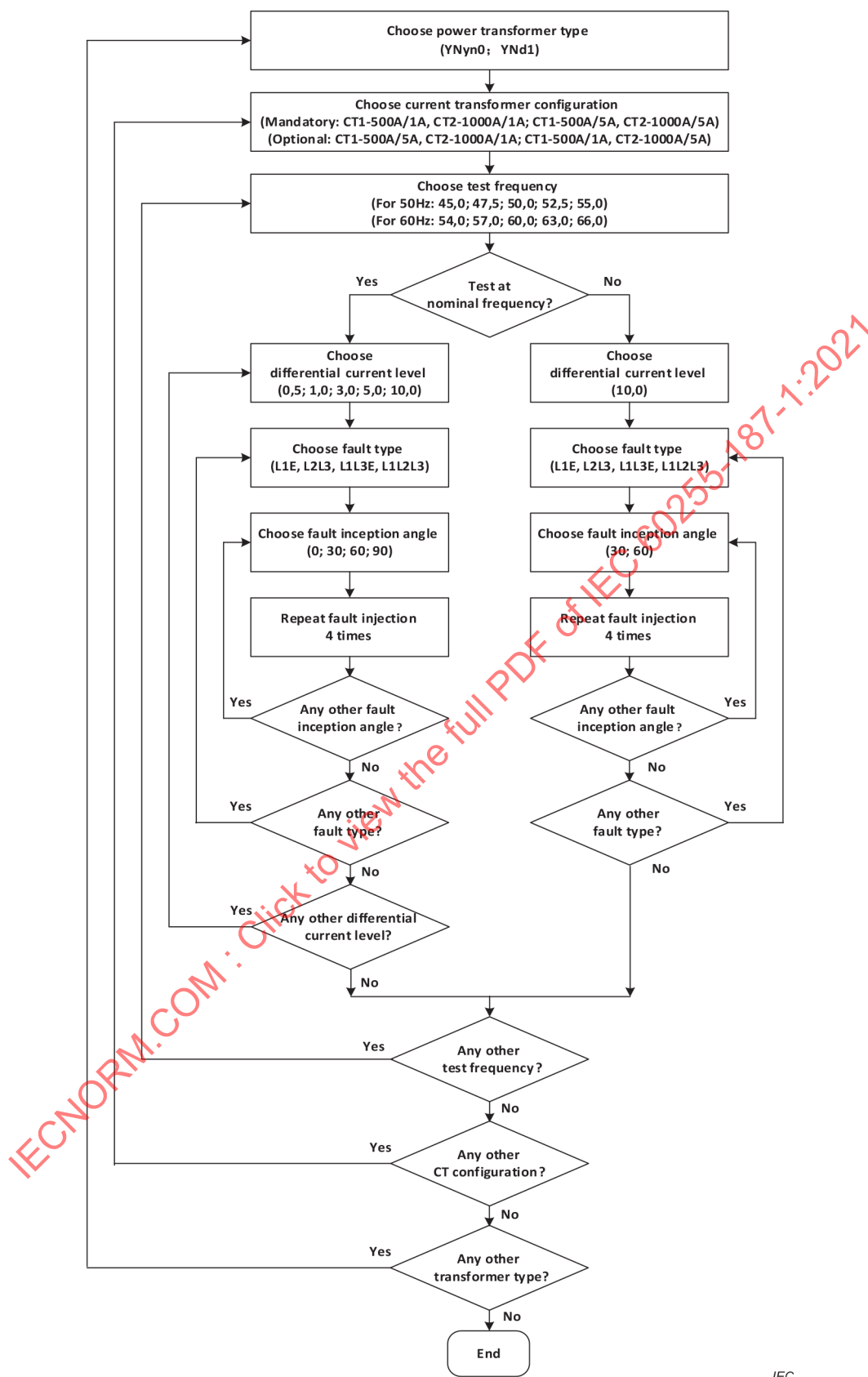
- 500 A/5 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/1 A and 1 000 A/5 A.

- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition.

The phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

Faults will be injected according to the sequence described by the flowchart in Figure 23. The total number of tests is 3 584 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.



IEC

**Figure 23 – Test sequence for double infeed network model –
Restrained operation (transformer)**

6.4.2.3 Application specific considerations: biased restricted earth fault

In order to compare the dynamic performance, the power system network model shown in Figure 24 shall be used.

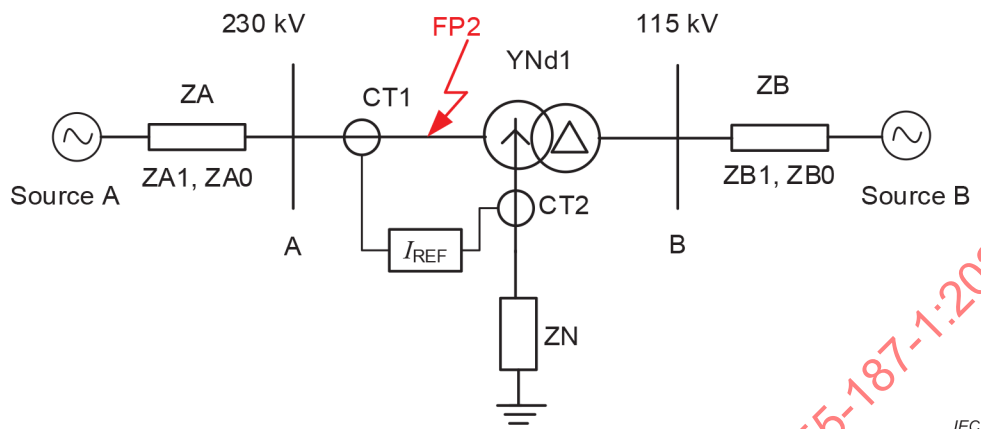


Figure 24 – Double infeed network model for operate time tests

Typically, for internal single-phase-to-earth faults, the restricted earth fault protection sees double infeed faults (fault currents available at both current transformers). For both double-ended or radial systems, the operate times for restricted earth fault protection will be assessed with the following power system model, which is necessary to generate the pre-fault load current and internal single-phase-to-earth fault currents.

The neutral path of the power transformer is earthed with the impedance $Z_N = R_N + j X_N$. This impedance is used to control the residual fault current level from the power transformer side. The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 20.

Table 20 – Double infeed network model

System voltage	230 kV/115 kV ^a
System frequency	Frequency in operating range. For details, see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 500 A/1 A (5 A); CT2: 500 A/1 A (5 A)
Power transformer ^c	200 MVA ^d , YNd1
Sources A, B	Primary time constant $T_p = 60$ ms. For details, see Table 21.
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu (when applicable)
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The power transformer is ideal, which means there are no losses in power transformation: – zero winding losses (zero resistance and leakage reactances (if 0Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value achievable shall be used); – infinite magnetizing impedance. The zero-sequence impedance is modelled with the neutral-to-ground impedance Z_N . ^d Reference for base power in pu calculations. ^e The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current level of approximately 0,3 pu, hence a lower or higher level will be proposed. Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.	

- Number of $3I_0$ differential current levels for single-phase-to-earth faults considered

The following differential current levels in pu for single-phase-to-earth faults shall be used:

- 0,5; 1,0; 3,0; 5,0; 10,0 at nominal frequency;
- 10,0 at off-nominal frequencies.

These residual ($3I_0$) differential current levels give the source impedances and power transformer neutral impedance as shown in Table 21.

- Fault position

FP2

- System frequency

The system frequency shall change in accordance with the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 21 shows test frequency for a protection function with an operating range of $\pm 10\%$ of 50 Hz nominal frequency.

- Fault types

L1E, L2E, L3E, L2L3E

**Table 21 – Source impedances for double infeed network model –
Restrained operation (e.g. 50 Hz $\pm 10\%$ operating range)**

Test case	Test frequency	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	ZN	$3I_0$ differential fault current LE fault (considering load current = 0)	Phase shift for vector group 0 transformer $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Load
	Hz	primary ohms	primary ohms	primary ohms	pu	degrees	pu
1	45,0	X = 52,9 R = 3,12	X = 13,2 R = 0,778	XN = 17,6 RN = 1,04	10,00	7	0,31
2	47,5	X = 52,9 R = 2,95	X = 13,2 R = 0,737	XN = 17,6 RN = 0,983	10,00	7	0,31
3	50,0	X = 1060 X = 56,2	X = 265 R = 14,1	XN = 353 RN = 18,7	0,50	60	0,13
4	50,0	X = 529 R = 28,1	X = 132 R = 7,00	XN = 176 RN = 9,34	1,00	60	0,25
5	50,0	X = 176 R = 9,34	X = 44,0 R = 2,33	XN = 58,7 RN = 3,11	3,00	23	0,30
6	50,0	X = 106 R = 5,62	X = 26,5 R = 1,41	XN = 35,3 RN = 1,87	5,00	14	0,30
7	50,0	X = 52,9 R = 2,81	X = 13,2 R = 0,700	XN = 17,6 RN = 0,934	10,00	7	0,31
8	52,5	X = 52,9 R = 2,67	X = 13,2 R = 0,667	XN = 17,6 RN = 0,889	10,00	7	0,31
9	55,0	X = 52,9 R = 2,55	X = 13,2 R = 0,637	XN = 17,6 RN = 0,849	10,00	7	0,31

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0° , 30° , 60° , 90° at nominal frequency;
- 30° , 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated:

- 4 times for tests at nominal frequency;
- 4 times for tests at off-nominal frequencies.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. Unrestrained (high set) operation shall be disabled or set high enough to avoid tripping for the fault conditions detailed in the test, with an operate value in excess of 10,5 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithms, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.7.3, 6.5.3.1 and 6.8.4.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 500 A/1 A and 500 A/1 A;
- 500 A/5 A and 500 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration.

It is possible to perform additional tests for the following current transformer configurations:

- 500 A/5 A and 500 A/1 A;
- 500 A/ 1 A and 500 A/5 A.

- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

Faults will be injected according to the sequence described by the flowchart in Figure 25. The total number of tests is 1 792 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.

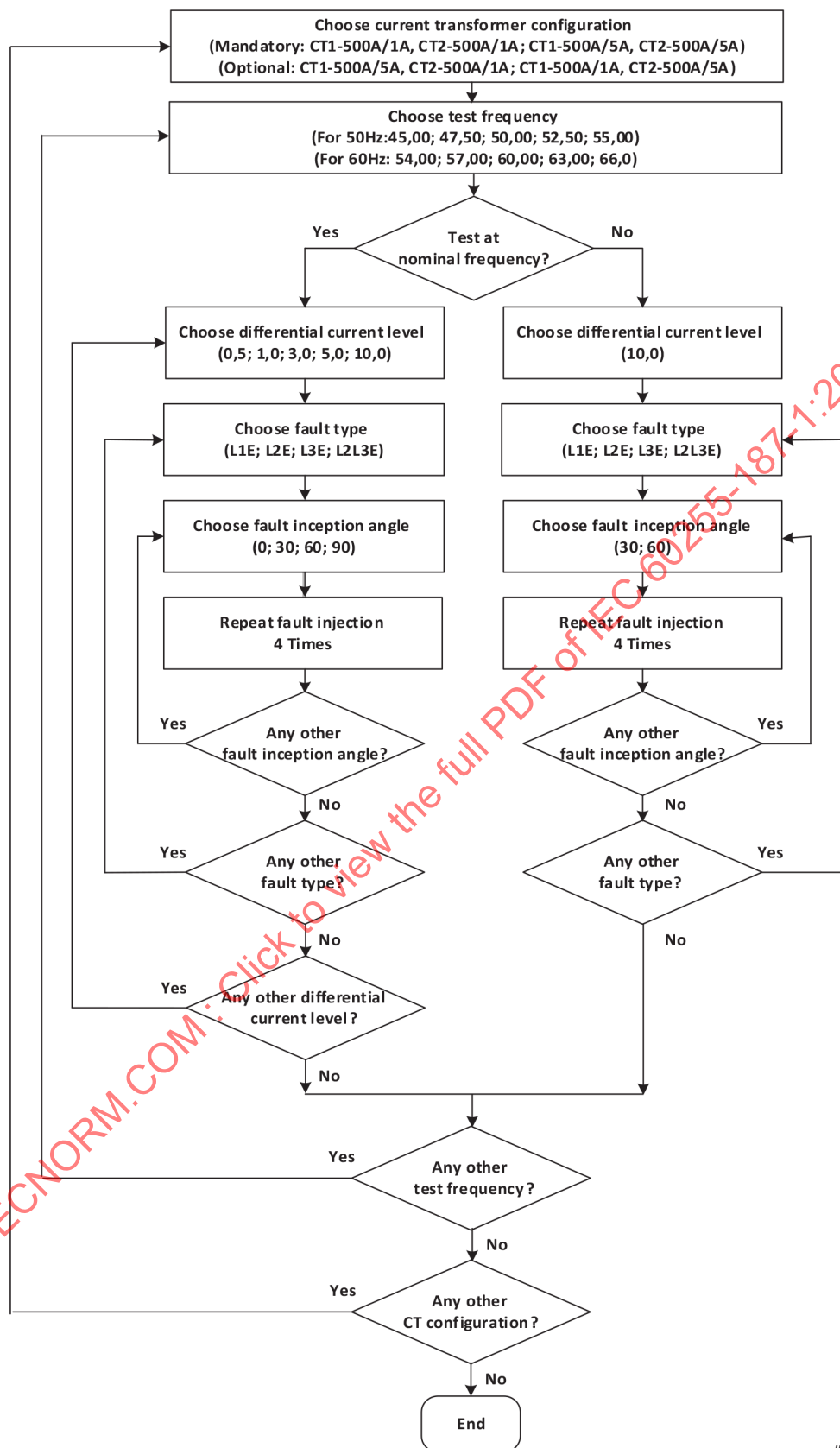
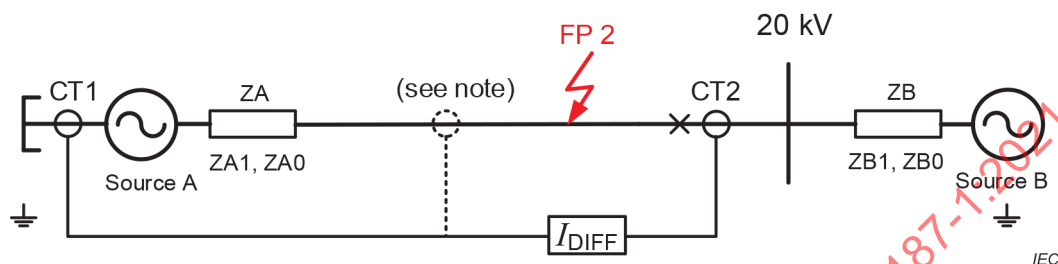


Figure 25 – Test sequence for double infeed network model – Restrained operation (REF)

6.4.2.4 Application specific considerations: generator differential

In order to compare the dynamic performance of relays from different manufacturers, the power system network model shown in Figure 26 shall be used. In this network model, the source A and the impedance ZA simulate the currents generated by the protected generator with short-circuit impedance (sub-transient impedance) having a time constant of 100 ms. The source B and the impedance ZB simulate the currents generated by the power network connected to the protected generator. Also, in this case, the time constant is 100 ms.



NOTE To simplify the simulation, the CT location shown in dotted lines is used for CT1. This is equivalent to the CT location shown in the figure as CT1 and gives identical results.

Figure 26 – Double infeed network model for operate time tests

The protected generator is schematically shown within the current transformers CT1 and CT2.

The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 22.

Table 22 – Double infeed network model

System voltage	20 kV ^a , neutral point isolated
System frequency	Frequencies in operating range. For details, see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 3 000 A/1 A (5 A); CT2: 3 000 A/1 A (5 A)
Protected generator (G)	100 MVA ^c (neutral point isolated)
Sources A, B	Primary time constant $T_p = 100$ ms Neutral points of sources are isolated. For details, see Table 23.
Pre-fault current ^d	Approximately 0,3 pu (when applicable)
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. The short-circuit impedance of the protected generator is represented by ZA. ^c Reference for base power in pu calculations. ^d The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between: – source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current; – level of approximately 0,3 pu, hence a lower or higher level will be proposed; – Phase angle between sources A and B during fault condition shall be kept the same as during pre-fault condition.	

- Number of differential current levels considered

The following differential current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 0,5; 1,0; 3,0; 5,0; 10,0 at nominal frequency;
- 10,0 at off-nominal frequencies.

These differential current levels give the source impedances as shown in Table 23 as a function of differential current during the fault.

**Table 23 – Source impedances for double infeed network model –
Restrained operation (e.g. 50 Hz ± 10 % operating range)**

Test case	Test frequency	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	Fault current 3-phase fault $I_{A1} = I_{B1}$ (considering load current = 0)	Maximum differential fault current 3-phase fault (considering load current = 0)	Phase shift PHI _A – PHI _B	Load
	Hz	primary ohms	primary ohms	pu	pu	degrees	pu
1	45,0	X = 0,800 R = 0,0283	X = 0,800 R = 0,0283	5,00	10,0	7	0,30
2	47,5	X = 0,800 R = 0,0268	X = 0,800 R = 0,0268	5,00	10,0	7	0,30
3	50,0	X = 16,0 R = 0,509	X = 16,0 R = 0,509	0,25	0,5	60	0,13
4	50,0	X = 8,00 R = 0,255	X = 8,00 R = 0,255	0,50	1,0	60	0,25
5	50,0	X = 2,66 R = 0,0847	X = 2,66 R = 0,0847	1,50	3,0	23	0,30
6	50,0	X = 1,60 R = 0,0509	X = 1,60 R = 0,0509	2,50	5,0	14	0,30
7	50,0	X = 0,800 R = 0,0255	X = 0,800 R = 0,0255	5,00	10,0	7	0,31
8	52,5	X = 0,800 R = 0,0243	X = 0,800 R = 0,0243	5,00	10,0	7	0,31
9	55,0	X = 0,800 R = 0,0231	X = 0,800 R = 0,0231	5,00	10,0	7	0,31

- Fault position

FP2

- System frequency

The system frequency shall change in accordance with the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 23 shows test frequencies for a protection function with an operating range of ±10 % of 50 Hz nominal frequency.

- Fault types

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequency;
- 30°, 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. Any vector group compensation and zero sequence compensation available on the element shall be disabled. Unrestrained (high set) operation shall be disabled or set high enough to avoid tripping for the fault conditions detailed in the test, with an operate value in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithms, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.4.3, 6.4.7.4, and 6.5.4.1.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 3 000 A/1 A and 3 000 A/1 A;
- 3 000 A/5 A and 3 000 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration.

- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition.

The voltage sources A and B will keep the same phase angle they had during the generation of the pre-fault load.

Faults will be injected according to the sequence described by the flowchart in Figure 27. The total number of tests is 896 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.

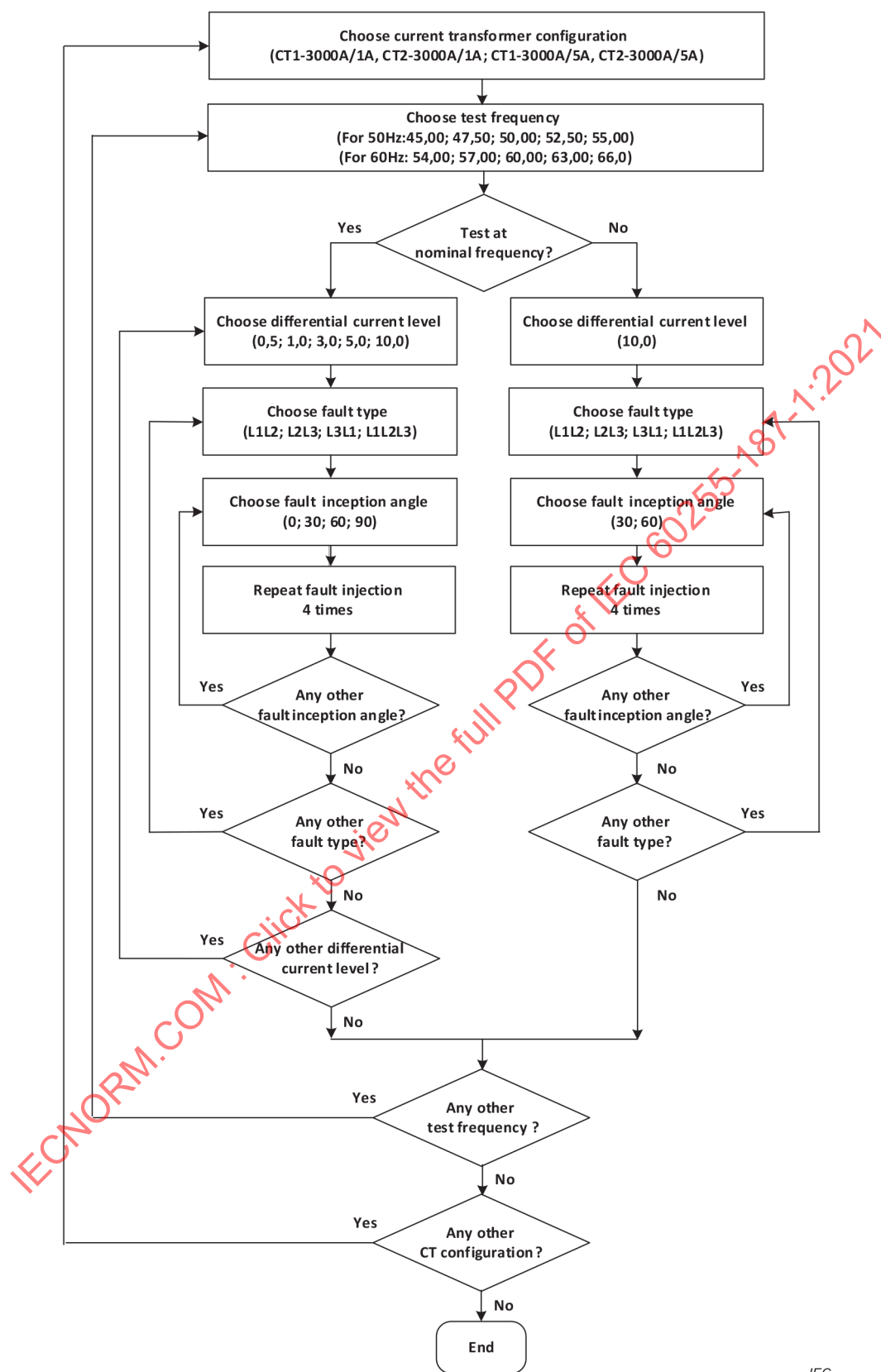
6.4.3 Operate time for double infeed network model (unrestrained operation)

6.4.3.1 General methodology

A transient power system network simulation model is used to simulate the currents, including the decaying DC component, with realistic transitions between pre-fault and fault currents. Several fault inception angles shall be used at each fault location. The definition of fault inception angle can be found in Annex I. The level of the fault currents is determined by changing the value of the source impedances.

The frequency of the sources A and B is changed according to the values indicated.

An appropriate signal representing the system frequency shall be available to allow the frequency tracking algorithm to work for those relays that can perform this feature.



IEC

**Figure 27 – Test sequence for double infeed network model –
Restrained operation (generator)**

6.4.3.2 Application specific considerations: transformer differential

The same test model shown in Figure 22 that was used for restrained operation is used for this test with revised model parameters as shown in Table 24.

**Table 24 – Source impedances for double infeed network model –
Unrestrained operation (e.g. 60 Hz $\pm$ 10 % operating range)**

Test case	Test frequency	Source A XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B XB1 = XB0 RB1 = RB0	Fault current 3-phase fault $I_{A1} = I_{B1}$ considering load current = 0)	Maximum differential fault current 3-phase fault considering load current = 0)	Phase shift for vector group 0 transformer $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Load
	Hz	primary ohms	primary ohms	pu	pu	degrees	pu
1	54,0	X = 21,2 R = 1,04	X = 5,30 R = 0,260	12,50	25,0	3	0,33
2	57,0	X = 21,2 R = 0,987	X = 5,30 R = 0,247	12,50	25,0	3	0,33
3	60,0	X = 26,5 R = 1,17	X = 6,63 R = 0,293	10,00	20,0	4	0,35
4	60,0	X = 21,2 R = 0,937	X = 5,30 R = 0,234	12,50	25,0	3	0,33
5	60,0	X = 17,6 R = 0,778	X = 4,40 R = 0,195	15,00	30,0	3	0,39
6	63,0	X = 21,2 R = 0,893	X = 5,30 R = 0,223	12,50	25,0	3	0,33
7	66,0	X = 21,2 R = 0,852	X = 5,30 R = 0,213	12,50	25,0	3	0,33

The following test parameters are required:

- Number of differential current levels considered

The following differential current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 20,0; 25,0; 30,0 at nominal frequency;
- 25,0 at off-nominal frequencies.

These differential current levels produce the source impedances as shown in Table 24 as a function of differential current during the fault.

- Fault position

FP2

- System frequency

The system frequency shall change according to the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 24 shows test frequencies for a protection function with an operating range of ± 10 % of 60 Hz nominal frequency.

- Fault types

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequency;
- 30°, 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Power transformer type

The tests are performed for both power transformer types YNyn0 and YNd1.

- Differential relay settings

The unrestrained (high set) operation shall be enabled with an operate value set in excess of 10 pu. If an intentional time delay is available with the unrestrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. For the case of the YNyn0 transformer, vector group compensation shall be set to 0 and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on both windings. For the case of the YNd1 transformer, vector group compensation shall be set to 1 (–30°) and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on the YN winding only. The restrained operation shall be disabled, or set with due consideration of the test to minimize the impact on the unrestrained function. Alternatively, a separate binary output shall be monitored that only changes state in accordance with unrestrained element operation.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the unrestrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.5.2.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 500 A/1 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A and 1 000 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration.

It is possible to perform additional tests for the following current transformer configurations:

- 500 A/5 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/1 A and 1 000 A/5 A.

- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition.

The voltage sources A and B will keep the same phase angle they had during the generation of the pre-fault load.

Faults shall be injected in accordance with the sequence described by the flowchart in Figure 28. The total number of tests is 2 560 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.

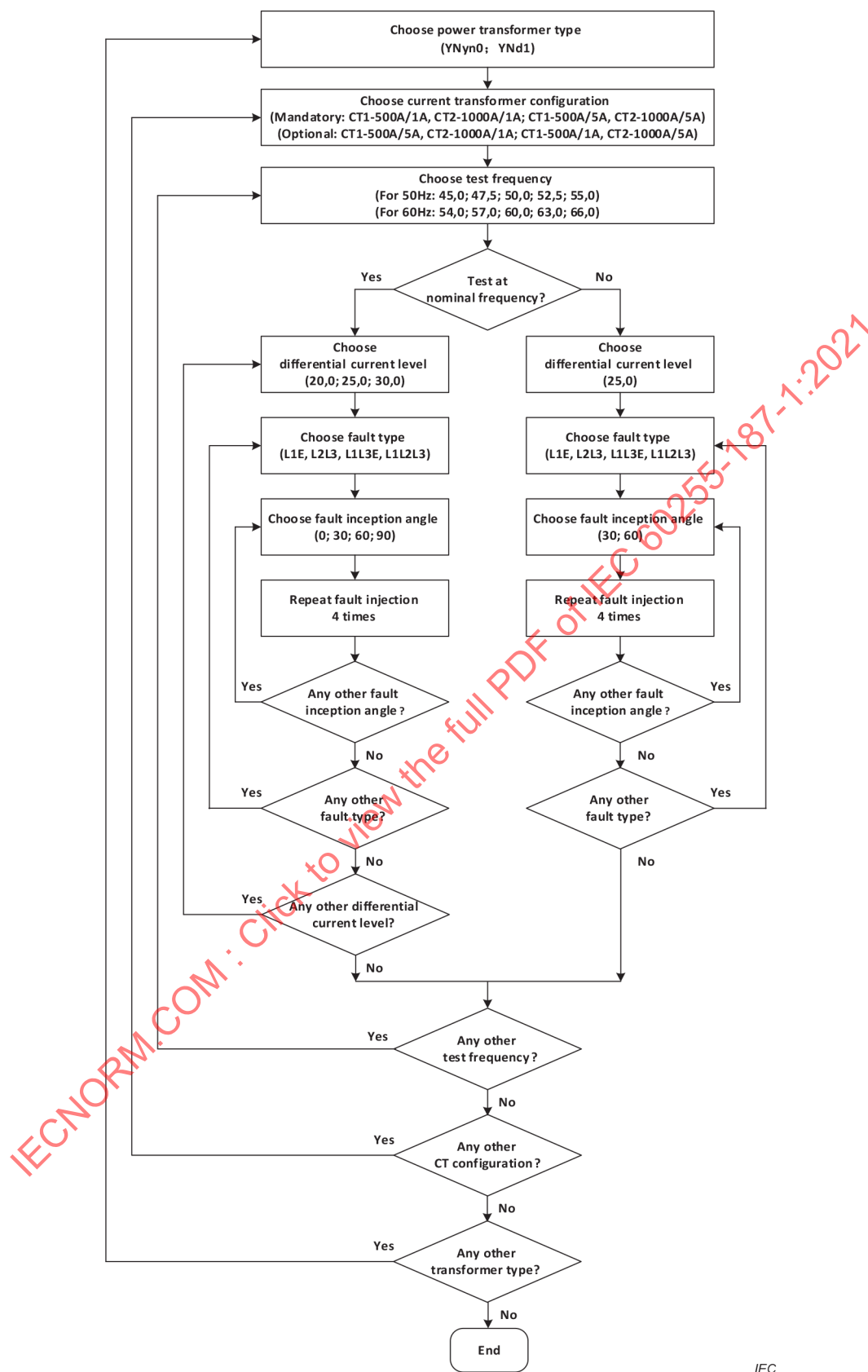


Figure 28 – Test sequence for double infeed network model – Unrestrained operation (transformer)

6.4.4 Operate time for radial single infeed network model (restrained operation)

6.4.4.1 General

A transient power system network simulation model is used to simulate the currents, including the decaying DC component, with realistic transitions between pre-fault and fault currents. Several fault inception angles shall be used at each fault location. The definition of fault inception angle can be found in Annex I. The level of the fault currents is determined by changing the value of the source impedance.

The frequency of the source A is varied according to the values indicated. An appropriate signal representing the system frequency shall be available to allow the frequency tracking algorithm to work for those relays that can perform this feature.

6.4.4.2 Application specific considerations: transformer differential

In order to compare the dynamic performance, the power system network model shown in Figure 29 shall be used. Delta-connected tertiary windings are not modelled. The simulated network is a single infeed network with parameters specified in Table 25.

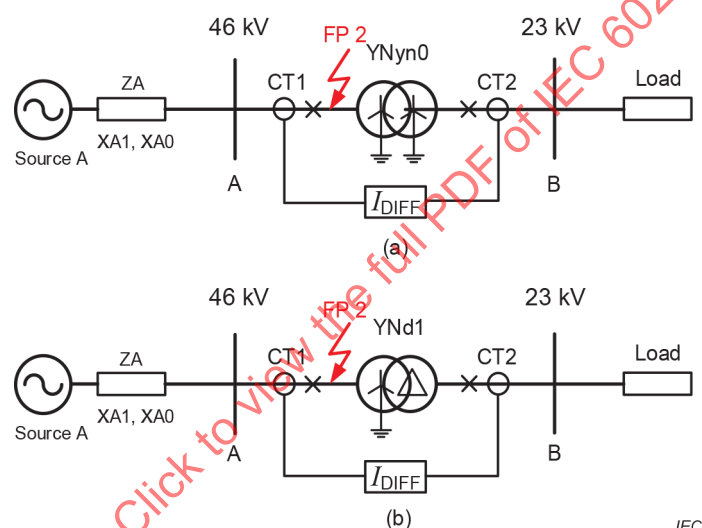


Figure 29 – Single infeed network model for operate time tests

Table 25 – Single infeed network model

System voltage	46 kV/23 kV ^a
System frequency	Frequencies in operating range. For details, see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 500 A/1 A (5 A); CT2: 1 000 A/1 A (5 A)
Power transformer ^c	40 MVA ^d , YNyn0, YNd1
Source A	Primary time constant $T_p = 60$ ms. For details, see Table 26.
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The power transformer is ideal, which means that there are no losses in power transformation: – zero winding joule losses and leakage reactances (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value achievable shall be used); – infinite magnetizing impedance. ^d Reference for base power in pu calculations. ^e The pre-fault (load) current level is calculated by varying the load resistance, star connected.	

- Number of differential current levels considered

The following differential current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 0,5; 1,0; 1,5; 3,0; 5,0 at nominal frequency;
- 5,0 at off-nominal frequencies.

These differential current levels produce the source impedance as shown in Table 26 as a function of differential current during the fault.

Table 26 – Source impedances for radial single infeed network model – Restrained operation (e.g. 50 Hz $\pm$ 10 % operating range)

Test case	Test frequency	Source A: $X_{A1} = X_{A0}$ $R_{A1} = R_{A0}$	Maximum differential fault current 3-phase fault	Load resistance Star connected (YN)	Load
	Hz	primary ohms	pu	primary ohms	pu
1	45,0	X = 10,6 R = 0,625	5,0	44	0,30
2	47,5	X = 10,6 R = 0,592	5,0	44	0,30
3	50,0	X = 106 R = 5,62	0,5	35	0,30
4	50,0	X = 52,9 R = 2,81	1,0	42	0,30
5	50,0	X = 35,3 R = 1,87	1,5	43	0,30
6	50,0	X = 17,6 R = 0,934	3,0	44	0,30
7	50,0	X = 10,6 R = 0,562	5,0	44	0,30
8	52,5	X = 10,6 R = 0,536	5,0	44	0,30
9	55,0	X = 10,6 R = 0,511	5,0	44	0,30

- Fault position

FP2

- System frequency

The system frequency shall change according to the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 26 shows test frequencies for a protection function with an operating range of $\pm 10\%$ of 50 Hz nominal frequency.

- Fault types

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

- Fault resistance

A fault resistance of $0\ \Omega$ shall be used (if $0\ \Omega$ is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0° , 30° , 60° , 90° at nominal frequency;
- 30° , 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Power transformer type

The tests are performed for both power transformer types YNyn0 and YNd1.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. For the case of the YNyn0 transformer, vector group compensation shall be set to 0 and the zero sequence compensation (if applicable) shall be enabled on both windings. For the case of the YNd1 transformer, vector group compensation shall be set to 1 (-30°) and the zero sequence compensation (if applicable) shall be enabled on the YN winding only. Unrestrained (high set) operation shall be disabled or set high enough to avoid tripping for the fault conditions detailed in the test, with an operate value in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.2, 6.4.7.2, 6.5.2.1 and 6.8.2.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 500 A/1 A and 1 000 A/1 A ;
- 500 A/5 A and 1 000 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration.

It is possible to perform additional tests for the following current transformer configurations:

- 500 A/5 A and 1 000 A/1 A
- 500 A/1 A and 1 000 A/5 A

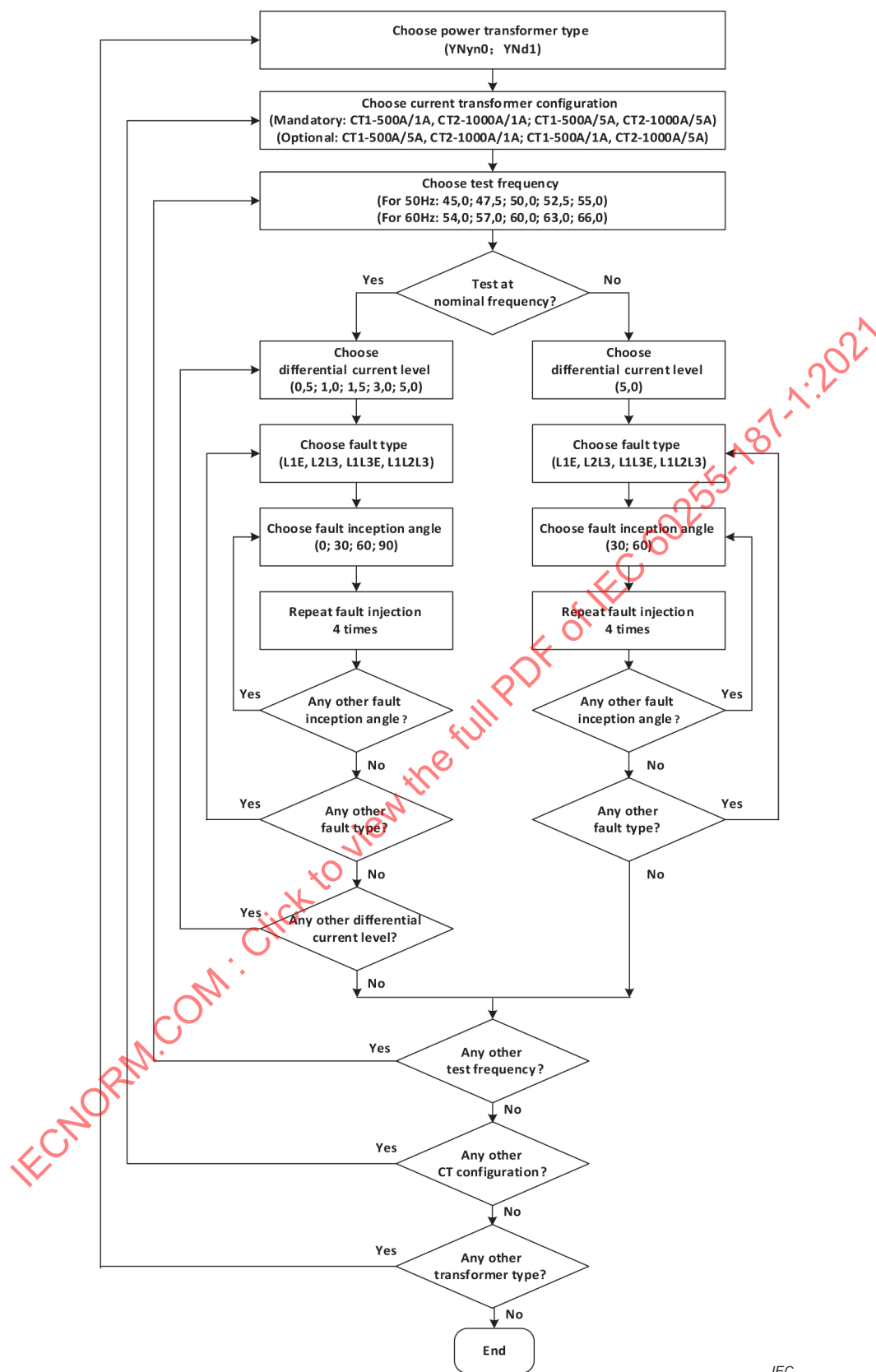
- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

Faults shall be injected in accordance with the sequence described by the flowchart in Figure 30. The total number of tests is 3 584 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021



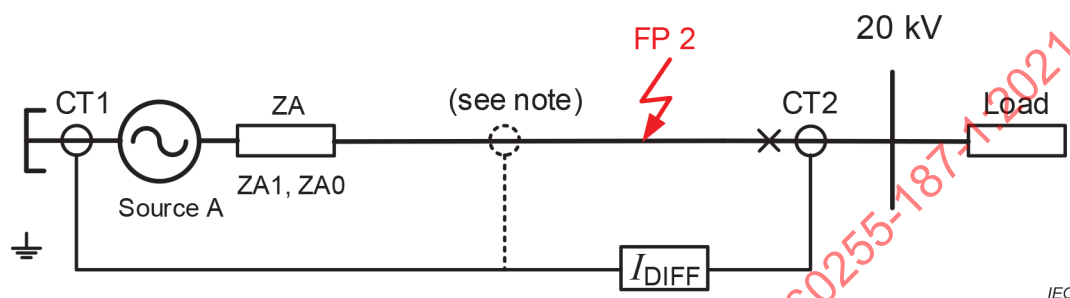
IEC

Figure 30 – Test sequence radial single infeed network model – Restrained operation

6.4.4.3 Application specific considerations: generator differential

In order to compare the dynamic performance, the power system network model shown in Figure 31 shall be used. The simulated network is a single infeed network with parameters specified in Table 27. The protected object is a generator.

In this network model, the source A and the impedance ZA simulate the currents generated by the protected generator with short-circuit impedance (sub-transient impedance) having a time constant of 100 ms. The load resistance simulates the power network connected to the protected generator, which is the load.



NOTE To simplify the simulation, the CT location shown in dotted lines is used for CT1. This is equivalent to the CT location shown in the figure as CT1 and gives identical results.

Figure 31 – Single infeed network model for operate time tests

Table 27 – Single infeed network model

System voltage	20 kV ^a , neutral point isolated
System frequency	Frequencies in operating range. For details see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 3 000 A/1 A (5 A); CT2: 3 000 A/1 A (5 A)
Protected generator (G) ^c	100 MVA ^d (neutral point isolated)
Source A	Primary time constant $T_p = 100$ ms. For details, see Table 28.
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The short-circuit impedance of the protected generator is represented by ZA. ^d Reference for base power in pu calculations. ^e The pre-fault (load) current level is calculated by varying the load resistance, star connected.	

The protected generator is schematically shown within the current transformers CT1 and CT2

- Number of differential current levels considered

The following differential current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 0,5; 1,0; 1,5; 3,0; 5,0 at nominal frequency;
- 5,0 at off-nominal frequencies.

These differential current levels produce the source impedance as shown in Table 28 as a function of differential current during the fault.

- Fault position
FP2
- System frequency

The system frequency shall change according to the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 28 shows test frequencies for a protection function with an operating range of $\pm 10\%$ of 50 Hz nominal frequency.

Table 28 – Source impedances for radial single infeed network model – Restrained operation (e.g. 50 Hz $\pm 10\%$ operating range)

Test case	Test frequency Hz	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 primary ohms	Maximum differential fault current 3-phase fault pu	Load resistance Star connected (YN) primary ohms	Load pu
1	45,0	X = 0,800; R = 0,0283	5,0	13	0,30
2	47,5	X = 0,800; R = 0,0268	5,0	13	0,30
3	50,0	X = 8,00; R = 0,255	0,5	11	0,30
4	50,0	X = 4,00; R = 0,127	1,0	13	0,30
5	50,0	X = 2,66; R = 0,0847	1,5	13	0,30
6	50,0	X = 1,33; R = 0,0423	3,0	13	0,30
7	50,0	X = 0,800; R = 0,0255	5,0	13	0,30
8	52,5	X = 0,800; R = 0,0243	5,0	13	0,30
9	55,0	X = 0,800; R = 0,0231	5,0	13	0,30

- Fault types

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequency;
- 30°, 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Differential relay settings

The minimum operate value shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. Any vector group compensation and zero sequence compensation available on the element shall be disabled. Unrestrained (high set) operation shall be disabled or set high enough to avoid tripping for the fault conditions detailed in the test, with an operate value in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.4, 6.4.7.4 and 6.5.4.1.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 3 000 A/1 A and 3 000 A/1 A;
- 3 000 A/5 A and 3 000 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration.

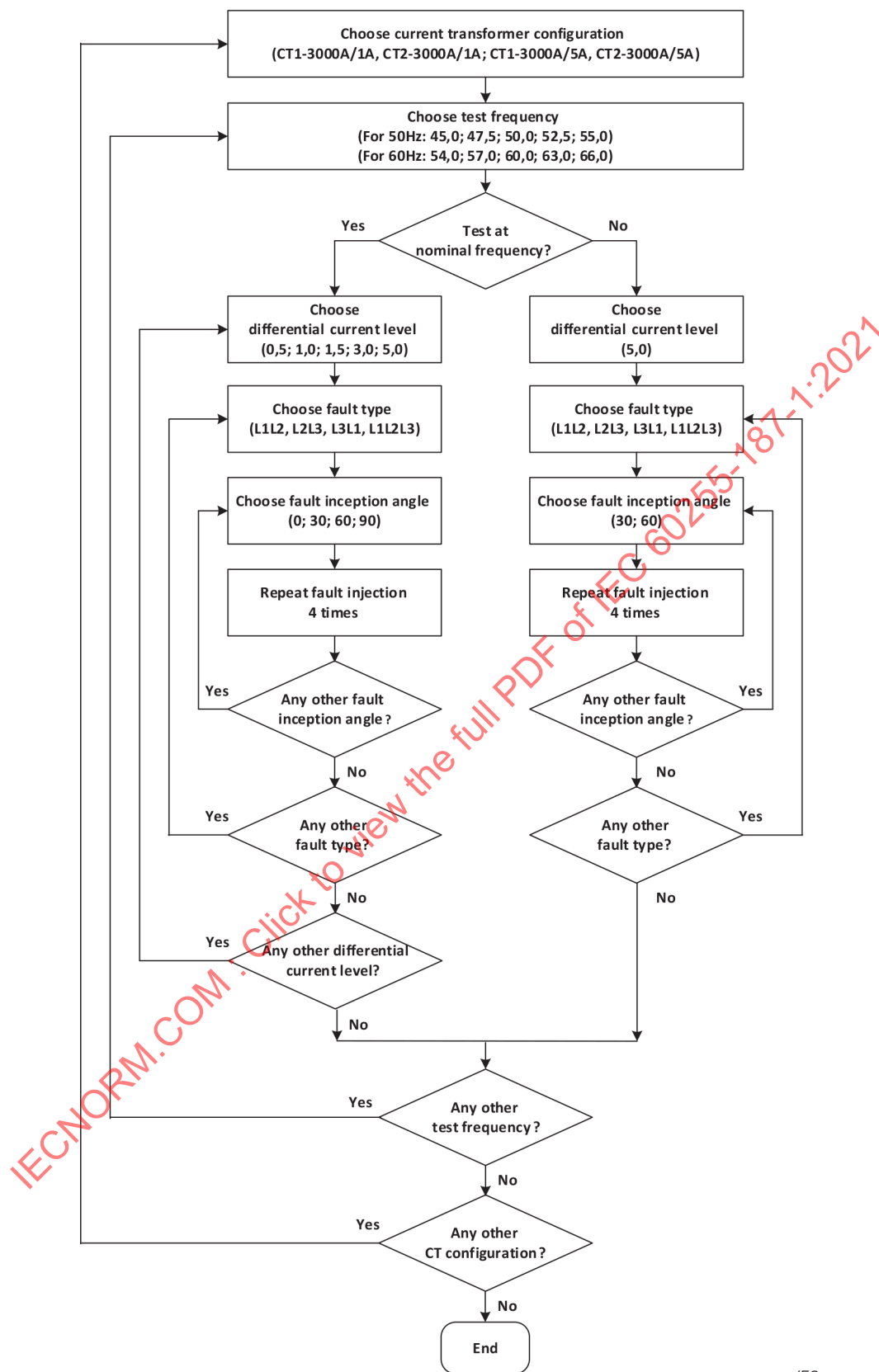
- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

Faults shall be injected in accordance with the sequence described by the flowchart in Figure 32. The total number of tests is 896 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

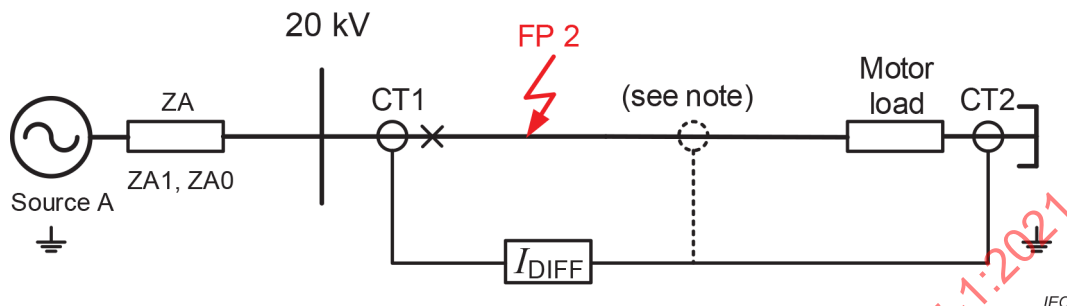


IEC

**Figure 32 – Test sequence for radial single infeed network –
Restrained operation (generator)**

6.4.4.4 Application specific considerations: motor differential

In order to compare the dynamic performance, the power system network model shown in Figure 33 shall be used. The simulated network is a single infeed network with parameters specified in Table 29. The protected object is a medium voltage motor.



NOTE To simplify the simulation, the CT location shown in dotted lines is used for CT2. This is equivalent to the CT location shown in the figure as CT2 and gives identical results.

Figure 33 – Single infeed network model for operate time tests

Table 29 – Single infeed network model

System voltage	20 kV ^a , neutral point isolated
System frequency	Frequencies in operating range. For details, see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 150 A/1 A (5 A), CT2: 150 A/1 A (5 A)
Protected motor (M) ^c	5 MVA ^d (neutral point isolated)
Source A	Primary time constant $\tau_p = 100$ ms. For details, see Table 30.
Pre-fault current ^e	Approximately 1,0 pu
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The load generated by the motor is simulated by the load resistance. ^d Reference for base power in pu calculations. ^e The pre-fault (load) current level is calculated by varying the load resistance, star connected.	

In this network model, the source A and the impedance ZA simulate the currents generated by the network feeding the protected motor, with short-circuit impedance of a time constant of 100 ms. The load resistance simulates the load created by the protected motor.

The protected motor is schematically shown within the current transformers CT1 and CT2.

- Number of differential current levels considered

The following differential current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 0,5; 1,0; 1,5; 3,0; 5,0 at nominal frequency;
- 5,0 at off-nominal frequencies.

These differential current levels produce the source impedances as shown in Table 30 as a function of differential current during the fault.

- Fault position

FP2

- System frequency

The system frequency shall change according to the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 30 shows test frequencies for a protection function with an operating range of $\pm 10\%$ of 50 Hz nominal frequency.

- Fault types

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

**Table 30 – Source impedances for radial single infeed network model –
Restrained operation (e.g. 50 Hz $\pm 10\%$ operating range)**

Test case	Test frequency Hz	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 primary ohms	Maximum differential fault current 3-phase fault pu	Load resistance Star connected (YN) primary ohms	Load pu
1	45,0	X = 16,0; R = 0,566	5,0	78	1,00
2	47,5	X = 16,0; R = 0,536	5,0	78	1,00
3	50,0	X = 160; R = 5,09	0,5	0	0,50
4	50,0	X = 80,0; R = 2,55	1,0	0	1,00
5	50,0	X = 53,3; R = 1,70	1,5	58	1,00
6	50,0	X = 26,7; R = 0,850	3,0	75	1,00
7	50,0	X = 16,0; R = 0,509	5,0	78	1,00
8	52,5	X = 16,0; R = 0,485	5,0	78	1,00
9	55,0	X = 16,0; R = 0,463	5,0	78	1,00

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequency;
- 30°, 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Differential relay settings

The minimum operate value shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. Any vector group compensation and zero sequence compensation available on the element shall be disabled. Unrestrained (high set) operation shall be disabled or set high enough to avoid tripping for the fault conditions detailed in the test, with an operate value in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.7.5.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 150 A/1 A and 150 A/1 A;
- 150 A/5 A and 150 A/5 A.

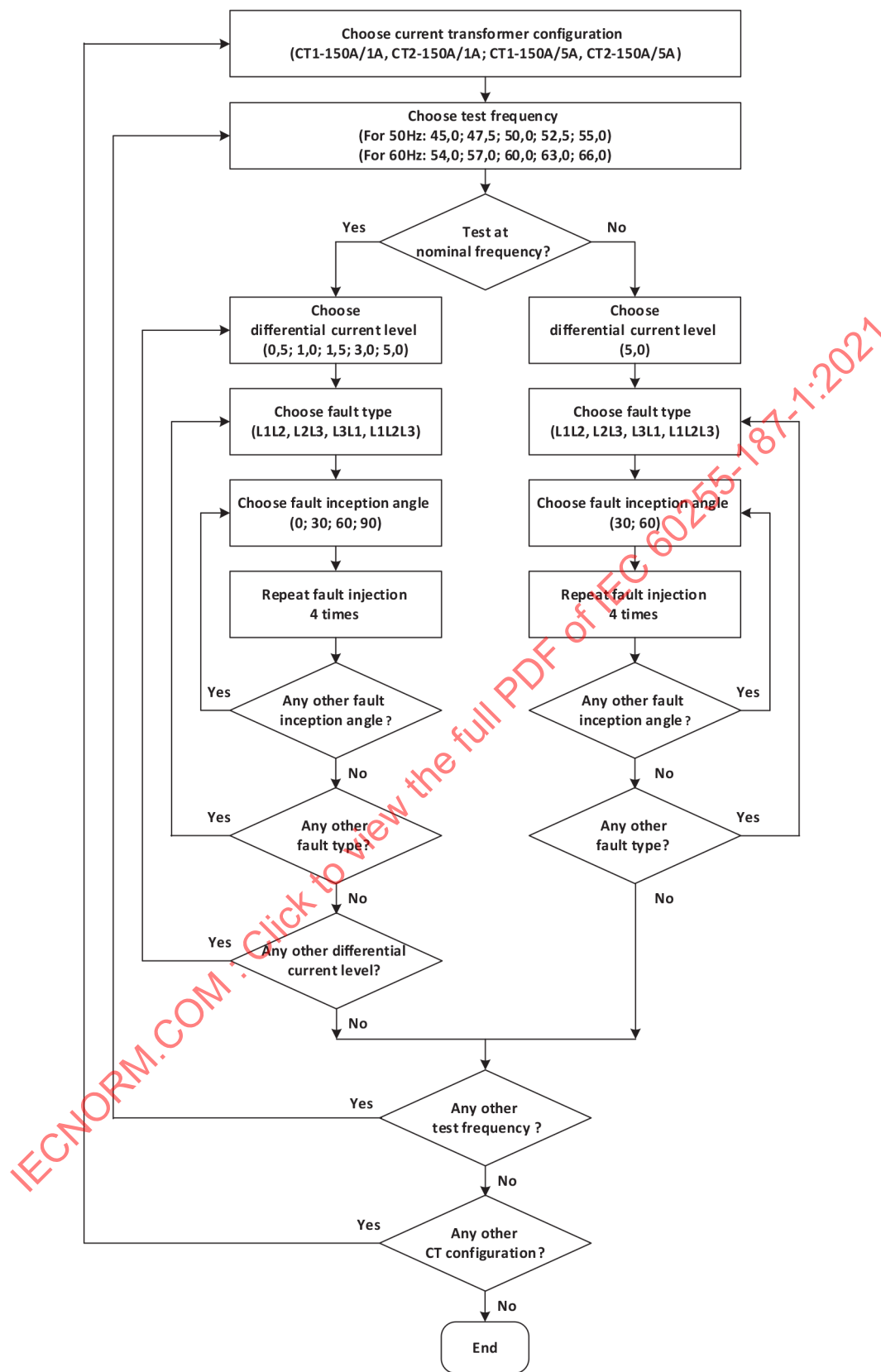
Independent results shall be published for each configuration.

- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition. Faults shall be injected in accordance with the sequence described by the flowchart in Figure 34. The total number of tests is 896 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021



IEC

Figure 34 – Test sequence for radial single infeed network – Restrained operation (motor)

6.4.5 Operate time for radial single infeed network model (unrestrained operation)

6.4.5.1 General methodology

A transient power system network simulation model is used to simulate the currents, including the decaying DC component, with realistic transitions between pre-fault and fault currents. Several fault inception angles shall be used at each fault location. The definition of fault inception angle can be found in Annex I. The level of the fault currents is determined by changing the value of the source impedance.

The frequency of the source A is varied in accordance with the values indicated. An appropriate signal representing the system frequency shall be available to allow the frequency tracking algorithm to work for those relays that can perform this feature.

6.4.5.2 Application specific considerations: transformer differential

The same test model is used for this test as used for the restrained operation testing, as shown in Figure 29, but with revised model parameters as shown in Table 31.

Table 31 – Source impedances for radial single infeed network model – Unrestrained operation (e.g. 60 Hz $\pm$ 10 % operating range)

Test case	Test frequency Hz	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 primary ohms	Maximum differential fault current 3-phase fault pu	Load resistance star connected (YN) primary ohms	Load pu
1	54,0	X = 4,23; R = 0,208	12,5	44	0,30
2	57,0	X = 4,23; R = 0,197	12,5	44	0,30
3	60,0	X = 5,29; R = 0,234	10,0	44	0,30
4	60,0	X = 4,23; R = 0,187	12,5	44	0,30
5	60,0	X = 3,53; R = 0,156	15,0	44	0,30
6	63,0	X = 4,23; R = 0,178	12,5	44	0,30
7	66,0	X = 4,23; R = 0,170	12,5	44	0,30

- Number of differential current levels considered

The following differential current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 10,0; 12,5; 15,0 at nominal frequency;
- 12,5 at off-nominal frequencies.

These differential current levels produce the source impedances as shown in Table 31 as a function of the differential current during the fault.

- Fault position

FP2

- System frequency

The system frequency shall change according to the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 31 shows test frequencies for a protection function with an operating range of ± 10 % of 60 Hz nominal frequency.

- Fault types

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequency;
- 30°, 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Power transformer type

The tests are performed for both power transformer types YNyn0 and YNd1.

- Differential relay settings

The unrestrained function is enabled and its operate value shall be set to 5 pu. If an intentional time delay is available with the unrestrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. For the case of the YNyn0 transformer, vector group compensation shall be set to 0 and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on both windings. For the case of the YNd1 transformer, vector group compensation shall be set to 1 (–30°) and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on the YN winding only. The restrained operation shall be disabled or set with due consideration of the test to minimize the impact on the unrestrained function. Alternatively, a separate binary output shall be monitored that only changes state in accordance with unrestrained element operation.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the unrestrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.3.2.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 500 A/1 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A and 1 000 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration. It is possible to perform additional tests for the following current transformer configurations:

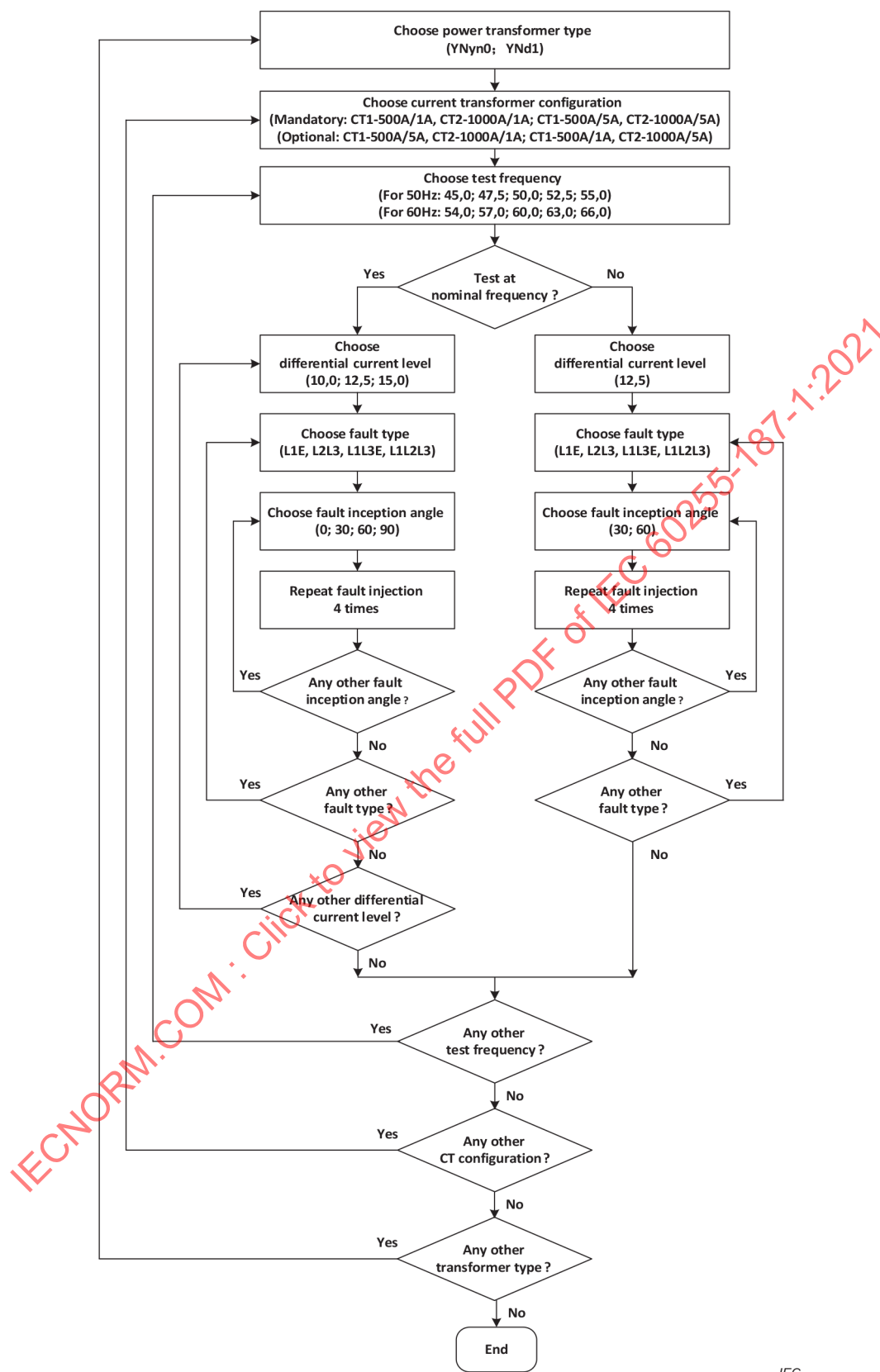
- 500 A/5 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/1 A and 1 000 A/5 A.

- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

Faults will be injected according to the sequence described by the flowchart in Figure 35. The total number of tests is 2 560 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents.



IEC

Figure 35 – Test sequence for radial single infeed network – Unrestrained operation

6.4.6 Reporting of typical operate time

6.4.6.1 General

The operate time results obtained from 6.4.2, 6.4.3, 6.4.4 and 6.4.5 are used to report the typical operate times respectively:

- typical operate time for double infeed network model – restrained operation;
- typical operate time for double infeed network model – unrestrained operation;
- typical operate time for radial single infeed network model – restrained operation;
- typical operate time for radial single infeed network model – unrestrained operation.

Typical operate times shall be published in a statistical form as described in 6.4.6.2 to 6.4.6.8.

6.4.6.2 Data collection for the typical operate times at nominal frequency

In order to create a fault-type distribution in the operate time statistics based on typical fault-type distribution of a real power transformer, the following weights are given to the available data:

- test results for LE faults will be weighted by a factor 2;
- test results for LLE faults will be weighted by a factor 2;
- test results for LL faults will be weighted by a factor 2;
- test results for LLL faults will be weighted by a factor 1.

The weighting is done by simply repeating results of each available nominal frequency and each available current transformer configuration. See Table 32, Table 33, Table 34 and Table 35.

Table 32 – Fault statistics for typical operate time of transformer protection (nominal frequency only)

Network model	Restrained operation	Unrestrained operation
Double infeed	LE: 160 × 2 (accepted)	LE: 96 × 2
	LLE: 160 × 2	LLE: 96 × 2
	LL: 160 × 2	LL: 96 × 2
	LLL: 160 × 1	LLL: 96 × 1
	Total: 1120	Total: 672
Radial single infeed	LE: 160 × 2	LE: 96 × 2
	LLE: 160 × 2	LLE: 96 × 2
	LL: 160 × 2	LL: 96 × 2
	LLL: 160 × 1	LLL: 96 × 1
	Total: 1120	Total: 672

Table 33 – Fault statistics for typical operate time of biased restricted earth fault protection (nominal frequency only)

Network model	Restrained operation
Double infeed	L1E: 80 × 2
	L2E: 80 × 2
	L3E: 80 × 2
	L2L3E: 80 × 2
	Total: 640

Table 34 – Fault statistics for typical operate time of generator protection (nominal frequency only)

Network model	Restrained operation
Double infeed	L1L2: 80 × 2
	L2L3: 80 × 2
	L3L1: 80 × 2
	L1L2L3: 80 × 1
	Total: 560
Radial single infeed	L1L2: 80 × 2
	L2L3: 80 × 2
	L3L1: 80 × 2
	L1L2L3: 80 × 1
	Total: 560

Table 35 – Fault statistics for typical operate time of motor protection (nominal frequency only)

Network model	Restrained operation
Radial single infeed	L1L2: 80 × 2
	L2L3: 80 × 2
	L3L1: 80 × 2
	L1L2L3: 80 × 1
	Total: 560

6.4.6.3 Calculation of typical operate times at nominal frequency

The data set described in 6.4.6.2 is considered.

Minimum and maximum operate times in the data set are detected: min_T, max_T

The integer part of min_T is calculated which gives the minimum value:

- if min_T = 14,9 ms, then min = 14 ms;
- if min_T = 14,1 ms, then min = 14 ms.

The integer part of max_T + 1 is calculated, this gives the maximum value:

- if max_T = 19,9 ms, then max = 20 ms;
- if max_T = 19,11 ms, then max = 20 ms.

The time interval between minimum (min) and maximum (max) values is divided in classes; each class is 0,5 ms large. The following time classes are defined and they are shown in Table 36. Time is given in ms.

Table 36 – Operate time classes

Time class	From $t \geq$ ms	To $t <$ ms
CLASS 1 (min)	min – 0,25	min + 0,25
CLASS 2	min + 0,25	min + 0,75
CLASS 3	min + 0,75	min + 1,25
CLASS 4	min + 1,25	min + 1,75
....		
CLASS n	min + (2n-3) × 0,25	min + (2n-1) × 0,25
....		
CLASS M (max)	max – 0,25	max + 0,25

As an example, if:

min_T = 14,6 ms and max_T = 19,2 ms, then min = 14 ms and max = 20 ms

The corresponding classes are shown in Table 37.

Table 37 – Corresponding operate time classes

Time class	From $t \geq$ ms	To $t <$ ms
Class 1 (14)	13,75	14,25
Class 2 (14,5)	14,25	14,75
Class 3 (15)	14,75	15,25
Class 4 (15,5)	15,25	15,75
Class 5 (16)	15,75	16,25
Class 6 (16,5)	16,25	16,75
Class 7 (17)	16,75	17,25
Class 8 (17,5)	17,25	17,75
Class 9 (18)	17,75	18,25
Class 10 (18,5)	18,25	18,75
Class 11 (19)	18,75	19,25
Class 12 (19,5)	19,25	19,75
Class 13 (20)	19,75	20,25

The number of operate times belonging to each class (N), with 0,5 ms resolution, is counted to show the histogram distribution of the operate times. The percentage of N for each class is also calculated and the values tabulated in Table 38. The resulting histogram is plotted and shown in Figure 36.

Table 38 – Number of operate times and percentage

Time class	From $t \geq$	To $t <$	N	% N
Class 1 (14)	13,75	14,25	14	1,25 %
Class 2 (14,5)	14,25	14,75	61	5,45 %
Class 3 (15)	14,75	15,25	239	21,34 %
Class 4 (15,5)	15,25	15,75	391	34,91 %
Class 5 (16)	15,75	16,25	222	19,82 %
Class 6(16,5)	16,25	16,75	85	7,59 %
Class 7 (17)	16,75	17,25	51	4,55 %
Class 8 (17,5)	17,25	17,75	23	2,05 %
Class 9 (18)	17,75	18,25	12	1,07 %
Class 10 (18,5)	18,25	18,75	8	0,71 %
Class 11 (19)	18,75	19,25	6	0,54 %
Class 12 (19,5)	19,25	19,75	5	0,45 %
Class 13 (20)	19,75	20,25	3	0,27 %
		TOTAL:	1 120	100 %

Together with the histogram, the following statistical indicators as shown in Table 39 will be calculated, typical for a discrete asymmetrical distribution:

- mode (the most frequently measured value in the histogram);
- median (the central value of the distribution; 50 % of the values are below the median, and 50 % are above the median; calculation is done on the collected operate time data);
- mean (the average value of all measured trip times available in the collected operate times).

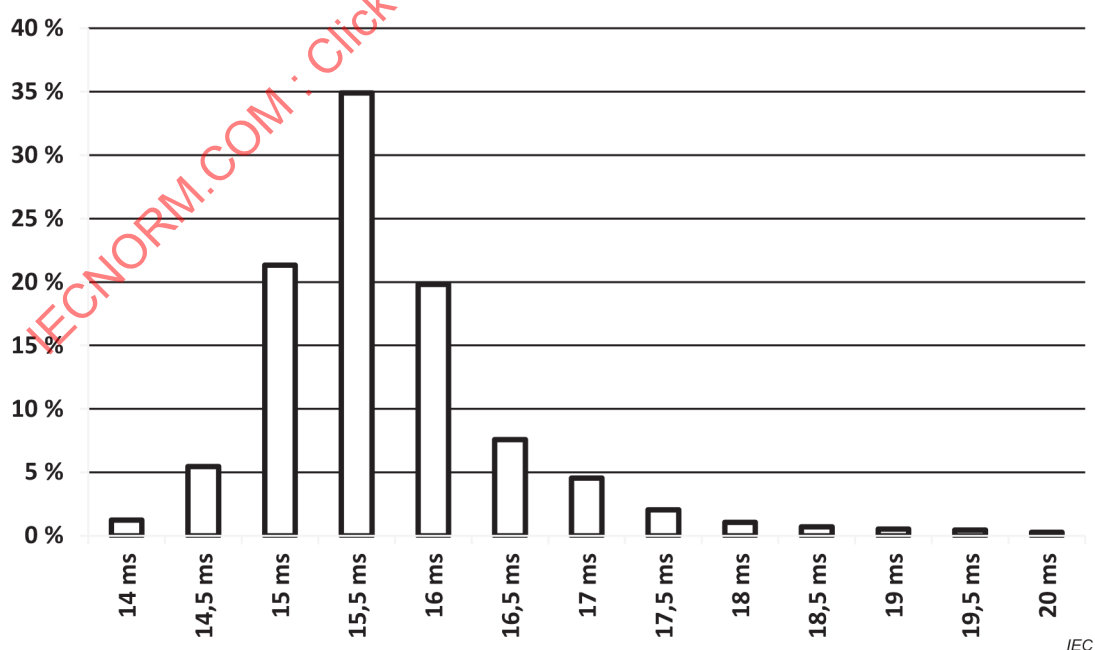


Figure 36 – Example of distribution of the operate time for one application

For the example given, the typical operate time statistics are shown in Table 39 for one particular current transformer configuration.

Table 39 – Example of typical operate time at nominal frequency (mode, median, mean)

Network application	Restrained operation		Unrestrained operation	
Double infeed network model	Mode (most frequently measured value)	15,5 ms	Mode (most frequently measured value)	16,5 ms
	Median (central value; 50 % of measured values are below the median and 50 % are above the median)	15,2 ms	Median (central value; 50 % of measured values are below the median and 50 % are above the median)	16,8 ms
	Mean	15,7 ms	Mean	19,2 ms
Radial single infeed	Mode (most frequently measured value)	35,0 ms	Mode (most frequently measured value)	24,5 ms
	Median (central value; 50 % of measured values are below the median and 50 % are above the median)	35,5 ms	Median (central value; 50 % of measured values are below the median and 50 % are above the median)	24,8 ms
	Mean	37,2 ms	Mean	27,2 ms

6.4.6.4 Reporting of typical operate times at nominal frequency

The manufacturer shall report the histograms and the calculated mode, median and mean, when stating the typical operate time of the differential protection function. Typical operate times shall be reported for the selected frequency and selected rated current (current transformer configuration) of the protection relay.

6.4.6.5 Operate media (trip media)

The manufacturer shall declare with which output the operate time has been measured (e.g. trip binary output contact, or solid state output, or GOOSE defined in IEC 61850-8-1). If the relay can provide different output media, then the manufacturer shall declare how the results are affected.

6.4.6.6 Data collection for the off-nominal frequency operate times

For each off-nominal frequency (and for each current transformer configuration), the following operate times are available:

- for power transformer phase differential protection: 4 fault types × 2 inception angles × 4 repetitions × 2 power transformer types = 64;
- for restricted earth fault protection: 4 fault types × 2 inception angles × 4 repetitions = 32;
- for generator protection: 4 fault types × 2 inception angles × 4 repetitions = 32;
- for motor protection: 4 fault types × 2 inception angles × 4 repetitions = 32.

The average of these values is the operate time that the manufacturer shall report for the related off-nominal frequency value, as indicated in Table 40, for one nominal system frequency (50 Hz) and for one CT configuration.

Table 40 – Examples of operate times (50 Hz nominal, CT configuration 500 A/1 A and 1 000 A/1 A, power transformer protection)

Network model	Restrained operation		Unrestrained operation	
Double infeed	45,0 Hz:	19,6 ms	45,0 Hz:	22,2 ms
	47,5 Hz:	18,2 ms	47,5 Hz:	21,8 ms
	50,0 Hz ^a :	15,5 ms	50,0 Hz ^a :	19,8 ms
	52,5 Hz:	17,4 ms	52,5 Hz:	20,9 ms
	55,0 Hz:	18,8 ms	55,0 Hz:	21,6 ms
Radial single infeed	45,0 Hz:	41,9 ms	45,0 Hz:	32,3 ms
	47,5 Hz:	39,5 ms	47,5 Hz:	31,3 ms
	50,0 Hz ^a :	37,6 ms	50,0 Hz ^a :	27,5 ms
	52,5 Hz:	40,5 ms	52,5 Hz:	29,6 ms
	55,0 Hz:	41,2 ms	55,0 Hz:	31,5 ms
^a The values at nominal power system frequency are determined by the tests carried at the power system frequency for the assessment of the typical operate time, for the same fault current level of the off-frequency tests.				

Table 40 also shows operate times related to the nominal system frequency (50 Hz). These times are calculated as the average of the operate times recorded at the nominal system frequency for the same fault current level of the off-frequency tests.

6.4.6.7 Reporting of off-nominal frequency operate times

With the data collected in 6.4.6.6, the manufacturer shall report the graphs of the off-nominal frequency operate times as a function of the frequency. The numerical values used in the graph shall be readily identified by examination of the graph. Figure 37 and Figure 38 represent examples of such graphs.

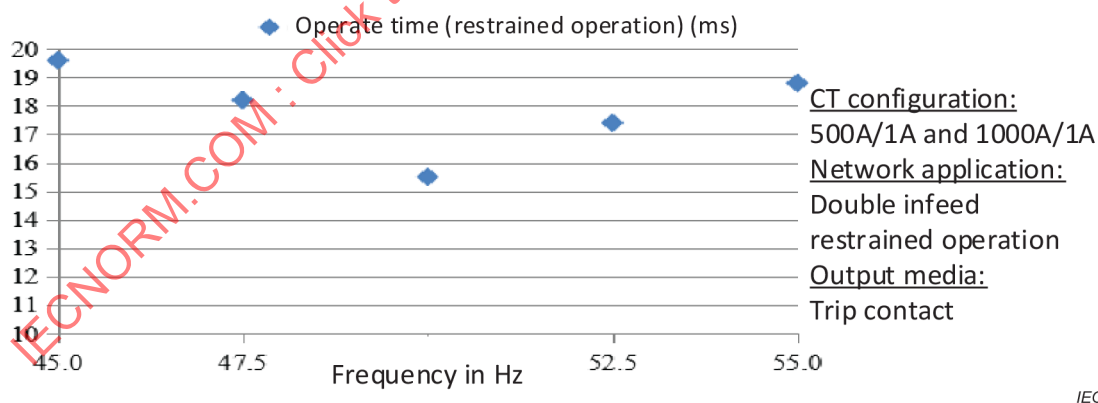


Figure 37 – Operate time as a function of the off-nominal frequency values (effective range is the specified range of ± 10 % of nominal frequency)

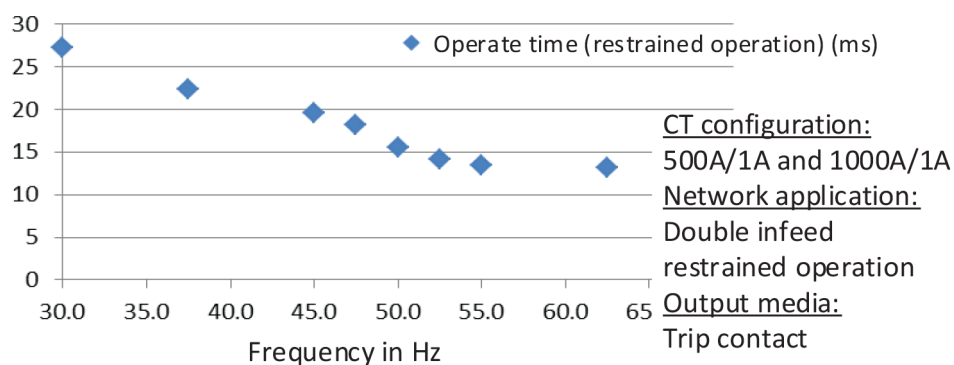


Figure 38 – Operate time as a function of the off-nominal frequency values (accuracy range beyond the specified range of $\pm 10\%$ of nominal frequency)

6.4.6.8 Operate media (trip media)

The manufacturer shall declare with which output the operate time has been measured (e.g. trip binary output contact, or solid state output, or GOOSE defined in IEC 61850-8-1). If the relay can provide different output media, then the manufacturer shall declare how the results are affected.

6.4.7 Stability for external faults

6.4.7.1 General methodology

A power system transient power system network simulation model is used to simulate the currents, including the decaying DC component, with realistic transitions between pre-fault and fault currents. Several fault inception angles will be used at each fault location. The definition of fault inception angle can be found in Annex I. The level of the fault currents is determined by changing the value of the source impedances.

The frequency of sources A and B is changed in accordance with the values indicated.

An appropriate signal representing the system frequency shall be available to allow the frequency tracking algorithm to work for those relays that can perform this feature.

6.4.7.2 Application specific considerations: transformer differential

In order to evaluate relay stability for faults outside the protected zone, a power system network as shown in Figure 39 is used. Delta-connected tertiary windings are not modelled. The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 41.

- Number of through fault current levels considered

The following through fault current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 0,5; 5,0 at nominal frequencies;
- 5,0 at off-nominal frequencies.

These through fault current levels produce the source impedances as shown in Table 42.

- Fault position

FP1

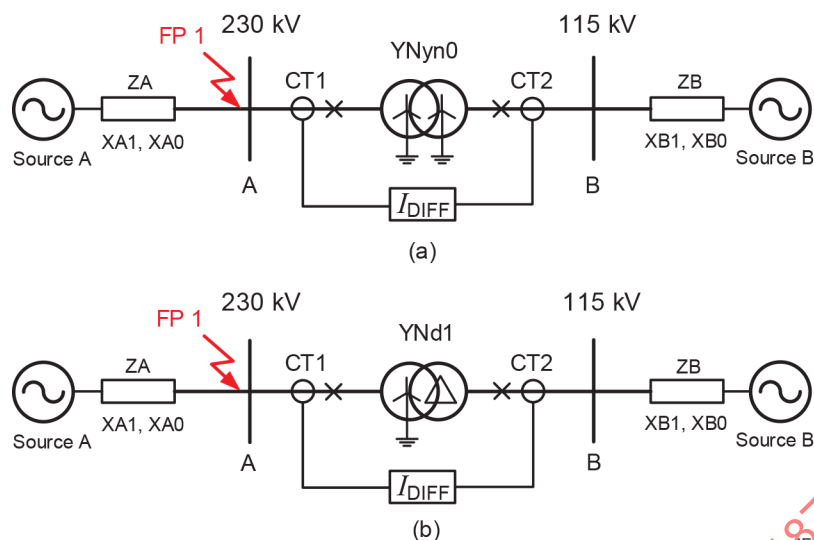


Figure 39 – Double infeed network model for stability tests

Table 41 – Double infeed network model

System voltage	230 kV/115 kV ^a
System frequency	Frequencies in operating range. For details, see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 500 A/1 A (5 A), CT2: 1 000 A/1 A (5 A)
Power transformer ^c	200 MVA ^d , YNyn0, YNd1
Sources A, B	Primary time constant $T_p = 60$ ms, for details, see Table 42.
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu (when applicable)

^a Reference for base voltage in pu calculations.

^b Current transformers are considered as ideal.

^c The power transformer is ideal, which means there are no losses in its power transformation:

- zero winding joule losses and leakage reactances (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value achievable shall be used);
- infinite magnetizing impedance.

^d Reference for base power in pu calculations.

^e The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current level of approximately 0,3 pu, hence a lower or higher level shall be proposed.

- System frequency

The system frequency shall change according to the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 42 shows test frequencies for a protection function with an operating range of ± 10 % of 50 Hz nominal frequency.

- Fault types

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

**Table 42 – Source impedances for double infeed network model stability tests
(e.g. 50 Hz ± 10 % operating range)**

Test case	Test frequency	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	Through fault current 3-phase fault $I_{A1} = I_{B1}$	Phase shift for vector group 0 transformer $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Load
	Hz	primary ohms	primary ohms	pu	degrees	pu
1	45,0	X = 52,9; R = 3,12	X = 13,2; R = 0,778	5,00	7	0,31
2	47,5	X = 52,9; R = 2,95	X = 13,2; R = 0,737	5,00	7	0,31
3	50,0	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	5,00	7	0,31
4	50,0	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	5,00	7	0,31
5	52,5	X = 52,9; R = 2,67	X = 13,2; R = 0,667	5,00	7	0,31
6	55,0	X = 52,9; R = 2,55	X = 13,2; R = 0,637	5,00	7	0,31

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequencies;
- 30°, 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Power transformer type

The tests are performed for both power transformer types YNyn0 and YNd1.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. For the case of the YNyn0 transformer, vector group compensation shall be set to 0 and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on both windings. For the case of the YNd1 transformer, vector group compensation shall be set to 1 (–30°) and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on the YN winding only. The unrestrained element shall be enabled and, set with an operate value in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.2, 6.4.4.2, 6.5.2.1 and 6.8.2.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 500 A/1 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A and 1 000 A/5 A.

It is possible to perform additional tests for the following current transformer configurations:

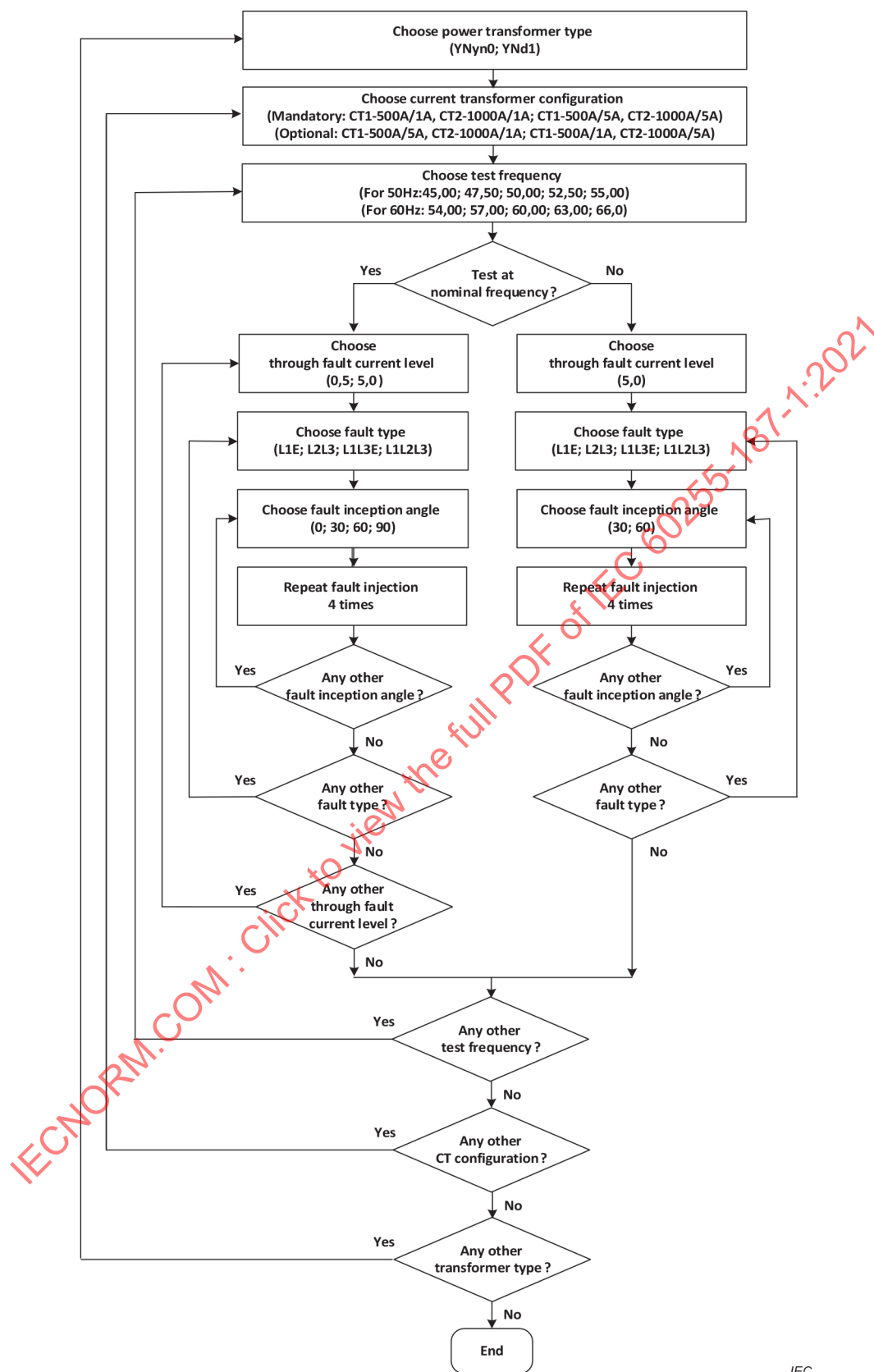
- 500 A/5 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/1 A and 1 000 A/5 A.

- Fault injection

The fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition. The relay is declared stable if no operation is detected within 1 000 ms from the fault injection. Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

Faults shall be injected in accordance with the sequence described by the flowchart in Figure 40. The total number of tests is 2 560 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents. For each test, the relay shall remain stable.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021



IEC

Figure 40 – Sequence of fault injection for stability due to external faults (transformer)

6.4.7.3 Application specific considerations: biased restricted earth fault

In order to evaluate relay stability for faults outside the protected zone, a power system network as shown in Figure 41 is used.

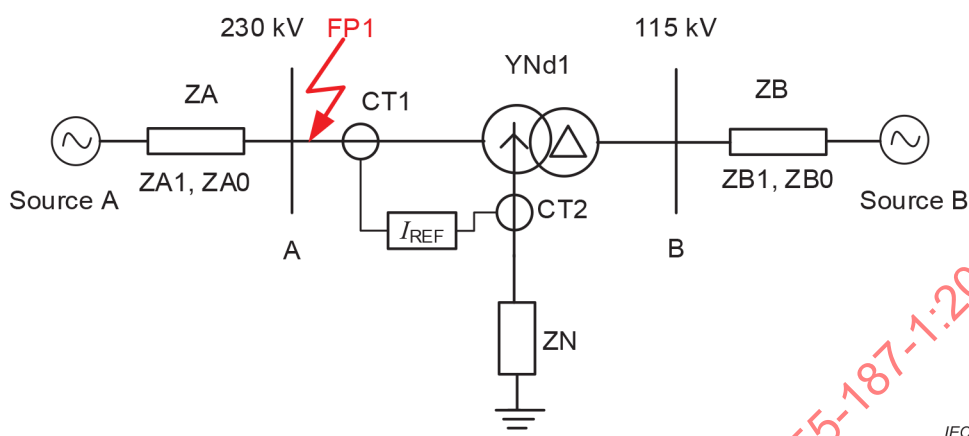


Figure 41 – Double infeed network model for stability tests

The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 43.

Table 43 – Double infeed network model

System voltage	230 kV/115 kV ^a
System frequency	Frequencies in operating range. For details, see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 500 A/1 A (5 A), CT2: 500 A/1 A (5 A)
Power transformer ^c	200 MVA ^d , YNd1
Sources A, B	Primary time constant $T_p = 60$ ms. For details, see Table 44.
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu (when applicable)
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The power transformer is ideal, which means there are no losses in power transformation: – zero winding joule losses and leakage reactances (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value achievable shall be used); – the zero-sequence impedance is modelled with the neutral resistance ZN ^d Reference for base power in pu calculations. ^e The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current level of approximately 0,3 pu, hence a lower or higher level will be proposed.	

- Number of through fault current levels considered

The following through fault current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 0,5; 5,0; 15,0 at nominal frequencies for 3-phase or 2-phase faults;
- 5,0 at off-nominal frequencies for 3-phase or 2-phase faults;
- 0,5; 5,0; 15,0 at nominal frequencies for 1-phase-to-earth or 2-phase-to-earth faults;
- 5,0 at off-nominal frequencies for 1-phase-to-earth or 2-phase-to-earth faults.

These through fault current levels are produced by the source impedances and the neutral resistance shown in Table 44.

- Fault position

FP1

- System frequency

The system frequency shall change according to the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 44 shows test frequencies for a protection function with an operating range of $\pm 10\%$ of 50 Hz nominal frequency.

- Fault types

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

**Table 44 – Source impedances for double infeed network model stability tests
(e.g. 50 Hz $\pm 10\%$ operating range)**

Test case	Test frequency Hz	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 primary ohms	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0 primary ohms	ZN primary ohms	$3I_0$ through fault current LE fault pu	Through fault current 3-phase fault pu	Phase shift for vector group 0 transformer $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$ degrees	Load pu
1	45,0	X = 52,9; R = 3,12	X = 13,2; R = 0,778	X = 17,6; R = 1,04	5,00	5,00	7	0,31
2	47,5	X = 52,9; R = 2,95	X = 13,2; R = 0,737	X = 17,6; R = 0,983	5,00	5,00	7	0,31
3	50,0	X = 52,9; R = 28,1	X = 13,2; R = 7,00	X = 17,6; R = 9,34	0,5	0,5	60	0,25
4	50,0	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	X = 17,6; R = 0,934	5,00	5,00	7	0,31
5	50,0	X = 17,6; R = 0,934	X = 4,40; R = 0,233	X = 5,87; R = 0,311	15,00	15,00	3	0,39
6	52,5	X = 52,9; R = 2,67	X = 13,2; R = 0,667	X = 17,6; R = 0,889	5,00	5,00	7	0,31
7	55,0	X = 52,9; R = 2,55	X = 13,2; R = 0,637	X = 17,6; R = 0,849	5,00	5,00	7	0,31

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequencies;
- 30°, 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. For the case of the YNd1 transformer, vector group compensation shall be set to 1 (-30°) and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on the YN winding only. The unrestrained element shall be enabled and set with an operate value in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.3, 6.5.3.1 and 6.8.4.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 500 A/1 A and 500 A/1 A;
- 500 A/5 A and 500 A/5 A.

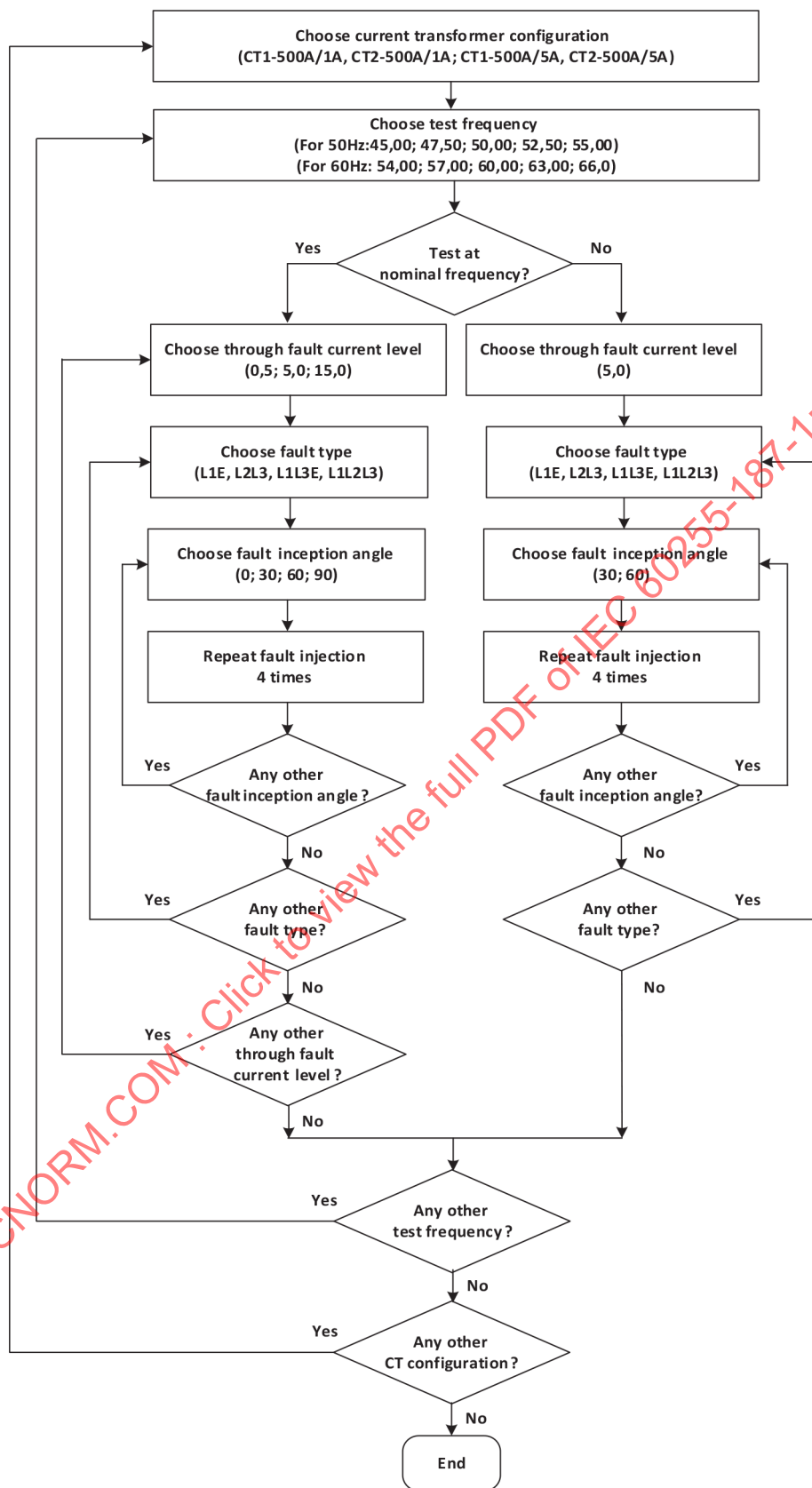
- Fault injection

The fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition. The relay is declared stable if no operation is detected within 1 000 ms from the fault injection.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

Faults shall be injected in accordance with the sequence described by the flowchart in Figure 42. The total number of tests is 640 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents. For each test, the relay shall remain stable.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

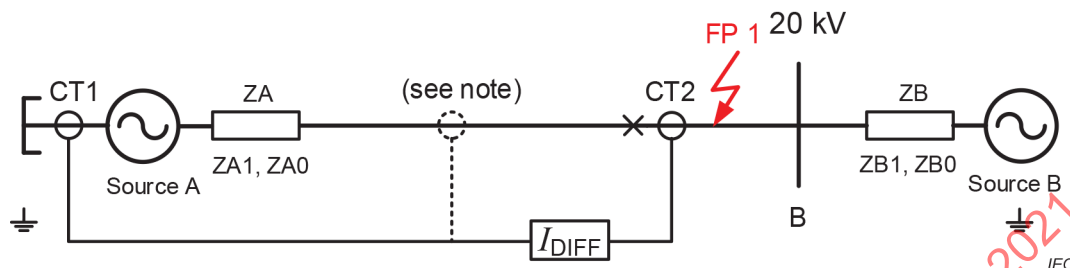


IEC

Figure 42 – Sequence of fault injection for stability due to external faults (REF)

6.4.7.4 Application specific considerations: generator differential

In order to evaluate relay stability for faults outside the protected zone, a power system network as shown in Figure 43 is used. The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 45.



NOTE To simplify the simulation, the CT location shown in dotted lines is used for CT1. This is equivalent to the CT location shown in the figure as CT1 and gives identical results.

Figure 43 – Double infeed network model for stability tests

Table 45 – Double infeed network model

System voltage	20 kV ^a , neutral point isolated
System frequency	Frequencies in operating range. For details, see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 3 000 A/1 A (5 A), CT2: 3 000 A/1 A (5 A)
Protected generator (G) ^c	100 MVA ^d (neutral isolated)
Sources A, B	Primary time constant source A: $T_p = 500$ ms Primary time constant source B: $T_p = 100$ ms For details, see Table 46.
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu (when applicable)
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The short-circuit impedance of the protected generator is represented by ZA. ^d Reference for base power in pu calculations. ^e The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current level of approximately 0,3 pu, hence a lower or higher level shall be proposed.	

In this network model, the source A and the impedance ZA simulate the currents generated by the protected generator with short-circuit impedance (transient impedance) having a time constant of 500 ms. The source B and the impedance ZB simulate the currents generated by the power network connected to the protected generator, with a time constant of 100 ms.

The protected generator is schematically shown within the current transformers CT1 and CT2.

- Number of through fault current levels considered

The following through fault current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 0,5; 5,0; 15,0 at nominal frequencies;
- 5,0 at off-nominal frequencies.

These through fault current levels produce the source impedances as shown in Table 46.

- Fault position

FP1

- System frequency

The system frequency shall change according to the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1. Table 46 shows test frequencies for a protection function with an operating range of $\pm 10\%$ of 50 Hz nominal frequency.

**Table 46 – Source impedances for double infeed network model stability tests
(e.g. 50 Hz $\pm 10\%$ operating range)**

Test case	Test frequency	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 primary ohms	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0 primary ohms	Through fault current 3-phase fault $I_{A1} = I_{B1}$ pu	Phase shift for vector group 0 transformer $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$ degrees	Load pu
1	45,0	X = 0,800; R = 0,005 66	X = 0,800; R = 0,028 3	5,00	7	0,31
2	47,5	X = 0,800; R = 0,005 36	X = 0,800; R = 0,026 8	5,00	7	0,31
3	50,0	X = 8,00; R = 0,050 9	X = 8,00; R = 0,255	0,50	60	0,25
4	50,0	X = 0,800; R = 0,005 09	X = 0,800; R = 0,025 5	5,00	7	0,31
5	50,0	X = 0,270; R = 0,001 72	X = 0,270; R = 0,008 59	15,00	3	0,39
6	52,5	X = 0,800; R = 0,004 85	X = 0,800; R = 0,024 3	5,00	7	0,31
7	55,0	X = 0,800; R = 0,004 63	X = 0,800; R = 0,023 1	5,00	7	0,31

- Fault types

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequencies;
- 30°, 60° at off-nominal frequencies.

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. Any vector group compensation and zero sequence compensation available on the element shall be disabled. The unrestrained element shall be enabled and set with an operate value in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.4, 6.4.4.3, and 6.5.4.2.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 3 000 A/1 A and 3 000 A/1 A;
- 3 000 A/5 A and 3 000 A/5 A.

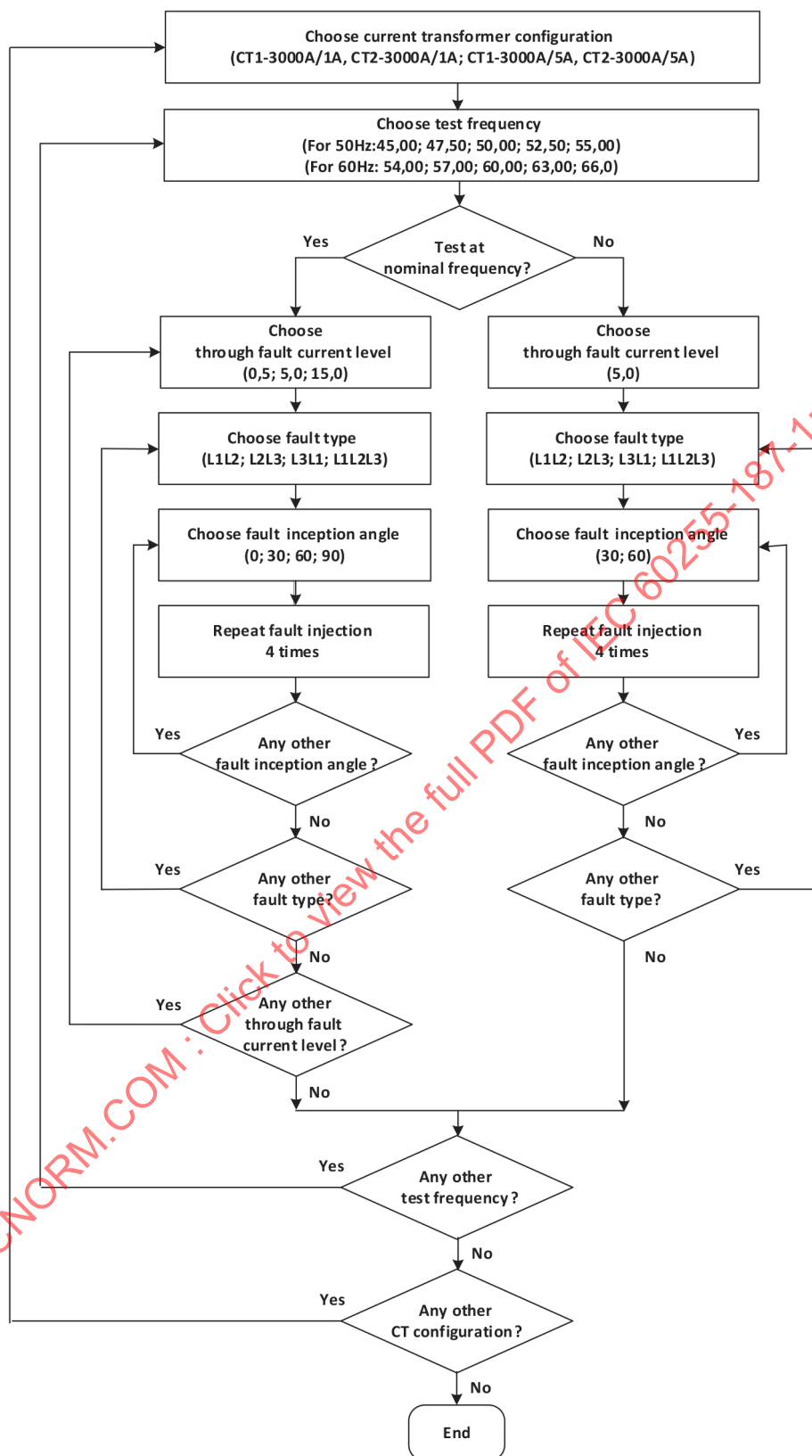
- Fault injection

The fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition. The relay is declared stable if no operation is detected within 1 000 ms from the fault injection.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

Faults shall be injected in accordance with the sequence described by the flowchart in Figure 44. The total number of tests is 640 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents. For each test the relay shall remain stable.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

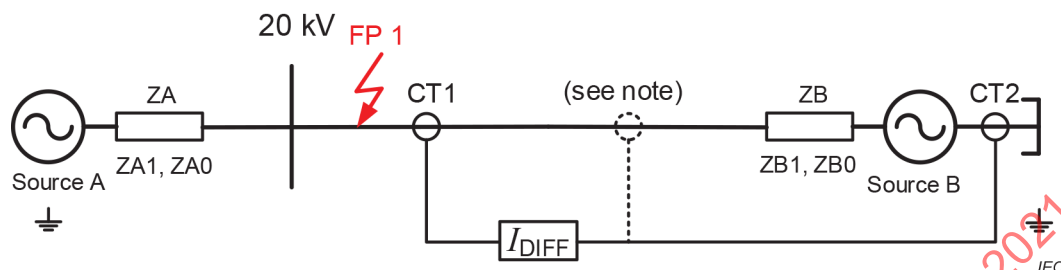


IEC

Figure 44 – Sequence of fault injection for stability due to external faults (generator)

6.4.7.5 Application specific considerations: motor differential

In order to evaluate relay stability for faults outside the protected zone, a power system network as shown in Figure 45 is used. The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 47.



NOTE To simplify the simulation, the CT location shown in dotted lines is used for CT2. This is equivalent to the CT location shown in the figure as CT2 and gives identical results.

Figure 45 – Double infeed network model for stability tests

Table 47 – Double infeed network model

System voltage	20 kV ^a , neutral point isolated
System frequency	Frequencies in operating range. For details, see 6.4.1.
Current transformer ^b	CT1: 150 A/1 A (5 A); CT2: 150 A/1 A (5 A)
Protected motor (G)	5 MVA ^c (neutral isolated)
Sources A, B	Primary time constant Source A: $T_p = 100$ ms Primary time constant Source B: $T_p = 30$ ms For details, see Table 48.
Pre-fault current ^d	Approximately 1,0 pu (when applicable)
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c Reference for base power in pu calculations. ^d The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current level of approximately 1,0 pu, hence a lower or higher level shall be proposed.	

In this network model, the source A and the impedance ZA simulate the currents generated by the power network feeding the protected motor, with a time constant for the short-circuit impedance of 100 ms. The source B and the impedance ZB simulate the currents generated by the motor itself at the beginning of the short-circuit, where the motor transiently behaves as generator. The time constant of this impedance is 30 ms.

The protected motor is schematically shown within the current transformers CT1 and CT2

- Number of through fault current levels considered

The following through fault current levels in pu for three-phase faults shall be used:

- 0,5; 5,0; 10,0 at nominal frequencies;
- 5,0 at off-nominal frequencies.

These through fault current levels produce the source impedances as shown in Table 48.

- Fault position

FP1

- System frequency

The system frequency shall change according to the test case, with both nominal and off-nominal frequencies being tested in accordance with 6.4.1.

**Table 48 – Source impedances for double infeed network model stability tests
(e.g. 50 Hz ± 10 % operating range)**

Test case	Test frequency	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	Through fault current 3-phase fault $I_{A1} = I_{B1}$	Phase shift $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Load
	Hz	primary ohms	primary ohms	pu	degrees	pu
1	45,0	X = 16,0; R = 0,566	X = 16,0; R = 1,89	5,00	23	1,00
2	47,5	X = 16,0; R = 0,536	X = 16,0; R = 1,79	5,00	23	1,00
3	50,0	X = 160; R = 5,09	X = 160; R = 17,0	0,50	73	0,3
4	50,0	X = 16,0; R = 0,509	X = 16,0; R = 1,70	5,00	23	1,00
5	50,0	X = 8,00; R = 0,255	X = 8,00; R = 0,849	10,00	12	1,00
6	52,5	X = 16,0; R = 0,485	X = 16,0; R = 1,62	5,00	23	1,00
7	55,0	X = 16,0; R = 0,463	X = 16,0; R = 1,54	5,00	23	1,00

- Fault types

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

- Fault resistance

A fault resistance of 0 Ω shall be used (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

- Fault inception angles

For each test case, the following fault inception angles shall be used:

- 0°, 30°, 60°, 90° at nominal frequencies
- 30°, 60° at off-nominal frequencies

- Repetition

Each fault injection shall be repeated four times.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. Any vector group compensation and zero sequence compensation available on the element shall be disabled. The unrestrained element shall be enabled and set with an operate value in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.4.4.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 150 A/1 A and 150 A/1 A;
- 150 A/5 A and 150 A/5 A.

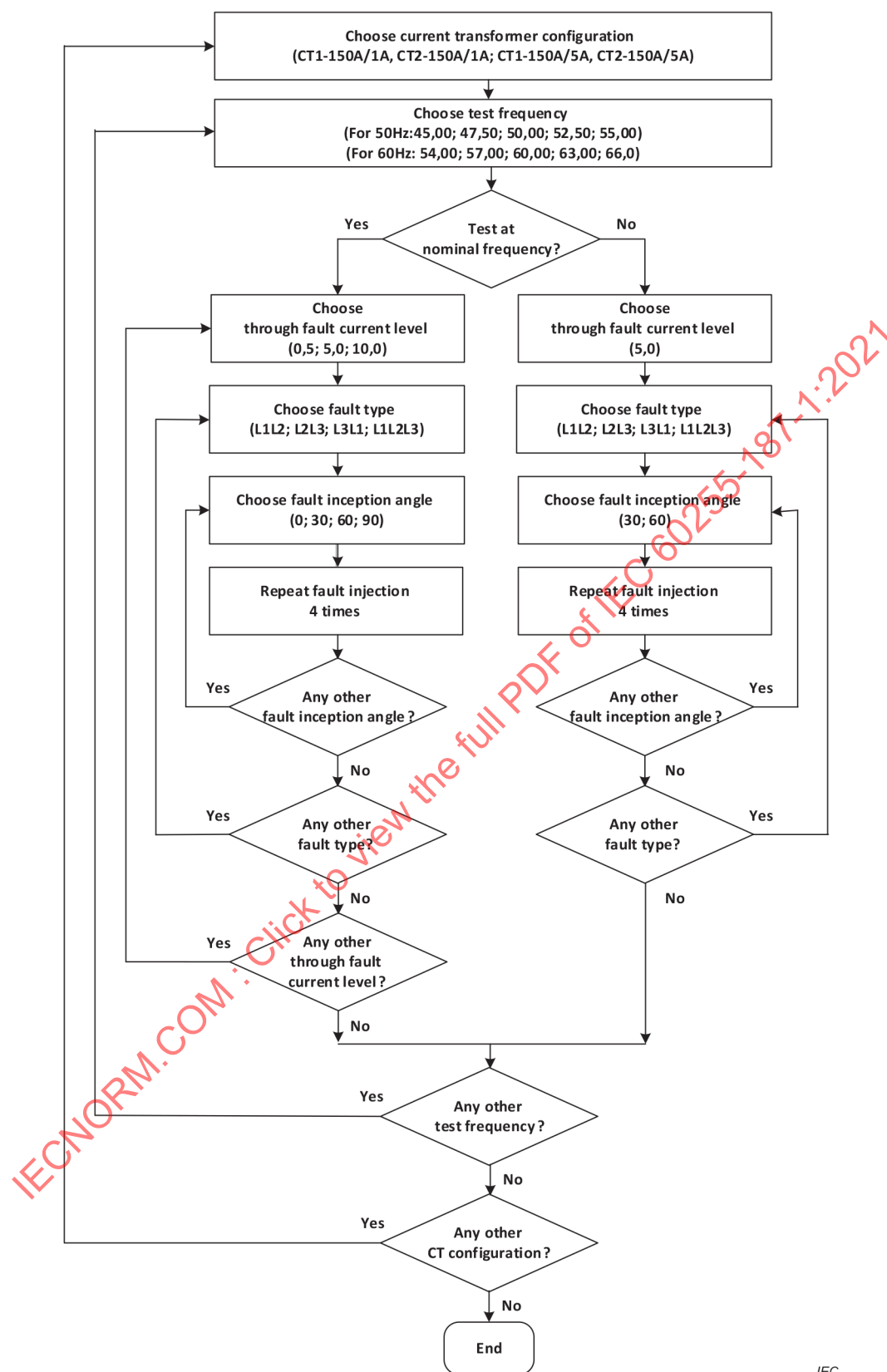
- Fault injection

The fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second followed by a simulation of a sudden fault condition. The relay is declared stable if no operation is detected within 1 000 ms from the fault injection.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

Faults shall be injected in accordance with the sequence described by the flowchart in Figure 46. The total number of tests is 640 for one rated frequency (i.e. 50 Hz or 60 Hz) and all possible combinations of rated currents. For each test the relay shall remain stable.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021



IEC

Figure 46 – Sequence of fault injection for stability due to external faults (motor)

6.4.7.6 Reporting

The manufacturer shall declare if the protection relay has been stable for all the executed stability tests or not.

6.5 Relay behaviour for internal fault preceded by an external fault

6.5.1 General

The following tests aim to verify the relay performances when one external fault is followed by an internal fault in the protected object. The internal fault is caused often by mechanical deformation in the protected object caused by the high fault current flowing through the protected object during the external fault.

6.5.2 Application specific considerations: transformer differential

6.5.2.1 General

In order to evaluate relay behaviour for external faults changing into internal faults, a power system network as shown in Figure 47 is used. Delta connected tertiary windings are not modelled.

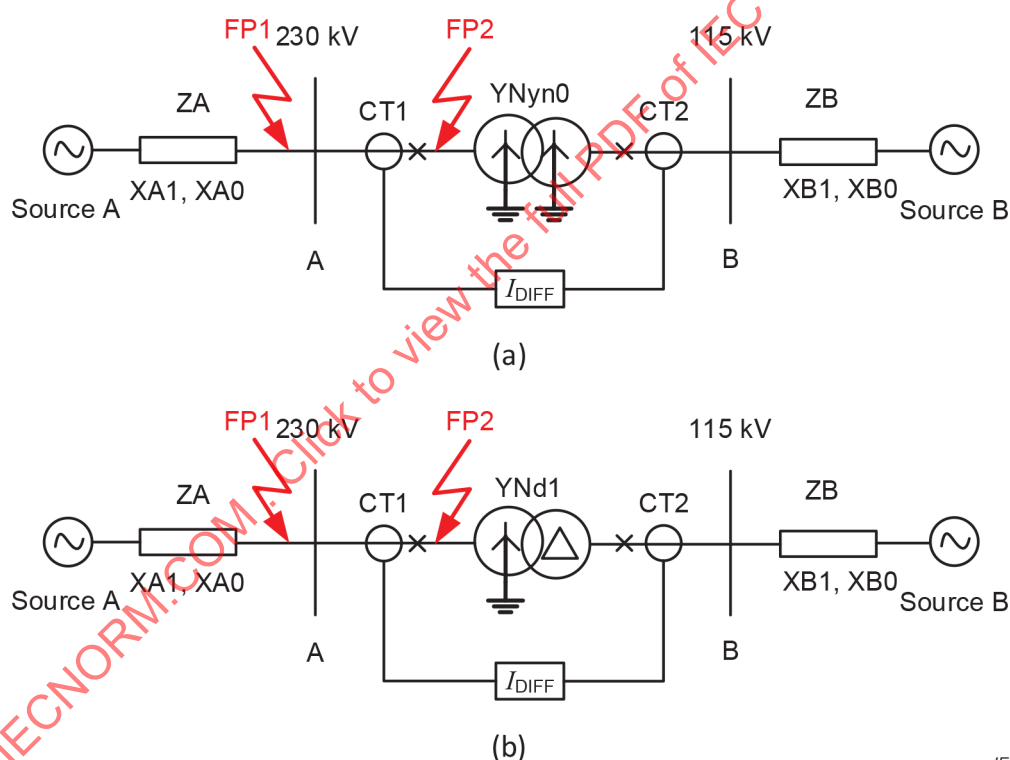


Figure 47 – Double infeed network model for internal fault preceded by an external fault

The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 49.

The source impedances, fault resistances and pre-fault conditions to be used in the power system model are shown in Table 50.

Annex H provides a representative time domain waveforms in COMTRADE file format for the case of an internal fault preceded by an external fault with the YNyn0 transformer. Users of this document can use the waveforms in Annex H to compare and validate the transient simulation waveforms obtained using the transient power system simulator.

The operate time of the internal fault along with the operate time of the internal fault when preceded by an external fault shall be reported by the manufacturer.

- Repetition

Each test shall be repeated five times

Table 49 – Double infeed network model

System voltage	230 kV/115 kV ^a
System frequency	50 Hz or 60 Hz
Current transformer ^b	CT1: 500 A/1 A (5 A), CT2: 1 000 A/1 A (5 A)
Power transformer ^c	200 MVA ^d , YNyn0, YNd1
Sources A, B	Primary time constant $T_p = 60$ ms. For details, see Table 50.
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The power transformer is ideal, which means there are no losses in its power transformation: – zero winding joule losses and leakage reactances (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value achievable shall be used); – infinite magnetizing impedance. ^d Reference for base power in pu calculations. ^e The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current level of approximately 0,3 pu, hence a lower or higher level will be proposed.	

Table 50 – Source impedances, fault resistances and pre-fault conditions for internal fault preceded by an external fault (e.g. for 50 Hz power system frequency)

Fault position	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 primary ohms	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0 primary ohms	Fault resistance primary ohms	Phase shift for vector group 0 transformer PHI _A – PHI _B degrees	Load pu
FP1	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	0 (LE fault)	7	0,31
FP2	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	10 (LL fault)	7	0,31

- Power transformer type

The tests are performed for both power transformer types YNyn0 and YNd1.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. For the case of the YNyn0 transformer, vector group compensation shall be set to 0 and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on both windings. For the case of the YNd1 transformer, vector group compensation shall be set to 1 (–30°) and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on the YN winding only. Unrestrained (high set) operation shall be disabled or set high enough to avoid tripping for the fault conditions detailed in the test, with an operate value in excess of 10 pu.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.2, 6.4.4.2, 6.5.2.1 and 6.8.2.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 500 A/1 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A and 1 000 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration.

6.5.2.2 Operate time of internal fault when preceded by an external fault

An internal fault preceded by an external fault is simulated according to this procedure: first a stable through load condition is simulated, then an external fault is simulated in the position FP1. After 100 ms the fault in FP1 is cleared and an internal fault in position FP2 is simulated. The internal fault operate time when preceded by an external fault is measured from the instant when the fault starts at FP2 to the instant when the relay operates. The internal fault in position FP2 generates a lower restraining current than the external fault. This is achieved with the insertion of a fault resistance for the internal fault, which reduces the fault current level compared to the external fault.

NOTE The reduction in fault level for the internal fault at FP2 ensures that the restraining current is of a smaller magnitude when compared to the restraining current calculated for the external fault. Whilst this is an onerous condition, it ensures that the resetting or recalculation of any stability enhancing techniques used within the element are tested during this test as well as the ability to dynamically re-calculate differential and restraining currents during the fault period.

- Fault positions

FP1 for 100 ms

At $t = 100$ ms, the fault at position FP1 is removed and FP2 is applied (the fault is removed at the first zero crossing of the fault current after the 100 ms).

- Fault types

FP1: single-phase fault in phase L1 (L1E), FP2: two-phase faults, L1L2, L2L3, L3L1

- Fault resistance

For the external fault in position FP1, a fault resistance of 0Ω shall be used (if 0Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used). For the internal fault, in position FP2, a fault resistance of 10Ω shall be used (phase-phase faults).

- Fault inception angles

For the first fault in position FP1, the fault inception angle shall be 90° .

For the second fault FP2, the inception angle is determined by the dynamic behaviour of the model as a result of 100 ms of fault at FP1.

- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second and then, suddenly, the currents corresponding to the external fault in position FP1 are injected for 100 ms. At the first zero-crossing of the fault current after the 100 ms, the fault in position FP1 is removed and the internal fault in position FP2 is applied.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

- Measurement of the operate time for internal fault when preceded by an external fault

The operate time for the internal fault when preceded by an external fault is the time difference between the instant when the relay operates for the internal fault in position FP2 and the instant when FP2 is applied.

This operate time is measured 30 times (5 times for each fault in position FP2 × 3 fault types × 2 power transformer models) and its average is reported by the manufacturer.

If the differential relay does not operate for some of the tests within 150 ms, then the average shall be calculated on the operate times measured when the relay operated, and a particular note shall indicate the missed operations in the final table.

6.5.2.3 Operate time of internal fault

The internal fault when preceded by an external fault operate time is compared with the operate time of the internal fault which is measured with a second test. The same through load condition is simulated and suddenly a fault in the internal position FP2 (same fault as for the internal fault preceded by an external fault test, with the same fault resistance) is simulated and the operate time for "internal fault" is measured.

The source impedances, fault resistances and pre-fault conditions to be used in the power system model are shown in Table 50.

- Fault positions
FP2
- Fault types
FP2: phase-phase faults, L1L2, L2L3, L3L1
- Fault resistance
For the internal fault, in position FP2, a fault resistance of 10 Ω shall be used (phase-phase faults).
- Fault inception angles
90°
- Fault injection
Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second and then, suddenly, the currents corresponding to the internal fault in position FP2 is simulated.
Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.
- Measurement of the operate time for the internal fault
The operate time for the internal fault is the time difference between the instant when internal fault in position FP2 is applied and the instant when the relay operates. This operate time is measured 30 times (5 times for each fault in position FP2 × 3 fault types × 2 power transformer models) and its average is reported by the manufacturer.

6.5.3 Application specific considerations: biased restricted earth fault

6.5.3.1 General

In order to evaluate relay behaviour for external faults changing into internal faults, a power system network as shown in Figure 48 is used.

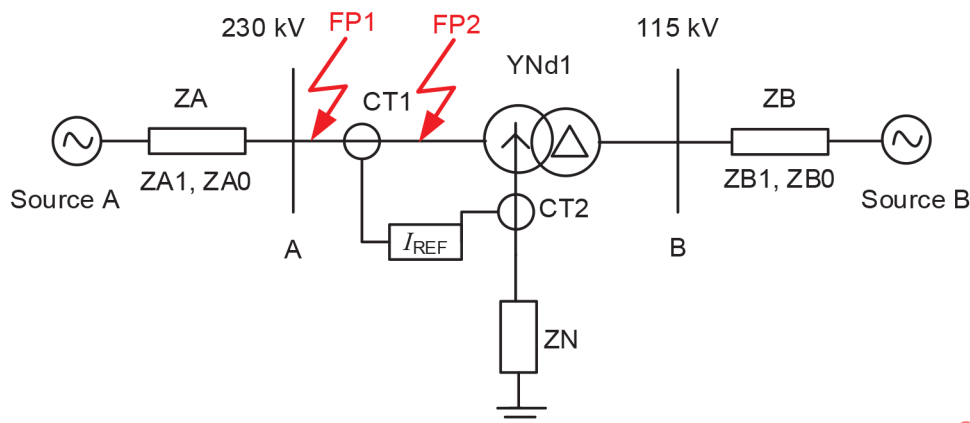


Figure 48 – Double infeed network model for internal fault preceded by an external fault test

The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 51.

Table 51 – Double infeed network model

System voltage	230 kV/115 kV ^a
System frequency	50 Hz or 60 Hz or all rated frequencies
Current transformer ^b	CT1: 500 A/1 A (5 A), CT2: 500 A/1 A (5 A)
Power transformer ^c	200 MVA ^d , YNd1
Sources A, B	Primary time constant $T_p = 60$ ms For details, see Table 52.
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu (when applicable)
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The power transformer is ideal, which means there are no losses in power transformation: – zero winding joule losses and leakage reactances (if 0 Ω is not possible due to numerical limitation, the minimum value achievable shall be used); – infinite magnetizing impedance; – the zero-sequence impedance is modelled with the neutral resistance ZN. ^d Reference for base power in pu calculations. ^e The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current level of approximately 0,3 pu, hence a lower or higher level will be proposed.	

The source impedances, fault resistances and pre-fault conditions to be used in the power system model are shown in Table 52.

Table 52 – Source impedances, fault resistances and pre-fault conditions for internal fault preceded by an external fault tests (e.g. for 50 Hz power system frequency)

Fault position	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 primary ohms	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0 primary ohms	ZN primary ohms	Fault resistance	Phase shift for vector group 0 transformer PHI _A – PHI _B degrees	Load pu
FP1	X = 52,9 R = 2,81	X = 13,2 R = 0,700	X = 17,6 R = 0,934	0 Ω	7	0,31
FP2	X = 52,9 R = 2,81	X = 13,2 R = 0,700	X = 17,6 R = 0,934	100 Ω LE faults	7	0,31

The operate time of the internal fault along with the operate time of the internal fault when preceded by an external fault shall be reported by the manufacturer.

- Repetition

Each test shall be repeated 10 times.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. Unrestrained (high set) operation shall be disabled or set high enough to avoid tripping for the fault conditions detailed in the test, with an operate value in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithms shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.3, 6.4.7.3 and 6.8.4.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 500 A/1 A and 500 A/1 A;
- 500 A/5 A and 500 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration.

6.5.3.2 Operate time of internal fault when preceded by an external fault

An internal fault preceded by an external fault is simulated. Initially, a stable through load condition is applied followed by an external fault in position FP1 (phase to phase fault) for 100 ms duration. The fault location is then moved to the internal position FP2 (single-phase fault) with a lower fault magnitude. This lower fault magnitude is achieved by inserting fault resistance at FP2 whilst maintaining the same source parameters used during the preceding external fault condition. The element operate time is measured from the instant when the internal fault is applied at FP2, to the instant when the relay element operates.

NOTE The reduction in fault level for the internal fault at FP2 ensures that the restraining current is of a smaller magnitude when compared to the restraining current calculated for the external fault. Whilst this is an onerous condition, it ensures that the resetting or recalculation of any stability enhancing techniques used within the element are fully tested during this test as well as the ability to dynamically re-calculate differential and restraining currents during the fault period.

- Fault positions
FP1 for 100 ms
At $t = 100$ ms, the fault at position FP1 is removed and FP2 is applied (the fault is removed at the first zero crossing of any of the two fault currents after the 100 ms).
- Fault types
FP1: phase-to-phase fault, FP2: single-phase fault, L1E, L2E, L3E
- Fault resistance
For the external fault in position FP1, a fault resistance of $0\ \Omega$ shall be used (if $0\ \Omega$ is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used). For the internal fault, in position FP2, a fault resistance of $100\ \Omega$ shall be used (phase-earth faults).
- Fault inception angles
For the first fault in position FP1, the fault inception angle shall be 90° .
The fault inception angle is dependent upon the network simulation i.e. the simulator is in control of the fault inception angle for the second fault FP2.
- Fault injection
Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second and then, suddenly, the currents corresponding to the external fault in position FP1 are injected for 100 ms. After 100 ms, the fault in position FP1 is removed and the internal fault in position FP2 is applied.
Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.
- Measurement of the operate time for internal fault when preceded by an external fault
The operate time for the internal fault when preceded by an external fault is the time difference between the instant when the relay operates for the internal fault in position FP2 and the instant when FP2 is applied.
This operate time is measured 30 times (10 times for each single-phase fault in position FP2 $\times$ 3 fault types) and its average is reported by the manufacturer.
If the differential relay does not operate for some of the tests within 150 ms then the average shall be calculated on the operate times measured when the relay operated, and a particular note shall indicate the missed operations in the final table.

6.5.3.3 Operate time of internal fault

The internal fault when preceded by an external fault operate time is compared with the operate time of the internal fault which is measured with a second test. The same through load condition is simulated and suddenly a fault in the internal position FP2 (same fault as for the internal fault preceded by an external fault test, with the same fault resistance) is simulated and the operate time for "internal fault" is measured.

- Fault positions
FP2
- Fault types
FP2: single-phase fault; phases 1, 2 and 3: L1E, L2E, L3E
- Fault resistance
For the internal fault, in position FP2, a fault resistance of $100\ \Omega$ shall be used (phase-earth faults).
- Fault inception angles
 90°

- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second and then, suddenly, the currents corresponding to the internal fault in position FP2 is simulated.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

- Measurement of the operate time for the internal fault

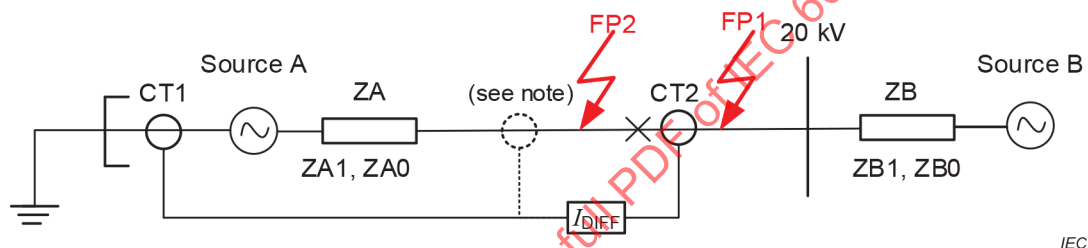
The operate time for the internal fault is the time difference between the instant when the relay operates for the internal fault in position FP2 and the instant when FP2 is applied.

This operate time is measured 30 times (10 times for each fault in position FP2 × 3 fault types) and its average is reported by the manufacturer.

6.5.4 Application specific considerations: generator differential

6.5.4.1 General

In order to evaluate relay behaviour for external faults changing into internal faults, a power system network as shown in Figure 49 is used.



NOTE To simplify the simulation, the CT location shown in dotted lines is used for CT1. This is equivalent to the CT location shown in the figure as CT1 and gives identical results.

Figure 49 – Double infeed network model for internal fault preceded by an external fault test

In this network model, the source A and the impedance ZA simulate the currents generated by the protected generator with short-circuit impedance (transient impedance) having a time constant of 500 ms. The source B and the impedance ZB simulate the currents generated by the power network connected to the protected generator, with a time constant of 100 ms. When a phase to ground fault is applied on an ungrounded or high impedance grounded generator, there is no fault current and the evolving fault test case starting with a ground fault is not appropriate. The network configuration with a solidly grounded generator (source A) and the power system (source B) is used in this test. This also makes it consistent with the transformer differential protection testing. The protected generator is schematically shown within the current transformers CT1 and CT2.

The simulated network is a double infeed network with model parameters shown in Table 53.

Table 53 – Double infeed network model

System voltage	20 kV ^a , neutral point earthed
System frequency	50 Hz or 60 Hz
Current transformer ^b	CT1: 3 000 A/1 A (5 A); CT2: 3 000 A/1 A (5 A)
Protected generator (G) ^c	100 MVA ^d (neutral point earthed)
Sources A, B	Primary time constant source A: $T_p = 500$ ms Primary time constant source B: $T_p = 100$ ms For details, see Table 54
Pre-fault current ^e	Approximately 0,3 pu (when applicable)
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c The short-circuit impedance of the protected generator is represented by ZA. ^d Reference for base power in pu calculations. ^e The pre-fault (load) current level is generated through phase shift between source voltages A and B, keeping the voltage levels equal. Voltage A leads voltage B. For some network cases, it is not possible to achieve a load current level of approximately 0,3 pu, hence a lower or higher level shall be proposed.	

The source impedances, fault resistances and pre-fault conditions to be used in the power system model are shown in Table 54. The operate time of the internal fault along with the operate time of the internal fault when preceded by an external fault shall be reported by the manufacturer.

Table 54 – Source impedances, fault resistances and pre-fault conditions for internal fault preceded by an external fault tests (e.g. for 50 Hz power system frequency)

Fault position	Source A: $X_{A1} = X_{A0}$; $R_{A1} = R_{A0}$ primary ohms	Source B: $X_{B1} = X_{B0}$; $R_{B1} = R_{B0}$ primary ohms	Fault resistance primary ohms	Phase $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$ degrees	Load pu
FP1	$X = 0,800$ $R = 0,005\ 09$	$X = 0,800$ $R = 0,025\ 5$	0 (LE fault)	7	0,30
FP2	$X = 0,800$ $R = 0,005\ 09$	$X = 0,800$ $R = 0,025\ 5$	10 (LL fault)	7	0,30

- Repetition
Each test shall be repeated 10 times.

- Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. Any vector group compensation and zero sequence compensation available on the element shall be disabled. Unrestrained (high set) operation shall be enabled with an operate value set in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithms, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.4, 6.4.4.3, and 6.4.7.4.

- Current transformer configuration

The tests shall be performed for the applicable current transformer configurations (CT1 and CT2):

- 3 000 A/1 A and 3 000 A/1 A;
- 3 000 A/5 A and 3 000 A/5 A.

Independent results shall be published for each configuration.

6.5.4.2 Operate time of internal fault when preceded by an external fault

An internal fault preceded by an external fault is simulated. Initially, a stable through load condition is applied followed by an external fault in position FP1 for 100 ms duration. The fault location is then moved to the internal position FP2, with a lower fault magnitude. This lower fault magnitude is achieved by inserting fault resistance at FP2 whilst maintaining the same source parameters used during the preceding external fault condition. The element operate time is measured from the instant when the internal fault is applied at FP2, to the instant when the relay element operates.

NOTE The reduction in fault level for the internal fault at FP2 ensures that the restraining current is of a smaller magnitude when compared to the restraining current calculated for the external fault. Whilst this is an onerous condition, it ensures that the resetting or recalculation of any stability enhancing techniques used within the element are fully tested during this test as well as the ability to dynamically re-calculate differential and restraining currents during the fault period.

- Fault positions

FP1 for 100 ms

At $t = 100$ ms, the fault at position FP1 is removed and FP2 is applied (the fault is removed at the first zero crossing of any of the two fault currents after the 100 ms).

- Fault types

FP1: single-phase fault, FP2: phase-phase fault.

- Fault resistance

For the external fault in position FP1, a fault resistance of $0\ \Omega$ shall be used (if $0\ \Omega$ is not possible due to numerical limitation, the minimum value of fault resistance achievable shall be used).

For the internal fault, in position FP2, a fault resistance of $10\ \Omega$ shall be used.

- Fault inception angles

For the first fault in position FP1, the fault inception angle shall be 90° .

For the second fault FP2, the inception angle is determined by the dynamic behaviour of the model as a result of 100 ms of fault at FP1.

- Fault injection

Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second and then, suddenly, the currents corresponding to the external fault in position FP1 are injected for 100 ms. After 100 ms, the fault in position FP1 is removed and the internal fault in position FP2 is applied.

Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.

- Measurement of the operate time for internal fault when preceded by an external fault

The operate time for the internal fault when preceded by an external fault is the time difference between the instant when the relay operates for the internal fault in position FP2 and the instant when FP2 is applied.

This operate time is measured 30 times (10 times for each fault in position FP2 $\times$ 3 fault types) and its average is reported by the manufacturer.

If the differential relay does not operate for some of the tests within 150 ms, then the average shall be calculated on the operate times measured when the relay operated, and a particular note shall indicate the missed operations in the final table.

6.5.4.3 Operate time of internal fault

The internal fault when preceded by an external fault operate time is compared with the operate time of the internal fault which is measured with a second test. The same through load condition is simulated and suddenly a fault in the internal position FP2 (same fault as for the internal fault preceded by an external fault test, with the same fault resistance) is simulated and the operate time for "internal fault" is measured.

- Fault positions
FP2
- Fault types
FP2: two-phase fault: L1L2, L2L3, L3L1
- Fault resistance
For the internal fault, in position FP2, a fault resistance of 10 Ω shall be used.
- Fault inception angles
90°
- Fault injection
Fault injection is performed such that the pre-fault conditions are simulated for at least one second and then, suddenly, the currents corresponding to the internal fault in position FP2 is simulated.
Phase angle between sources A and B during the fault shall be kept the same as the pre-fault (load) condition.
- Measure of the operate time for the internal fault
The operate time for the internal fault is the time difference between the instant when the relay operates for the internal fault in position FP2 and the instant when FP2 is applied.
This operate time is measured 30 times (10 times for each fault in position FP2 $\times$ 3 fault types) and its average is reported by the manufacturer.

6.5.5 Reporting

The manufacturer shall publish a table in a format similar to Table 55 which allows the comparison between the operate time for internal fault preceded by an external fault and the operate time for the internal fault. The data shown in Table 55 is an example.

Table 55 – Operate time for internal fault preceded by an external fault and for internal fault when the relay always operated

Average operate times Current transformer configuration: 500 A/1 A and 1 000 A/1 A	
Operate time for internal fault preceded by an external fault External $\rightarrow$ Internal	Operate time for internal fault
48,2 ms	32,6 ms

If the relay did not operate within 150 ms from application of the internal fault, the table shall be presented as shown in Table 56.

Table 56 – Operate time for internal fault preceded by an external fault and for internal fault when the relay did not always operate

Average operate times Current transformer configuration: 500 A/1 A and 1 000 A/1 A	
Operate time for internal fault preceded by an external fault External → Internal	Operate time for internal fault
65,4 ms ^a	35,5 ms
^a Protection relay did not operate within 150 ms from application of the internal fault in 7 out of 30 test cases. Average of the operate time calculated based on the cases when the relay operated.	

6.6 Stability during inrush conditions

6.6.1 General

Stability for inrush currents shall be tested by injecting a special signal which has a similar wave shape to that of inrush current.

The proposed test methods are recommended. If a particular protection algorithm does not allow the use of the proposed approach, the manufacturer shall propose and describe an alternative test procedure and present the results in the format given in this document.

6.6.2 Application specific considerations: transformer differential

6.6.2.1 General

Stability for inrush current into a power transformer shall be tested by injecting a special signal which has a similar wave shape to that of power transformer inrush currents.

6.6.2.2 Formulae for generating inrush current signals

This inrush current signal is obtained by using the following Formulae (1) and (2) where only one period is shown and is repeated for every period:

$$i_{\text{inrush}}(t) = \frac{k}{1 - \cos(\alpha)} (\cos(2\pi ft - \pi) - \cos(\alpha)) \text{ for } \left(\frac{1}{2f} - \frac{\alpha}{2\pi f}\right) \leq t \leq \left(\frac{1}{2f} + \frac{\alpha}{2\pi f}\right) \quad (1)$$

$$i_{\text{inrush}}(t) = 0 \text{ for } 0 \leq t < \left(\frac{1}{2f} - \frac{\alpha}{2\pi f}\right) \text{ and for } \left(\frac{1}{2f} + \frac{\alpha}{2\pi f}\right) < t \leq \frac{1}{f} \quad (2)$$

where

k is the factor specifying the peak value of injected inrush current;

α is the angular span of injected inrush current.

Graphically, Formulae (1) and (2) can be represented with current waveform as shown in Figure 50.

NOTE The decay of inrush current is not considered in Formulae (1) and (2) since unwanted operation normally occurs during the first few cycles of the magnetizing inrush.

6.6.2.3 Alternative formula for inrush current signals

In case there is difficulty to generate a current signal with Formulae (1) and (2) in 6.6.2.2, the injected current signals can be obtained from Formula (3) below:

$$i_{\text{inrush}}(t) = k \left(\begin{aligned} &a_0 / 2 + a_1 \cos(\omega t) + a_2 \cos(2\omega t) + a_3 \cos(3\omega t) + a_4 \cos(4\omega t) \\ &+ a_5 \cos(5\omega t) + a_6 \cos(6\omega t) + a_7 \cos(7\omega t) + a_8 \cos(8\omega t) + a_9 \cos(9\omega t) \end{aligned} \right) \quad (3)$$

The coefficients a_0 to a_9 are given in Table 57.

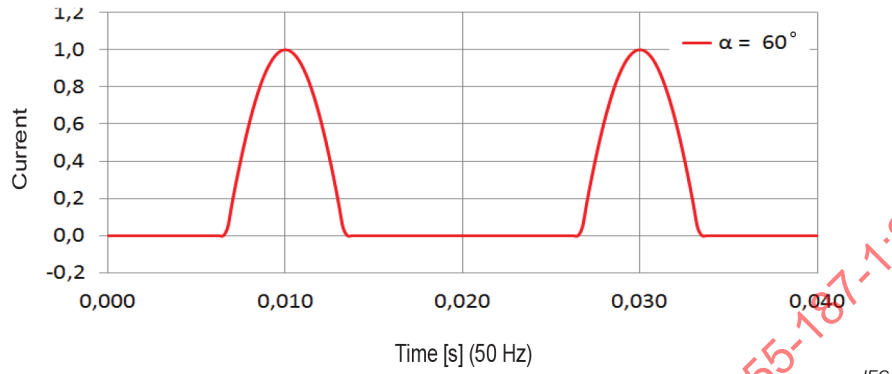


Figure 50 – Power transformer inrush current waveform

Table 57 – Coefficients of the inrush current waveforms

Parameter	$\alpha = 60^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 120^\circ$
a_0	0,436	0,636	0,812
a_1	-0,391	-0,500	-0,536
a_2	0,276	0,213	0,092
a_3	-0,138	0,000	0,046
a_4	0,027	-0,043	0,009
a_5	0,027	0,000	-0,009
a_6	-0,031	0,019	-0,010
a_7	0,010	0,000	-0,003
a_8	0,010	-0,010	0,003
a_9	-0,014	0,000	0,005

Figure 51 compares the waveforms obtained from Formulae (1) and (2) in 6.6.2.2, denoted as $\alpha = 60^\circ$, and Formula (3) above, denoted as $\alpha = 60^\circ$ calculated.

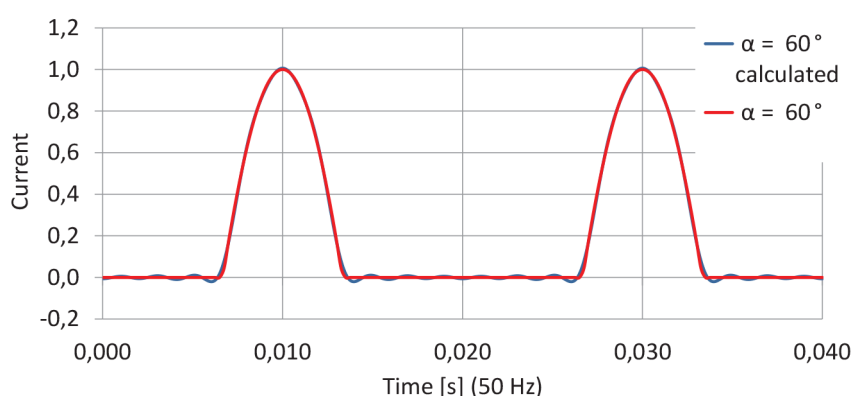


Figure 51 – Comparison of waveforms

6.6.2.4 Protected object

The tests shall be performed for both small and large size transformers. Nameplate data for test-transformers is given in Table 58.

The transformer parameters are used to determine the peak value of the injected current and proper relay settings. No detailed transformer model is described here.

Table 58 – Nameplate data for test-transformers

Test data	Transformer 1	Transformer 2
Rated power	40 MVA	200 MVA
Rated voltage	46 kV/23 kV	230 kV/115 kV
Frequency	50 Hz or 60 Hz	50 Hz or 60 Hz
Current transformer (ideal)	CT1: 500 A/1 A (5 A); CT2: 1 000 A/1 A (5 A)	CT1: 500 A/1 A (5 A) CT2: 1 000 A/1 A (5 A)
Transformer type	YNd1	YNd1

6.6.2.5 Peak value of injected current signals

The peak value of injected inrush current shall be 1 000 % of rated current for a 40 MVA transformer and 400 % of rated current for a 200 MVA transformer.

Parameter k is determined by the size of the transformer. See Table 59 below.

Table 59 – Parameter k values

Transformer size	Value of k
40 MVA	$10 \times I_{\text{ratedRMS}}$
200 MVA	$4 \times I_{\text{ratedRMS}}$

6.6.2.6 Angular span of injected current signals

At least three values of parameter α , which are 60°, 90° and 120°, shall be tested.

6.6.2.7 Repetition

The current signal shall be injected in one winding at a time. The following connections for the relay shall be used.

When the current signal is injected from the Y winding, the connection for the relay shall be as shown in Figure 52.

When the current signal is injected from the delta winding, the connection for the relay shall be as shown in Figure 53.

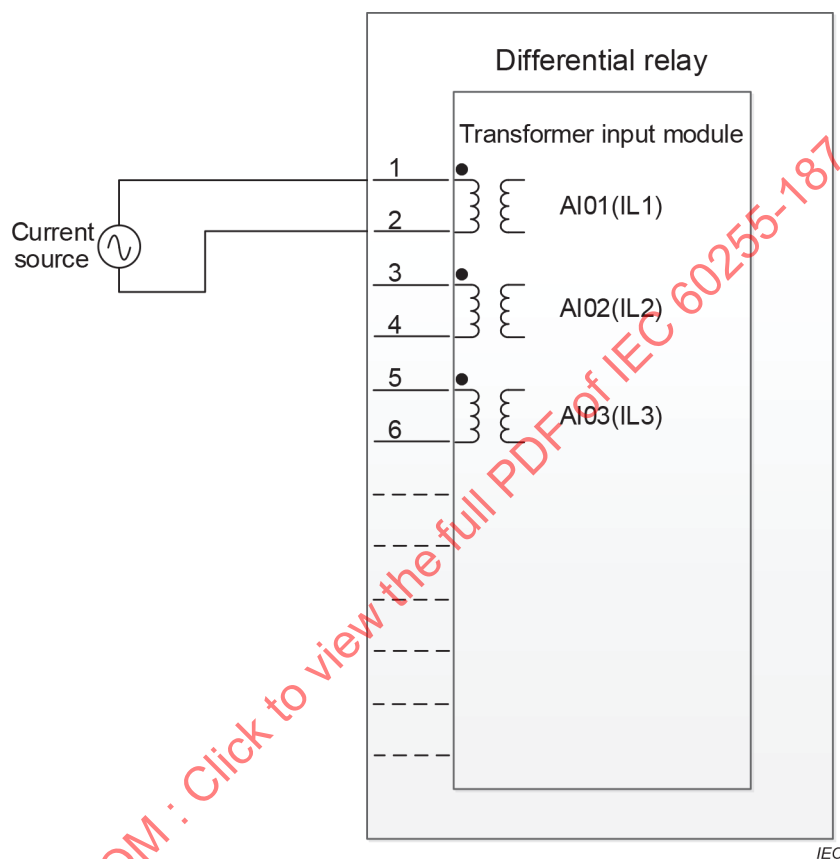


Figure 52 – Connection for the relay when current is injected from Y winding

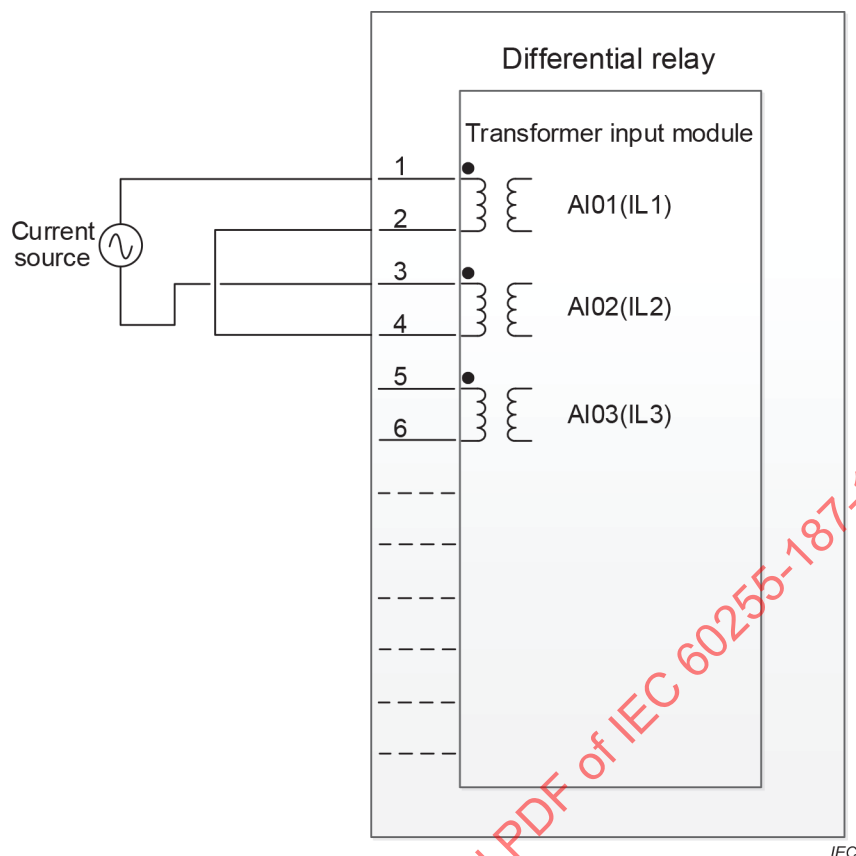


Figure 53 – Connection for the relay when current is injected from delta winding

The tests shall be performed in all three phases on both Y and delta sides.

The test procedure shall be repeated three times for each phase at rated system frequency (both 50 Hz and 60 Hz).

6.6.2.8 Differential relay settings

The relay settings shall be proposed by the manufacturer after consideration of the tested application. Unrestrained operation is disabled or set high enough to avoid tripping for the above indicated inrush conditions with an operate value in excess of 10 pu. The differential relay shall be set to compensate for the power transformer vector group and zero sequence current elimination during the test.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during testing.

6.6.2.9 Inrush current injection

The current signal shall be injected for 1 s.

For each test, the relay shall remain stable (i.e. no trip signal shall be given).

6.6.2.10 Reporting

The manufacturer shall declare if the protection relay has been stable for all the executed inrush current tests or not.

6.7 Stability during overexcitation conditions

6.7.1 General

Stability for overexcitation currents shall be tested by injecting a special signal which has a similar wave shape to that of overexcitation current.

The proposed test methods are recommended. If a particular protection algorithm does not allow the use of the proposed approach, the manufacturer shall propose and describe an alternative test procedure and present the results in the format given in this document.

6.7.2 Application specific considerations: transformer differential

6.7.2.1 General

Stability for overexcitation current into a power transformer shall be tested by injecting a special signal which has a similar wave shape to that of power transformer overexcitation currents.

6.7.2.2 Formulae for generating overexcitation current signals

The overexcitation current in the transformer winding is obtained by using the following Formulae (4) and (5) where only one period is shown and is repeated for every period:

$$i_{\text{overex}}(t) = \frac{k}{1 - \cos(\alpha)} (\cos(2\pi ft) - \cos(\alpha)) \text{ for } 0 \leq t \leq \frac{\alpha}{2\pi f} \text{ and for } \left(\frac{1}{f} - \frac{\alpha}{2\pi f}\right) \leq t \leq \frac{1}{f} \quad (4)$$

$$i_{\text{overex}}(t) = \frac{k}{1 - \cos(\alpha)} (\cos(2\pi ft) + \cos(\alpha)) \text{ for } \left(\frac{1}{2f} - \frac{\alpha}{2\pi f}\right) \leq t \leq \left(\frac{1}{2f} + \frac{\alpha}{2\pi f}\right) \quad (5)$$

$$i_{\text{overex}}(t) = 0 \text{ for other intervals}$$

where

k is a factor specifying the peak value of injected overexcitation current;

α is the angular span of injected overexcitation current.

When the transformer is excited from the Y side, the phase current is the current in the coil.

The injected currents of the other two phases are derived by phase-shift.

The current waveform shown in Figure 54 represents the overexcitation current from the Y winding.

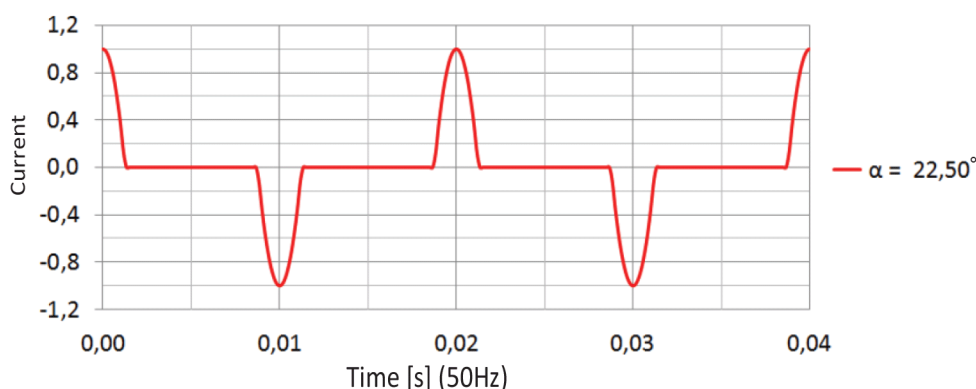


Figure 54 – Power transformer overexcitation current waveform injected from Y winding

For the case when exciting a delta winding, the injected currents can be calculated as the difference of two winding currents and they are shown in Figure 55.

6.7.2.3 Alternate formula of injected current signals

In the event that difficulty is experienced in generating the current signal with Formulae (4) and (5) in 6.7.2.2, the injected current signals can be obtained from Formula (6) below:

$$i_{\text{overex}}(t) = k \left(\begin{aligned} &a_0 / 2 + a_1 \cos(\omega t) + a_2 \cos(2\omega t) + a_3 \cos(3\omega t) + a_4 \cos(4\omega t) \\ &+ a_5 \cos(5\omega t) + a_6 \cos(6\omega t) + a_7 \cos(7\omega t) + a_8 \cos(8\omega t) + a_9 \cos(9\omega t) \end{aligned} \right) \quad (6)$$

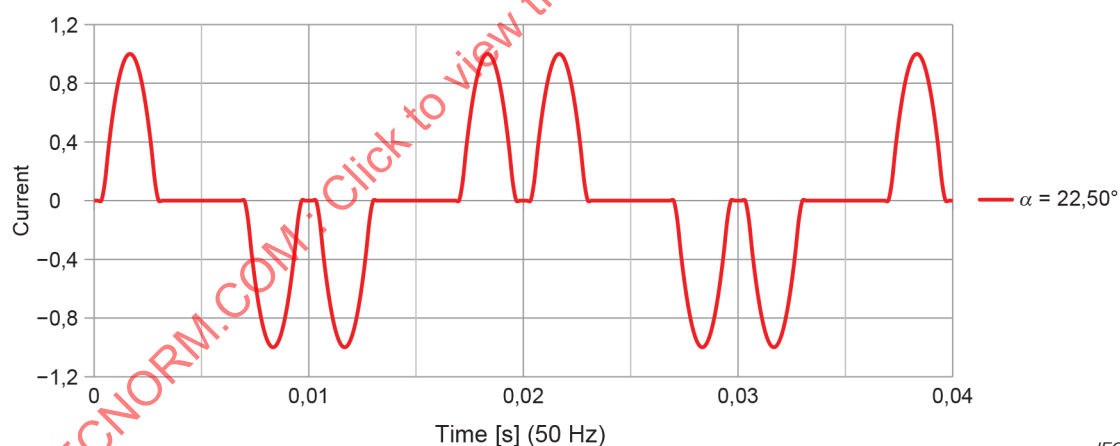


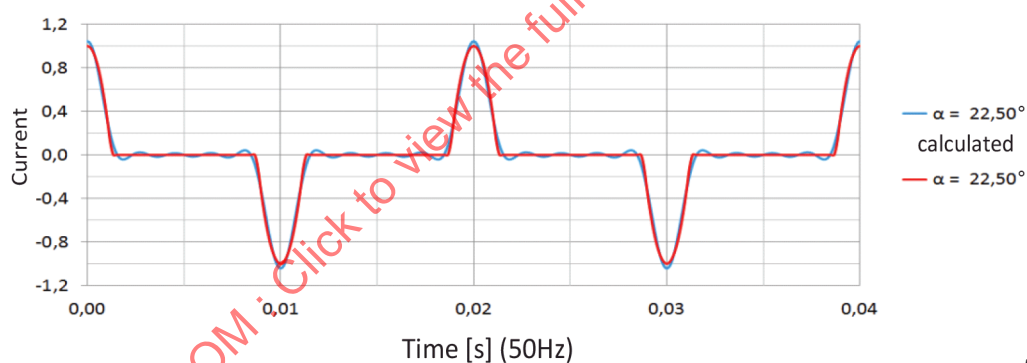
Figure 55 – Overexcitation current waveform injected from delta winding

Coefficients a_0 to a_9 are given in Table 60.

Table 60 – Coefficient of the overexcitation waveforms

Parameter	$\alpha = 22,5^\circ$	
	Injected from Y winding	Injected from delta winding
a_0	0	0
a_1	0,328	0,568
a_2	0	0
a_3	0,289	0
a_4	0	0
a_5	0,221	-0,382
a_6	0	0
a_7	0,140	-0,243
a_8	0	0
a_9	0,065	0

Figure 56 and Figure 57 compare the waveforms obtained from Formulae (4) and (5) in 6.7.2.1, denoted as $\alpha = 22,5^\circ$ and Formula (6) above, denoted as $\alpha = 22,5^\circ$ calculated.



IEC

Figure 56 – Comparison of the waveforms injected from Y winding

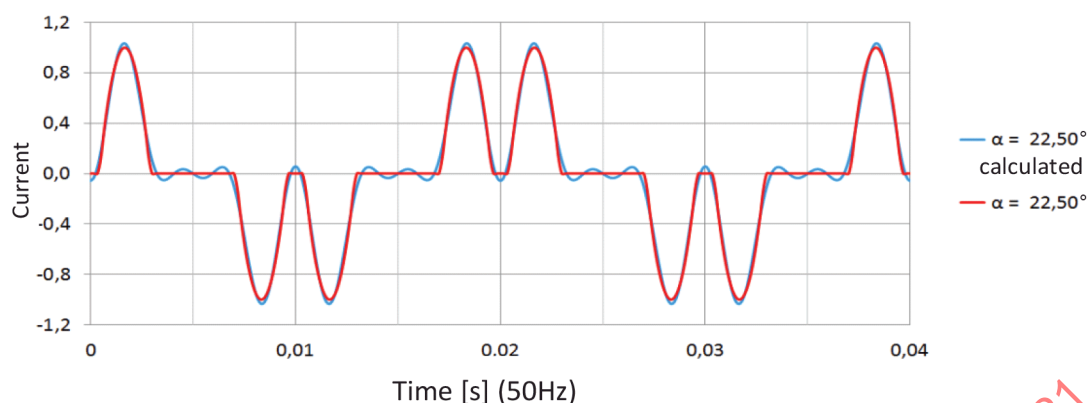


Figure 57 – Comparison of the waveforms injected from delta winding

6.7.2.4 Protected object

The transformer parameters, described in Table 61, are used to determine the peak value of the injected current and proper relay settings. No detailed transformer model is described here.

Table 61 – Test data for the transformer

Rated power	40 MVA
Rated voltage	46 kV/23 kV
Frequency	50 Hz or 60 Hz
Current transformer (ideal)	CT1: 500 A/1 A (5 A); CT2: 1 000 A/1 A (5 A)
Transformer type	YNd1

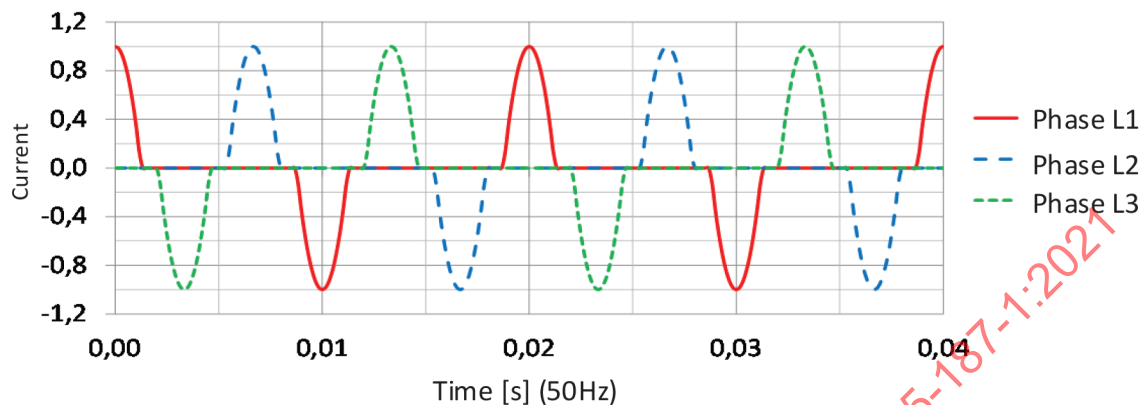
The differential relay shall be set to compensate for the power transformer vector group and zero sequence current during the test.

6.7.2.5 Peak value of injected current signals

The peak value of injected overexcitation current shall be 200 % of rated current. Parameter k in Formula (6) of 6.7.2.2 is defined as $2 \times I_{\text{ratedRMS}}$.

6.7.2.6 Repetition

The tests shall be performed on all three phases simultaneously for the Y side of the transformer as per the waveform shown in Figure 58.



IEC

Figure 58 – Three-phase overexcitation current waveform injected from Y winding

The tests shall be performed on all three phases simultaneously for the delta side of the transformer as per the waveform shown in Figure 59.

The test procedure shall be repeated three times for each set of three-phase inputs available on the relay at rated system frequency (both 50 Hz and 60 Hz).

6.7.2.7 Differential relay settings

The relay settings shall be proposed by the manufacturer after consideration of the tested application. The relay settings shall not be changed during testing.

6.7.2.8 Overexcitation current injection

The current signal shall be injected for 12 cycles.

For each test, the relay shall remain stable (i.e. no trip signal shall be given).

6.7.2.9 Reporting

The manufacturer shall declare if the protection relay has been stable for all the executed overexcitation tests or not.

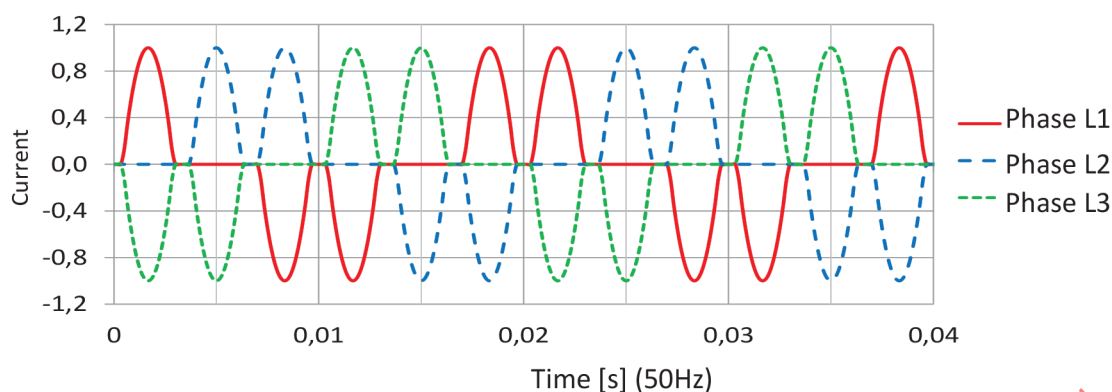


Figure 59 – Three-phase overexcitation current waveform injected from delta winding

6.8 Performance with load harmonics

6.8.1 General

The intent of these tests is to observe differential relay stability when harmonics are superimposed on different load levels.

Using current generators, a load current with superimposed harmonics is injected in the protection relay, and for each injection the relay shall remain stable.

6.8.2 Application specific considerations: transformer differential

6.8.2.1 General

Figure 60 shows the power transformer in a power system network along with current transformer connections to the relay.

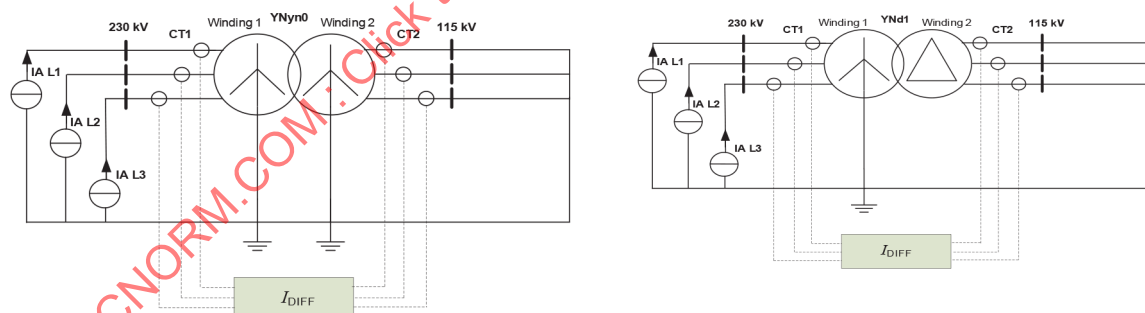


Figure 60 – Test with superimposed harmonics on load – Transformer protection

The power transformer and the corresponding system data are shown in Table 62.

Table 62 – Transformer data for the superimposed harmonics on load test

System voltage	230 kV/115 kV ^a
System frequency	All rated frequencies
Current transformer ^b	CT1: 500 A (5 A)/1 A (5 A), CT2: 1 000 A (5 A)/1 A (5 A)
Power transformer ^c	200 MVA ^c , YNyn0, YNd1
Current sources A (IA L1, IA L2, IA L3)	Three-phase ideal current generators
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c Reference for base power in pu calculations.	

The differential protection relay is fed with the six currents for each of the test cases outlined in Table 63, Table 64 and Table 65. No trip is expected for injections of the duration of one minute.

Table 63 – Fundamental component of load current in pu

Test case	Current source A Fundamental component of current in pu
1	1,0 (500 A prim)

Table 64 – Harmonic content for superimposed harmonics on load test

Current source A 5 th harmonic as a percentage of fundamental A_5	Current source A 7 th harmonic as a percentage of fundamental A_7	Current source A 9 th harmonic as a percentage of fundamental A_9
15 %	10 %	5 %

Table 65 – Harmonic phase angles for superimposed harmonics on load test

Current source A Fundamental α_1	Current source A 5 th harmonic α_5	Current source A 7 th harmonic α_7	Current source A 9 th harmonic ^a α_9
Y side phase angles			
0°	180°	180°	90°
y side phase angles			
0°	180°	180°	90°
d side phase angles			
150°	30°	330°	—
^a The 9 th harmonic is of zero sequence in nature. Consequently, this harmonic is not detected at the delta side.			

The Yd transformers cause phase shift of the currents of the delta side, when injected on the Y side. The positive sequence currents are phase-shifted according to the clock notation.

EXAMPLE Considering the current positive directions according to Figure 3, the proposed YNd1 transformer shifts the positive sequence current injected with 0° to $+150^\circ$ at the delta side. The negative sequence current components are shifted in the reverse direction. With the example above the negative sequence phase shift will be 210° or -150° . The zero sequence current component circulates in the windings connected in delta and cannot flow out of the transformer secondary side.

An appropriate signal representing the system frequency shall be available to allow the frequency tracking possibility for those relays that can perform this feature. If a frequency tracking algorithm is available in the relay, it shall be activated.

For YNyn0 and YNd1 transformers, using the current directions shown in Figure 3, the Y side currents are as follows:

$$I_{Y_{side}, L1} = A_1 \sin(2\pi ft) + A_5 \sin(5(2\pi ft) + \alpha_{5, Y_{side}}) + A_7 \sin(7(2\pi ft) + \alpha_{7, Y_{side}}) + A_9 \sin(9(2\pi ft) + \alpha_{9, Y_{side}}) \quad (7)$$

$$I_{Y_{side}, L2} = A_1 \sin\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + A_5 \sin\left(5\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{5, Y_{side}}\right) + A_7 \sin\left(7\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{7, Y_{side}}\right) + A_9 \sin\left(9\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{9, Y_{side}}\right) \quad (8)$$

$$I_{Y_{side}, L3} = A_1 \sin\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + A_5 \sin\left(5\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{5, Y_{side}}\right) + A_7 \sin\left(7\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{7, Y_{side}}\right) + A_9 \sin\left(9\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{9, Y_{side}}\right) \quad (9)$$

The currents on the y side of the YNyn0 power transformer are obtained using the following formulae:

$$I_{y_{side}, L1} = -I_{Y_{side}, L1} \quad (10)$$

$$I_{y_{side}, L2} = -I_{Y_{side}, L2} \quad (11)$$

$$I_{y_{side}, L3} = -I_{Y_{side}, L3} \quad (12)$$

The currents on the d side of the YNd1 transformer are obtained using the following formulae:

$$I_{d_{side}, L1} = A_1 \sin(2\pi ft + \alpha_{1, d_{side}}) + A_5 \sin(5(2\pi ft) + \alpha_{5, d_{side}}) + A_7 \sin(7(2\pi ft) + \alpha_{7, d_{side}}) \quad (13)$$

$$I_{d_{side}, L2} = A_1 \sin\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3} + \alpha_{1, d_{side}}\right) + A_5 \sin\left(5\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{5, d_{side}}\right) + A_7 \sin\left(7\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{7, d_{side}}\right) \quad (14)$$

$$I_{d_{side}, L3} = A_1 \sin\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3} + \alpha_{1, d_{side}}\right) + A_5 \sin\left(5\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{5, d_{side}}\right) + A_7 \sin\left(7\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_{7, d_{side}}\right) \quad (15)$$

When testing with an artificial waveform, cognizance is given to the 5th harmonic being negative sequence in nature, the 7th harmonic being positive sequence in nature and the 9th harmonic being zero sequence. Accordingly, the phase angles of harmonic components of secondary current are shown in Table 65.

The load current waveforms with superimposed harmonics are shown in Figure 61 and Figure 62. These waveforms represent the current supplied into a 6-pulse rectifier bridge.

6.8.2.2 Load level

According to the test cases indicated in Table 63, the following load levels in pu referred to the RMS value of the fundamental frequency shall be used: 1,0 pu.

6.8.2.3 Repetition

Each simulation shall be repeated four times.

6.8.2.4 Power transformer type

The tests are performed for both power transformer types YNyn0 and YNd1.

6.8.2.5 Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. For the case of the YNyn0 transformer, vector group compensation shall be set to 0 and the zero sequence compensation shall be enabled on both windings. For the case of the YNd1 transformer, vector group compensation shall be set to 1 (–30°) and the zero sequence compensation shall be enabled on the YN winding only. Unrestrained (high set) operation shall be enabled with an operate value set to 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.2, 6.4.4.2, 6.4.7.2 and 6.5.2.1.

6.8.2.6 Current transformer configuration

The tests shall be performed for the two possible current transformer configurations:

- 500 A/1 A and 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A and 1 000 A/5 A.

6.8.2.7 Simulation of load harmonics

The load harmonics are simulated by injecting the load current with superimposed harmonics into the relay under test. The relay is declared stable if no operation is detected within 60 s from the start of the simulation.

Any operation during switching on and off of the energizing quantities shall be ignored. That means the operations during the first or last 100 ms of the signal injection shall be ignored.

The total number of tests for one system frequency and one current transformer configuration is $1 \times 2 \times 4 = 8$.

For each test, the relay shall remain stable.

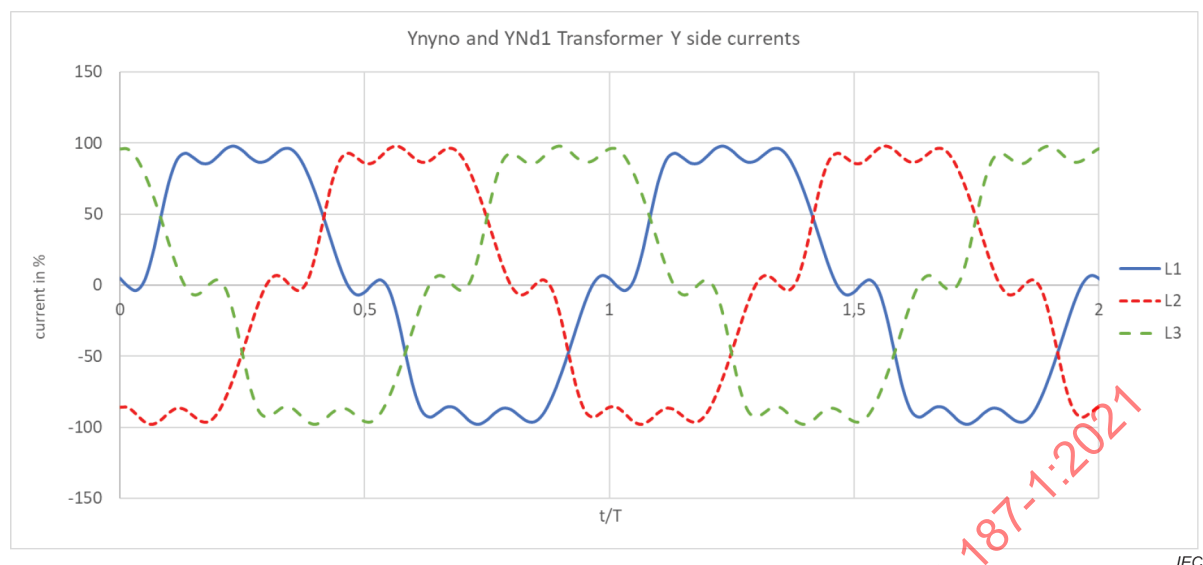


Figure 61 – Three-phase load current waveform on the Y side of the transformer with superimposed harmonics

6.8.3 Application specific considerations: generator or motor differential

6.8.3.1 General

Figure 63 shows the generator or motor in a power system network along with current transformer connections to the relay. The corresponding data for the generator or motor is shown in Table 66.

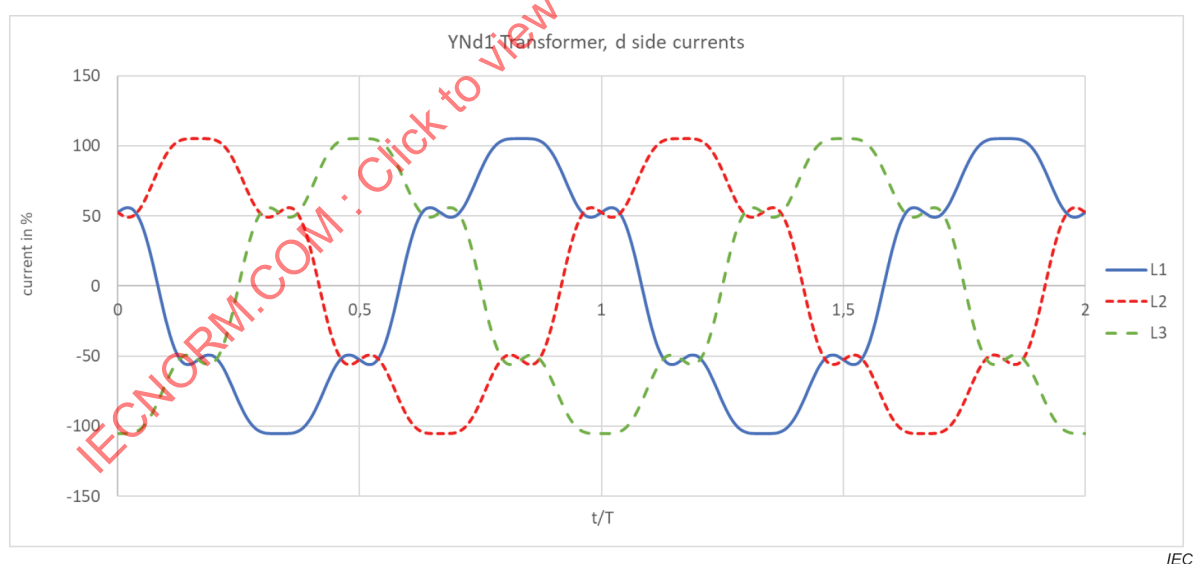


Figure 62 – Three-phase load current waveforms on the delta side of the YNd1 transformer with superimposed harmonics

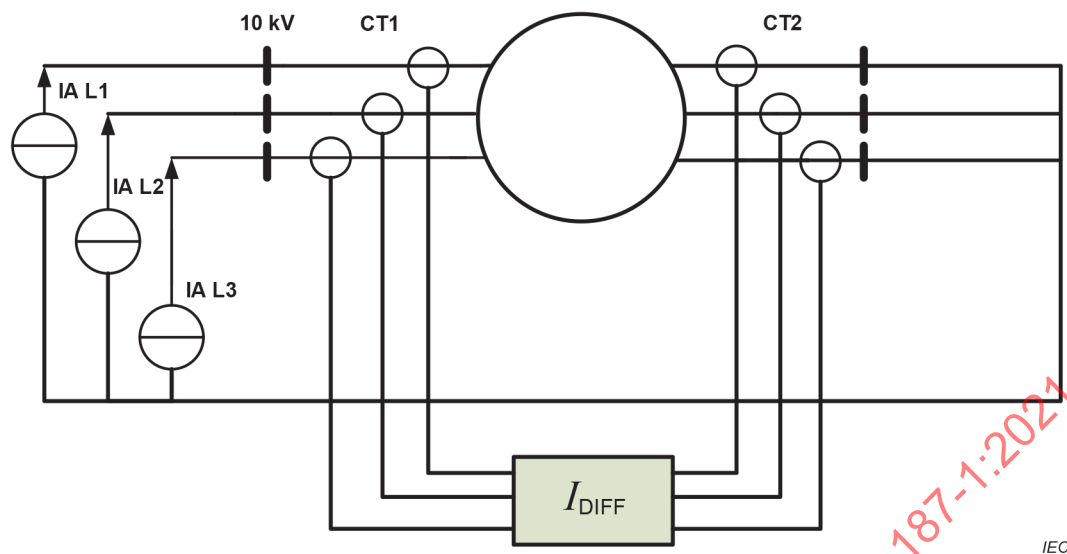


Figure 63 – Test with superimposed harmonics on load

Table 66 – Generator or motor data for the superimposed harmonics on load test

System voltage	10 kV ^a
System frequency	All rated frequencies
Current transformer ^b	CT1: 1 000 A/1 A (5 A), CT2: 1 000 A/1 A (5 A)
Generator or motor MVA rating	17,32 MVA ^c
Current sources A (IA L1, IA L2, IA L3)	Three-phase ideal current generators
^a Reference for base voltage in pu calculations ^b Current transformers are considered as ideal. ^c Reference for base power in pu calculations.	

An appropriate signal representing the system frequency shall be available to allow the frequency tracking possibility for those relays that can perform this feature. If a frequency tracking algorithm is available in the relay, it shall be activated.

The generator or motor differential protection relay is fed with six currents, three of them are from the line side (CT1) and the other three currents are from the neutral side (CT2). The test injection current magnitude and phase angle values are provided in Table 63, Table 64 and Table 67.

The differential relay is expected to stay stable with no trip for injections of the duration of one minute.

Table 67 – Harmonic phase angles for superimposed harmonics on load test

Current source A fundamental (CT1,L1 and CT2,L1) α_1	Current source A 5 th harmonic (CT1,L1 and CT2,L1) α_5	Current source A 7 th harmonic (CT1,L1 and CT2,L1) α_7	Current source A 9 th harmonic (CT1,L1 and CT2,L1) α_9
0°	180°	180°	90°

For both motor and generator protection applications, the injected currents on the line side CT1 ($I_{CT1,L1}$, $I_{CT1,L2}$, $I_{CT1,L3}$) and the neutral side CT2 ($I_{CT2,L1}$, $I_{CT2,L2}$, $I_{CT2,L3}$) can be calculated using the following Formulae (17) to (22):

$$I_{CT1,L1} = A_1 \sin(2\pi ft) + A_5 \sin(5(2\pi ft) + \alpha_5) + A_7 \sin(7(2\pi ft) + \alpha_7) + A_9 \sin(9(2\pi ft) + \alpha_9) \quad (16)$$

$$I_{CT1,L2} = A_1 \sin\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + A_5 \sin\left(5\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_5\right) + A_7 \sin\left(7\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_7\right) + A_9 \sin\left(9\left(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_9\right) \quad (17)$$

$$I_{CT1,L3} = A_1 \sin\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + A_5 \sin\left(5\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_5\right) + A_7 \sin\left(7\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_7\right) + A_9 \sin\left(9\left(2\pi ft + \frac{2\pi}{3}\right) + \alpha_9\right) \quad (18)$$

$$I_{CT2,L1} = -I_{CT1,L1} \quad (19)$$

$$I_{CT2,L2} = -I_{CT1,L2} \quad (20)$$

$$I_{CT2,L3} = -I_{CT1,L3} \quad (21)$$

6.8.3.2 Load level

According to the test cases indicated in Table 63, the following load levels in pu referred to the RMS value of the fundamental frequency shall be used: 1,0 pu.

6.8.3.3 Repetition

Each simulation shall be repeated four times.

6.8.3.4 Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0 s. Any vector group compensation and zero sequence compensation available on the element shall be disabled. Unrestrained (high set) operation shall be enabled with an operate value set in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same applicable settings shall be utilized for the testing of 6.3.7.4, 6.4.2.4, 6.4.4.3, 6.4.4.4, 6.5.4.1 and 6.8.2.

6.8.3.5 Current transformer configuration

The tests shall be performed for the two possible current transformer configurations:

- 1 000 A/1 A and 1 000 A/1 A;
- 1 000 A/5 A and 1 000 A/5 A.

6.8.3.6 Simulation (injection)

The simulation is performed by immediately injecting the load current with superimposed harmonics into the relay under test. The relay is declared stable if no operation is detected within 60 s from the start of the simulation.

Operations during the first 100 ms of injection and during termination of injection can be ignored if the operation is due to non-realistic simulation of the power system by the test equipment.

The total number of tests for one system frequency and one current transformer configuration is $1 \times 4 = 4$.

For each test, the relay shall remain stable.

6.8.4 Application specific considerations: biased restricted earth fault

6.8.4.1 General

Figure 64 shows the power transformer in a power system network along with current transformer connections to the relay. The power transformer and the corresponding system data are shown in Table 68.

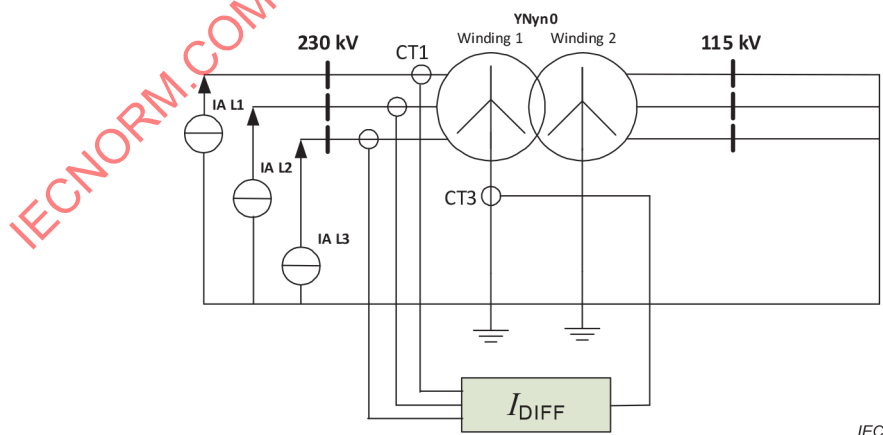


**Figure 64 – Test with superimposed harmonics on load –
Restricted earth fault protection**

Table 68 – Transformer data for the superimposed harmonics on load test

System voltage	230 kV/115 kV ^a
System frequency	All rated frequencies
Current transformer ^b	CT1: 500 A 1 A (5 A), CT3: 500 A/1 A (5 A)
Power transformer ^c	200 MVA ^d , YNyn0
Current sources A (IA L1, IA L2, IA L3)	Three-phase ideal current generators
^a Reference for base voltage in pu calculations. ^b Current transformers are considered as ideal. ^c Reference for base power in pu calculations.	

The restricted earth fault protection relay is fed with four currents for each of the test cases outlined in Table 63, Table 64 and Table 69.

No trip is expected for injections of the duration of one minute. The same configuration can be used to test the biased restricted earth fault protection function for generator and motor protection applications by simply replacing the Y side currents with generator or motor line currents.

An appropriate signal representing the system frequency shall be available to allow the frequency tracking possibility for those relays that can perform this feature. If a frequency tracking algorithm is available in the relay, it shall be activated.

The waveforms of the currents on the Y side of the YNyn0 transformer are the same as the waveforms shown in Figure 61.

For the YNyn0 transformer, using the current directions shown in Figure 64, the Y side line currents (CT1) are obtained using Formulae (7), (8) and (9). The neutral current on the Y side $I_{Y_{side}, N}$ (CT3) can be calculated from Formulae (7), (8) and (9) as follows:

$$I_{Y_{side}, N} = -(I_{Y_{side}, L1} + I_{Y_{side}, L2} + I_{Y_{side}, L3}) \quad (22)$$

Table 69 – Harmonic phase angles for superimposed harmonics on load test

Current source A Fundamental α_1	Current source A 5 th harmonic α_5	Current source A 7 th harmonic α_7	Current source A 9 th harmonic α_9
Y side (CT1) phase angles			
0°	180°	180°	90°
NOTE 1 The 9 th harmonic is of zero sequence in nature. Consequently, this harmonic will be detected at the neutral point (CT3).			
NOTE 2 The 5 th and 7 th harmonics are of negative and positive sequence respectively, thus will not be detected at the neutral point.			

6.8.4.2 Load level

According to the test cases indicated in Table 63, the following load levels in pu referred to the RMS value of the fundamental frequency shall be used: 1,0 pu.

6.8.4.3 Repetition

Each simulation shall be repeated four times.

6.8.4.4 Power transformer type

The tests are performed for power transformer type YNyn0.

6.8.4.5 Differential relay settings

The minimum operate value of restrained operation shall be set to 0,2 pu with all other settings for the restrained characteristic as per the manufacturer's recommended settings for the application case. If an intentional time delay is available with the restrained element, it shall be set to its minimum value, preferably 0s. As to the YNyn0 transformer, vector group compensation shall be set to 0 and the zero sequence compensation shall be enabled (if applicable) on both windings. Unrestrained (high set) operation shall be enabled with an operate value set in excess of 10 pu.

Any special algorithms implemented in the relay for off-nominal frequency operation, such as frequency tracking algorithm, shall be activated.

The relay settings shall be declared by the manufacturer and shall not be changed during subsequent testing of the restrained element, unless specified otherwise by the specific test. The same settings shall be utilized for the testing of 6.4.2.3, 6.4.7.3 and 6.5.3.1.

6.8.4.6 Current transformer configuration

The tests shall be performed for the two possible current transformer configurations:

- 500 A/1 A and 500 A/1 A;
- 500 A/5 A and 500 A/5 A.

6.8.4.7 Simulation (injection)

The simulation is performed by immediately injecting the load current with superimposed harmonics into the relay under test. The relay is declared stable if no operation is detected within 60 s from the start of the simulation.

Any operation during switching on and off of the energizing quantities shall be ignored. That means the operations during the first or last 100 ms of the signal injection shall be ignored.

The total number of tests for one system frequency and one CT configuration is $1 \times 4 = 4$.

For each test, the relay shall remain stable.

6.8.5 Reporting

The manufacturer shall declare if the protection relay has been stable for all the executed stability tests or not.

The manufacturer shall report whether the protection function has passed this test.

7 Documentation requirements

7.1 Type test report

The type test report for the functional elements described in this document shall be in accordance with IEC 60255-1. As a minimum, the following aspects shall be recorded.

- Equipment under test: This includes details of the equipment and function under test as well as specific details such as model number and firmware version shall be recorded as applicable.
- Test equipment: equipment name, model number, calibration information.
- Functional block diagram showing the conceptual operation of the element including interaction of all binary input and output signals with the function.
- Details of the input energizing quantity and the type of measurement being used by the function. This shall include details of all current adaptation that are used to enable use on real power systems.
- Details of the available bias characteristic curves and operation states that have been implemented in the function, preferably by means of an equation.
- Details of any specific algorithms that are implemented to improve the applicability of this function to a real power system, and their performance claims. In the case of generic algorithms that are used by more than one function, for example current transformer supervision, it is sufficient to describe the operation of the algorithm once within the user documentation, but its effect on the operation of all functions that use it shall be described.
- Test method and settings: This includes details of the test procedure being used as well as the settings that are applied to the equipment under test to facilitate the testing. This may include settings other than those for the function being tested. This permits repeat testing to be performed with confidence that the same test conditions are being used.
- Test results: For every test case outlined in the test method and settings, the complete sets of results are recorded as well as a reference to the particular test case. From these results, accuracy claims are established.
- Test conclusions: Based upon the recorded test results, all claims required by Clause 5 shall be clearly stated. Where appropriate, these claims are compared with the performance specifications contained in this document to allow individual pass/fail decisions to be given, as well as an overall pass/fail decision for the entire function.

7.2 Other user documentation

Not all users insist on viewing the complete type test documentation, but require a subset of the information that it contains. For this purpose, as a minimum, the following aspects shall be recorded in generally available user documentation, although this may not be required in a single document.

- Functional block diagram showing the conceptual operation of the element including interaction of all binary input and output signals with the function.
- Details of the input energizing quantity and the type of measurement being used by the function. This shall include details of all processing and compensations methods that are used with the function to enable its use on real power systems.
- Details of the available bias characteristic curves and operation states that have been implemented in the function, preferably by means of an equation.
- Details of any specific algorithms that are implemented to improve the applicability of this function to a real power system and their performance claims. In the case of generic algorithms that are used by more than one function, for example instrument transformer supervision, it is sufficient to describe the operation of the algorithm once within the user documentation, but its effect on the operation of all functions that use it shall be described.
- All claims required by Clause 5 shall be clearly stated.

Annex A (informative)

Examples of phase (vector) compensation and zero sequence compensation schemes

A.1 General

In power transformer applications, due to the power transformer winding configuration, the currents measured on the different terminals of the protected object may have different phase angles and the zero sequence currents may not be transferred through all terminals. Thus, the currents used by the biased differential element may be compensated either within the protection relay, or externally, in order to ensure the currents used by the differential element are in phase under normal conditions and to eliminate the zero sequence currents appropriately. Annex A gives examples of compensation schemes. A YNd1 transformer (see Figure A.1) is chosen to describe the compensation schemes. Transformer data are listed in Table A.1 and the current phasors are shown in Figure A.2.

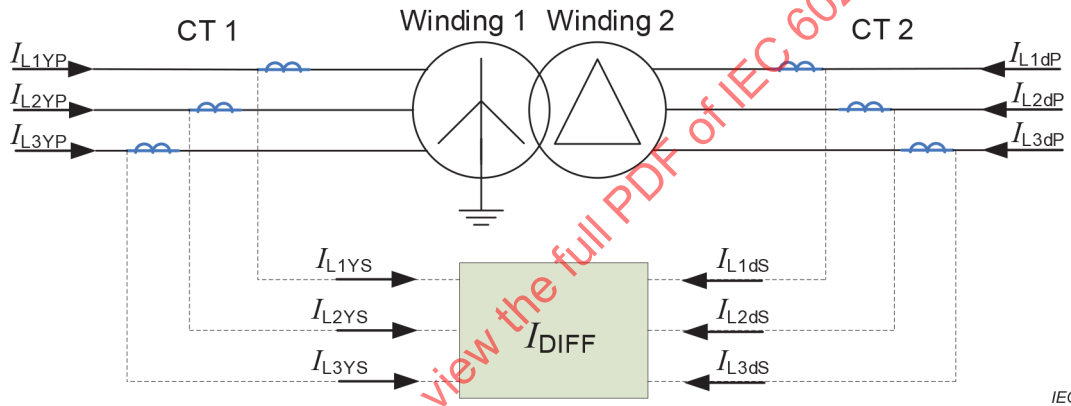


Figure A.1 – Example of a transformer

Table A.1 – Transformer data

System voltage	230 kV/115 kV
Power transformer	200 MVA, YNd1
Current transformer	CT1: 500 A/1 A; CT2: 1 000 A/1 A

Per unit quantities are often adopted for analysis of transformer protection. For pu calculation, base CT secondary current of Y (star/wye) side (I_{LYSB}) and delta side (I_{LdSB}) can be chosen as:

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{LYSB} = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_{LYP} \times n_{CT1}} = \frac{200 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 230 \times 10^3 \times 500} = 1 \text{ A} \\ I_{LdSB} = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_{LdP} \times n_{CT2}} = \frac{200 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 115 \times 10^3 \times 1000} = 1 \text{ A} \end{array} \right. \quad (\text{A.1})$$

where

S is the apparent power of power transformer;

U_{LYP}, U_{LdP} are the phase-to-phase voltages of Y (star/wye) side and delta side respectively;

I_{LYS}, I_{LdS} are the CT secondary phase currents at Y (star/wye) side and delta side respectively;

n_{CT1}, n_{CT2} are the CT ratios of CT1 at Y (star/wye) side and CT2 at delta side respectively.

For simplicity, all variables will be expressed in pu values in the rest of Annex A, unless otherwise specified.

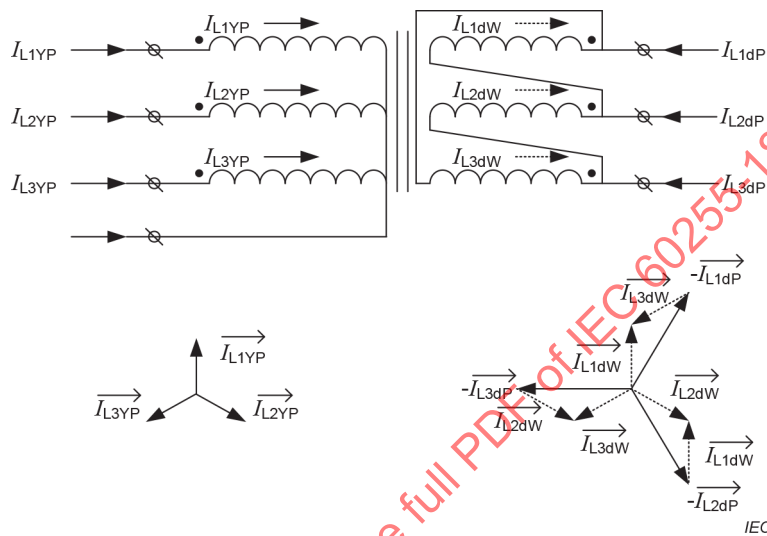


Figure A.2 – Current vectors

There are two possibilities for phase (vector) compensation, the first possibility is to correct from Y (star/wye) side to delta side and the second possibility is to correct from delta side to Y (star/wye) side. Both will be described in Annex A.

As to zero sequence compensation, some relays provide settings to enable or disable zero-sequence current compensation. Both cases will be covered in Annex A.

A.2 Y→d conversion

A.2.1 Current conversion

Currents in pu value of Y (star/wye) side can be converted to delta side to compensate phase angle and eliminate zero sequence current:

$$\begin{bmatrix} i_{L13YS} \\ i_{L21YS} \\ i_{L32YS} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{L1YS} \\ i_{L2YS} \\ i_{L3YS} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

where

$\dot{I}_{L1YS}, \dot{I}_{L2YS}, \dot{I}_{L3YS}$ are obtained by dividing the actual value of each phase current at Y (star/wye) side by the base CT secondary current of Y (star/wye) side (I_{LYSB}) expressed in Formula (A.1).

Then, according to the assumed reference direction indicated in Figure A.1 and differences in phase angle and amplitude shown in Figure A.2, the differential currents are defined as vector sum of the following phasors:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{L13YSdiff} \\ \dot{I}_{L21YSdiff} \\ \dot{I}_{L32YSdiff} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{L13YS} \\ \dot{I}_{L21YS} \\ \dot{I}_{L32YS} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1dS} \\ \dot{I}_{L2dS} \\ \dot{I}_{L3dS} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1YS} \\ \dot{I}_{L2YS} \\ \dot{I}_{L3YS} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1dS} \\ \dot{I}_{L2dS} \\ \dot{I}_{L3dS} \end{bmatrix} \quad (A.3)$$

where

$\dot{I}_{L1dS}, \dot{I}_{L2dS}, \dot{I}_{L3dS}$ are obtained by dividing the actual value of each phase current at delta side by the base CT secondary current of delta side (I_{LdSB}) expressed in Formula (A.1).

Suppose the start (pick-up) criterion is:

$$\max(|\dot{I}_{L13YSdiff}|, |\dot{I}_{L21YSdiff}|, |\dot{I}_{L32YSdiff}|) \geq I_{start} \quad (A.4)$$

where

I_{start} is the start (pick-up) threshold.

A.2.2 Three-phase fault at Y (star/wye) side

Simulate in-zone three-phase fault at Y (star/wye) side by injecting currents as shown in Figure A.3. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |\dot{I}_{L13YSdiff}| = |\dot{I}_{L13YS} + \dot{I}_{L1dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{I}_{L1YS} - \dot{I}_{L3YS}) + 0 \right| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{3} I_{INPUT} \right| = I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L21YSdiff}| = |\dot{I}_{L21YS} + \dot{I}_{L2dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{I}_{L2YS} - \dot{I}_{L1YS}) + 0 \right| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{3} I_{INPUT} \right| = I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L32YSdiff}| = |\dot{I}_{L32YS} + \dot{I}_{L3dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{I}_{L3YS} - \dot{I}_{L2YS}) + 0 \right| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{3} I_{INPUT} \right| = I_{INPUT} \end{cases} \quad (A.5)$$

According to Formula (A.4), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq I_{start} \quad (A.6)$$

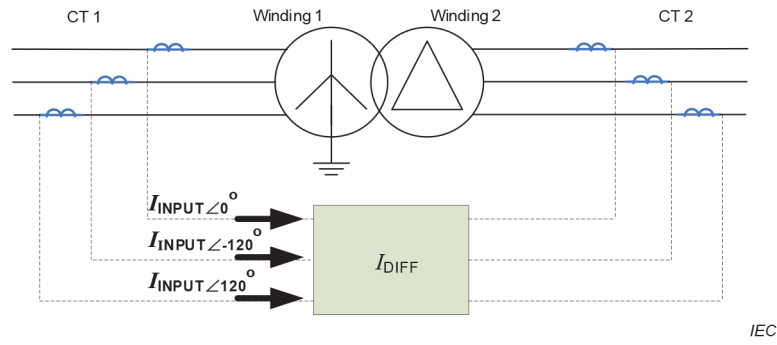


Figure A.3 – Three-phase injection at Y (star/wye) side

A.2.3 Phase-phase fault at Y (star/wye) side

Simulate in-zone phase-phase fault at Y (star/wye) side by injecting current as shown in Figure A.4. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |I_{L13YSdiff}| = |I_{L13YS} + I_{L1dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{L1YS} - I_{L3YS}) + 0 \right| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{INPUT} - 0) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \\ |I_{L21YSdiff}| = |I_{L21YS} + I_{L2dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{L2YS} - I_{L1YS}) + 0 \right| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} 2(I_{INPUT}) \right| = \frac{2}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \\ |I_{L32YSdiff}| = |I_{L32YS} + I_{L3dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{L3YS} - I_{L2YS}) + 0 \right| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (0 - I_{INPUT}) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \end{cases} \quad (A.7)$$

According to Formula (A.4), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} I_{start} \quad (A.8)$$

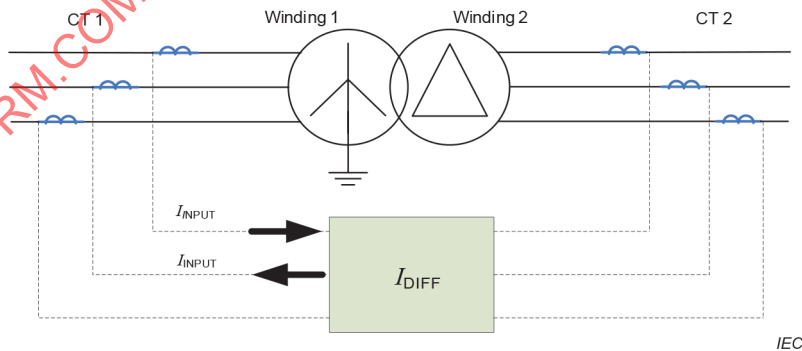


Figure A.4 – Phase-phase injection at Y (star/wye) side

A.2.4 Single-phase fault at Y (star/wye) side

Simulate in-zone single-phase fault at Y (star/wye) side by injecting current as shown in Figure A.5. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |\dot{I}_{L13YSdiff}| = |\dot{I}_{L13YS} + \dot{I}_{L1dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{I}_{L1YS} - \dot{I}_{L3YS}) + 0 \right| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}}(I_{INPUT} - 0) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L21YSdiff}| = |\dot{I}_{L21YS} + \dot{I}_{L2dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{I}_{L2YS} - \dot{I}_{L1YS}) + 0 \right| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}}(0 - I_{INPUT}) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L32YSdiff}| = |\dot{I}_{L32YS} + \dot{I}_{L3dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{I}_{L3YS} - \dot{I}_{L2YS}) + 0 \right| = 0 \end{cases} \quad (A.9)$$

According to Formula (A.4), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq \sqrt{3} I_{start} \quad (A.10)$$

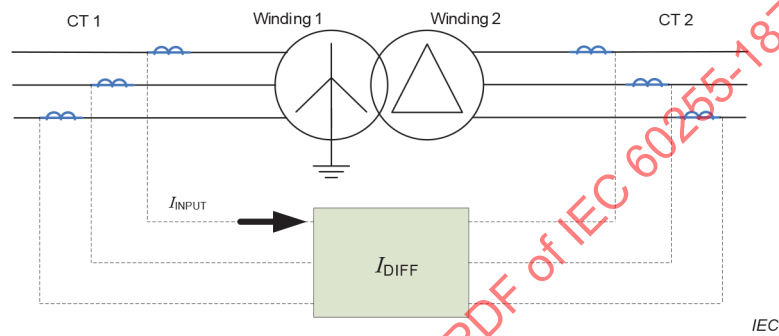


Figure A.5 – Single-phase injection at Y (star/wye) side

A.2.5 Three-phase fault at delta side

Simulate in-zone three-phase fault at delta side by injecting current as shown in Figure A.6. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |\dot{I}_{L13YSdiff}| = |\dot{I}_{L13YS} + \dot{I}_{L1dS}| = |\dot{I}_{L1dS}| = I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L21YSdiff}| = |\dot{I}_{L21YS} + \dot{I}_{L2dS}| = |\dot{I}_{L2dS}| = I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L32YSdiff}| = |\dot{I}_{L32YS} + \dot{I}_{L3dS}| = |\dot{I}_{L3dS}| = I_{INPUT} \end{cases} \quad (A.11)$$

According to Formula (A.4), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq I_{start} \quad (A.12)$$

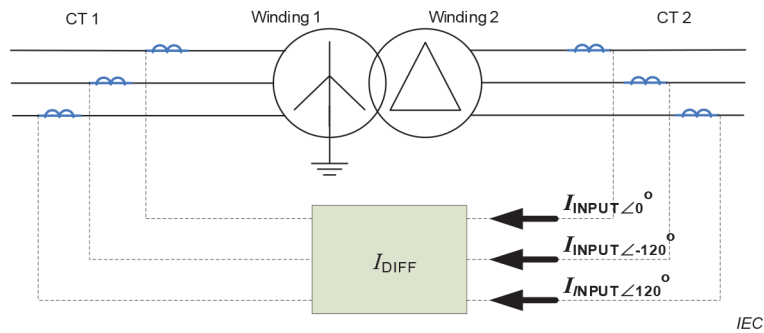


Figure A.6 – Three-phase injection at delta side

A.2.6 Phase-phase fault at delta side

Simulate in-zone phase-phase fault at delta side by injecting current as shown in Figure A.7. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |\dot{I}_{L13YSdiff}| = |\dot{I}_{L13YS} + \dot{I}_{L1dS}| = |\dot{I}_{L1dS}| = I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L21YSdiff}| = |\dot{I}_{L21YS} + \dot{I}_{L2dS}| = |\dot{I}_{L2dS}| = I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L32YSdiff}| = |\dot{I}_{L32YS} + \dot{I}_{L3dS}| = |\dot{I}_{L3dS}| = 0 \end{cases} \quad (A.13)$$

According to Formula (A.4), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq I_{start} \quad (A.14)$$

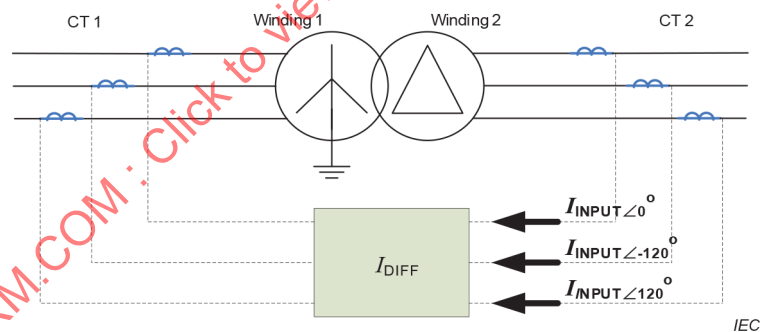


Figure A.7 – Phase-phase injection at delta side

A.2.7 Single-phase fault at delta side

If there is a neutral grounding transformer (e.g. zigzag transformer) in the system at delta side, a single fault inside the protected zone can lead to fault current. See Figure A.8 as an example.

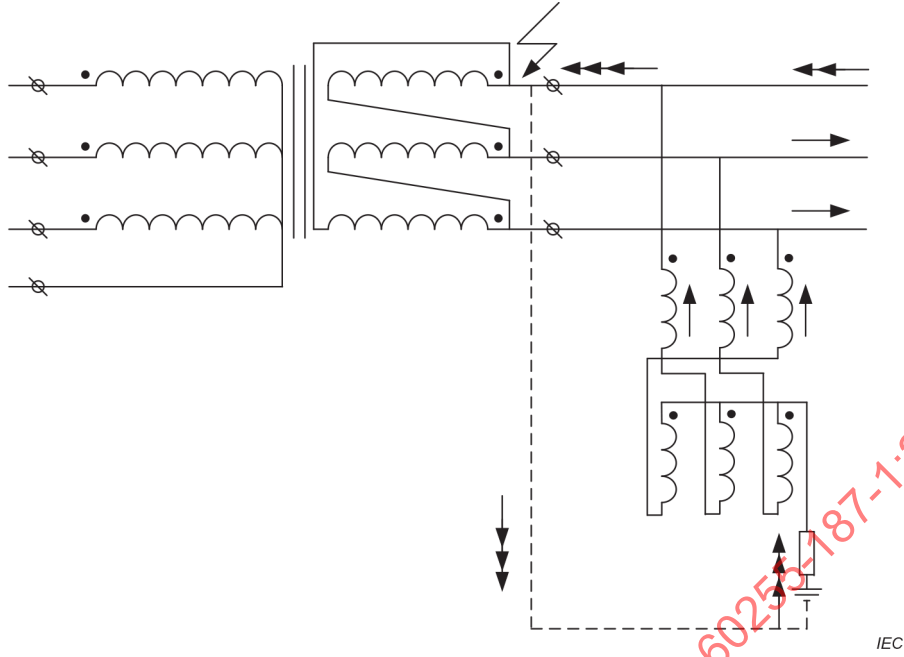


Figure A.8 – Internal single-phase fault at delta side with neutral grounding transformer in the system

Simulate in-zone single-phase fault at delta side by injecting current as shown in Figure A.9. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |i_{L13YSdiff}| = |i_{L13YS} + i_{L1dS}| = |i_{L1dS}| = I_{INPUT} \\ |i_{L21YSdiff}| = |i_{L21YS} + i_{L2dS}| = |i_{L2dS}| = 0 \\ |i_{L32YSdiff}| = |i_{L32YS} + i_{L3dS}| = |i_{L3dS}| = 0 \end{cases} \quad (A.15)$$

According to Formula (A.4), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq I_{start} \quad (A.16)$$

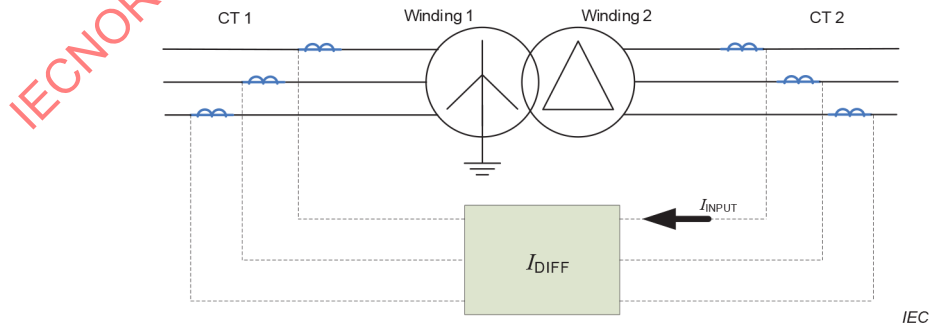


Figure A.9 – Single-phase injection at delta side

Suppose a neutral grounding transformer (e.g. zigzag transformer) is installed inside the protected zone, an earth fault on the delta side network will lead to zero sequence current, which can be measured by the relay (see Figure A.10). This zero sequence current shall be subtracted from the currents measured on the delta side.

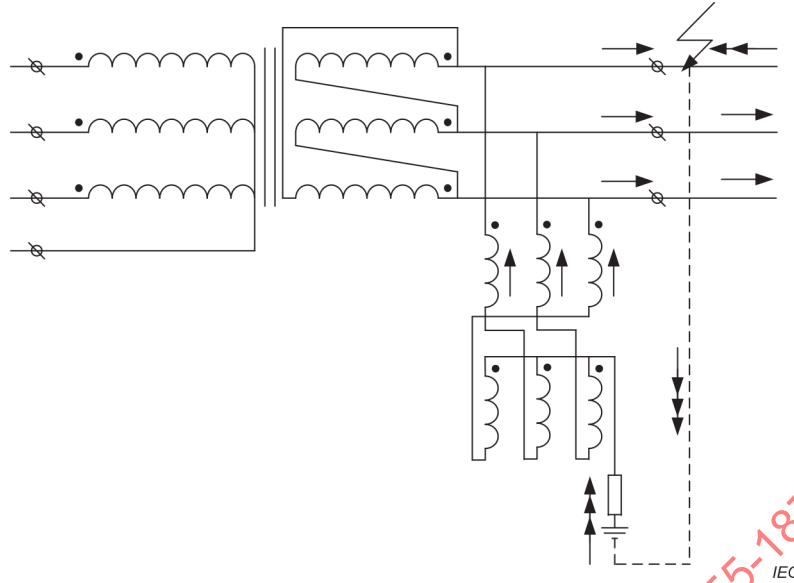


Figure A.10 – External single-phase fault at delta side with neutral grounding transformer inside protected zone

In some designs, the function of elimination of zero sequence current at delta side can be provided for this application. When it is enabled, the differential currents are defined as:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{L13YSdiff} \\ \dot{I}_{L21YSdiff} \\ \dot{I}_{L32YSdiff} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{L13YS} \\ \dot{I}_{L21YS} \\ \dot{I}_{L32YS} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1dS} \\ \dot{I}_{L2dS} \\ \dot{I}_{L3dS} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{I}_{0dS} \\ \dot{I}_{0dS} \\ \dot{I}_{0dS} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1YS} \\ \dot{I}_{L2YS} \\ \dot{I}_{L3YS} \end{bmatrix} + \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1dS} \\ \dot{I}_{L2dS} \\ \dot{I}_{L3dS} \end{bmatrix} \quad (A.17)$$

where

$\dot{I}_{0dS}$ is the pu value of zero sequence current at delta side:

$$\dot{I}_{0dS} = \frac{1}{3}(\dot{I}_{L1dS} + \dot{I}_{L2dS} + \dot{I}_{L3dS}) \quad (A.18)$$

Then, under single-phase fault at delta side as shown in Figure A.9, the pu values of differential currents are:

$$\begin{aligned} |\dot{I}_{L13YSdiff}| &= |\dot{I}_{L13YS} + \dot{I}_{L1dS} - \dot{I}_{0dS}| = |\dot{I}_{L1dS} - \dot{I}_{0dS}| = \left| \dot{I}_{L1dS} - \frac{1}{3} \dot{I}_{L1dS} \right| = \frac{2}{3} I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L21YSdiff}| &= |\dot{I}_{L21YS} + \dot{I}_{L2dS} - \dot{I}_{0dS}| = |-\dot{I}_{0dS}| = \left| -\frac{1}{3} \dot{I}_{L1dS} \right| = \frac{1}{3} I_{INPUT} \\ |\dot{I}_{L32YSdiff}| &= |\dot{I}_{L32YS} + \dot{I}_{L3dS} - \dot{I}_{0dS}| = |-\dot{I}_{0dS}| = \left| -\frac{1}{3} \dot{I}_{L1dS} \right| = \frac{1}{3} I_{INPUT} \end{aligned} \quad (A.19)$$

According to Formula (A.4), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq 3/2 I_{start} \quad (A.20)$$

A.2.8 Ratio between start currents under different fault types

As shown in Formulae (A.6), (A.8), (A.10), (A.12), (A.14), (A.16), (A.20), start (pick-up) currents in pu values under different fault types are summarized in Table A.2.

Table A.2 – Start currents under different fault types

Winding	Three-phase fault	Phase-phase fault	Single-phase fault
Y STAR	I_{start}	$\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{start}}$	$\sqrt{3} I_{\text{start}}$
d DELTA	I_{start}	I_{start}	$I_{\text{start}}^{\text{a}}$ $\frac{3}{2} I_{\text{start}}^{\text{b}}$
^a When zero sequence current elimination at delta side is not available or it is OFF. ^b When zero sequence current elimination at delta side is available and it is ON.			

A.3 d→Y conversion

A.3.1 Current conversion

Currents in pu value of delta side can be converted to Y (star/wye) side to compensate the phase angle difference:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{L12dS} \\ \dot{I}_{L23dS} \\ \dot{I}_{L31dS} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1dS} \\ \dot{I}_{L2dS} \\ \dot{I}_{L3dS} \end{bmatrix} \quad (\text{A.21})$$

Again, $\dot{I}_{L1dS}, \dot{I}_{L2dS}, \dot{I}_{L3dS}$ are obtained by dividing the actual value of each phase current at delta side by the base CT secondary current of delta side (I_{LdSB}) expressed in Formula (A.1).

Then, according to the assumed reference direction indicated in Figure A.1 and differences in phase angle and amplitude shown in Figure A.2, and taking zero sequence current elimination into consideration, the differential currents are defined as:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{L1YSdiff} \\ \dot{I}_{L2YSdiff} \\ \dot{I}_{L3YSdiff} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1YS} \\ \dot{I}_{L2YS} \\ \dot{I}_{L3YS} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{I}_{0YS} \\ \dot{I}_{0YS} \\ \dot{I}_{0YS} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{I}_{L12dS} \\ \dot{I}_{L23dS} \\ \dot{I}_{L31dS} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} + \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1dS} \\ \dot{I}_{L2dS} \\ \dot{I}_{L3dS} \end{bmatrix} \quad (\text{A.22})$$

where

$\dot{I}_{L1YS}, \dot{I}_{L2YS}, \dot{I}_{L3YS}$ are obtained by dividing the actual value of each phase current at Y (star/wye) side by the base CT secondary current of Y (star/wye) side (I_{LYSB}) expressed in Formula (A.1);

$\dot{I}_{0YS}$ is the pu value of zero sequence current at Y (star/wye) side, and is expressed as:

$$i_{0YS} = \frac{1}{3}(i_{L1YS} + i_{L2YS} + i_{L3YS}) \quad (\text{A.23})$$

Suppose the start (pick-up) criterion is:

$$\max(|i_{L1YSdiff}|, |i_{L2YSdiff}|, |i_{L3YSdiff}|) \geq I_{start} \quad (\text{A.24})$$

where

I_{start} is the start (pick-up) threshold.

A.3.2 Three-phase fault at Y (star/wye) side

Simulate in-zone three-phase fault at Y (star/wye) side by injecting current as shown in Figure A.3. The pu values of differential currents are:

$$\begin{aligned} |i_{L1YSdiff}| &= |i_{L1YS} - i_{0YS} + i_{L12dS}| = |i_{L1YS} - 0 + 0| = I_{INPUT} \\ |i_{L2YSdiff}| &= |i_{L2YS} - i_{0YS} + i_{L23dS}| = |i_{L2YS} - 0 + 0| = I_{INPUT} \\ |i_{L3YSdiff}| &= |i_{L3YS} - i_{0YS} + i_{L31dS}| = |i_{L3YS} - 0 + 0| = I_{INPUT} \end{aligned} \quad (\text{A.25})$$

According to Formula (A.24), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq I_{start} \quad (\text{A.26})$$

A.3.3 Phase-phase fault at Y (star/wye) side

Simulate in-zone phase-phase fault at Y (star/wye) side by injecting current as shown in Figure A.4. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |i_{L1YSdiff}| = |i_{L1YS} - i_{0YS} + i_{L12dS}| = |i_{L1YS} - 0 + 0| = I_{INPUT} \\ |i_{L2YSdiff}| = |i_{L2YS} - i_{0YS} + i_{L23dS}| = |i_{L2YS} - 0 + 0| = I_{INPUT} \\ |i_{L3YSdiff}| = |i_{L3YS} - i_{0YS} + i_{L31dS}| = |0 - 0 + 0| = 0 \end{cases} \quad (\text{A.27})$$

According to Formula (A.24), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq I_{start} \quad (\text{A.28})$$

A.3.4 Single-phase fault at Y (star/wye) side

Simulate in-zone single-phase fault at Y (star/wye) side by injecting current as shown in Figure A.5. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |i_{L1YSdiff}| = |i_{L1YS} - i_{0YS} + i_{L12dS}| = |i_{L1YS} - \frac{1}{3}i_{L1YS} + 0| = \frac{2}{3}I_{INPUT} \\ |i_{L2YSdiff}| = |i_{L2YS} - i_{0YS} + i_{L23dS}| = |0 - \frac{1}{3}i_{L1YS} + 0| = \frac{1}{3}I_{INPUT} \\ |i_{L3YSdiff}| = |i_{L3YS} - i_{0YS} + i_{L31dS}| = |0 - \frac{1}{3}i_{L1YS} + 0| = \frac{1}{3}I_{INPUT} \end{cases} \quad (\text{A.29})$$

According to Formula (A.24), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{\text{INPUT}} \geq 3/2 I_{\text{start}} \quad (\text{A.30})$$

In some designs, the function of zero sequence current elimination at Y (star/wye) side can be enabled or disabled. When it is disabled, the differential currents are as follows:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{L1YS\text{diff}} \\ \dot{I}_{L2YS\text{diff}} \\ \dot{I}_{L3YS\text{diff}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1YS} \\ \dot{I}_{L2YS} \\ \dot{I}_{L3YS} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{I}_{L12dS} \\ \dot{I}_{L23dS} \\ \dot{I}_{L31dS} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1YS} \\ \dot{I}_{L2YS} \\ \dot{I}_{L3YS} \end{bmatrix} + \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_{L1dS} \\ \dot{I}_{L2dS} \\ \dot{I}_{L3dS} \end{bmatrix} \quad (\text{A.31})$$

Then the pu values of differential currents under single-phase fault at Y (star/wye) side are:

$$\begin{cases} |\dot{I}_{L1YS\text{diff}}| = |\dot{I}_{L1YS} + \dot{I}_{L12dS}| = |\dot{I}_{L1YS} + 0| = I_{\text{INPUT}} \\ |\dot{I}_{L2YS\text{diff}}| = |\dot{I}_{L2YS} + \dot{I}_{L23dS}| = 0 \\ |\dot{I}_{L3YS\text{diff}}| = |\dot{I}_{L3YS} + \dot{I}_{L31dS}| = 0 \end{cases} \quad (\text{A.32})$$

According to Formula (A.24), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{\text{INPUT}} \geq I_{\text{start}} \quad (\text{A.33})$$

A.3.5 Three-phase fault at delta side

Simulate in-zone three-phase fault at delta side by injecting current as shown in Figure A.6. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |\dot{I}_{L1YS\text{diff}}| = |\dot{I}_{L1YS} - \dot{I}_{0YS} + \dot{I}_{L12dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{I}_{L1dS} - \dot{I}_{L2dS}) \right| = I_{\text{INPUT}} \\ |\dot{I}_{L2YS\text{diff}}| = |\dot{I}_{L2YS} - \dot{I}_{0YS} + \dot{I}_{L23dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{I}_{L2dS} - \dot{I}_{L3dS}) \right| = I_{\text{INPUT}} \\ |\dot{I}_{L3YS\text{diff}}| = |\dot{I}_{L3YS} - \dot{I}_{0YS} + \dot{I}_{L31dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{I}_{L3dS} - \dot{I}_{L1dS}) \right| = I_{\text{INPUT}} \end{cases} \quad (\text{A.34})$$

According to Formula (A.24), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{\text{INPUT}} \geq I_{\text{start}} \quad (\text{A.35})$$

A.3.6 Phase-phase fault at delta side

Simulate in-zone phase-phase fault at delta side by injecting current as shown in Figure A.7. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |I_{L1YSdiff}| = |I_{L1YS} - I_{0YS} + I_{L12dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{L1dS} - I_{L2dS}) \right| = \frac{2}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \\ |I_{L2YSdiff}| = |I_{L2YS} - I_{0YS} + I_{L23dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{L2dS} - I_{L3dS}) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \\ |I_{L3YSdiff}| = |I_{L3YS} - I_{0YS} + I_{L31dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{L3dS} - I_{L1dS}) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \end{cases} \quad (A.36)$$

According to Formula (A.24), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} I_{start} \quad (A.37)$$

A.3.7 Single-phase fault at delta side

If there is a neutral grounding transformer (e.g. zigzag transformer) in the system at delta side, a single fault inside the protected zone can lead to fault current. See Figure A.8 as an example.

Simulate in-zone single-phase fault at delta side by injecting current as shown in Figure A.9. The pu values of differential currents are:

$$\begin{cases} |I_{L1Ydiff}| = |I_{L1YS} - I_{0YS} + I_{L12dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{L1dS} - I_{L2dS}) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \\ |I_{L2Ydiff}| = |I_{L2YS} - I_{0YS} + I_{L23dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{L2dS} - I_{L3dS}) \right| = 0 \\ |I_{L3Ydiff}| = |I_{L3YS} - I_{0YS} + I_{L31dS}| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} (I_{L3dS} - I_{L1dS}) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} I_{INPUT} \end{cases} \quad (A.38)$$

According to Formula (A.24), the start (pick-up) criterion will be:

$$I_{INPUT} \geq \sqrt{3} I_{start} \quad (A.39)$$

A.3.8 Ratio between start currents under different fault types

As shown in Formulae (A.26), (A.28), (A.30), (A.33), (A.35), (A.37), (A.39), start (pick-up) currents in pu values under different fault types are summarized in Table A.3.

Table A.3 – Start currents under different fault types

Winding	Three-phase fault	Phase-phase fault	Single-phase fault
Y STAR	I_{start}	I_{start}	$\frac{3}{2} I_{start}^a$ I_{start}^b
d DELTA	I_{start}	$\frac{\sqrt{3}}{2} I_{start}$	$\sqrt{3} I_{start}$

^a When zero sequence current elimination at Y (star/wye) side is ON.

^b When zero sequence current elimination at Y (star/wye) side is OFF.

Annex B (normative)

Calculation of mean, median and mode

B.1 Mean

The mean is the arithmetic average of a set of values, or distribution. The mean is calculated by adding up the collected data and dividing by the total number of data points.

B.2 Median

The median is the middle number of the sampled data. The median number of a finite list of data can be found by arranging all the data from the lowest to the highest and picking the middle sample. If there is an even number of observations, then the median takes the average of the two middle values.

B.3 Mode

The mode of a data sample is the element that occurs most often in the collection. Where several values occur with the same frequency, then the mode can be represented by more than one value.

B.4 Example

The differential protection function operate time is measured over ten samples:

34 ms, 31 ms, 35 ms, 31 ms, 43 ms, 31 ms, 38 ms, 39 ms, 48 ms, 31 ms

The mean is calculated as:

$$\frac{48 \text{ ms} + 39 \text{ ms} + 31 \text{ ms} + 35 \text{ ms} + 38 \text{ ms} + 31 \text{ ms} + 31 \text{ ms} + 31 \text{ ms} + 43 \text{ ms} + 34 \text{ ms}}{10} = 36,1 \text{ ms}$$

The median is calculated by organizing the data from the lowest to the highest and calculating the average between the 5th and 6th data:

31 ms, 31 ms, 31 ms, 31 ms, 34 ms, 35 ms, 38 ms, 39 ms, 43 ms, 48 ms

The median value is $(34 + 35)/2 = 34,5 \text{ ms}$.

The mode is calculated as the most frequent data point which in this case is 31 ms.

Therefore, the data presented for the differential protection functions operate time would be:

Mean operate time: 36,1 ms.

Median operate time: 34,5 ms.

Mode operate time: 31 ms.

Annex C (normative)

CT requirements

C.1 General

Annex C states how the relay manufacturers shall specify CT requirements for differential protection and the conditions that shall be fulfilled. Differential protection for transformers, generators and motors are covered. Annex D provides information about CT saturation and the influence on the performance of differential relays.

For correct operations of differential protection, each CT shall have a minimum rated equivalent limiting secondary electromotive force (e.m.f.) E_{al} according to IEC 61869-2. The required rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{alreq} depends on the design of the relay and on the application. E_{alreq} is specified as follows:

$$E_{alreq} = \frac{I_f}{I_{pr}} K_{tot} I_{sr} (R_{ct} + R_{ba}) \quad (C.1)$$

where

- I_f is the maximum primary steady-state short-circuit CT current for the considered fault case;
- I_{pr} is the CT rated primary current;
- I_{sr} is the CT rated secondary current;
- K_{tot} is the total over-dimensioning factor (a dimensioning factor decided by tests including the transient dimensioning factor, the remanence dimensioning factor and combinations of other influencing factors);
- R_{ct} is the CT secondary winding resistance;
- R_{ba} is the total resistive burden (actual), including the secondary wires and all relays in the circuit.

For each function, the relay manufacturer shall specify and provide the required K_{tot} factors for all fault positions or cases specified in Annex C.

The K_{tot} factor normally depends on the primary time constant and shall be reported for the complete intervals of primary time constants specified in this document. It may alternatively be given as different values valid in subintervals or as one value valid for the complete range of the primary time constant. Depending on the design of the function, the K_{tot} factor may also be dependent on the fault current level. In such case, the K_{tot} factor may be reported as a product of two factors, one depending on the fault current level and the other one depending on the primary time constant. The relay manufacturer may decide how the K_{tot} factor is reported for the specific differential protection function. These requirements shall be applicable to all versions of the relay for all rated frequencies (e.g. 50/60 Hz) and rated currents (e.g. 1 A/5 A) and be valid within the operating range.

By means of the required K_{tot} factors, a user can calculate the E_{alreq} for the specific application and select a CT with a rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} that is larger than or equal to the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{alreq} . Informative Annex E describes in detail the practical procedure for a user on how to dimension CTs for a differential protection application based on the specified CT requirements given by the relay manufacturer.

The requirement according to Formula (C.1) specifies the minimum E_{al} for the CTs but it does not provide any upper limit of E_{al} for the other CTs. This means that the requirement allows combinations of a CT that saturates and CTs that do not saturate. An unwanted differential current might last for a long time. By limiting the difference of the saturation voltage of the different CTs, the duration of the unwanted differential current can be reduced. If the relay manufacturer would like to restrict the difference between the sizes of the CTs, it can preferably be specified as a relation between the accuracy limit primary current I_{al} of the CTs (see more information in Annex D). The allowed ratio between I_{al} for two CTs can be specified by a factor k according to the following:

$$\frac{1}{k} \leq \frac{I_{al2}^1}{I_{al1}} = \frac{I_{al2}}{I_{al1}} \frac{U_2}{U_1} = \frac{E_{al2} n_2 (R_{ct1} + R_{ba1})}{E_{al1} n_1 (R_{ct2} + R_{ba2})} \frac{U_2}{U_1} \leq k \quad (C.2)$$

where

- k is the defined factor ($k \geq 1$) specifying the maximum allowed ratio between I_{al} for two CTs;
- I_{al} is the CT accuracy limit primary current;
- E_{al} is the CT rated equivalent limiting secondary e.m.f.;
- n is the CT ratio;
- R_{ct} is the CT secondary winding resistance;
- R_{ba} is the total resistive burden (actual), including the secondary wires and all relays in the circuit;
- U_1 is the rated voltage on side 1;
- U_2 is the rated voltage on side 2;
- I_{al2}^1 is the CT accuracy limit primary current I_{al2} on side 2 transferred to side 1.

In principle, there are three different types of CTs.

- High-remanence CT (e.g. class P, TPX, PX). This CT has a closed core and can have a high level of remanent flux.
- Low-remanence CT (e.g. class PR, TPY, PXR). This CT has small air gaps in the core and the remanent flux is limited to 10 % of the saturation flux (Ψ_{sat}).
- Non-remanence CT (e.g. class TPZ). This CT has big air gaps in the core and there is no remanent flux.

The relay manufacturers shall provide CT requirements for the high-remanence CT type. Optionally, the manufacturers may also provide CT requirements for low-remanence and non-remanence CT types. No remanence shall be considered for internal faults (dependability cases). For all external faults (security cases), remanent or remaining flux shall be considered. The levels of remanent or remaining flux to be considered are specified in Table C.1 and Table C.2. Remanent flux is a stable flux level when the magnetizing current is brought to zero and remaining flux is a flux level during the transition after interruption of the primary current but the magnetizing current has still not reached zero.

If the CT requirements are specified only with E_{alreq} according to Formula (C.1), the remanent or remaining flux levels and E_{al} of the two CTs specified in Table C.1 shall be considered when deciding the K_{tot} factor for external faults.

If the CT requirements are specified also with a limitation of the ratio between the CTs as a factor k according to Formula (C.2), the remanent or remaining flux levels and E_{al} of the two CTs specified in Table C.2 shall be considered when deciding the K_{tot} factor for external faults. The specified flux levels have mainly considered that the previous fault has been an external fault which is a reasonable assumption for transformer, generator and motor differential protection applications.

Table C.1 – Levels of remanent or remaining flux to be considered for external faults

Type of CT	Remanent or remaining flux in % of the saturation flux (Ψ_{sat}) External faults (security)	
	CT1: $E_{al1} = E_{alreq}$	CT2: $E_{al2} >> E_{alreq}$
High-remanence CT	75	No saturation
Low-remanence CT	60 ^a	No saturation
Non-remanence CT	0	No saturation

^a Although the maximum level of remanent flux for a low-remanence CT is stated not to exceed 10 % 3 min after the interruption of a magnetizing current, it is possible to have a much higher level of remaining flux after a high speed reclosing attempt.

The saturation flux (Ψ_{sat}) is defined according to IEC 61869-2.

Table C.2 – Levels of remanent or remaining flux to be considered for external faults when the difference of size between the CTs is limited

Type of CT	Remanent or remaining flux in % of the saturation flux (Ψ_{sat}) for each CT External faults (security)	
	CT1 (smallest CT) $E_{al1} = E_{alreq}$	CT2 $E_{al2} = k \times \frac{n_1}{n_2} \times \frac{U_1}{U_2} \times \frac{R_{ct2} + R_{ba2}}{R_{ct1} + R_{ba1}} \times E_{alreq}$
High-remanence CT	+75	High-remanence CT
		Low-remanence CT
		Non-remanence CT
Low-remanence CT	+60 ^a	High-remanence CT
		Low-remanence CT
		Non-remanence CT
Non-remanence CT	0	High-remanence CT
		Low-remanence CT
		Non-remanence CT

^a Although the maximum level of remanent flux for a low-remanence CT is stated not to exceed 10 % 3 min after the interruption of a magnetizing current, it is possible to have a much higher level of remaining flux after a high speed reclosing attempt.

^b Theoretically, the possible range of remanent or remaining flux can be approximately: –75 % to +75 % for high-remanence CT; –60 % to +60 % or, in steady state flux condition, –10 % to +10 % for low-remanence CT. For transformer or generator differential protection, the most negative combination of flux could only be possible for the first fault after commissioning or after internal faults. Each symmetrical external fault will force the flux in the same direction and equalize the level of flux in the different groups of CTs. Unsymmetrical external faults in combination with YNd transformers can cause flux in opposite direction between phases on the d-winding side, but the fault currents in the phases are reduced. The flux level of CT2 depends on many factors, for example fault current level, fault types, DC offset and the k factor. Altogether, it is too pessimistic to consider combinations of maximum positive and maximum negative remanent or remaining flux in the CTs for transformer and generator differential protection. In combination with the specified level of flux for CT1, the flux level of CT2 could be within the indicated ranges. To specify realistic demanding cases and to limit the number of possible combinations of test cases, it is sufficient to consider 0 % of remanent or remaining flux in all phases of CT2.

Optionally, the relay manufacturer may also provide CT requirements considering remanence for internal faults. In such cases, it is recommended to consider the following levels of remanent flux in per cent of the saturation flux: 75 % for high-remanence CT, 10 % for low-remanence CT and 0 % for non-remanence CT.

The relay manufacturer shall specify any restrictions regarding combining different types of CTs (high-, low- and non-remanence) connected to the differential protection.

Basically, external and internal faults are relevant for dimensioning the CTs and shall be considered to specify the CT requirements (see Figure C.1). The protection shall operate within specified performance for dependability cases (internal faults) but shall not operate for security cases (external faults).

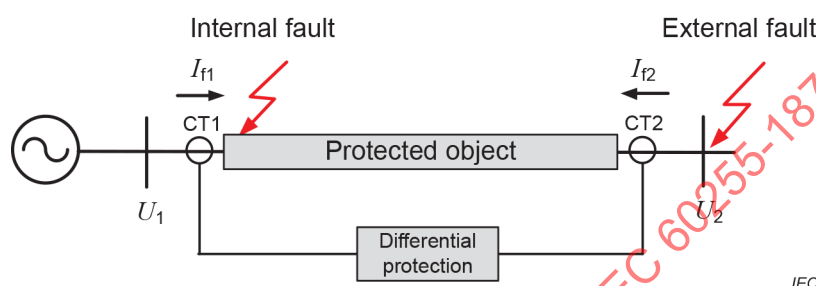


Figure C.1 – Fault positions to be considered for specifying the CT requirements

NOTE The directions of the fault currents follow the recommended reference direction (see Figure 2). For internal faults, I_{f2} will be zero as there is no fault current contribution from U_2 . The dimensioning case for internal faults is when the total differential current is supplied from only one saturated CT. For external faults, the current through CT2 will be $I_{f2} = -I_{f1}$.

Depending on application and type of protected object as described in Clauses C.2 to C.5, there are different specific fault positions that are relevant for dimensioning the CTs, and these positions shall be considered when specifying the CT requirements.

The total over dimensioning factor shall be specified for the fault positions that are defined below. The conditions and acceptance criteria are specified for the different cases. The following conditions shall be valid for all fault positions:

- fault inception angles in the range that produce maximum DC offset and no DC offset shall be considered (maximum DC offset does not give the shortest time to saturation when the time to saturation < 15 ms (50 Hz)/12,5 ms (60 Hz) which is relevant for numerical differential protection);
- fault current primary time constant (T_p) up to at least 200 ms shall be considered;
- the settings shall be the default settings declared by the relay manufacturer and shall remain the same for all fault cases for each protection function. The reason for this is that different settings may have some influence on the K_{tot} factor and it is important that different K_{tot} factors, for example for internal and external faults, are based on the same settings.

In this document, a remanent flux level of +75 % means that the change of the flux to reach saturation for a positive current is only 25 % of Ψ_{sat} . The same current and a remanent flux level of –75 % means that the change of the flux to reach saturation is 175 % of Ψ_{sat} and the flux will increase the time to saturation. When three-phase faults are considered, the remanent flux level +75 % specified in Table C.1 and Table C.2 is valid for the reference phase with fault inception in the range that produce maximum DC offset and no DC offset. The other two phases shall have –75 % remanent flux. Other remanent flux levels are treated analogously.

Annex F provides examples of test procedures to determine CT sizing requirements for differential protection. The tests consider the normative fault positions and conditions specified in Annex C.

C.2 Transformer differential protection

C.2.1 General

Fault positions to be considered for specifying CT requirements for transformer differential protection are shown in Figure C.2. Only one source shall be connected at a time for each fault position. Annex F provides more detailed information about the necessary network model data for determining the CT sizing requirements (the required K_{tot} factors).

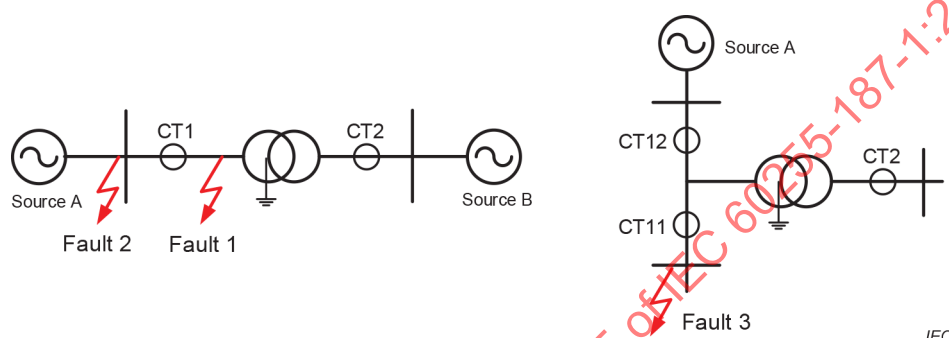


Figure C.2 – Fault positions to be considered for transformer differential protection

C.2.2 Fault 1

C.2.2.1 General

Fault 1 is a close-in internal fault. It is a dependability case.

$$E_{\text{alreqF1Int}} = \frac{I_{\text{fF1Int}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totF1Int}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}}) \quad (\text{C.3})$$

where

$E_{\text{alreqF1Int}}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 1;

I_{fF1Int} is the primary steady-state short-circuit current through the saturated CT (CT1) for fault 1;

K_{totF1Int} is the necessary total over-dimensioning factor for fault 1.

C.2.2.2 Criteria and additional conditions

The CT saturation shall not cause more than one cycle of additional time delay for any fault compared with the operate time for the same fault case but with such a large CT that no saturation occurs. One cycle is selected so that it is clear that the additional delay is caused by CT saturation and not normal operate time variation for various test conditions. Conditions that shall be considered are:

- three-phase faults (L1L2L3) and phase-to-earth faults (L1E);
- YNyn and YNd transformers.

C.2.3 Fault 2

C.2.3.1 General

Fault 2 is an external fault with fault current through the power transformer. It is a security case.

$$E_{\text{alreqF2Ext}} = \frac{I_{\text{fF2Ext}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totF2Ext}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}}) \quad (\text{C.4})$$

where

- $E_{\text{alreqF2Ext}}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 2;
- I_{fF2Ext} is the primary steady-state short-circuit current through the saturated CT (CT1) and the power transformer for fault 2;
- K_{totF2Ext} is the necessary total over-dimensioning factor for fault 2.

C.2.3.2 Criteria and additional conditions

The differential protection shall not operate for the external fault being applied for at least 1 s. Conditions that shall be considered are:

- remanence: the remanent or remaining flux levels that shall be considered are specified in Table C.1 or Table C.2 depending on how the CT requirements are specified;
- three-phase faults (L1L2L3) and phase-to-earth faults (L1E);
- YNyn and YNd transformers.

C.2.4 Fault 3

C.2.4.1 General

Fault 3 is an external fault with no fault current through the power transformer. It is a security case.

$$E_{\text{alreqF3Ext}} = \frac{I_{\text{fF3Ext}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totF3Ext}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}}) \quad (\text{C.5})$$

where

- $E_{\text{alreqF3Ext}}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 3;
- I_{fF3Ext} is the primary steady-state short-circuit current through the saturated CT (CT11) for fault 3;
- K_{totF3Ext} is the necessary total over-dimensioning factor for fault 3.

C.2.4.2 Criteria and additional conditions

The differential protection shall not operate for the external fault being applied for at least 200 ms. Conditions that shall be considered are:

- remanence: the remanent or remaining flux levels that shall be considered are specified in Table C.1 or Table C.2 depending on how the CT requirements are specified;
- three-phase faults (L1L2L3) and phase-to-earth faults (L1E);
- YNyn and YNd transformers.

The way of connecting the CT inputs from CT11 and CT12 have a major influence on the performance of the restrained differential function in this case, where no restraining current is available from CT2. In case of CT saturation resulting in a false differential current, this differential current is the only available current to the differential function if the CT inputs are summated externally. The function will not have access to any other restraining current than the differential current and there is a considerable risk for an unwanted operation. Normally, the CT inputs from CT11 and CT12 should be connected separately to the differential function so that enough restraining current is available. The relay manufacturer shall declare how the CT inputs shall be connected for the specified CT requirements for fault 3. External summation of the CT inputs from CT11 and CT12 may be permitted for specific applications and conditions. In such case, these applications and conditions shall be specified by the relay manufacturer.

C.3 Transformer restricted earth fault protection

C.3.1 General

Fault positions to be considered for specifying CT requirements for transformer restricted earth fault protection are shown in Figure C.3. Annex F provides more detailed information about the necessary network model data for determining the CT sizing requirements (the required K_{tot} factors).

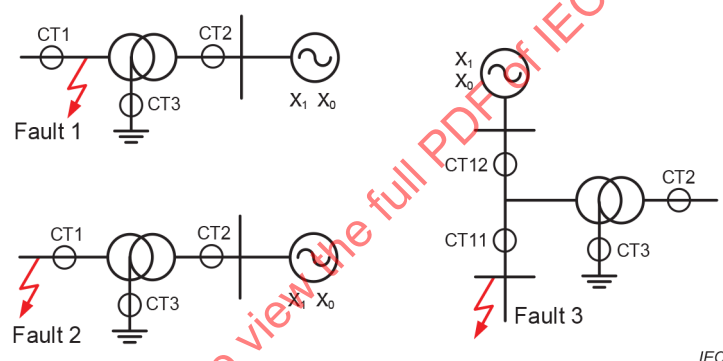


Figure C.3 – Fault positions to be considered for the restricted earth fault protection

C.3.2 Fault 1

C.3.2.1 General

Fault 1 is a close-in internal fault. It is a dependability case.

$$E_{alreqF1Int} = \frac{I_{fF1Int}}{I_{pr}} K_{totF1Int} I_{sr} (R_{ct} + R_{ba}) \quad (C.6)$$

where

- $E_{alreqF1Int}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 1;
- I_{fF1Int} is the primary steady-state short-circuit current through the saturated CT (CT3) for fault 1;
- $K_{totF1Int}$ is the necessary total over-dimensioning factor for fault 1.

C.3.2.2 Criteria and additional conditions

The CT saturation shall not cause more than one cycle of additional time delay for any fault compared with the operate time for the same fault case but with such a large CT that no saturation occurs. One cycle is selected so that it is clear that the additional delay is caused by CT saturation and not normal operate time variation for various test conditions. Conditions that shall be considered are:

- phase-to-earth faults (L1E);
- YNd transformers.

C.3.3 Fault 2

C.3.3.1 General

Fault 2 is an external fault with fault current through the power transformer. It is a security case.

$$E_{\text{alreqF2Ext}} = \frac{I_{\text{fF2Ext}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totF2Ext}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}}) \quad (\text{C.7})$$

where

- $E_{\text{alreqF2Ext}}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 2;
- I_{fF2Ext} is the primary steady-state short-circuit current through the saturated CT (CT1) and the power transformer for fault 2;
- K_{totF2Ext} is the necessary total over-dimensioning factor for fault 2.

C.3.3.2 Criteria and additional conditions

The differential protection shall not operate for the external fault being applied for at least 1 s. Conditions that shall be considered are:

- remanence: the remanent or remaining flux levels that shall be considered are specified in Table C.1 or Table C.2 depending on how the CT requirements will be specified;
- phase-to-earth faults (L1E) and three-phase faults (L1L2L3);
- YNd transformers.

C.3.4 Fault 3

C.3.4.1 General

Fault 3 is an external fault with no positive sequence fault current through the power transformer. It is a security case.

$$E_{\text{alreqF3Ext}} = \frac{I_{\text{fF3Ext}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totF3Ext}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}}) \quad (\text{C.8})$$

where

- $E_{\text{alreqF3Ext}}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 3;
- I_{fF3Ext} is the primary steady-state short-circuit current through the saturated CT (CT11) for fault 3;
- K_{totF3Ext} is the necessary total over-dimensioning factor for fault 3.

C.3.4.2 Criteria and additional conditions

The differential protection shall not operate for the external fault being applied for at least 200 ms. Conditions that shall be considered are:

- remanence: the remanent or remaining flux levels that shall be considered are specified in Table C.1 or Table C.2 depending on how the CT requirements will be specified;
- phase-to-earth faults (L1E) and three-phase faults (L1L2L3);
- YNd transformers.

The way of connecting the CT inputs from CT11 and CT12 have a major influence on the performance of the transformer restricted earth fault protection function in case of three-phase faults where no restraining current is available from CT3. In case of three-phase fault and CT saturation resulting in a false differential residual current, this differential current is the only available current to the restricted earth fault function if the CT inputs from CT11 and CT12 are summated externally. The function will not have access to any other restraining current than the differential current and there is a considerable risk for an unwanted operation. Normally, the CT inputs from CT11 and CT12 should be connected separately to the restricted earth fault function so that enough restraining current is available. The relay manufacturer shall declare how the CT inputs shall be connected for the specified CT requirements for fault 3. External summation of the CT inputs from CT11 and CT12 may be permitted for specific applications and conditions. In such case, these applications and conditions shall be specified by the relay manufacturer.

C.4 Generator differential protection

C.4.1 General

The external fault position to be considered for specifying CT requirements for generator differential protection is shown in Figure C.4.

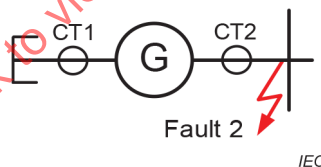


Figure C.4 – External fault position to be considered for the generator differential protection

C.4.2 Fault 2

Fault 2 is an external fault. It is a security case.

$$E_{alreqF2Ext} = \frac{I_{fF2Ext}}{I_{pr}} K_{totF2Ext} I_{sr} (R_{ct} + R_{ba}) \quad (C.9)$$

where

- $E_{alreqF2Ext}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 2;
- I_{fF2Ext} is the primary steady-state short-circuit current through the CTs (CT1 and CT2) and the generator for fault 2;
- $K_{totF2Ext}$ is the necessary total over-dimensioning factor for fault 2.

C.4.3 Criteria and additional conditions

The differential protection shall not operate for the external fault being applied for at least 1 s. Conditions that shall be considered are:

- remanence: the remanent or remaining flux levels that shall be considered are specified in Table C.1 or Table C.2 depending on how the CT requirements will be specified;
- three-phase faults (L1L2L3).

C.5 Motor differential protection

C.5.1 General

The internal fault position to be considered for specifying CT requirements for motor differential protection is shown in Figure C.5.

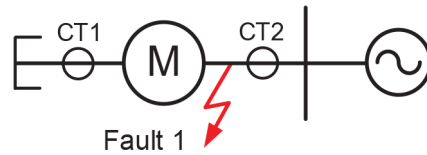


Figure C.5 – Internal fault position to be considered for the motor differential protection

C.5.2 Fault 1

Fault 1 is a close-in internal fault. It is a dependability case.

$$E_{alreqF1Int} = \frac{I_{fF1Int}}{I_{pr}} K_{totF1Int} I_{sr} (R_{ct} + R_{ba}) \quad (C.10)$$

where

- $E_{alreqF1Int}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for fault 1;
- I_{fF1Int} is the primary steady-state short-circuit current through the saturated CT (CT2) for fault 1;
- $K_{totF1Int}$ is the necessary total over-dimensioning factor for fault 1.

C.5.3 Criteria and additional conditions

The CT saturation shall not cause more than one cycle of additional time delay for any fault compared with the operate time for the same fault case but with such a large CT that no saturation occurs. One cycle is selected so that it is clear that the additional delay is caused by CT saturation and not normal operate time variation for various test conditions. The condition that shall be considered is:

- three-phase faults (L1L2L3).

C.5.4 Start of motor, security case

$$E_{\text{alreqStart}} = \frac{I_{\text{fStart}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totStart}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{ba}}) \quad (\text{C.11})$$

where

$E_{\text{alreqStart}}$ is the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. for start of motor;

I_{fStart} is the highest possible primary start current;

K_{totStart} is the necessary total over-dimensioning factor for start of motor.

C.5.5 Criteria and additional conditions

The differential protection shall not operate for start of motors. The condition that shall be considered is:

- remanence: the remanent or remaining flux levels that shall be considered are specified in Table C.1 or Table C.2 depending on how the CT requirements will be specified.

C.6 Reporting

For each fault position or case specified in Annex C, the required K_{tot} factor shall be documented in a test report.

For information in user manuals, it is possible to report a combination of the K_{tot} factors for the function. If a combined total over-dimensioning factor is reported, this factor shall cover all specified fault positions or cases for the function. Each relay manufacturer may decide to what extent the total over-dimensioning factor is combined for different fault positions.

Annex D (informative)

CT saturation and influence on the performance of differential relays

Clause 5 states that the relay manufacturers shall specify CT requirements necessary for correct operation of the differential protection. Annex C specifies how the CT requirements shall be expressed and defines the fault cases and conditions that shall be considered and fulfilled. Annex D gives background and informs about CT saturation and the influence on the performance of differential relays.

A differential protection sums up all currents around the protected object. If no CT saturation occurs, the differential current will theoretically be equal to the total fault current in case of internal faults and equal to zero at external faults.

Saturation of CTs will give errors and distortion of the secondary current. The errors can cause incorrect operations of differential protection relays. As soon as one of the CTs saturates, an unwanted false differential current will occur at external faults and a risk of unwanted operations will exist. Unwanted operations due to false differential currents at external faults are classified as lack of security. Saturation of CTs during internal fault reduces the measured differential current and can cause failure to operate or unacceptable delayed operation. This can be classified as lack of dependability. The security is normally the most critical requirement for a differential protection and is often the dimensioning case for the CT requirements.

AC saturation of a CT is caused by a symmetrical AC current with no DC component present. AC saturation will cause a permanent reduction of the secondary current and the measured current will continuously be smaller than the true current. DC offset in the primary current will increase the risk of CT saturation. A saturation caused by DC component (DC saturation) can result in very heavy saturation and considerable but temporary reduction of the secondary current. The secondary current will recover with a speed that depends on the primary DC time constant and the decrease of the primary current DC component. When the DC saturation has decayed completely, the secondary current will continue either as a recovered current or as an AC saturated current depending on the fault current level.

AC saturation may cause failure to operate for internal faults. However, the risk of failure to operate normally is low as the secondary current will continue to increase with increasing primary current, in spite of the AC saturation, and the fault current is often much higher than the set operate value. In case of saturation caused by DC, there is a risk that the protection fails to trip before saturation and it shall wait until the secondary current has recovered enough to be able to operate. This means that DC saturation can cause an unwanted additional time delay, but DC saturation alone will never cause a failure to operate. Together with very long primary DC time constants, the additional time delay can be unacceptable. However, in most cases, even with heavy and fast saturation, the secondary currents and the differential current will be big enough for operation without any significant additional time delay.

AC saturation of CTs in case of external faults will cause a continuous differential current. The magnitude of the differential current depends on the difference between the accuracy limit primary currents of the CTs. The accuracy limit primary current I_{al} is defined as follows:

$$I_{al} = \frac{E_{al} \times n}{(R_{ct} + R_{ba})} \quad \text{and} \quad n = \frac{I_{pr}}{I_{sr}} \quad (D.1)$$

where

I_{al} is the CT accuracy limit primary current;

E_{al} is the CT rated equivalent limiting secondary e.m.f.;

n is the CT ratio;

I_{pr} is the CT rated primary current;

I_{sr} is the CT rated secondary current;

R_{ct} is the CT secondary winding resistance;

R_{ba} is the total resistive burden, including the secondary wires and all relays in the circuit.

Theoretically, it should be possible to tune the CTs and burdens so that the differential current due to AC saturation is eliminated. In reality, this is difficult, or even impossible to achieve. Therefore, considerable false continuous differential currents can be expected in case of AC saturation. This is a hazardous situation with risk of unwanted operations.

In case of external faults and DC saturation, it is expected that saturation of the CTs will occur at different moments. When the first CT saturates, a false differential current will arise. The differential current will decrease depending on the primary DC time constant and the reduction of the DC component. It will last until the other CTs also have been saturated and the differential current practically disappears. The most severe case is the combination of one saturated CT while other CTs are not saturated and a fault current with high primary time constant. This will give a slowly decreasing false differential current during a long time.

The high-remanence type CT (closed core) is the most commonly used type of CT and it can contain high levels of remanent flux. Remanence in the CT core influences the time to saturation. If there is no DC offset in the fault current, the remanence will only affect the first half cycle of the current waveform and a false differential current will only exist during the first half cycle in case of external faults. The remanence can cause very fast AC saturation in cases even without DC offset.

If the fault current contains a DC offset, the remanence will only impact the first moment when the CT will saturate, and the time to saturation can be decreased. Besides the time to saturation, the saturated secondary current has the same characteristics as a saturated current caused by a DC component without any remanence. Combinations of remanence can both decrease the time to saturation and increase the duration of a false differential current and therefore also increase the risk of unwanted operations. The remanence can also increase the risk of unwanted additional time delays at internal faults, but it is important to be aware that remanence in itself will not cause any failure to operate.

Even if the influence of remanence often has not been considered in the CT dimensioning for protection, the operational experiences of protection performance in general have been good. Differential protection is an exception where the frequency of unwanted operations, lack of security, is somewhat higher than for other types of protection. It is reasonable to assume that one reason for this is the combination of differential protection where remanence has not been considered in the specified CT requirements and the fact that a certain degree of remanence is a reality for most CTs in operation. If the dimensioning of the CTs has considered only CT saturation without remanence, the performance of the differential protection will be within specified limits as long as there is no remanent flux in the CT. However, if remanent flux in unfavourable direction exists, there is a risk that the CTs will saturate faster than the required time to saturation necessary to decide whether it is an external or internal fault. Therefore, remanence can cause unwanted operations (lack of security) of differential protection. As this is not acceptable, remanence shall be considered in all security cases when the CT requirements for differential protection are decided by the relay manufacturer.

Two main fault positions, external and internal faults, are relevant for dimensioning the CTs and shall be considered to specify the CT requirements. The fault positions are shown in Figure D.1. The protection shall operate within its specified performance limits for internal faults but shall not operate for external faults.

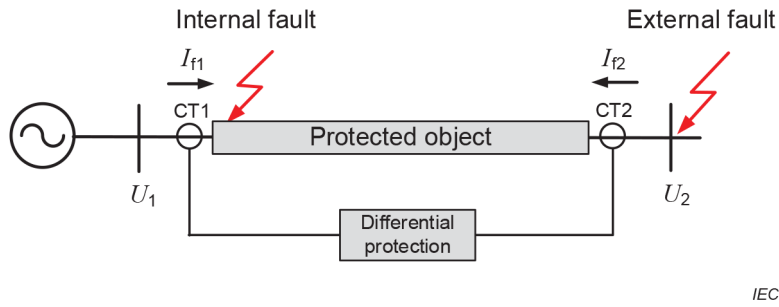


Figure D.1 – Fault positions to be considered for specifying the CT requirements

In applications where one current contribution is a summation of currents from two CTs, for example in breaker-and-a-half or double-breaker arrangement, an additional external fault position shall be considered. The additional fault position is shown in Figure D.2. If saturation of CT11 and CT12 is not equal ($I_{f1} = I_{f11} + I_{f12} \neq 0$), the differential protection will detect a false differential current. The restraint current can be small and, depending on the design of the function, this case can have influence on the CT requirements.

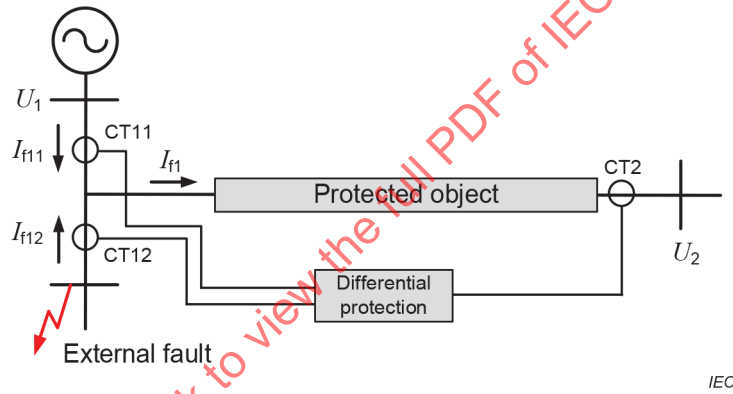


Figure D.2 – Additional fault position to be considered in case of summation of currents

Each CT has a fixed saturation e.m.f. that specifies most of the properties of a CT regarding protection. According to IEC 61869-2, the rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} is defined as follows:

$$E_{al} = K_{ssc} K_{td} I_{sr} (R_{ct} + R_b) \quad (D.2)$$

$$K_{ssc} = I_{psc} / I_{pr}$$

where

K_{ssc} is the CT symmetrical short-circuit current factor;

I_{psc} is the CT rated primary short-circuit current;

I_{pr} is the CT rated primary current;

I_{sr} is the CT rated secondary current;

K_{td} is the CT transient dimensioning factor;

R_{ct} is the CT secondary winding resistance;

R_b is the CT rated resistive burden.

Annex C states that the CT requirements shall be specified as a total over-dimensioning factor K_{tot} . The required rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{alreq} is specified as follows:

$$E_{alreq} = \frac{I_f}{I_{pr}} K_{tot} I_{sr} (R_{ct} + R_{ba}) \quad (D.3)$$

where

I_f is the maximum primary steady-state short-circuit CT current for the considered fault case;

K_{tot} is the total over-dimensioning factor (a dimensioning factor decided by tests including the transient dimensioning factor, the remanence dimensioning factor and combinations of other influencing factors); when $K_{tot} = 1$ and no remanence is present, the CT will not saturate for a continuous symmetrical fault current with the magnitude I_f ;

R_{ba} is the total resistive burden, including the secondary wires and all relays in the circuit.

The E_{alreq} depends on the application and can vary for different fault positions. In cases with different DC offset and also different remanence, the CT shall be over-dimensioned with the K_{tot} factor to guarantee correct operation of the relay. The relay manufacturer shall specify the necessary K_{tot} factors for the specific differential relay and the different fault positions.

The behaviour of protection functions depend on the design of the function. Some functions are typically dependent on a minimum CT saturation free time for correct relay operation. The stability of a differential protection function often depends on a specific minimum time to saturation. For this kind of functions, the K_{tot} factor mainly consists of the transient dimensioning factor (K_{td}) and the remanence dimensioning factor. K_{td} is mainly a function of the primary DC time constant (T_p) and the time to saturation. This means that each K_{td} value corresponds to a specific time to saturation for a specific T_p . For this kind of function, the K_{tot} factor depends on the T_p and E_{alreq} can be expressed as:

$$E_{alreq} = \frac{I_f}{I_{pr}} K_{tot}(T_p) I_{sr} (R_{ct} + R_{ba}) \quad (D.4)$$

For other kinds of protection functions, the K_{tot} factor may also be dependent on, for example, the fault current level (I). The detection of an internal fault and operation (dependability) of a differential protection function can be an example of such function. In such case, the K_{tot} factor may be reported as a function of the fault current level or as a product of two factors, one depending on the fault current level and the other one depending on the primary DC time constant. The E_{alreq} can be expressed as:

$$E_{alreq} = \frac{I_f}{I_{pr}} K_{tot1}(T_p) K_{tot2}(I) I_{sr} (R_{ct} + R_{ba}) \quad (D.5)$$

If false differential current due to CT saturation needs to be practically avoided, the CTs shall be dimensioned to be saturation free for all existent through going fault currents and also considering remanence. Theoretically, it should also be possible to adapt the data of the CTs and burdens in a way that $I_{al1} = I_{al2}^1$ ($k = 1$) according to Formula (D.6) and to control the remanence by using low or non-remanence CTs. None of these alternatives are realistic requirements for modern differential protection functions.

A CT requirement according to Formula (D.3) only guarantees that the CT will have a minimum rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} and therefore a minimum saturation free time, but there is no limitation regarding how big the CT may be. This means that one of the CTs may saturate immediately at the required limit but the other CT is allowed to be saturation free. At an external fault, the false differential current will last until the small CT is out of saturation and the secondary current has recovered. This case shall be considered if no other CT requirements are specified.

The accuracy limit primary current I_{al} according to Formula (D.1) specifies the primary current when the CT saturates. This depends on the rated equivalent limiting secondary e.m.f., the turns ratio and the burden. By limiting the difference between I_{al} of different CTs, the duration of the false differential current at external faults can, to some extent, be limited. Assume a differential protection with two CTs included, CT1 and CT2. If the voltage levels for the two CTs are not the same, the currents shall be adapted to the same voltage level to be comparable. The relation between I_{al} of the CTs can be specified as follows:

$$\frac{1}{k} \leq \frac{I_{al2}^1}{I_{al1}} = \frac{I_{al2}}{I_{al1}} \frac{U_2}{U_1} = \frac{E_{al2} n_2 (R_{ct1} + R_{ba1})}{E_{al1} n_1 (R_{ct2} + R_{ba2})} \frac{U_2}{U_1} \leq k \quad (D.6)$$

where

k is the defined factor ($k \geq 1$) specifying the maximum allowed ratio between I_{al} for two CTs;

U_1 is the rated voltage on side 1;

U_2 is the rated voltage on side 2;

I_{al2}^1 is the CT accuracy limit primary current I_{al2} on side 2 transferred to side 1.

If $k = 1$, I_{al1} and I_{al2}^1 are equal, the CTs will saturate at the same time if the remanence is zero or equal in the two CTs. In practical application, it is not possible to tune the CTs to saturate at the same time due to the following.

- Most used CTs are of high-remanence type which means that there is no control of the remanent flux, so combinations of arbitrary flux levels are to be expected.
- Requiring that the factor k shall be equal to one is not realistic. The factor k should be at least $> 1,2$. As this is a limitation of the applications, it is desirable to allow as high a k factor as possible.
- If a differential protection application has more than two CTs, the distribution of the through going fault current will not be the same for the different possible external fault positions. The theoretical tuning of the CTs may be possible for only one of the external faults.

A limitation according to Formula (D.6) will in principle have the following impact on the false differential current. For high through going fault currents both CTs will saturate relatively fast but at different moments. The differential current can be high but the duration will be relatively short. In case of low through going currents, for example for remote faults or inrush currents, the time to saturation of the CTs can be long and with considerable difference. It shall be noticed that for certain small currents only one of the CTs will saturate and the other will not. The duration of the differential current will be long but the amplitude is relatively small.

Annex E (informative)

Guidance on dimensioning of CTs for transformer differential protection

E.1 General

Annex E describes the practical procedure when dimensioning CTs for transformer differential protection. Two different cases are presented here. The first case describes a method to verify if a given CT fulfils the CT requirements, specified by the relay manufacturer, in a specific application. The other case describes a method to provide the CT manufacturer with necessary CT data that fulfils the CT requirements, specified by the relay manufacturer, for the application. One example is shown for each case.

In both cases, the same transformer differential relay is considered. In these examples, it is assumed that the relay manufacturer has specified the CT requirements with both Formula (E.1) for internal faults and Formula (E.2) for external faults. The CTs shall have a rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} that is larger than or equal to the required rated equivalent limiting secondary e.m.f. $E_{alreqInt}$ for internal faults and $E_{alreqExt}$ for external faults, as shown below:

$$E_{al} \geq E_{alreqInt} = \frac{I_{fInt}}{I_{pr}} K_{totInt} I_{sr} (R_{ct} + R_w + R_{addbu}) \quad (E.1)$$

$$E_{al} \geq E_{alreqExt} = \frac{I_{fExt}}{I_{pr}} K_{totExt} I_{sr} (R_{ct} + R_w + R_{addbu}) \quad (E.2)$$

where

- I_{fInt} is the maximum primary steady-state short-circuit current through the CT in case of internal faults; both three-phase faults and phase-to-earth faults shall be considered;
- I_{fExt} is the maximum primary steady-state short-circuit current through the CT in case of external faults; both three-phase faults and phase-to-earth faults shall be considered;
- I_{pr} is the CT rated primary current;
- I_{sr} is the CT rated secondary current;
- R_{ct} is the CT secondary winding resistance;
- R_w is the resistance of the secondary wire; for phase-to-earth faults, the loop resistance containing the phase and neutral wires (double length) shall be used and for three-phase faults, the phase wire (single length) can be used;
- R_{addbu} is the total additional burden from the differential relay and any other relays connected to the same CT core;
- K_{totInt} is the necessary total over-dimensioning factor for internal faults;
- K_{totInt} is 0,5;
- K_{totExt} is the necessary total over-dimensioning factor for external faults
- K_{totExt} is 4.

The values of the over-dimensioning factors K_{totInt} and K_{totExt} are product specific and provided as an example. The manufacturer of the transformer differential protection will supply these factors.

The resistivity for copper at 75 °C is 0,021 Ω mm²/m, and the resistance of the secondary wires, expressed in Ω , can be calculated with the following expression:

$$R_w = \rho \frac{l}{A} \quad (\text{E.3})$$

where

l is the length of the wire in metres;

A is the area in mm².

E.2 Example 1

E.2.1 General

Verify that the CT fulfils the requirements for the transformer differential protection in the following application shown in Figure E.1.

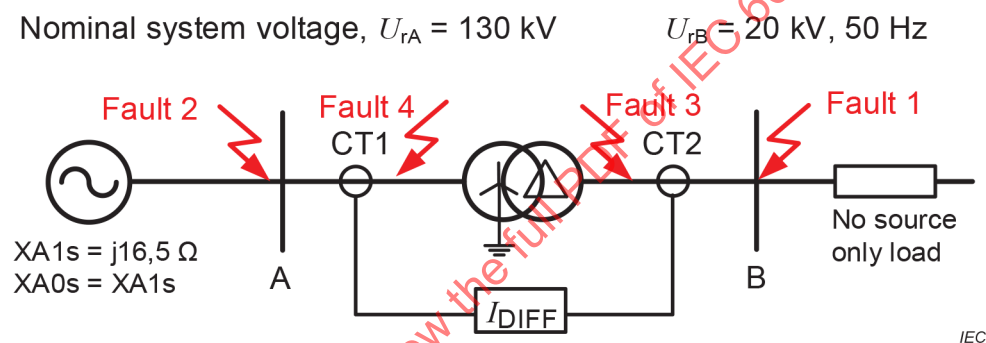


Figure E.1 – Transformer differential relay example 1

The power transformer data is 130/20 kV, 25 MVA, x_{k1} is 10 % and x_{k0} is 9 %.

The currents through the CTs need to be calculated for faults at the different fault positions. Calculations of the fault currents give the following results shown in Table E.1. The nominal system voltage is 130/20 kV. An equivalent voltage source 143/22 kV (nominal voltage +10 %) has been used in the fault current calculations. The resistances have been neglected.

Table E.1 – Fault currents

Fault position	Fault current through CT1 kA		Fault current through CT2 kA	
	Three-phase fault	Phase-to-earth fault	Three-phase fault	Phase-to-earth fault
External fault 1, I_{fExtF1}	0,982	0	6,38	0
External fault 2, I_{fExtF2}	0	0,383	0	0
Internal fault 3, I_{fIntF3}	0,982	0	0	0
Internal fault 4, I_{fIntF4}	5,00	5,00	0	0

The single length of the secondary wire (l) is 200 m, the cross-section area (A) is 2,5 mm², $\rho = 0,021 \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$ and using Formula (E.3), $R_w = 0,021 \times \frac{200}{2,5} = 1,7$ and therefore $R_w = 1,7 \Omega$.

The total additional burden in our example is 0,2 Ω .

The existing CTs have the following data:

- CT1: 150/1 A, 10 VA, 5P20 and $R_{ct} = 4 \Omega$; accuracy limit factor ALF = 20;
- CT2: 1 000/1 A, 10 VA, 5P15 and $R_{ct} = 4 \Omega$; accuracy limit factor ALF = 15.

From the data, the E_{al} for the CTs can be calculated as follows:

$$E_{al} = ALF \times I_{sr} (R_{ct} + R_b) \quad (\text{E.4})$$

Application to CT1:

$$ALF = 20, I_{sr} = 1 \text{ A}, R_{ct} = 4 \Omega, R_b = 10 \Omega$$

$$E_{alCT1} = 20 \times 1 \times (4 + 10) = 280$$

$$E_{alCT1} = 280 \text{ V}$$

Application to CT2:

$$ALF = 15, I_{sr} = 1 \text{ A}, R_{ct} = 4 \Omega, R_b = 10 \Omega$$

$$E_{alCT2} = 15 \times 1 \times (4 + 10) = 210$$

$$E_{alCT1} = 210 \text{ V}$$

The required rated equivalent limiting secondary e.m.f. can now be calculated according to Formula (E.1) internal faults and Formula (E.2) external faults.

E.2.2 Verification of CT1 – Internal fault

Obviously, fault 4 will be the dimensioning case for internal fault. The fault current is the same for three-phase fault and phase-to-earth fault, but as the loop resistance with double length of the secondary wire needs to be considered, the phase-to-earth fault is the dimensioning case for internal fault.

$$E_{alreqIntCT1} = \frac{I_{flntF4}}{I_{pr}} \times K_{totInt} \times I_{sr} (R_{ct} + 2R_w + R_{addbu})$$

$$I_{flntF4} = 5\,000 \text{ A}, I_{pr} = 150 \text{ A}, K_{totInt} = 0,5, I_{sr} = 1 \text{ A}, R_{ct} = 4 \Omega, R_w = 1,7 \Omega, R_{addbu} = 0,2 \Omega$$

$$E_{alreqIntCT1} = \frac{5000}{150} \times 0,5 \times 1 \times (4 + (2 \times 1,7) + 0,2) = 127$$

$$E_{alreqIntCT1} = 127 \text{ V}.$$

E.2.3 Verification of CT1 – External fault

Three-phase fault is dimensioning for fault 1 and single length of the secondary wire can be used.

$$E_{\text{alreqExtCT1}} = \frac{I_{\text{fExtF1}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totExt}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{w}} + R_{\text{adbu}})$$

$$I_{\text{fExtF1}} = 982 \text{ A}, I_{\text{pr}} = 150 \text{ A}, K_{\text{totExt}} = 4, I_{\text{sr}} = 1 \text{ A}, R_{\text{ct}} = 4 \text{ } \Omega, R_{\text{w}} = 1,7 \text{ } \Omega, R_{\text{adbu}} = 0,2 \text{ } \Omega$$

$$E_{\text{alreqExtCT1}} = \frac{982}{150} \times 4 \times 1 \times (4 + 1,7 + 0,2) = 155$$

$$E_{\text{alreqExtCT1}} = 155 \text{ V.}$$

Phase-to-earth fault is dimensioning for fault 2 and double length of the secondary wire shall be used.

$$E_{\text{alreqExtCT1}} = \frac{I_{\text{fExtF2}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totExt}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + 2R_{\text{w}} + R_{\text{adbu}})$$

$$I_{\text{fExtF2}} = 383 \text{ A}, I_{\text{pr}} = 150 \text{ A}, K_{\text{totExt}} = 4, I_{\text{sr}} = 1 \text{ A}, R_{\text{ct}} = 4 \text{ } \Omega, R_{\text{w}} = 1,7 \text{ } \Omega, R_{\text{adbu}} = 0,2 \text{ } \Omega$$

$$E_{\text{alreqExtCT1}} = \frac{383}{150} \times 4 \times 1 \times (4 + (2 \times 1,7) + 0,2) = 78$$

$$E_{\text{alreqExtCT1}} = 78 \text{ V.}$$

The conclusion is that CT1 shall have a rated equivalent secondary e.m.f. E_{al} that is larger than 155 V. As the existing CT1 has $E_{\text{al}} = 280 \text{ V}$, it can be concluded that CT1 fulfils the requirements for the transformer differential protection.

E.2.4 Verification of CT2

The 20 kV network is an unearthed system without any other fault current sources than the considered power transformer. The external three-phase fault (fault 1) is the only necessary fault case that needs to be considered. Single length of the secondary wire can be used.

$$E_{\text{alreqExtCT2}} = \frac{I_{\text{fExtF1}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totExt}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_{\text{w}} + R_{\text{adbu}})$$

$$I_{\text{fExtF1}} = 6380 \text{ A}, I_{\text{pr}} = 1000 \text{ A}, K_{\text{totExt}} = 4, I_{\text{sr}} = 1 \text{ A}, R_{\text{ct}} = 4 \text{ } \Omega, R_{\text{w}} = 1,7 \text{ } \Omega, R_{\text{adbu}} = 0,2 \text{ } \Omega$$

$$E_{\text{alreqExtCT2}} = \frac{6380}{1000} \times 4 \times 1 \times (4 + 1,7 + 0,2) = 151$$

$$E_{\text{alreqExtCT2}} = 151 \text{ V.}$$

The conclusion is that CT2 shall have a rated equivalent secondary e.m.f. E_{al} that is larger than 151 V. As the existing CT2 has $E_{\text{al}} = 210 \text{ V}$, it can be concluded that CT2 fulfils the requirements for the transformer differential protection.

E.3 Example 2

E.3.1 General

In this example, a description of the CT specification to be provided to the CT manufacturer with necessary CT data fulfilling the relay manufacturer's CT requirements is given below.

This application example is shown in Figure E.2. Station A and Station B can source maximal three-phase fault currents of 20 kA and 10 kA respectively.

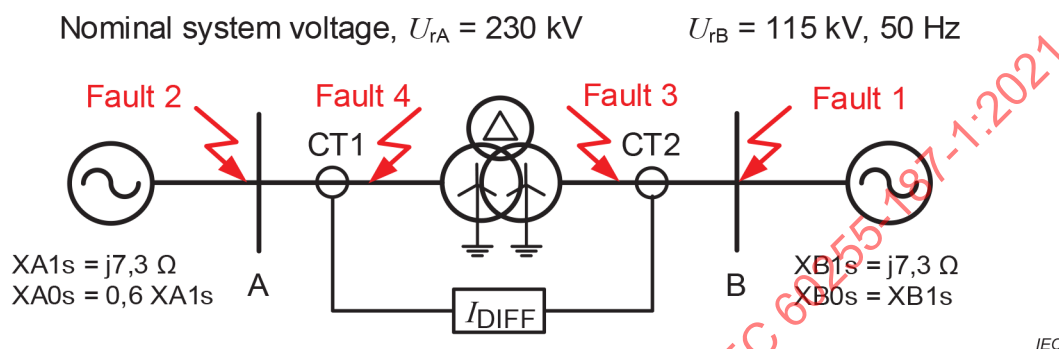


Figure E.2 – Transformer differential relay example 2

The power transformer data is 230/115 kV, 270 MVA and the transformer reactances have the following value (the resistances are neglected):

- $x_{HM} = 13,5 \%$ (reactance between the high voltage and medium voltage windings with the low voltage winding open);
- $x_{HL} = 32 \%$ (reactance between the high voltage and low voltage windings with the medium voltage winding open);
- $x_{ML} = 15,5 \%$ (reactance between the medium voltage and low voltage windings with the high voltage winding open).

The currents flowing through the CTs for faults at the different fault positions need to be known. Calculations of the fault currents give the following results shown in Table E.2. The nominal system voltage is 230/115 kV. An equivalent voltage source 253,0/126,5 kV (nominal voltage +10 %) has been used in the fault current calculations. The resistances have been neglected.

Table E.2 – Fault currents

Fault position	Fault current through CT1 kA		Fault current through CT2 kA	
	Three-phase fault	Phase-to-earth fault	Three-phase fault	Phase-to-earth fault
External fault 1, I_{fExtF1}	4,33	4,54	8,66	11,53
External fault 2, I_{fExtF2}	2,63	2,79	5,25	4,89
Internal fault 3, I_{fIntF3}	(4,33)	(4,54)	10,01	10,01
Internal fault 4, I_{fIntF4}	20,01	23,16	(5,25)	(4,89)

The single length of the secondary wire (l) is 400 m, the cross-section area (A) is 4,0 mm², $\rho = 0,021 \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$ and using Formula (E.3) $R_w = 0,021 \times \frac{400}{4} = 2,1$ and therefore $R_w = 2,1 \Omega$.

The total additional burden in our example is 0,5 Ω .

The CTs shall have the following rated currents CT1: 1 000/1 A and CT2: 2 000/1 A.

The rated burden shall be decided. It is assumed that the future total burden of the secondary wire and additional burdens will not considerably exceed the burden specified in the example. As this is a solidly earthed system, the burden has to consider the double length of the secondary wires. The total burden according to the example is:

$$R_{b\max} = 2R_w + R_{\text{addbu}} = 2 \times 2,1 \Omega + 0,5 \Omega = 4,7 \Omega$$

It is decided that the maximum burden for the future will be 5 Ω or 5 VA.

The secondary winding resistance R_{ct} for the CTs is not known. The R_{ct} value can vary very much depending on the design of the CT, but a realistic range is between 20 % to 80 % of the rated burden. It is often economical to specify a low rated burden as possible and a higher overcurrent factor instead of doing the opposite. For the moment, R_{ct} is kept as a parameter.

The required rated equivalent limiting secondary e.m.f. can now be calculated according to Formula (E.1) and Formula (E.2).

E.3.2 Dimensioning of CT1

We can see that it is the phase-to-earth fault that is dimensioning for both internal and external faults.

$$E_{\text{alreqIntCT1}} = \frac{I_{\text{flntF4}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totInt}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_b) = \frac{23\,160 \text{ A}}{1000 \text{ A}} 0,5 \times 1 \text{ A} (R_{\text{ct}} + 5 \Omega) = 11,6 \text{ A} (R_{\text{ct}} + 5 \Omega)$$

$$\Rightarrow \frac{E_{\text{alreqIntCT1}}}{(R_{\text{ct}} + 5 \Omega)} = 11,6 \text{ A}$$

$$E_{\text{alreqExtCT1}} = \frac{I_{\text{fExtF1}}}{I_{\text{pr}}} K_{\text{totExt}} I_{\text{sr}} (R_{\text{ct}} + R_b) = \frac{4\,540 \text{ A}}{1000 \text{ A}} 4 \times 1 \text{ A} (R_{\text{ct}} + 5 \Omega) = 18,2 \text{ A} (R_{\text{ct}} + 5 \Omega)$$

$$\Rightarrow \frac{E_{\text{alreqExtCT1}}}{(R_{\text{ct}} + 5 \Omega)} = 18,2 \text{ A}$$

It can be concluded that CT1 shall fulfil the following: 1 000/1 A and $\frac{E_{\text{alCT1}}}{(R_{\text{ct}} + 5 \Omega)} \geq 18,2 \text{ A}$.

If possible, it is often favourable to specify the CT according to the relation above and let the CT manufacturer optimize the relation between the resistance of the CT winding and the area of the iron core.

In other cases, R_{ct} and the CT shall be specified according to the following example:

R_{ctCT1} shall be $< 3 \Omega$. The minimum E_{alCT1} will be

$$E_{alCT1} \geq 18,2 \text{ A} (R_{ct} + 5 \Omega) = 18,2 \text{ A} (3 + 5) \Omega = 146 \text{ V}$$

Specify a CT of class TPX. It is assumed that $K_{ssc} = 20$ and the necessary K_{td} can be calculated:

$$K_{td} \geq \frac{146 \text{ V}}{20 \text{ A} (3 + 5) \Omega} = 0,91$$

A CT1 with the following data will fulfil the requirements for the transformer differential protection in this application:

Class TPX, 1 000/1 A, 5 VA, $R_{ct} < 3 \Omega$, $K_{ssc} = 20$ and $K_{td} = 1$ (0,91).

It can also be noted that the CT can be specified as another class. For example, a CT with the following data will also fulfil the requirements:

Class 5P, 1 000/1 A, 5 VA, $R_{ct} < 3 \Omega$ and accuracy limit factor (ALF) = 20 (5P20).

E.3.3 Dimensioning of CT2

It can be seen that, also for CT2, it is the phase-to-earth fault that is dimensioning for both internal and external faults. As the maximum external fault current is higher than the maximum internal fault current, it should be sufficient to consider only the external fault, but both cases are shown here.

$$E_{alreqIntCT2} = \frac{I_{fIntF3}}{I_{pr}} K_{totInt} I_{sr} (R_{ct} + R_b) = \frac{10010 \text{ A}}{2000 \text{ A}} 0,5 \times 1 \text{ A} (R_{ct} + 5 \Omega) = 2,5 \text{ A} (R_{ct} + 5 \Omega)$$

$$\Rightarrow \frac{E_{alreqIntCT2}}{(R_{ct} + 5 \Omega)} = 2,5 \text{ A}$$

$$E_{alreqExtCT2} = \frac{I_{fExtF1}}{I_{pr}} K_{totExt} I_{sr} (R_{ct} + R_b) = \frac{11530 \text{ A}}{2000 \text{ A}} 4 \times 1 \text{ A} (R_{ct} + 5 \Omega) = 23,1 \text{ A} (R_{ct} + 5 \Omega)$$

$$\Rightarrow \frac{E_{alreqExtCT2}}{(R_{ct} + 5 \Omega)} = 23,1 \text{ A}$$

It can be concluded that CT2 shall fulfil the following: 2 000/1 A and $\frac{E_{alCT2}}{(R_{ct} + 5 \Omega)} \geq 23,1 \text{ A}$.

If possible, it is often favourable to specify the CT according to the relation above and let the CT manufacturer optimize the relation between the resistance of the CT winding and the area of the iron core.

In other cases, R_{ct} and the CT shall be specified according to the following example:

R_{ctCT1} shall be $< 3 \Omega$. The minimum E_{alCT2} will be:

$$E_{alCT2} \geq 23,1 \text{ A} (R_{ct} + 5 \Omega) = 23,1 \text{ A} (3 + 5) \Omega = 185 \text{ V}$$

Specify a CT of class TPX. It is assumed that $K_{ssc} = 10$ and the necessary K_{td} can be calculated:

$$K_{td} \geq \frac{185 \text{ V}}{10 \text{ A}(3+5) \Omega} = 2,4$$

A CT1 with the following data will fulfil the requirements for the transformer differential protection in this application:

Class TPX, 2 000/1 A, 5 VA, $R_{ct} < 3 \Omega$, $K_{ssc} = 10$ and $K_{td} = 2,4$.

It can also be noted that the CT can be specified as another class:

Class 5P, 2 000/1 A, 5 VA, $R_{ct} < 3 \Omega$ and accuracy limit factor (ALF) = 24.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

Annex F (informative)

Examples of test procedures to determine CT sizing requirements for differential protection

F.1 General

Annex F describes test procedures to decide CT requirements for differential protection. For correct operations of differential protection, each CT shall have a minimum rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} according to IEC 61869-2. The required rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{alreq} depends on the design of the relay and on the application. E_{alreq} is specified as follows:

$$E_{alreq} = \frac{I_f}{I_{pr}} K_{tot} I_{sr} (R_{ct} + R_{ba}) \quad (F.1)$$

where

- I_f is the maximum primary steady-state short-circuit CT current for the considered fault case;
- I_{pr} is the CT rated primary current;
- I_{sr} is the CT rated secondary current;
- K_{tot} is the total over-dimensioning factor (including the transient dimensioning factor and the remanence dimensioning factor). When $K_{tot} = 1$ the CT will not saturate for a continuous symmetrical fault current with the magnitude I_f ;
- R_{ct} is the CT secondary winding resistance;
- R_{ba} is the total resistive burden (actual), including the secondary wires and all relays in the circuit.

Annex C states that the relay manufacturer shall specify and provide the required K_{tot} factors for all fault positions or cases that shall be considered. The conditions and acceptance criteria for the different cases are also specified. In F.2.2 and F.2.3, the fault positions and cases are shown separately for the transformer differential protection and transformer restricted earth fault protection functions.

Formula (F.1) specifies the minimum E_{al} for the CTs but it does not provide any upper limit of the CT size. This means that the requirement allows combinations of CTs that have a specified minimum time to saturation together with CTs that do not saturate. If there is a need to restrict the difference between the CT sizes, to achieve stability for external faults, it can preferably be specified as a relation between the accuracy limit primary current I_{al} of the CTs. The allowed ratio between I_{al} for two CTs can be specified by a factor k according to the following Formula:

$$\frac{1}{k} \leq \frac{I_{al2}^1}{I_{al1}} = \frac{I_{al2}}{I_{al1}} \frac{U_2}{U_1} = \frac{E_{al2} n_2 (R_{ct1} + R_{ba1})}{E_{al1} n_1 (R_{ct2} + R_{ba2})} \frac{U_2}{U_1} \leq k \quad (F.2)$$

where

- k is the defined factor ($k \geq 1$) specifying the maximum allowed ratio between I_{al} for two CTs;
- I_{al} is the CT accuracy limit primary current;
- E_{al} is the CT rated equivalent limiting secondary e.m.f.;

- n is the CT ratio;
- R_{ct} is the CT secondary winding resistance;
- R_{ba} is the total resistive burden (actual), including the secondary wires and all relays in the circuit;
- U_1 is the rated voltage on side 1;
- U_2 is the rated voltage on side 2;
- I_{al2}^1 is the CT accuracy limit primary current I_{al2} on side 2 transferred to side 1.

The relay manufacturers need to perform tests to determine the necessary over-dimensioning factor K_{tot} for different cases. The practical execution of these tests depends on the available test environment. Therefore, there is no mandatory test method specified. Basically, there are two different approaches to perform the tests.

- 1) Specify the test network in such a way that the fault current level has the same value for each fault position and fault type. Change the degree of CT saturation by changing the size of the CT (different value of the over-dimensioning factor K_{tot}) until the limits of the acceptance criteria are reached and the necessary K_{tot} factor is decided. The R/X ratio shall be changed for the source and the considered protected object (transformer, generator) in such a way that the tests cover the specified range of the primary DC time constants. For functions completely dependent on the CT time to saturation for correct operation, it is sufficient to perform the tests for only one fault current level. However, to consider any other influencing factors, the complete test series should be repeated also for other fault current levels. The K_{tot} factor shall be valid within the current operating range.
- 2) Specify a CT and keep it fixed during the test. Change the degree of CT saturation by changing the current level (different value of the source impedance) until the limits of the acceptance criteria are reached. Based on the CT data and the fault current level, the necessary K_{tot} factor can be decided. The R/X ratio shall be changed for the source and the considered protected object (transformer, generator) in such a way that the tests cover the specified range of the primary DC time constants. For functions completely dependent on the CT time to saturation for correct operation, it is sufficient to perform the tests for only one size of the CT. However, to consider also any other influencing factors, the complete test series should be repeated for other fixed sizes of the CTs. The K_{tot} factor shall be valid within the current operating range.

When the CT requirements are specified only with Formula (F.1), the case with one saturated CT in combination with saturation free CTs shall be considered. The tests decide the minimum necessary K_{tot} for the saturated CT. If the CT requirements also include a restriction according to Formula (F.2), it is necessary to decrease the size of the saturation free second CT to decide the highest acceptable value of the k factor. This shall be done for each tested K_{tot} factor for the smallest CT.

Annex F describes examples of how to perform the tests according to the first approach given above. Annex F describes the examples for transformer differential protection and transformer restricted earth fault protection. Examples for generator and motor differential protection are not included but can be tested in similar ways.

Annex F also describes the CT models and gives some practical recommendations and advice.

F.2 Test data

F.2.1 General

The test data are as follows:

- General network data
 - System voltage: 230 kV and 115 kV.
 - System frequency: 50 Hz.
- Power transformer data
 - Rated power: 400 MVA.
 - Rated voltage: 230/115 kV.
 - Vector group: YNyn0 and YNd1 according to the specification of the different test cases.

The power transformer is ideal, which means:

- no losses,
- infinite magnetizing impedance, and
- positive and zero sequence short-circuit impedances are zero.

F.2.2 Network model for CT requirement tests for the transformer differential protection

F.2.2.1 General

Figure F.1 shows the fault positions and network models that are used for deciding the CT requirements for the transformer differential protection.

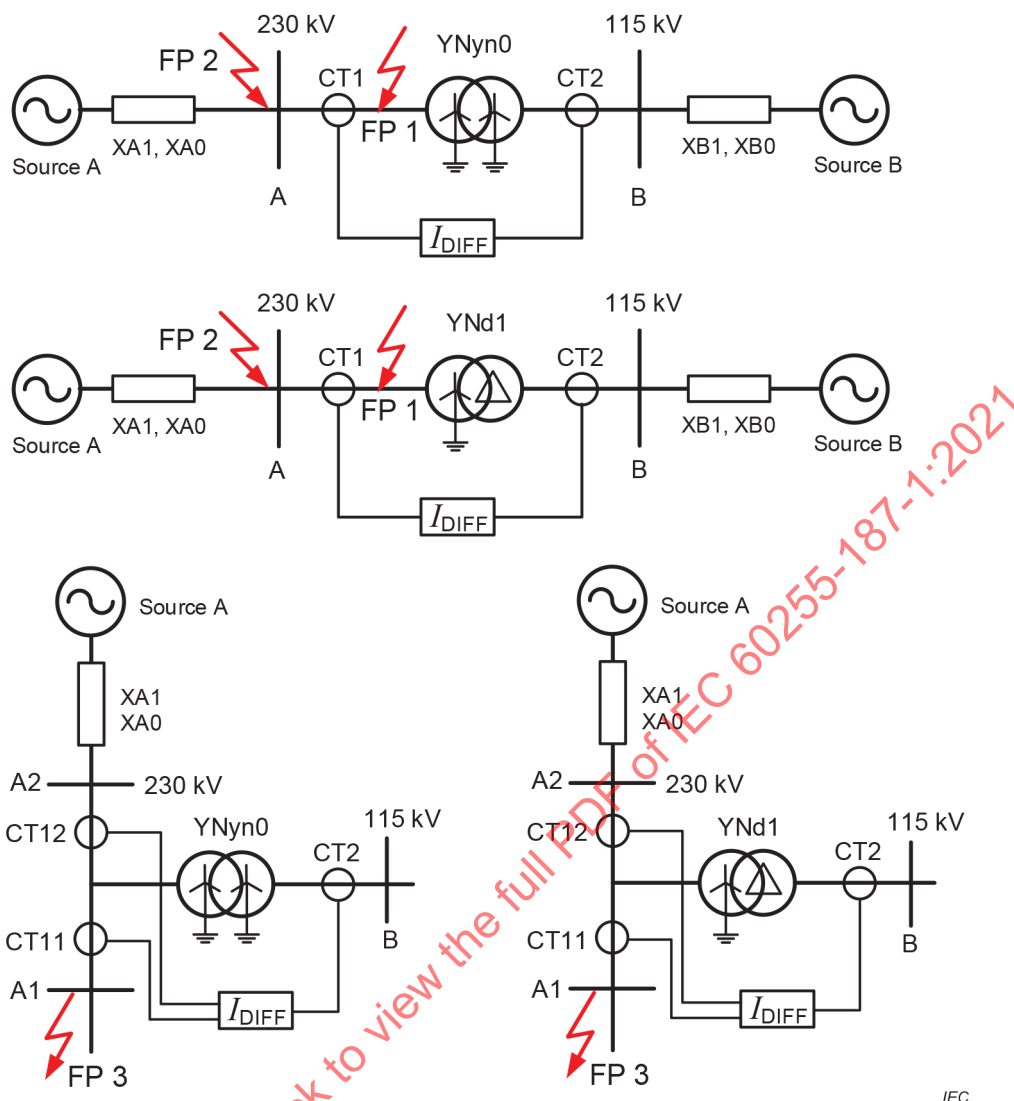


Figure F.1 – Network models and fault positions for transformer differential protection

NOTE The tests are performed basically without pre-fault load current. If pre-fault load current needs to be considered, this can be modelled by Y connected resistances connected to the appropriate node of the network, replacing one of the power sources.

Table F.1 specifies the cases that shall be tested when the CT requirements are specified only with Formula (F.1) and one CT is saturated but the other CTs are not saturated. For each case, the network model, fault position, and fault types are specified. The level of remanence is valid for the reference phase. In Clause F.3, basic CTs are defined. $K_{ssc} = 10$ and $K_{td} = 1$. By testing with several different K_{td} factors in each of the specified cases, the required K_{tot} factors can be decided. As the remanence is specified separately, the decided K_{td} factor is equal to the required K_{tot} factor. The specified level of remanent flux is valid for high-remanence CT type.

When the CT requirements also need to include a restriction according to Formula (F.2), to achieve stability for external faults, it is necessary to test combinations of the smallest CT (CT1, CT11) and different sizes of the largest saturated CT (CT2, CT12) to decide the highest acceptable value of the k factor. Table F.2 specifies the cases that shall be tested. Only external faults are relevant for deciding the k factor. The K_{tot} factor for internal faults is still decided by cases 1 and 2 (fault position 1) in Table F.1. For each case, the network model, fault position, and fault types are specified. In Clause F.3, basic CTs are defined. $K_{ssc} = 10$ and $K_{td} = 1$. The specified level of remanent flux is valid for the high-remanence CT type.

The tests are performed without pre-fault load current. If pre-fault load current needs to be considered, this can be modelled using star connected resistances as specified in both Table F.1 and Table F.2. The resistances are connected at the appropriate node of the network, replacing one of the power sources.

F.2.2.2 Source data

The source impedances are selected to provide a primary steady-state short-circuit current with an RMS value of 10 kA through the smallest saturated CT (CT1, CT11). In order to get the same fault current magnitude through these CTs for all fault positions, for three- and single-phase faults, the positive and zero sequence reactance of the sources is selected according to Table F.1 and Table F.2. Only one source shall be connected at each fault case. Source A is connected for fault positions 1 and 3 (FP 1 and FP 3) and source B is connected for fault position 2 (FP 2). The source impedances and fault current will be dependent on the selected primary time constant (R/X ratio) as well, but the influence is small enough to be neglected.

Table F.1 – Specification of test cases for the transformer differential protection – Internal and external faults with one saturated CT

Case	Trans- former type	Fault position	Fault type 1	Fault type 2	Source A or B XA1 = XA0 XB1 = XB0 primary ohms	Load resistance star connected primary ohms	Load pu	Satu- rated CT	Remanent flux %
1	YNyn0	FP 1	L1L2L3	L1E	13,2	110	0,30	CT1	0
2	YNd1	FP 1	L1L2L3	L1E	13,2	110	0,30	CT1	0
3	YNyn0	FP 2	L1L2L3	L1E	3,31	440	0,30	CT1	75
4	YNd1	FP 2	L1L2L3		3,31	440	0,30	CT1	75
5	YNd1	FP 2		L1E	4,96	440	0,30	CT1	75
6	YNyn0	FP 3	L1L2L3	L1E	13,2	110	0,30	CT11	75
7	YNd1	FP 3	L1L2L3		13,2	110	0,30	CT11	75
8	YNd1	FP 3		L1E	19,8	110	0,30	CT11	75

Table F.2 – Specification of test cases for the transformer differential protection – External faults with two saturated CTs

Case	Transformer type	Fault position	Fault type 1	Fault type 2	Source A or B XA1 = XA0 XB1 = XB0 primary ohms	Load resistance star connected primary ohms ^a	Smallest saturated CT	Remanent flux %	Largest saturated CT	Remanent flux %
3	YNyn0	FP 2	L1L2L3	L1E	3,31	440	CT1	75	CT2	0
4	YNd1	FP 2	L1L2L3		3,31	440	CT1	75	CT2	0
5	YNd1	FP 2		L1E	4,96	440	CT1	75	CT2	0
6	YNyn0	FP 3	L1L2L3	L1E	13,2	110	CT11	75	CT12	0
7	YNd1	FP 3	L1L2L3		13,2	110	CT11	75	CT12	0
8	YNd1	FP 3		L1E	19,8	110	CT11	75	CT12	0

^a The load resistances correspond to the load 0,30 pu.

The primary DC time constant of the fault current is varied. For this reason, the L/R ratio of the source is changed by adjusting the resistance of the source. The appropriate resistances R1 and R0 of the sources are calculated based on the present source reactance together with the desired primary time constant (T_p).

Examples of time constants with corresponding R/X ratios are shown in Table F.3.

Table F.3 – Example time constants with corresponding R/X ratios

Primary time constant, T_p ms	R/X
30	0,106 1
40	0,079 5
50	0,063 7
70	0,045 5
100	0,031 9
150	0,021 2
200	0,015 8

Resistance values R1 and R0 are calculated from the desired primary time constant.
 $R1 = (R/X) \times X1$ and $R0 = (R/X) \times X0$.

F.2.2.3 Fault data

Fault positions: according to Annex C and Figure F.1.

Fault types: L1L2L3 and L1E according to Annex C and Table F.1 and Table F.2.

Fault resistance: as small as possible for all faults.

Fault inception angles: 0° (approximately maximum DC offset), 30°, 60°, 90° (approximately minimum DC offset) and 120°.

F.2.2.4 Setting of the transformer differential relay

The settings shall be the default settings declared by the relay manufacturer and shall not be changed while testing. The unrestrained function shall be disabled or set high enough to avoid operation for the above indicated fault situations.

F.2.3 Network model for CT requirement tests for the transformer restricted earth fault protection

F.2.3.1 General

Figure F.2 shows the fault positions and network models that are used for deciding the CT requirements for the transformer restricted earth fault protection.

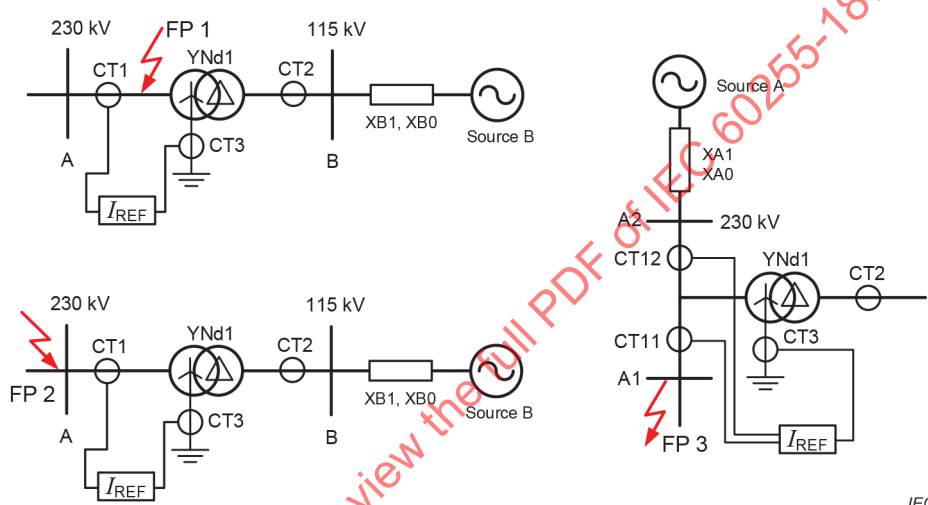


Figure F.2 – Network models and fault positions for transformer restricted earth fault protection

Table F.4 specifies the cases that shall be tested when the CT requirements are specified only with Formula (F.1) and one CT is saturated but the other CTs are not saturated. For each case, the network model, fault position, and fault types are specified. The level of remanent flux is valid for the reference phase. In Clause F.3, basic CTs are defined. $K_{ssc} = 10$ and $K_{td} = 1$. By testing with several different K_{td} factors in each of the specified cases, the required K_{tot} factors can be decided. As the remanent flux is specified separately, the decided K_{td} factor is equal to the required K_{tot} factor. The specified level of remanent flux is valid for the high-remanence CT type.

Table F.4 – Specification of test cases for the transformer restricted earth fault protection – Internal and external faults with one saturated CT

Case	Transformer type	Fault position	Fault type	Source A or B XA1 = XA0 XB1 = XB0 primary ohms	Load resistance star connected primary ohms	Load pu	Saturated CT	Remanent flux %
1	YNd1	FP 1	L1E	4,96	440	0,30	CT3	0
2	YNd1	FP 2	L1E	4,96	440	0,30	CT1	75
3	YNd1	FP 2	L1L2L3	3,31	440	0,30	CT1	75
4	YNd1	FP 3	L1E	19,8	110	0,30	CT11	75
5	YNd1	FP 3	L1L2L3	13,2	110	0,30	CT11	75

When the CT requirements also need to include a restriction according to Formula (F.2), to achieve stability for external faults, it is necessary to test combinations of the smallest CT (CT1, CT11) and different sizes of the largest saturated CT (CT3, CT12) to decide the highest acceptable value of the k factor. Table F.5 specifies the cases that shall be tested. Only external faults are relevant for deciding the k factor. The K_{tot} factor for internal faults is still decided by case 1 (fault position 1) in Table F.4. For each case, the network model, fault position, and fault types are specified. In Clause F.3, basic CTs are defined. $K_{\text{SSC}} = 10$ and $K_{\text{td}} = 1$. The specified level of remanent flux is valid for the high-remanence CT type.

The tests are performed without pre-fault load current. If pre-fault load current needs to be considered, this can be modelled using star connected resistances as specified in both Table F.4 and Table F.5. The resistances are connected at the appropriate node of the network, replacing one of the power sources.

Table F.5 – Specification of test cases for the transformer restricted earth fault protection – External faults with two saturated CTs

Case	Transformer type	Fault position	Fault type 1	Fault type 2	Source A or B XA1 = XA0 XB1 = XB0	Load resistance star connected	Smallest satu-rated CT	Remanent flux	Largest satu-rated CT	Remanent flux
					primary ohms	primary ohms ^b		%		%
2	YNd1	FP 2	L1E		4,96	440	CT1	75	CT3	0
4	YNd1	FP 3	L1E		19,8	110	CT11	75	CT3	0
6 ^a	YNd1	FP 3	L1E	L1L2L3	13,2	110	CT11	75	CT12	0

^a In case 6, the earthing of the transformer shall be removed to make it possible for zero sequence currents to flow through CT12 for L1E fault.

^b The load resistances correspond to the load 0,30 pu.

F.2.3.2 Source data

The source impedances are selected to provide a primary steady-state short-circuit current with an RMS value of 10 kA through the smallest saturated CT (CT1, CT11, CT3). In order to get the same fault current magnitude through these CTs, for all fault positions, for three- and single-phase faults, the positive and zero sequence reactance of the sources is selected according to Table F.4 and Table F.5. Only one source shall be connected at each fault case. Source A is connected for fault position 3 (FP 3) and source B is connected for fault positions 1 and 2 (FP 1 and FP 2). The source impedances and fault current will be dependent on the selected primary time constant (R/X ratio) as well, but the influence is small enough to be neglected.

The primary DC time constant of the fault current is varied. For this reason, the L/R ratio of the source is changed by adjusting the resistance of the source. The appropriate resistances R_1 and R_0 of the sources is calculated based on the present source reactance together with the desired primary time constant (T_p). Examples of time constants with corresponding R/X ratios are shown in Table F.3.

Resistance values R_1 and R_0 are calculated from the desired primary time constant.
 $R_1 = R/X \cdot X_1$ and $R_0 = R/X \cdot X_0$.

F.2.3.3 Fault data

Fault positions: according to Annex C and Figure F.2.

Fault types: L1E and L1L2L3 according to Annex C and Table F.4 and Table F.5.

Fault resistance: as small as possible for all faults.

Fault inception angles: 0° (approximately maximum DC offset), 30° , 60° , 90° (approximately minimum DC offset) and 120° .

F.2.3.4 Setting of the transformer restricted earth fault relay

The settings shall be the default settings declared by the relay manufacturer and shall remain the same for all fault cases for each protection function. The reason for this is that different settings may have some influence on the K_{tot} factor, and it is important that different K_{tot} factors, for internal and external faults, are based on the same settings.

F.3 CT data and CT models

The rated equivalent limiting secondary e.m.f. E_{al} or the saturation flux value of the saturated CT will be changed during the tests. Basic CTs have been defined. They have the following data:

- CT1, CT11, CT12 and CT3
 - Ratio = 1 000/1 A.
 - Rated output = 10 VA (rated resistive burden $R_b = 10 \Omega$).
 - CT secondary winding resistance (R_{ct}) = 5 Ω .
 - Rated symmetrical short-circuit current factor (K_{ssc}) = 10.
 - Rated transient dimensioning factor (K_{td}) = 1.
- CT2
 - Ratio = 2 000/1 A.
 - Rated output = 10 VA (rated resistive burden $R_b = 10 \Omega$).
 - CT secondary winding resistance (R_{ct}) = 5 Ω .
 - Rated symmetrical short-circuit current factor (K_{ssc}) = 10.

- Rated transient dimensioning factor (K_{td}) = 1.

The basic CTs have the following E_{al} :

$$E_{al} = K_{ssc} K_{td} I_{sr} (R_{ct} + R_b) = 10 \times 1 \text{ A} (5 + 10) \Omega = 150 \text{ V}$$

Generally accepted CT models can be used during the tests. The models need data related to the magnetization characteristic for the CT defined either as a magnetization curve (B/H or B/I where B is the flux density, H is the magnetizing force and I is the current) or as an excitation characteristic (U/I where U is the voltage and I is the current). The basic CTs in this example are defined to be of high-remanence type, for example class P, TPX (CTs without air gaps in the iron core). Both the excitation characteristic and the magnetization curve are specified for the basic CT. The excitation characteristic recorded at rated frequency is specified in Table F.6 and shown in Figure F.3.

Table F.6 – Excitation characteristic data for the high-remanence basic CT

Voltage (RMS) V	Current (RMS) A
0	0
76	0,005 2
114	0,010
136	0,022
144	0,050
148	0,10
150,3	0,20
150,7	0,50
151,0	1,0

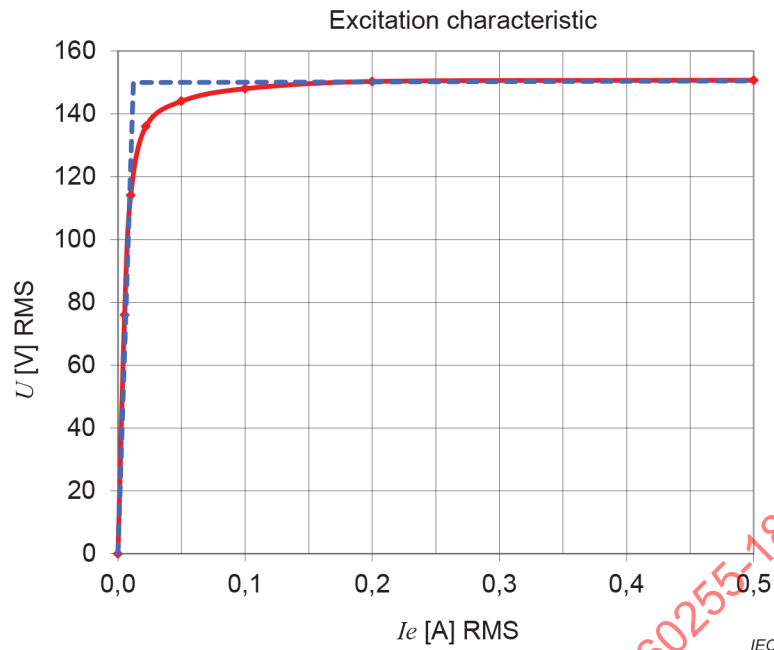


Figure F.3 – Excitation characteristic for the high-remnance basic CT

The saturation e.m.f. is critical for the time to saturation and the behaviour of the differential protection, but the exact shape of the excitation characteristic does not have any major influence on the performance. Therefore, it can also be acceptable to use a simplified two-line excitation characteristic with the saturation point $U_{\text{sat}} = 150$ V and $I_{e_{\text{sat}}} = 0,012$ A (the dotted blue lines in Figure F.3).

The secondary time constant (T_s) influences the transient properties of a CT. $T_s = L_m / (R_{\text{ct}} + R_b)$ where L_m is the corresponding magnetizing inductance of the linear part of the excitation characteristic. The excitation characteristic provided by CT manufacturers is often based on tests at reduced frequency. The losses are negligible and the magnetizing reactance (X_m) is approximately equal to the magnetizing impedance (Z_m). The magnetizing inductance can be estimated from the excitation characteristic as follows:

$$L_m = \frac{0,5U_{\text{sat}}}{(I_{70} - I_{20})2\pi f} \quad (\text{F.3})$$

where

U_{sat} is the saturation voltage where the curve is practically horizontal;

I_{70} and I_{20} are the exciting currents at 70 % and 20 % of U_{sat} respectively.

If the excitation characteristic is based on tests at rated frequency, the losses have some influence. If it is assumed that Z_m consists of a magnetizing reactance and a magnetizing resistance (losses) of equal size and connected in parallel (the phase angle of Z_m is 45°), the magnetizing reactance will be $X_m = \sqrt{2} \times Z_m$, and the magnetizing inductance can be estimated as:

$$L_m = \frac{\sqrt{2} 0,5U_{\text{sat}}}{(I_{70} - I_{20})2\pi f} \quad (\text{F.4})$$

The assumption that the magnetizing reactance and the magnetizing resistance are equal is not correct. The relation can vary greatly between different CTs, but the assumption is good enough for this verification of a realistic secondary time constant based on a recording of the magnetization characteristic at rated frequency.

The secondary time constant for a high-remanence type CT is generally a few seconds. It is important to verify that the CT model does not have a much smaller secondary time constant. If it has a value in the same order of magnitude as the primary time constant, it may have a major influence on the tests. In such cases, the model is closer to a non-remanence type CT (class TPZ). The transient behaviour of the CT will be changed and the DC component in the current will be damped very quickly.

If the excitation characteristic of the basic CT is recorded at rated frequency, the magnetizing inductance can be estimated to 56,3 H according to Formula (F.4), and the secondary time constant can be calculated:

$$T_s = \frac{L_m}{R_{ct} + R_b} = \frac{56,3 \frac{Vs}{A}}{(5+10) \Omega} = 3,8 \text{ s}$$

If the burden is decreased below the rated burden, then the secondary time constant will increase, and vice versa. Therefore, increasing the burden should not be a method to force the CT into saturation. In such cases, there is a risk that the transient performance of the CT changes and can influence the test results.

If the modelling of the saturated current is using the magnetization curve ($\Psi_{peak}/I_{e_{peak}}$), this can be derived from the excitation characteristic above. The peak value of the flux can be calculated according to the following formula:

$$\Psi_{peak} = \frac{\sqrt{2}U}{2\pi f} \quad (F.5)$$

where

U is the RMS value of the voltage.

This relation is valid if a sinusoidal voltage is applied to the secondary terminals of the CT with the primary winding open-circuited.

The peak value of the flux at the saturation point Ψ_{alpeak} is calculated applying the voltage U with 150 V (which is equal to the E_{al} value).

$$\Psi_{alpeak} = \frac{\sqrt{2} \times 150 \text{ V}}{2\pi f \text{ s}^{-1}} = 0,675 \text{ Vs}$$

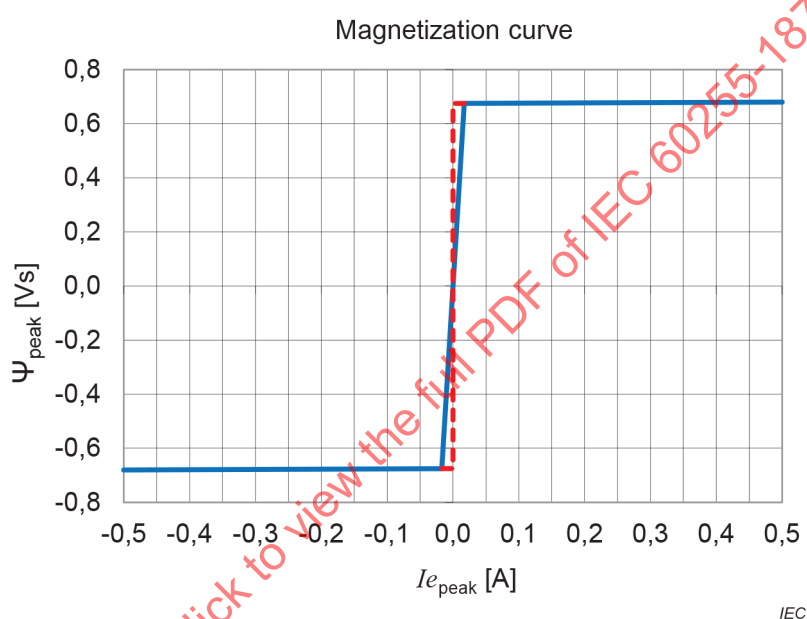
The peak value of the current at this point is calculated according to:

$$I_{e_{alpeak}} = \sqrt{2} \times I_{e_{al}} = \sqrt{2} \times 0,012 \text{ A} = 0,017 \text{ A}$$

With this method, a simplified three-line magnetization curve can be calculated based on the simplified two-line excitation characteristic estimated from the excitation characteristic specified in Table F.6. The basic CT has a simplified three-line magnetization curve according to Table F.7 and Figure F.4.

Table F.7 – Magnetization curve data for the high-remanence type basic CT

Peak flux Vs	Peak current A
–0,690	–1,50
–0,675	–0,017
0	0
0,675	0,017
0,690	1,50

**Figure F.4 – Magnetization curve for the high-remanence type basic CT**

For a CT specified with the magnetization curve, assuming Z_m consists of a magnetizing reactance and a magnetizing resistance (losses) of equal value and connected in parallel, the magnetizing inductance can be estimated according to the following formula:

$$L_m = \frac{\sqrt{2} \times \Psi_{alpeak}}{I_{ealpeak}} \quad (F.6)$$

The magnetizing inductance is calculated to be 56,2 H according to Formula (F.6) and the secondary time constant will be:

$$T_s = \frac{L_m}{R_{ct} + R_b} = \frac{56,2 \frac{Vs}{A}}{(5+10) \Omega} = 3,7 \text{ s}$$

The simplified magnetization curve neglects the hysteresis. As a consequence, the current shape close to the zero crossing of the simulated current will not fully match recorded waveforms of saturated CTs. The current shape in deep saturation, however, correctly simulates the current distortion.

For testing of fast protection relay operation, the model for the high-remnance CT type can be further simplified by neglecting the very small magnetizing current in the un-saturated range. This simplification is shown in Figure F.4 as the red dotted line. With this simplification, the secondary time constant will be infinite, but it is of no importance for the CT tests of fast protection specified in this document.

It is advisable to calibrate the CT model and verify that the saturation e.m.f. has the expected value. The calibration can be done in the following way. Simulate a fault with short-circuit current corresponding to the rated primary short-circuit current without any DC offset. The rated primary short-circuit current is the RMS value of the AC component of a transient primary short-circuit current on which the accuracy performance of the CT is based. The rated primary short-circuit current in this example is 10 kA (the rated symmetrical short-circuit current factor $K_{SSC} = 10$ multiplied by the CT rated primary current $I_{pr} = 1$ kA). The CT shall be loaded with the rated burden, 10 Ω in this example. This means that the CT operates at the limit of saturation caused by the AC component, $E_{al} = 150$ V or $\Psi_{al\ peak} = 0,675$ Vs in this example. The CT is saturation free except for the first half cycle. If the remanent flux is zero, the CT shall go into saturation after 5 ms in the first half cycle and thereafter be saturation free. The secondary current looks like Figure F.5. If the CT saturates earlier or later, the saturation e.m.f. needs to be increased or decreased respectively.

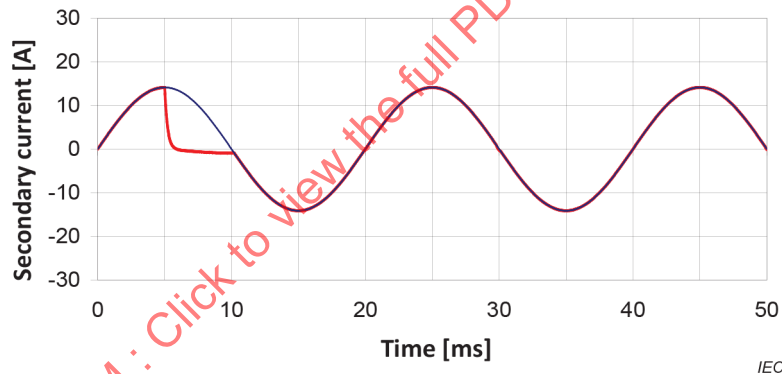


Figure F.5 – Secondary current at the limit of saturation caused by the AC component with no remanent flux in the CT

The same case, but with maximum DC offset, will give a secondary current as shown in Figure F.6. The primary time constant is 60 ms.

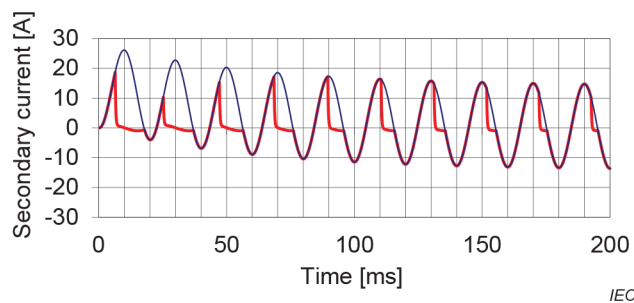


Figure F.6 – Secondary current in case of maximum DC offset

A simplified two-line excitation characteristic has been used in these cases. More complex CT models generally give a secondary current with smoother shape.

When the size of the CT is changed, the excitation characteristic and the magnetization curve shall be scaled accordingly. For example, if the CT size is increased to a K_{td} factor equal to 2, the saturation voltage or the saturation value of the flux and the current values of the magnetization characteristic should be doubled. In this way, the magnetizing inductance will remain the same, which means that the secondary time constant will also be unchanged.

The relay manufacturers shall provide CT requirements for the high-remanence CT type and optionally the manufacturers may also provide CT requirements for low-remanence and non-remanence CT types.

Introducing air gaps in the CT will decrease the magnetizing impedance, and the magnetizing current will increase. Both amplitude and phase errors will increase and the CT secondary time constant will be influenced. A high-remanence type CT typically has a secondary time constant of several seconds and for a low-remanence type CT, the secondary time constant is around 0,5 s to 1 s. A non-remanence type CT (TPZ) can have a secondary time constant around 60 ms.

The difference of the secondary time constant between a high and a low-remanence CT has no significant influence on the transient behaviour of the CTs during the first 30 ms to 40 ms after a fault. Therefore, it is possible to use the CT models and the excitation characteristic or the magnetization curve for the high-remanence CT even for the tests when deciding the CT requirements for a low-remanence CT.

A non-remanence CT has a deviating transient behaviour. Compared to high-remanence CTs, the K_{tot} factor of a non-remanence CT will be somewhat smaller for the same time to saturation. This is valid except for very short time to saturation where the K_{tot} factors are practically the same for the two types of CTs. If CT requirements need to be specified for non-remanence CTs, an excitation characteristic according to Table F.8 can be used. Figure F.7 shows the excitation characteristics, recorded at rated frequency, for the non-remanence and the high-remanence CTs.

The magnetizing inductance can be estimated to 0,97 H according to Formula (F.4), and the secondary time constant can be calculated as follows:

$$T_s = \frac{L_m}{R_{ct} + R_b} = \frac{0,97 \frac{V_s}{A}}{(5+10) \Omega} = 0,065 \text{ s}$$

**Table F.8 – Excitation characteristic data
for the non-remanence type basic CT**

Voltage (RMS) V	Current (RMS) A
0	0
80	0,36
122	0,62
142	1,2
148	2,5
149	6,0
150,3	12
150,7	30
151,0	60

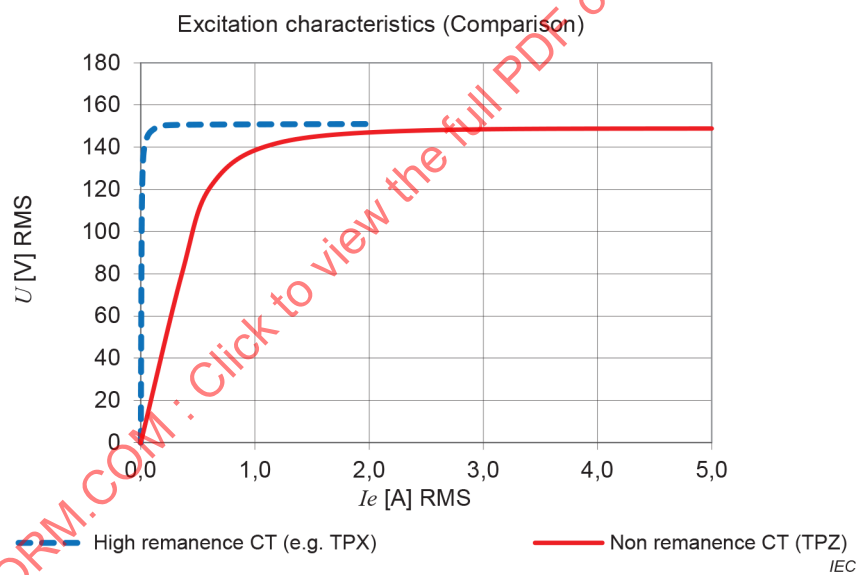


**Figure F.7 – Excitation characteristics for non-remanence
and high-remanence type basic CTs**

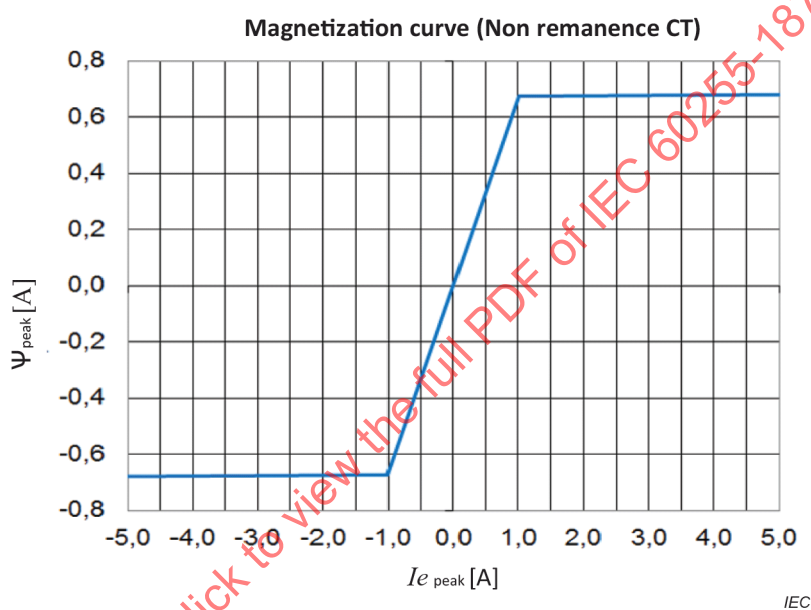
The three-line magnetization curve for the non-remanence type basic CT is specified in Table F.9 and Figure F.8.

The magnetizing inductance can be estimated to 0,94 H according to Formula (F.6), and the secondary time constant can be calculated as follows:

$$T_s = \frac{L_m}{R_{ct} + R_b} = \frac{0,94 \frac{Vs}{A}}{(5+10) \Omega} = 0,063 \text{ s}$$

Table F.9 – Magnetization curve data for non-remanence type CT

Peak flux Vs	Peak current A
–0,700	–20,0
–0,675	–1,02
0	0
0,675	1,02
0,700	20,0

**Figure F.8 – Magnetization curve for non-remanence type basic CTs**

F.4 Test summary

Annex F describes examples of test procedures to determine K_{tot} factors. Test network models and test cases are specified. The test network is specified to produce a steady-state short-circuit current that is 10 times the rated current through the example CT.

Basic CTs are defined to have $K_{\text{SSC}} = 10$ and $K_{\text{td}} = 1$. This means that in a case without remanence, the total over-dimensioning factor (including the transient dimensioning factor and the remanence dimensioning factor) is $K_{\text{tot}} = 1$.

The saturation voltages (the rated equivalent limiting secondary e.m.f.) E_{al} is 150 V, and the peak value of the saturation flux $\Psi_{\text{al peak}}$ is 0,675 Vs.

Perform all tests described, including transients and specified remanence values. Find the required overdimensioning factor by increasing or decreasing the CT, saturation voltage or saturation flux, for correct operation of the protection function. The required saturation voltage or required saturation flux value found this way is E_{alreq} or $\Psi_{alreq\ peak}$. The required total overdimensioning factor (including the transient dimensioning factor and the remanence dimensioning factor) is:

$$K_{tot} = \frac{E_{alreq}}{E_{al}} \text{ if the CT model is specified according to an excitation characteristic or}$$

$$K_{tot} = \frac{\Psi_{alreqpeak}}{\Psi_{alpeak}} \text{ if the CT model is specified according to a magnetization curve.}$$

If the tests need to be repeated for another level of steady-state short-circuit current, the test network and the basic CTs shall be recalculated. For example, if the current test level is 30 times the rated current, the source reactances in the test network shall be a third of the value given in Table F.1, Table F.2, Table F.4 and Table F.5 and the basic CTs shall be specified to have $K_{SSC} = 30$.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

Annex G (normative)

Ramping methods for testing basic characteristic accuracy

G.1 General

Annex G describes the ramping algorithms that shall be used for testing the basic accuracy of the operating characteristic of the differential protection relay. It defines how the injected quantities need to be changed during the test. Two basic ramp methods are allowed in restraining current plane versus differential current plane:

- pseudo-continuous ramp;
- ramp of shots.

The two testing methods stimulate the protection relay in two different ways, which can lead to different accuracy results. For this reason, the relay manufacturers shall specify their basic accuracy together with the testing method used to measure it.

As a consequence, when comparing basic accuracy claims from different manufacturers, the users need to pay attention also to the test methods that have been chosen to measure the relay accuracy.

As accuracy claims are referred to the effective range of the protection relay, ensure that all the injected currents during the test always have values that are within the effective range of the protection relay under test.

G.2 Pre-fault condition

It may be necessary to simulate pre-fault condition for the ramps of shots, before the fault condition is simulated in the restraining current plane versus differential current plane.

The pre-fault condition is a three-phase injection on both sides of the protected object (six currents) where the differential current value is zero and the restraining current value is calculated according to the restraining current definition (bias current definition) of the protection relay.

Figure G.1 shows the six current simulation for the pre-fault condition of 30 % of the rated power of the power transformer, and Table G.1 shows the different values of restraining and differential currents for different definitions of the restraining currents. All the current transformers are supposed to be earthed towards the protected object.

G.3 Pseudo-continuous ramp

A pseudo-continuous ramp is a step change of the fault quantity (differential current, I_{DIFF}) originating from a healthy condition (where relay does not trip – pick up –, considering instantaneous trip by the protection) and moving in a sequence of steps of defined height and width towards a faulty condition (relay does trip – pick up). The increment of the differential current shall be equal to or less than 25 % of the tolerance band of the protection function under test. Each increment will last for a time period longer than five times the typical operate time of the protection function (if the typical operate time is 20 ms, then each step will be at least 100 ms long). A graphical example of a pseudo-continuous ramp is shown in Figure G.2 which shows injected differential current steps along with time steps. In Figure G.2, the expected operate point is indicated with coordinates (I_{REST}^* ; I_{DIFF}^*). The ramp with constant restraining

current shown in Figure G.2 has a restraining value equal to I_{REST}^* . The value of the restraining current is constant during all the steps.

The mathematical relationship between injected currents and restraining values as well as injected currents and differential values shall be described by the manufacturer. All the injected phase currents shall have values within the effective range of the protection relay.

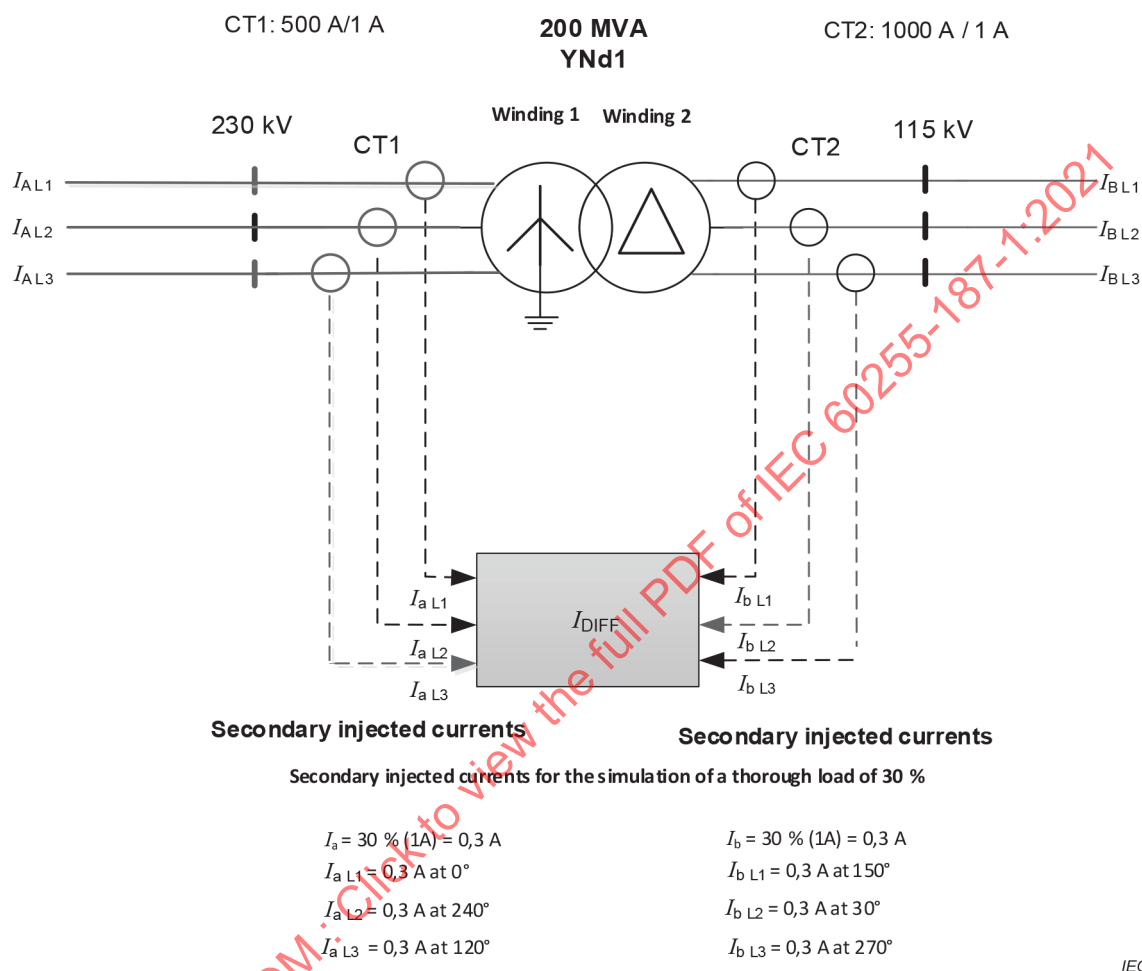


Figure G.1 – Secondary injected currents for the simulation of a through load of 30 %

Table G.1 – Restraining and differential currents for different definitions of the restraining current

Restraining current definition	Restraining current (bias) %	Differential current %
Max. (abs (I_a), abs (I_b))	30	0
(abs (I_a) + abs (I_b))/2	30	0
abs (I_a) + abs (I_b)	60	0

G.4 Ramp of shots

The ramp of shots is a sequence of steady state conditions:

- steady state pre-fault;
- steady state fault.

The fault state is a certain point in the restraining current plane versus differential current plane. The differential current value of the faulty state is increased each time by a step less than 25 % of the declared basic accuracy, calculated at the expected operating point. The restraining current value is kept constant.

The mathematical relationship between injected currents and restraining values as well as injected currents and differential values shall be described by the manufacturer.

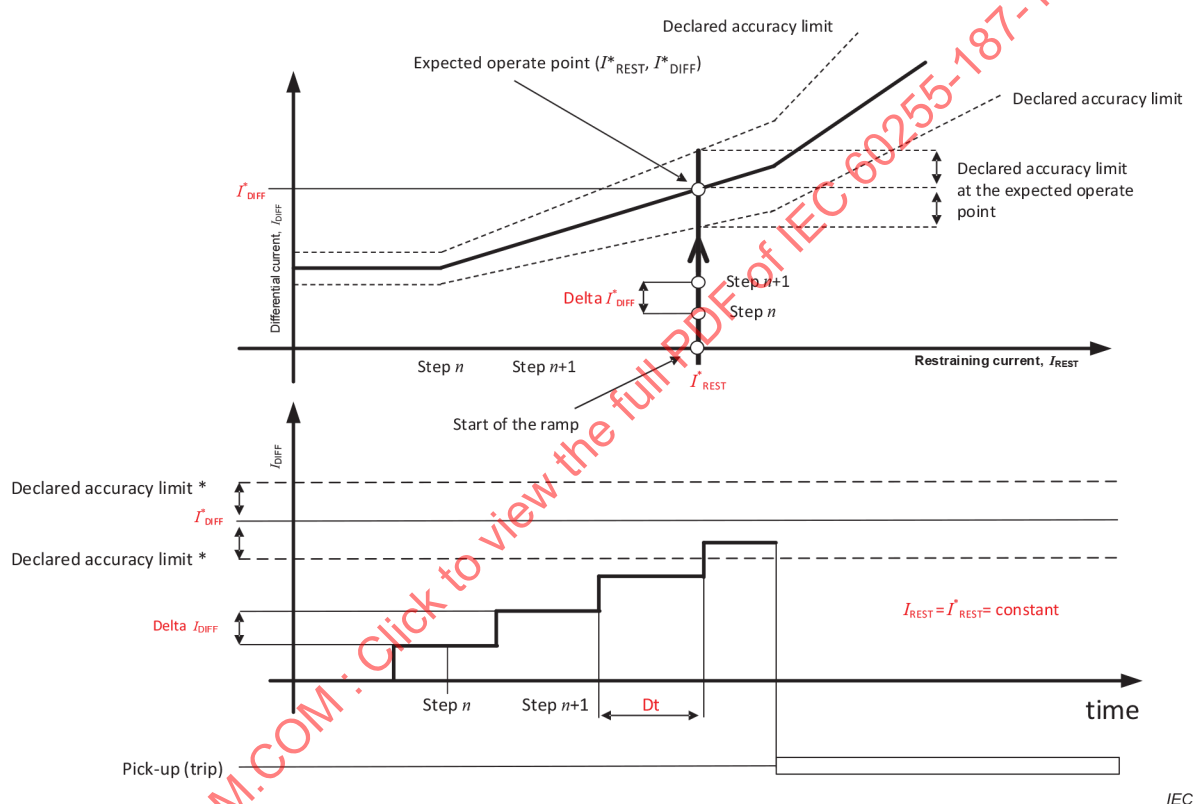


Figure G.2 – Pseudo-continuous ramp in the restraining current – Differential current plane in the time domain

Each time, before injecting the currents for the faulty state, the pre-fault currents are injected for a time of at least 200 ms.

After the injection of the pre-fault currents, the fault currents are injected, according to the calculated values of differential and restraining currents for that step. The fault current injection is kept constant for a period of time longer than five times the typical operate time of the protection function (if the typical operate time is 20 ms, each step will be at least 100 ms long). The ramp stops when the relay operates (or when the pick-up signal is activated). All the injected phase currents shall have values within the effective range of the protection relay.

A graphical example of a ramp of shots is shown in Figure G.3, where the expected operate point is indicated with coordinates $(I_{REST}^*; I_{DIFF}^*)$. The ramp of shots with constant restraining current shown in Figure G.3 has a restraining value equal to I_{REST}^* .

The ramp of shots can be performed with different algorithms in order to decrease the test time. As an example, a binary search algorithm is shown in Figure G.4.

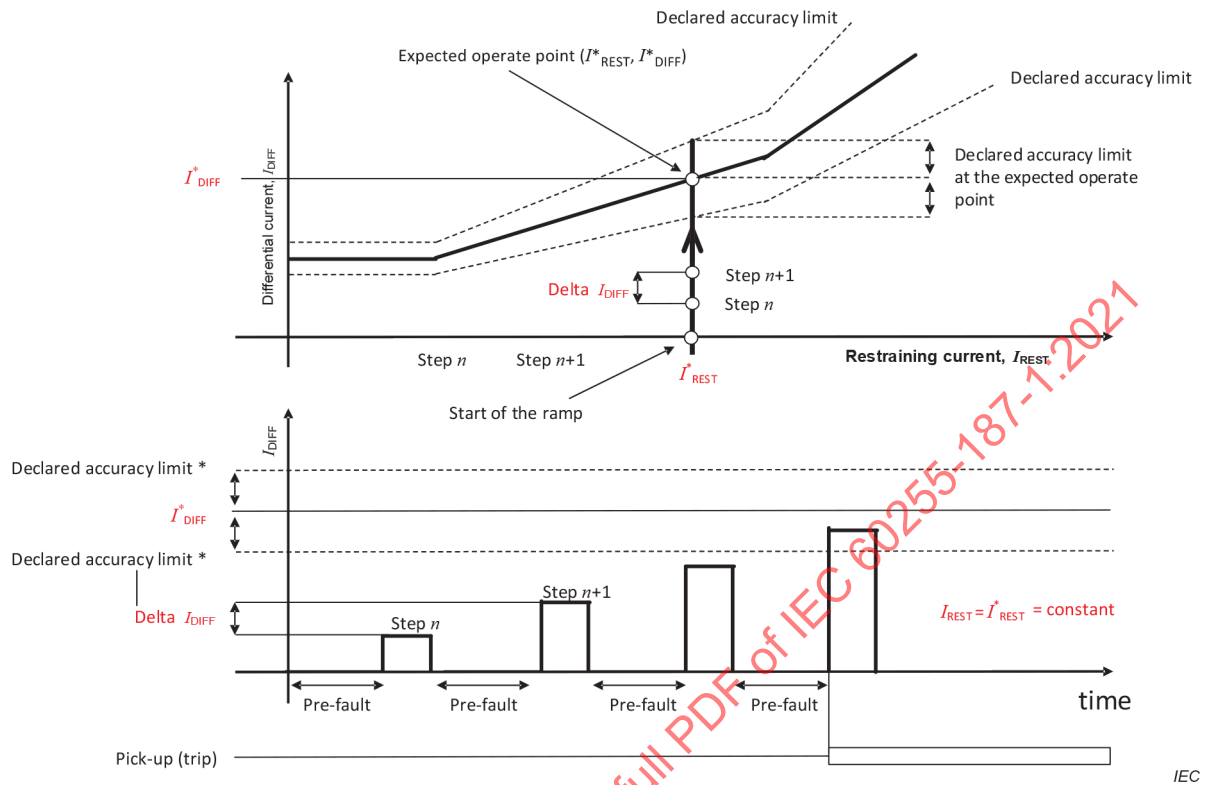


Figure G.3 – Ramp of shots showing differential step change and the time step

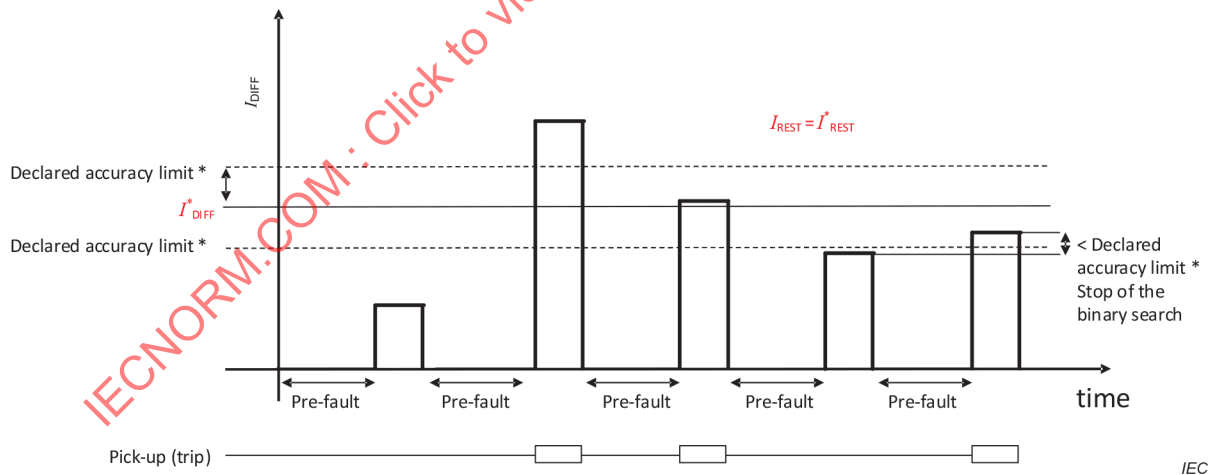


Figure G.4 – Ramp of shots with binary search algorithm

Annex H

(informative)

Example of COMTRADE file for an evolving fault test case

Annex H provides a sample COMTRADE (IEC 60255-24) file for the case of an evolving fault type L1E to L1L2. The simulation of this test case is carried out using a power system transient simulator. The COMTRADE file can provide a means of validating the simulations carried out for various dynamic test cases in Clause 6. The sampling frequency for the simulation was chosen as 4 kHz with a nominal frequency of 50 Hz. The voltage and current signals are provided in COMTRADE file format. Users of this document can use this representative test case to validate their simulation of the power system model for the dynamic tests.

The names of the files attached to this document are:

COMTRADE configuration file:

IEC 60255-187-1_External_Internal_YY0_50 Hz_4 kHz.CFG

COMTRADE data file:

IEC 60255-187-1_External_Internal_YY0_50 Hz_4 kHz.DAT

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

Annex I (normative)

Definition of fault inception angle

The fault inception angle is the angle, on a fundamental frequency sine wave, between the inception of the fault and the nearest preceding zero crossing with a positive derivative as shown in Figure I.1 or negative derivative.

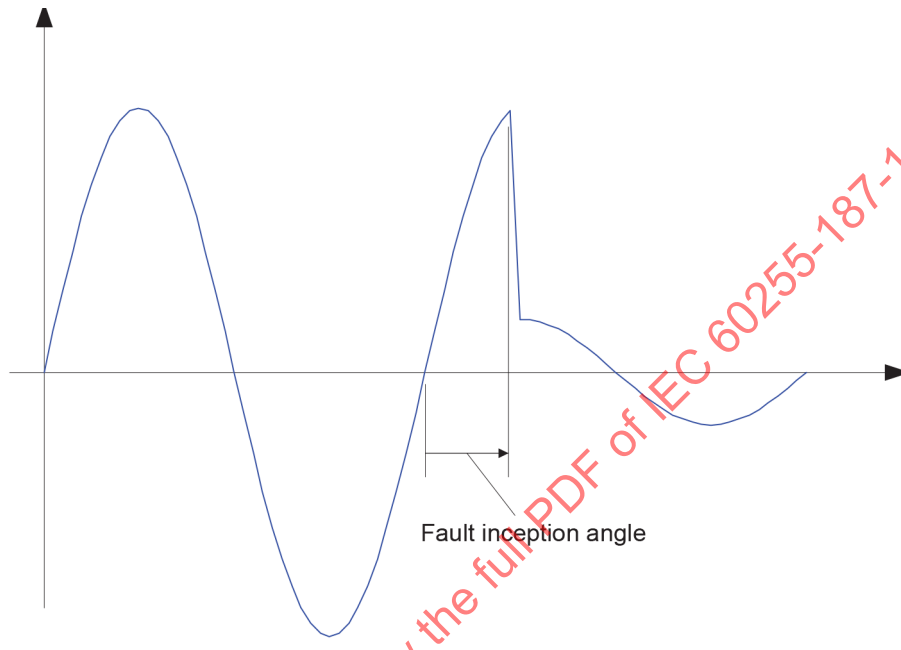


Figure I.1 – Graphical definition of fault inception angle

Furthermore, the definition of fault inception angle applies to a voltage at the location in the electrical circuit where the fault is applied (this has a bearing on the tests based on a two-source equivalent network, where the voltage may differ across the network due to load). The exact voltage is determined by the type of fault that is applied. Table I.1 specifies which voltage the fault inception angle should relate to, depending on the applied fault type.

Table I.1 – Fault type and reference voltage

Fault type	Reference voltage
L1E	UL1
L2E	UL2
L3E	UL3
L1L2E	UL1-UL2
L2L3E	UL2-UL3
L3L1E	UL3-UL1
L1L2	UL1-UL2
L2L3	UL2-UL3
L3L1	UL3-UL1
L1L2L3	UL1

Bibliography

IEC 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary (IEV)* (available at <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-447, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 447: Measuring relays and protection equipment* (available at <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-448, *International Electrotechnical vocabulary (IEV) – Part 448: Power system protection* (available at <http://www.electropedia.org>)

IEC 60255-13:1980, *Electrical relays – Part 13: Biased (percentage) differential relays*

IEC 60255-24:2013, *Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems*

IEC 61850 (all parts), *Communication networks and systems for power utility automation*

IEC 61850-7-4: 2010, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure-compatible logical node classes and data object classes*

IEC 61850-9-2, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3*

IEEE Std C37.2-2008, *IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*

Stanley H. Horowitz and Arun G. Phadke, "Power System Relaying", (book), Research Studies Press Ltd, John Wiley and Sons Inc., 1992. Section 8.4, p. 196-201

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	217
1 Domaine d'application	219
2 Références normatives	220
3 Termes et définitions	220
4 Spécification de la fonction	224
4.1 Généralités	224
4.2 Grandeurs d'entrée	225
4.2.1 Généralités	225
4.2.2 Connexions	225
4.3 Signaux d'entrée binaires	226
4.4 Logique fonctionnelle	228
4.4.1 Généralités	228
4.4.2 Protection différentielle à polarisation de phase	228
4.4.3 Protection contre la terre restreinte polarisée	230
4.4.4 Compensation des grandeurs d'entrée	231
4.4.5 Méthodes de retenue ou de blocage supplémentaires	232
4.5 Signaux de sortie binaires	233
4.5.1 Généralités	233
4.5.2 Signaux de démarrage	233
4.5.3 Signaux de fonctionnement (déclenchement)	233
4.5.4 Autres signaux de sortie	233
4.6 Fonctions et conditions d'influence supplémentaires	234
4.6.1 Généralités	234
4.6.2 Fonctionnement pendant la saturation du TC	234
4.6.3 Enclenchement sur défaut	234
4.6.4 Défaut de grandeur d'entrée (supervision du TC)	234
4.6.5 Fonctionnement à fréquence non nominale	234
4.6.6 Courants induits géomagnétiquement (GIC)	235
5 Spécifications des performances	235
5.1 Généralités	235
5.2 Domaines de précision et de fonctionnement	235
5.3 Essais de précision en régime établi dans le domaine de précision	236
5.3.1 Généralités	236
5.3.2 Essai relatif au courant de tenue thermique déclaré	236
5.3.3 Précision de base de la caractéristique	236
5.3.4 Précision de la compensation du rapport d'amplitude	237
5.3.5 Validité de la compensation de phase (vecteur)	237
5.3.6 Validité de la compensation homopolaire	237
5.3.7 Précision de base de la retenue des harmoniques	238
5.3.8 Précision de base des réglages de la temporisation	238
5.3.9 Temps de dégagement	238
5.4 Performance dynamique dans le domaine de fonctionnement	238
5.4.1 Généralités	238
5.4.2 Temps de fonctionnement typique	239
5.4.3 Stabilité du relais pour les défauts externes	239
5.4.4 Comportement du relais en cas de défaut interne précédé d'un défaut externe	239

5.5	Stabilité dans des conditions de courant d'appel magnétisant	239
5.6	Stabilité dans des conditions de surexcitation	240
5.7	Présence d'harmoniques dans le courant de charge	240
5.8	Performances pendant la saturation des transformateurs de courant	240
5.9	Comportement d'une protection différentielle avec interface numérique pour les grandeurs d'entrée	240
6	Essais fonctionnels	241
6.1	Généralités	241
6.2	Essai relatif au courant de tenue thermique déclaré	241
6.3	Essais de précision en régime établi dans le domaine de précision	242
6.3.1	Généralités	242
6.3.2	Précision de base de la caractéristique	243
6.3.3	Précision de la compensation du rapport d'amplitude	251
6.3.4	Validité de la compensation de phase (vecteur)	252
6.3.5	Validité de la compensation homopolaire	254
6.3.6	Essai de précision de base de retenue des harmoniques en état stable à la fréquence nominale	257
6.3.7	Précision liée au réglage de la temporisation	259
6.3.8	Détermination et rapport du temps de dégagement	261
6.4	Essais de performance dynamique	262
6.4.1	Généralités	262
6.4.2	Temps de fonctionnement du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation (fonctionnement avec caractéristique de retenue)	264
6.4.3	Temps de fonctionnement du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation (fonctionnement sans caractéristique de retenue)	277
6.4.4	Temps de fonctionnement du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique (fonctionnement avec caractéristique de retenue)	282
6.4.5	Temps de fonctionnement du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique (fonctionnement sans caractéristique de retenue)	295
6.4.6	Rapport des temps de fonctionnement typiques	298
6.4.7	Stabilité pour les défauts externes	304
6.5	Comportement du relais en cas de défaut interne précédé d'un défaut externe	321
6.5.1	Généralités	321
6.5.2	Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur	321
6.5.3	Considérations spécifiques à l'application: terre restreinte polarisée	324
6.5.4	Considérations spécifiques à l'application: différentielle générateur	328
6.5.5	Rapport	331
6.6	Stabilité pendant les conditions de courant d'appel	332
6.6.1	Généralités	332
6.6.2	Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur	332
6.7	Stabilité dans des conditions de surexcitation	337
6.7.1	Généralités	337
6.7.2	Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur	337
6.8	Performance avec les harmoniques dans le courant de charge	342
6.8.1	Généralités	342
6.8.2	Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur	342
6.8.3	Considérations spécifiques à l'application: différentielle générateur ou moteur	346
6.8.4	Considérations spécifiques à l'application: terre restreinte polarisée	349

6.8.5	Rapport	352
7	Exigences en matière de documentation.....	352
7.1	Rapport d'essai de type	352
7.2	Autre documentation utilisateur.....	352
Annexe A (informative) Exemples de schémas de compensation de phase (vecteur) et de compensation homopolaire		354
A.1	Généralités	354
A.2	Conversion Y→d	355
A.2.1	Conversion du courant.....	355
A.2.2	Défaut triphasé du côté Y (en étoile).....	356
A.2.3	Défaut entre phases du côté Y (en étoile).....	357
A.2.4	Défaut monophasé du côté Y (en étoile)	357
A.2.5	Défaut triphasé du côté delta	358
A.2.6	Défaut entre phases du côté delta	359
A.2.7	Défaut monophasé du côté delta	359
A.2.8	Rapport entre les courants de démarrage sous différents types de défauts	362
A.3	Conversion d→Y	362
A.3.1	Conversion du courant.....	362
A.3.2	Défaut triphasé du côté Y (en étoile).....	363
A.3.3	Défaut entre phases du côté Y (en étoile).....	363
A.3.4	Défaut monophasé du côté Y (en étoile).....	363
A.3.5	Défaut triphasé du côté delta	364
A.3.6	Défaut entre phases du côté delta	364
A.3.7	Défaut monophasé du côté delta	365
A.3.8	Rapport entre les courants de démarrage sous différents types de défauts	365
Annexe B (normative) Calcul de la moyenne, de la médiane et du mode.....		367
B.1	Moyenne	367
B.2	Médiane.....	367
B.3	Mode	367
B.4	Exemple	367
Annexe C (normative) Exigences relatives aux TC		368
C.1	Généralités	368
C.2	Protection différentielle du transformateur.....	373
C.2.1	Généralités	373
C.2.2	Défaut 1	373
C.2.3	Défaut 2	374
C.2.4	Défaut 3	374
C.3	Protection contre la terre restreinte du transformateur	375
C.3.1	Généralités	375
C.3.2	Défaut 1	375
C.3.3	Défaut 2	376
C.3.4	Défaut 3	376
C.4	Protection différentielle du générateur	377
C.4.1	Généralités	377
C.4.2	Défaut 2	377
C.4.3	Critères et conditions supplémentaires	378
C.5	Protection différentielle du moteur	378

C.5.1	Généralités	378
C.5.2	Défaut 1	378
C.5.3	Critères et conditions supplémentaires	378
C.5.4	Démarrage du moteur, étude de sécurité	379
C.5.5	Critères et conditions supplémentaires	379
C.6	Rapport.....	379
Annexe D (informative) Saturation des TC et influence sur les performances des relais différentiels		380
Annexe E (informative) Recommandations relatives au dimensionnement des TC pour la protection différentielle des transformateurs.....		386
E.1	Généralités	386
E.2	Exemple 1.....	387
E.2.1	Généralités	387
E.2.2	Vérification du TC1 – Défaut interne	388
E.2.3	Vérification du TC1 – Défaut externe	389
E.2.4	Vérification du TC2.....	389
E.3	Exemple 2.....	390
E.3.1	Généralités	390
E.3.2	Dimensionnement du TC1.....	391
E.3.3	Dimensionnement du TC2.....	392
Annexe F (informative) Exemples de procédures d'essai pour déterminer les exigences de dimensionnement des TC pour la protection différentielle		394
F.1	Généralités	394
F.2	Données d'essai	396
F.2.1	Généralités	396
F.2.2	Modèle de réseau pour les essais d'exigences de TC pour la protection différentielle du transformateur	396
F.2.3	Modèle de réseau pour les essais d'exigence de TC pour la protection contre la terre restreinte du transformateur.....	400
F.3	Données du TC et modèles de TC	402
F.4	Résumé des essais.....	410
Annexe G (normative) Méthodes de rampe pour soumettre à l'essai la précision de base de la caractéristique		412
G.1	Généralités	412
G.2	Condition de prédéfaut.....	412
G.3	Rampe pseudo-continue	412
G.4	Rampe d'injections unitaires	414
Annexe H (informative) Exemple de fichier COMTRADE pour un cas d'essai de défaut évolutif.....		416
Annexe I (normative) Définition de l'angle d'apparition du défaut		417
Bibliographie.....		418
Figure 1 – Diagramme explicatif du temps de démarrage, du temps de fonctionnement et du temps de dégagement.....		223
Figure 2 – Diagramme fonctionnel différentiel avec caractéristique de retenue simplifié.....		224
Figure 3 – Direction de référence du courant primaire.....		227
Figure 4 – Caractéristique typique d'un élément avec caractéristique de retenue (polarisé)		229
Figure 5 – Caractéristique typique d'un élément sans caractéristique de retenue.....		229

Figure 6 – Exemple de caractéristique combinée utilisant des éléments avec et sans caractéristique de retenue	230
Figure 7 – Erreur de base de la caractéristique de fonctionnement	237
Figure 8 – Exemple d'une caractéristique de fonctionnement dans le plan I_{DIFF}/I_{REST} avec une bande de tolérance	244
Figure 9 – Cas d'essai pour la précision de base de la caractéristique différentielle	246
Figure 10 – Exemple de caractéristique différentielle avec les lignes d'essai "a" à "h"	247
Figure 11 – Protection différentielle de machine	247
Figure 12 – Séquence d'essai pour la précision de base de la caractéristique	249
Figure 13 – Protection contre la terre restreinte de la machine	250
Figure 14 – Exemple de documentation des résultats d'essai pour la caractéristique de relais différentiel	251
Figure 15 – Essais de précision de la compensation du rapport d'amplitude	252
Figure 16 – Injection secondaire triphasée et biphasée pour l'enroulement 1 (exemple)	253
Figure 17 – Injections secondaires monophasées et triphasées pour l'enroulement 1 (exemple)	255
Figure 18 – Injection de courant homopolaire du côté Y du transformateur	256
Figure 19 – Injection de courant homopolaire du côté delta du transformateur	256
Figure 20 – Exemple de caractéristique de retenue des harmoniques à la fréquence assignée avec visualisation des lignes d'essai	259
Figure 21 – Séquence des événements pour l'essai du temps de dégagement	261
Figure 22 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de temps de fonctionnement	265
Figure 23 – Séquence d'essai pour le modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (transformateur)	268
Figure 24 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de temps de fonctionnement	269
Figure 25 – Séquence d'essai du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (REF)	273
Figure 26 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de temps de fonctionnement	274
Figure 27 – Séquence d'essai du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (générateur)	278
Figure 28 – Séquence d'essai du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement sans caractéristique de retenue (transformateur)	281
Figure 29 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique pour les essais de temps de fonctionnement	282
Figure 30 – Séquence d'essai du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue	286
Figure 31 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique pour les essais de temps de fonctionnement	287
Figure 32 – Séquence d'essai du réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (générateur)	290
Figure 33 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique pour les essais de temps de fonctionnement	291
Figure 34 – Séquence d'essai du réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (moteur)	294
Figure 35 – Séquence d'essai pour le réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement sans caractéristique de retenue	297

Figure 36 – Exemple de distribution du temps de fonctionnement d'une application	301
Figure 37 – Temps de fonctionnement en fonction des valeurs de la fréquence non nominale (le domaine de précision est le domaine spécifié de ± 10 % de la fréquence nominale).....	303
Figure 38 – Temps de fonctionnement en fonction des valeurs de fréquence non nominale (domaine de précision au-delà du domaine spécifié de ± 10 % de la fréquence nominale).....	304
Figure 39 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de stabilité.....	305
Figure 40 – Séquence d'injection de défaut pour la stabilité due à des défauts externes (transformateur).....	308
Figure 41 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de stabilité.....	309
Figure 42 – Séquence d'injection de défaut pour la stabilité due à des défauts externes (REF).....	312
Figure 43 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de stabilité.....	313
Figure 44 – Séquence d'injection de défaut pour la stabilité due à des défauts externes (générateur).....	316
Figure 45 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de stabilité.....	317
Figure 46 – Séquence d'injection de défaut pour la stabilité due à des défauts externes (moteur).....	320
Figure 47 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour un défaut interne précédé d'un défaut externe.....	321
Figure 48 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour l'essai de défaut interne précédé d'un défaut externe.....	325
Figure 49 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour un essai de défaut interne précédé d'un défaut externe.....	328
Figure 50 – Forme d'onde du courant d'appel du transformateur de puissance	333
Figure 51 – Comparaison des formes d'onde	334
Figure 52 – Connexion du relais lorsque le courant est injecté par l'enroulement Y.....	335
Figure 53 – Connexion du relais lorsque le courant est injecté par l'enroulement en triangle	336
Figure 54 – Forme d'onde du courant de surexcitation du transformateur de puissance injecté par l'enroulement Y	338
Figure 55 – Forme d'onde du courant de surexcitation injecté par l'enroulement en triangle.....	338
Figure 56 – Comparaison des formes d'onde injectées par l'enroulement Y	339
Figure 57 – Comparaison des formes d'onde injectées par l'enroulement en triangle	340
Figure 58 – Forme d'onde du courant triphasé de surexcitation injecté par l'enroulement Y.....	341
Figure 59 – Forme d'onde du courant triphasé de surexcitation injecté par l'enroulement en triangle.....	342
Figure 60 – Essai avec harmoniques superposées au courant de charge – Protection du transformateur	342
Figure 61 – Forme d'onde du courant de charge triphasé du côté Y du transformateur avec harmoniques superposées.....	346
Figure 62 – Formes d'onde du courant de charge triphasé du côté delta du transformateur YNd1 avec harmoniques superposées.....	346

Figure 63 – Essai avec harmoniques superposées au courant de charge	347
Figure 64 – Essai avec harmoniques superposées au courant de charge – Protection de terre restreinte	349
Figure A.1 – Exemple de transformateur	354
Figure A.2 – Vecteurs de courant	355
Figure A.3 – Injection triphasée du côté Y (en étoile)	357
Figure A.4 – Injection entre phases du côté Y (en étoile)	357
Figure A.5 – Injection monophasée du côté Y (en étoile)	358
Figure A.6 – Injection triphasée du côté delta	358
Figure A.7 – Injection entre phases du côté delta	359
Figure A.8 – Défaut interne monophasé du côté delta avec un transformateur de mise à la terre du neutre dans le système	360
Figure A.9 – Injection monophasée du côté delta	360
Figure A.10 – Défaut externe monophasé du côté delta avec un transformateur de mise à la terre du neutre dans la zone protégée	361
Figure C.1 – Positions de défaut à prendre en considération pour spécifier les exigences du TC	372
Figure C.2 – Positions de défaut à prendre en considération pour la protection différentielle du transformateur	373
Figure C.3 – Positions de défaut à prendre en considération pour la protection contre la terre restreinte	375
Figure C.4 – Position du défaut externe à prendre en considération pour la protection différentielle du générateur	377
Figure C.5 – Position du défaut interne à prendre en considération pour la protection différentielle du moteur	378
Figure D.1 – Positions de défaut à prendre en considération pour spécifier les exigences du TC	382
Figure D.2 – Position supplémentaire du défaut à prendre en considération en cas de sommation des courants	382
Figure E.1 – Exemple 1 de relais différentiel de transformateur	387
Figure E.2 – Exemple 2 de relais différentiel de transformateur	390
Figure F.1 – Modèles de réseau et positions de défaut pour la protection différentielle du transformateur	397
Figure F.2 – Modèles de réseau et positions de défaut pour la protection contre la terre restreinte du transformateur	400
Figure F.3 – Caractéristique d'excitation pour le TC de base à haute rémanence	404
Figure F.4 – Courbe de magnétisation pour le TC de base de type à haute rémanence	406
Figure F.5 – Courant secondaire à la limite de la saturation causée par la composante alternative sans flux rémanent dans le TC	407
Figure F.6 – Courant secondaire en cas de composante continue maximale	407
Figure F.7 – Caractéristiques d'excitation des TC de base de type sans rémanence et à haute rémanence	409
Figure F.8 – Courbe de magnétisation pour les TC de base de type sans rémanence	410
Figure G.1 – Courants secondaires injectés pour la simulation d'une charge traversante de 30 %	413
Figure G.2 – Rampe pseudo-continue dans le courant de retenue – Plan de courant différentiel dans le domaine temporel	414

Figure G.3 – Rampe d'injections unitaires représentant le changement de palier différentiel et le palier temporel.....	415
Figure G.4 – Rampe d'injections unitaires avec algorithme de recherche binaire	415
Figure I.1 – Définition graphique de l'angle d'apparition du défaut	417
Tableau 1 – Exemple de domaines de précision et de fonctionnement de la protection différentielle.....	235
Tableau 2 – Fréquences pour les essais de précision en régime établi lorsque le domaine de précision de la fréquence est égal à ± 5 % de la fréquence nominale.....	242
Tableau 3 – Fréquences pour les essais de précision en régime établi lorsque le domaine de précision de la fréquence est supérieur à ± 5 % de la fréquence nominale.....	243
Tableau 4 – Exemples de fréquences pour les essais de précision en régime établi lorsque le domaine de précision de la fréquence est inférieur à ± 5 % de la fréquence nominale.....	243
Tableau 5 – Points d'essai pour la précision de base de la caractéristique différentielle	245
Tableau 6 – Lignes d'essai sur la caractéristique différentielle (Figure 10).....	246
Tableau 7 – Précision de base de la caractéristique	250
Tableau 8 – Exemple de rapports de démarrage résultant de la compensation de phase (vecteur).....	254
Tableau 9 – Exemple de rapports de démarrage résultant de la compensation homopolaire.....	257
Tableau 10 – Points d'essai pour la retenue des harmoniques à la fréquence assignée	258
Tableau 11 – Exemple de rapport sur les résultats de l'essai de précision de base de la retenue des harmoniques.....	259
Tableau 12 – Résultats des essais de temporisation.....	260
Tableau 13 – Temporisation rapportée.....	260
Tableau 14 – Résultats du temps de dégagement pour tous les essais.....	262
Tableau 15 – Fréquences pour les essais de performance dynamique lorsque le domaine de fonctionnement de la fréquence est égal à ± 10 % de la fréquence nominale.....	262
Tableau 16 – Fréquences pour les essais de performance dynamique lorsque le domaine de fonctionnement de la fréquence est supérieur à ± 10 % de la fréquence nominale.....	263
Tableau 17 – Exemples de fréquences pour les essais de performance dynamique lorsque le domaine de fonctionnement de la fréquence est inférieur à ± 10 % de la fréquence nominale	263
Tableau 18 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	265
Tableau 19 – Impédances de source du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de $50 \text{ Hz} \pm 10 \%$)	266
Tableau 20 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	270
Tableau 21 – Impédances de source pour le modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de $50 \text{ Hz} \pm 10 \%$)	271
Tableau 22 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	274
Tableau 23 – Impédances de source pour le modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de $50 \text{ Hz} \pm 10 \%$)	275

Tableau 24 – Impédances de source du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement sans caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 60 Hz $\pm$ 10 %)	279
Tableau 25 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique	283
Tableau 26 – Impédances de source du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)	283
Tableau 27 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique	287
Tableau 28 – Impédances de source du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)	288
Tableau 29 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique	291
Tableau 30 – Impédances de source du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)	292
Tableau 31 – Impédances de source du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement sans caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 60 Hz $\pm$ 10 %)	295
Tableau 32 – Statistiques de défaut pour le temps de fonctionnement typique de la protection du transformateur (fréquence nominale uniquement)	298
Tableau 33 – Statistiques de défaut pour le temps de fonctionnement typique de la protection contre la terre restreinte polarisée (fréquence nominale uniquement)	299
Tableau 34 – Statistiques de défaut pour le temps de fonctionnement typique de la protection du générateur (fréquence nominale uniquement)	299
Tableau 35 – Statistiques de défaut pour le temps de fonctionnement typique de la protection du moteur (fréquence nominale uniquement)	299
Tableau 36 – Classes de temps de fonctionnement	300
Tableau 37 – Classes de temps de fonctionnement correspondantes	300
Tableau 38 – Nombre de temps de fonctionnement et pourcentage	301
Tableau 39 – Exemple de temps de fonctionnement typique à la fréquence nominale (mode, médiane, moyenne)	302
Tableau 40 – Exemples de temps de fonctionnement (50 Hz nominal, configuration des TC 500 A/1 A et 1 000 A/1 A, protection des transformateurs de puissance)	303
Tableau 41 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	305
Tableau 42 – Impédances de source pour les essais de stabilité du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)	306
Tableau 43 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	309
Tableau 44 – Impédances de source pour les essais de stabilité du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)	310
Tableau 45 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	313
Tableau 46 – Impédances de source pour les essais de stabilité du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)	314
Tableau 47 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	317
Tableau 48 – Impédances de source pour les essais de stabilité du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)	318
Tableau 49 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	322

Tableau 50 – Impédances de source, résistances de défaut et conditions de prédéfaut pour un défaut interne précédé d'un défaut externe (par exemple pour une fréquence de réseau électrique de 50 Hz)	322
Tableau 51 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	325
Tableau 52 – Impédances de source, résistances de défaut et conditions de prédéfaut pour un défaut interne précédé d'essais de défaut externe (par exemple pour une fréquence de réseau électrique de 50 Hz).....	326
Tableau 53 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	329
Tableau 54 – Impédances de source, résistances de défaut et conditions de prédéfaut pour les essais de défaut interne précédé d'un défaut externe (par exemple pour une fréquence de réseau électrique de 50 Hz).....	329
Tableau 55 – Temps de fonctionnement d'un défaut interne précédé d'un défaut externe et d'un défaut interne lorsque le relais a toujours fonctionné	332
Tableau 56 – Temps de fonctionnement d'un défaut interne précédé d'un défaut externe et d'un défaut interne lorsque le relais n'a pas toujours fonctionné	332
Tableau 57 – Coefficients des formes d'onde du courant d'appel	333
Tableau 58 – Données de la plaque signalétique des transformateurs d'essai	334
Tableau 59 – Valeurs du paramètre k	334
Tableau 60 – Coefficient des formes d'onde du courant de surexcitation.....	339
Tableau 61 – Données d'essai du transformateur.....	340
Tableau 62 – Données du transformateur pour l'essai des harmoniques superposées au courant de charge	343
Tableau 63 – Composante fondamentale du courant de charge en pu.....	343
Tableau 64 – Contenu harmonique pour l'essai des harmoniques superposées au courant de charge.....	343
Tableau 65 – Angles de phase des harmoniques pour l'essai des harmoniques superposées au courant de charge	343
Tableau 66 – Données du générateur ou du moteur pour l'essai des harmoniques superposées au courant de charge	347
Tableau 67 – Angles de phase des harmoniques pour l'essai des harmoniques superposées au courant de charge	348
Tableau 68 – Données du transformateur pour l'essai des harmoniques superposées au courant de charge	350
Tableau 69 – Angles de phase des harmoniques pour l'essai des harmoniques superposées au courant de charge	350
Tableau A.1 – Données relatives aux transformateurs	354
Tableau A.2 – Courants de démarrage sous différents types de défauts	362
Tableau A.3 – Courants de démarrage sous différents types de défauts	366
Tableau C.1 – Niveaux de flux rémanent ou résiduel à prendre en considération pour les défauts externes.....	370
Tableau C.2 – Niveaux de flux rémanent ou résiduel à prendre en considération pour les défauts externes lorsque la différence de taille entre les TC est limitée.....	371
Tableau E.1 – Courants de défaut.....	388
Tableau E.2 – Courants de défaut.....	391
Tableau F.1 – Spécification des cas d'essai pour la protection différentielle du transformateur – Défauts internes et externes avec un TC saturé	398
Tableau F.2 – Spécification des cas d'essai pour la protection différentielle du transformateur – Défauts externes avec deux TC saturés	399

Tableau F.3 – Exemples de constantes de temps avec les rapports R/X correspondants	399
Tableau F.4 – Spécification des cas d'essai pour la protection contre la terre restreinte du transformateur – Défauts internes et externes avec un TC saturé	401
Tableau F.5 – Spécification des cas d'essai pour la protection contre la terre restreinte du transformateur – Défauts externes avec deux TC saturés	401
Tableau F.6 – Données caractéristiques d'excitation pour le TC de base à haute rémanence	403
Tableau F.7 – Données de la courbe de magnétisation pour le TC de base de type à haute rémanence	406
Tableau F.8 – Données caractéristiques d'excitation pour le TC de base de type sans rémanence	409
Tableau F.9 – Données de la courbe de magnétisation pour le TC de type sans rémanence	410
Tableau G.1 – Courants de retenue et courants différentiels pour différentes définitions du courant de retenue	413
Tableau I.1 – Type de défaut et tension de référence	417

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

RELAIS DE MESURE ET DISPOSITIFS DE PROTECTION –

**Partie 187-1: Exigences fonctionnelles pour la protection différentielle –
Protection différentielle avec et sans caractéristique de retenue des
moteurs, générateurs et transformateurs**

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. À cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

L'IEC 60255-187-1 a été établie par le comité d'études 95 de l'IEC: Relais de mesure et dispositifs de protection. Il s'agit d'une Norme internationale.

Le présent document, ainsi que l'IEC 60255-187-2 et l'IEC 60255-187-3, annule et remplace l'IEC 60255-13. Le présent document constitue une révision technique.

Le présent document inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'IEC 60255-13:

- a) L'IEC 60255-13 a été considérablement révisée pour suivre la structure commune des normes fonctionnelles pour les relais de protection (série IEC 60255-1xx). L'IEC 60255-187-1 a été développée pour traiter la protection différentielle avec et sans caractéristique de retenue des moteurs, générateurs et transformateurs. Les révisions comprennent une description détaillée des fonctions, y compris les spécifications de performance, les essais et les exigences en matière de documentation.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
95/465/FDIS	95/471/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à son approbation.

La version française de cette norme n'a pas été soumise au vote.

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

Le présent document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les Directives ISO/IEC, Partie 1 et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponible sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/standardsdev/publications.

La présente Norme internationale contient des fichiers joints au format de fichier COMTRADE. Fichier de configuration: IEC 60255-187-1_External_Internal_YY0_50 Hz_4 kHz.CFG et fichier de données: IEC 60255-187-1_External_Internal_YY0_50 Hz_4 kHz.DAT. Ces fichiers sont destinés à être utilisés comme complément et ne font pas partie intégrante du document.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 60255, publiées sous le titre général *Relais de mesure et dispositifs de protection*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu du présent document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture du présent document indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer le présent document en utilisant une imprimante couleur.

RELAIS DE MESURE ET DISPOSITIFS DE PROTECTION –

Partie 187-1: Exigences fonctionnelles pour la protection différentielle – Protection différentielle avec et sans caractéristique de retenue des moteurs, générateurs et transformateurs

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 60255 spécifie les exigences minimales relatives à l'évaluation fonctionnelle et à l'évaluation de la performance de la protection différentielle (longitudinale) conçue pour la détection des défauts dans les moteurs à courant alternatif, les générateurs et les transformateurs. Le présent document définit également comment documenter et publier les résultats des essais de performance.

Le présent document couvre la fonction de protection différentielle dont la caractéristique de fonctionnement peut être définie sur un plan différentiel-polarisé. Il comprend la spécification de la fonction de protection, les caractéristiques de mesure, la compensation des grandeurs d'entrée, les méthodes de retenue ou de blocage supplémentaires (pour la surexcitation et les courants d'appel magnétisants), les caractéristiques de démarrage et de temporisation. Le présent document couvre également les fonctions de protection différentielle sans caractéristique de retenue traditionnellement combinées avec un élément différentiel (polarisé) avec caractéristique de retenue pour former un seul relais différentiel.

Le présent document définit les facteurs d'influence qui affectent la précision en état stable et les caractéristiques de performance dans des conditions dynamiques. Les méthodologies d'essai permettant de vérifier les caractéristiques de performance et la précision sont également incluses dans le présent document.

Le présent document comprend également les exigences relatives aux transformateurs de courant pour les fonctions de protection.

Les fonctions de protection différentielle couvertes par le présent document sont les suivantes:

	Numéros de fonction de l'IEEE/ANSI C37.2	Nœuds logiques de l'IEC 61850-7-4
Différentielle transformateur	87T	PDIF
Différentielle moteur	87M	PDIF
Différentielle générateur	87G	PDIF
Terre restreinte (différentielle de terre)	87N	PDIF
Retenue ou blocage en cas de courant d'appel		PHAR
Retenue de la surexcitation ou blocage de la surexcitation		PHAR

Le présent document ne spécifie pas la description fonctionnelle des fonctions supplémentaires souvent associées aux relais différentiels polarisés, telles que la supervision du transformateur de courant (TC) (STC), l'enclenchement sur défaut (SOTF - *switch onto fault*) et la détection des courants induits géomagnétiquement (GIC - *geo-magnetically induced current*).

Le présent document ne couvre pas les relais différentiels conçus pour la protection des jeux de barres (y compris la protection différentielle à haute impédance et la protection différentielle à basse impédance) ou la protection de ligne. De plus, le présent document ne couvre pas explicitement la protection différentielle longitudinale incomplète des générateurs, la protection différentielle transversale des générateurs en phase auxiliaire, le système de protection auto-équilibré ou magnétiquement équilibré, la protection différentielle des transformateurs déphaseurs, la protection de terre restreinte directionnelle, les transformateurs ferroviaires, les transformateurs et réactances associés à des convertisseurs. Toutefois, les principes couverts par le présent document peuvent être étendus pour fournir des recommandations sur ces applications.

Les exigences générales relatives aux relais de mesure et aux dispositifs de protection sont définies dans l'IEC 60255-1.

2 Références normatives

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

IEC 60255-1, *Relais de mesure et dispositifs de protection – Partie 1: Exigences communes*

IEC 61850-8-1, *Réseaux et systèmes de communication pour l'automatisation des systèmes électriques – Partie 8-1: Mise en correspondance des services de communication spécifiques (SCSM) – Mises en correspondance pour MMS (ISO 9506-1 et ISO 9506-2) et pour l'ISO/IEC 8802-3*

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

IEC 61869-9, *Transformateurs de mesure – Partie 9: Interface numérique des transformateurs de mesure*

3 Termes et définitions

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

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

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

3.1

relais différentiel

relais de mesure destiné à répondre à la différence des phaseurs et/ou grandeurs instantanées entre les courants électriques d'entrée et de sortie spécifiés

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-01-40]

3.2

relais à polarisation

relais de mesure dont la caractéristique est modifiée au moyen d'une polarisation par rapport à une grandeur électrique

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-01-37]

3.3

relais à pourcentage

relais à polarisation dont la caractéristique est modifiée selon une relation de pourcentage d'une ou de plusieurs grandeurs d'alimentation d'entrée

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-01-38]

3.4

protection différentielle longitudinale

protection dont le fonctionnement et la sélectivité dépendent de la comparaison des courants en amplitude, ou en phase et en amplitude, entre les extrémités de la section protégée

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-14-16, modifié – Le second terme préférentiel en anglais "line differential protection (US)" a été supprimé.]

3.5

protection différentielle transversale

protection pour circuits en parallèle, dont le fonctionnement dépend du déséquilibre des courants entre ces circuits

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-14-17]

3.6

protection différentielle à haute impédance

protection différentielle de courant utilisant un relais différentiel de courant dont l'impédance est élevée en comparaison avec l'impédance du circuit secondaire d'un transformateur de courant à la saturation

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-14-22]

3.7

protection différentielle à basse impédance

protection différentielle de courant utilisant un relais différentiel de courant dont l'impédance est faible en comparaison avec l'impédance du circuit secondaire d'un transformateur de courant à la saturation

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-14-23]

3.8

grandeur caractéristique

grandeur électrique ou un de ses paramètres dont le nom caractérise un relais de mesure ou un équipement de protection et dont les valeurs font l'objet d'exigences relatives à la précision

Note 1 à l'article: Pour la protection différentielle avec caractéristique de retenue, les grandeurs caractéristiques sont le courant différentiel et le courant de retenue. Pour la protection différentielle sans caractéristique de retenue, la grandeur caractéristique est le courant différentiel.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-07-01, modifiée – Les exemples ont été supprimés, et une Note à l'article a été ajoutée.]

3.9

courant différentiel

courant qui est la différence des phaseurs et/ou grandeurs instantanées entre les courants électriques d'entrée et de sortie spécifiés

Note 1 à l'article: Le courant différentiel est la grandeur caractéristique de la protection différentielle.

3.10

courant de retenue

courant de polarisation

combinaison de courants d'entrée et de sortie, qui limite le fonctionnement du relais

3.11

courant traversant

partie du courant entrant total qui se retrouve dans le courant sortant

3.12

courant de démarrage

courant de mise en route

valeur du courant différentiel à laquelle démarre une fonction différentielle

3.13

pourcentage de retenue

valeur limite maximale du rapport entre le courant différentiel et le courant de retenue pour laquelle le relais ne fonctionne pas. Cette valeur est exprimée en pourcentage

Note 1 à l'article: La définition de pourcentage de retenue ne tient pas compte de l'erreur, qui peut ne pas être négligeable, due au courant de fonctionnement non nul nécessaire même en l'absence de courant de retenue. Cela peut être pris en compte lorsque c'est nécessaire.

3.14

fonctionnement avec caractéristique de retenue

fonctionnement provenant du dépassement par le courant différentiel d'un seuil variable formé par d'autres grandeurs d'entrée et/ou par des signaux dérivés de grandeurs d'entrée, par exemple le courant traversant

3.15

fonctionnement sans caractéristique de retenue

fonctionnement provenant du dépassement d'un seuil constant par le courant différentiel

3.16

domaine de fonctionnement

intervalle à l'intérieur duquel, dans des conditions spécifiées, un relais de mesure ou un équipement de protection est capable d'assurer sa ou ses fonctions prévues, conformément aux exigences spécifiées

Note 1 à l'article: Lorsque des exigences concernant la précision doivent être respectées, voir "domaine de précision" (3.17).

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-03-16]

3.17

domaine de précision

intervalle d'une grandeur d'alimentation d'entrée d'un relais ou de sa grandeur caractéristique, à l'intérieur de laquelle les exigences relatives à la précision sont remplies

Note 1 à l'article: Le domaine de précision est une partie du domaine de fonctionnement.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-07-08]

3.18

temps de démarrage

temps de reprise

durée entre l'instant de la modification spécifiée de la ou des valeurs des grandeurs d'alimentation d'entrée qui vont entraîner le démarrage (reprise) du relais de mesure ou de l'équipement de protection à l'état initial ou à l'état de repos et l'instant où le relais ou le dispositif démarre (reprend)

VOIR: Figure 1.

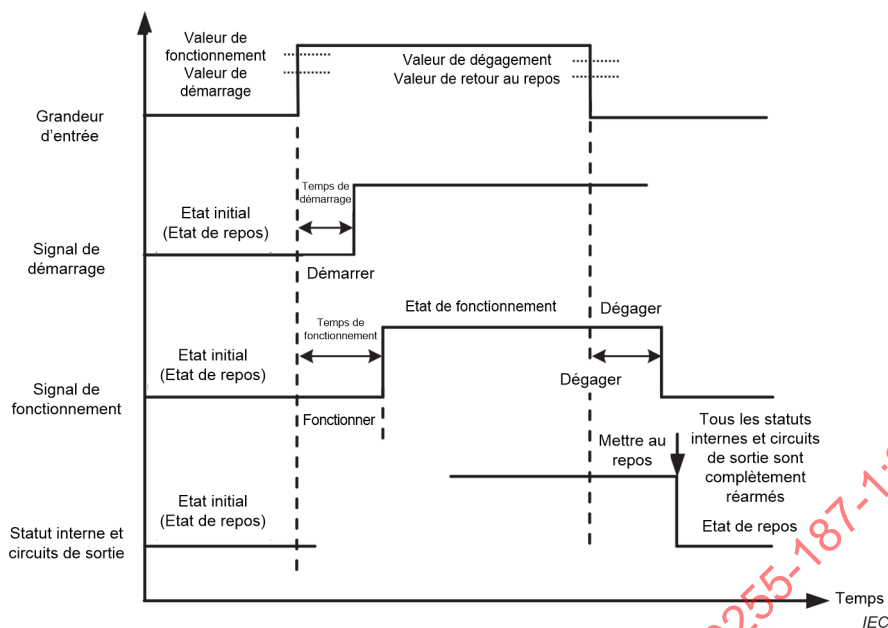


Figure 1 – Diagramme explicatif du temps de démarrage, du temps de fonctionnement et du temps de dégagement

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-05-11, modifiée – Les figures ont été supprimées et remplacées par la Figure 1, la Note à l'article a été supprimée.]

3.19

temps de fonctionnement

durée entre l'instant de la modification spécifiée de la ou des valeurs des grandeurs d'alimentation d'entrée qui vont entraîner le déclenchement du relais de mesure ou de l'équipement de protection en état initial et l'instant où le relais ou le dispositif fonctionne

VOIR: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-05-05, modifiée – La figure a été supprimée et la référence à la Figure 1 a été ajoutée.]

3.20

dégager

mettre fin à une fonction précédemment accomplie dans un circuit de sortie considéré

VOIR: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-02-17, modifiée – La figure a été supprimée et la référence à la Figure 1 a été ajoutée.]

3.21

temps de dégagement

durée entre l'instant de la modification spécifiée de la ou des valeurs des grandeurs d'alimentation d'entrée qui vont entraîner le dégagement du relais de mesure ou de l'équipement de protection à l'état de travail et l'instant où le relais ou le dispositif dégage

VOIR: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-05-10, modifiée – La figure a été supprimée et la référence à la Figure 1 a été ajoutée.]

3.22

mettre au repos

commuter à l'état de repos

VOIR: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-02-05, modifiée – La figure a été supprimée et la référence à la Figure 1 a été ajoutée.]

3.23

état de repos

état dans lequel tous les états internes (des parties mobiles et/ou des intégrateurs, etc.) et les circuits de sortie d'un relais de mesure ou d'un équipement de protection sont soit à l'état de repos complet, soit dans un état spécifié en fonction de l'état de travail

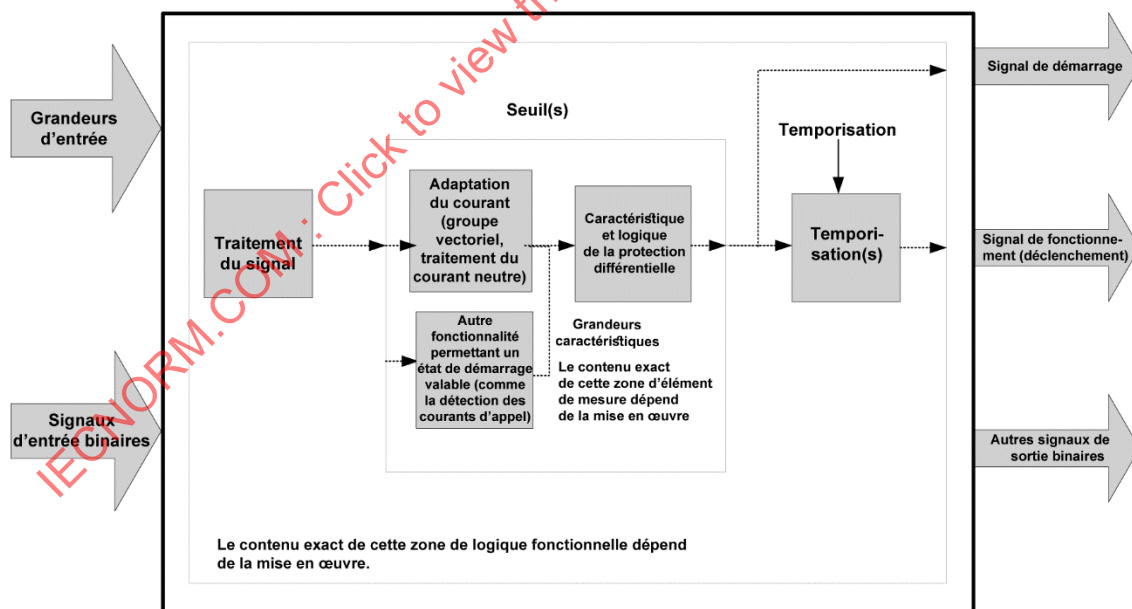
VOIR: Figure 1.

[SOURCE: IEC 60050-447:2020, 447-02-02, modifiée – La figure a été supprimée et la référence à la Figure 1 a été ajoutée.]

4 Spécification de la fonction

4.1 Généralités

La fonction conceptuelle de protection différentielle avec caractéristique de retenue avec ses grandeurs d'entrée, ses signaux d'entrée binaires, sa logique fonctionnelle, ses réglages et ses signaux de sortie binaires est représentée à Figure 2. Le fabricant doit fournir le diagramme fonctionnel de la mise en œuvre spécifique.



IEC

Figure 2 – Diagramme fonctionnel différentiel avec caractéristique de retenue simplifié

4.2 Grandeurs d'entrée

4.2.1 Généralités

Les grandeurs d'entrée sont des signaux de mesure, tels que les courants de phase et les courants neutres des différents enroulements ou côtés de l'ouvrage protégé. Leurs caractéristiques assignées et les exigences correspondantes sont spécifiées dans l'IEC 60255-1.

Les grandeurs d'entrée peuvent être présentées à l'algorithme de logique de protection fonctionnelle soit par câblage à partir de transformateurs de courant, soit sous forme de données numériques sur des accès de communication utilisant un protocole de communication de données approprié, comme l'IEC 61850-9-2.

Il n'est pas nécessaire que les grandeurs d'entrée utilisées par la fonction de protection différentielle avec caractéristique de retenue soient directement le courant du côté secondaire du transformateur de courant. Par conséquent, la documentation du relais de mesure doit indiquer le type de grandeurs d'entrée utilisées par la fonction différentielle avec caractéristique de retenue. Des exemples de grandeurs d'entrée incluent:

- le mesurage du courant triphasé (deux groupes ou plus);
- le courant inverse;
- le mesurage du courant neutre ou du courant résiduel;
- la tension (exemple d'utilisation: suivi de la fréquence).

Le type de mesurage de la grandeur d'entrée et sa méthode de calcul doivent être indiqués par le fabricant. Des exemples sont:

- la valeur efficace du signal;
- la valeur efficace de la composante fondamentale du signal;
- la valeur efficace d'une composante harmonique spécifique du signal;
- les valeurs de crête du signal;
- la valeur instantanée du signal.

4.2.2 Connexions

Le fabricant doit décrire la direction de référence prise pour hypothèse pour tous les courants primaires mesurés.

Il est recommandé d'utiliser la "notation des équations de nœuds" pour la direction de référence positive, comme cela est indiqué à la Figure 3. Avec cette notation, un courant primaire positif est un courant qui circule vers l'ouvrage protégé.

Le schéma de connexion des transformateurs de courant (en étoile ou en triangle), la mise à la terre des enroulements secondaires et/ou la polarité des signaux secondaires et tout réglage pertinent doivent être spécifiés par le fabricant. Les réglages incluant le signe des valeurs associées aux paramètres de connexion, le cas échéant, peuvent être inclus dans la compensation des grandeurs d'entrée discutée au 4.4.4.

Lorsque les grandeurs d'entrée sont des données numériques reçues par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs accès de communication utilisant un protocole de communication approprié (comme l'IEC 61869-9), tous les paramètres pertinents doivent être spécifiés par le fabricant.

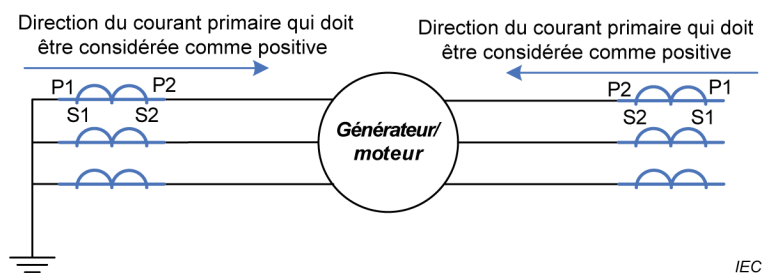
4.3 Signaux d'entrée binaires

Si des signaux d'entrée binaires (pilotés de l'extérieur ou de l'intérieur) sont utilisés, leur influence sur la fonction différentielle avec caractéristique de retenue doit être clairement décrite sur le diagramme logique fonctionnel dans la documentation du fabricant. Une description textuelle supplémentaire peut également être fournie si cela peut clarifier davantage la fonctionnalité des signaux d'entrée et leur utilisation prévue.

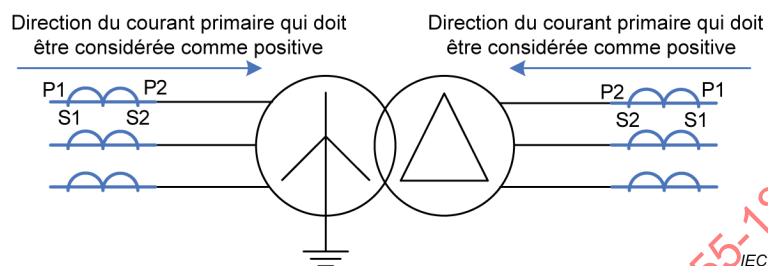
Les signaux d'entrée binaires de cette fonction peuvent provenir de différentes sources. Des exemples sont:

- traditionnellement câblés à des entrées physiques (généralement isolées optiquement);
- par l'intermédiaire d'un accès de communication à partir de dispositifs externes;
- par l'intermédiaire de connexions logiques internes à partir d'autres éléments fonctionnels du relais; et
- par l'intermédiaire de connexions logiques internes dans l'élément différentiel polarisé.

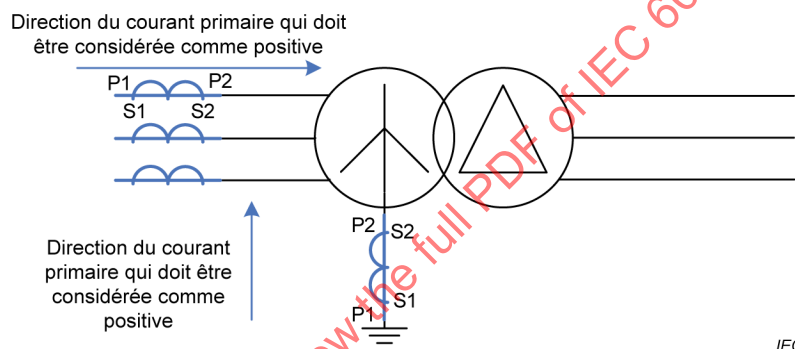
La méthode de réception du signal est en grande partie sans importance, sauf pour se conformer aux exigences de fonctionnement. Par exemple, il convient que le blocage en cas de courant d'appel empêche le déclenchement de la fonction différentielle avec caractéristique de retenue et, par conséquent, il convient que le temps nécessaire pour générer le signal de blocage et le délivrer à l'élément différentiel polarisé soit plus rapide que le temps de fonctionnement de la fonction de protection différentielle avec caractéristique de retenue. Les définitions, les caractéristiques assignées et les normes relatives aux signaux d'entrée binaires physiques sont spécifiées dans l'IEC 60255-1.



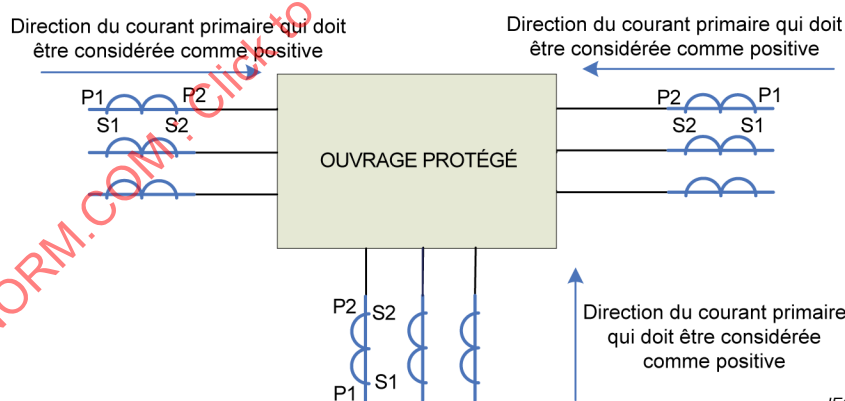
(a) Différentielle générateur ou moteur



(b) Différentielle transformateur



(c) Différentielle de terre restreinte



(d) Différentiel générique

Figure 3 – Direction de référence du courant primaire

4.4 Logique fonctionnelle

4.4.1 Généralités

Dans le cadre du présent document, une décomposition fonctionnelle partielle est étudiée dans l'intérêt d'une mise en œuvre traditionnelle et pour des facilités de compréhension. Ainsi, les caractéristiques traditionnellement associées aux diagrammes différentiels polarisés par transformateur, telles que la compensation du rapport d'amplitude et de la phase (vecteur), la limitation/le blocage du courant d'appel et de la surexcitation, sont prises en considération en 4.4.4. D'autres caractéristiques pouvant influencer le fonctionnement de l'élément différentiel polarisé sont examinées en 4.6.

4.4.2 Protection différentielle à polarisation de phase

La protection différentielle avec caractéristique de retenue est définie dans ses termes les plus simples comme un élément pour lequel le courant différentiel (de fonctionnement) exigé pour le fonctionnement est augmenté en fonction du courant traversant (de polarisation ou de retenue). Typiquement, le courant différentiel est défini comme la somme vectorielle de tous les courants mesurés à la limite de la zone protégée, tandis que le courant de retenue est la moitié de la somme scalaire des courants mesurés à la limite de la zone protégée. D'autres définitions sont tout aussi valables. Pour la protection différentielle avec caractéristique de retenue, les courants sont évalués pour chaque phase.

Pour les applications de transformateurs de puissance triphasés, la compensation vectorielle et homopolaire peut être effectuée en mélangeant les courants de deux ou plusieurs phases. Dans ce cas, il peut être considéré comme incorrect d'envisager une protection différentielle de phase mais plutôt trois systèmes relatifs aux trois phases. Cependant, la caractéristique de fonctionnement est toujours représentée par rapport au système triphasé et équilibré, c'est-à-dire le système direct.

Le fabricant doit déclarer d'où les courants (de polarisation) différentiels (de fonctionnement) et de retenue sont dérivés dans le cadre de la mise en œuvre de la fonction différentielle avec caractéristique de retenue.

L'augmentation du courant différentiel exigé pour le fonctionnement de l'élément par rapport au courant de retenue définit la caractéristique de fonctionnement de l'élément différentiel polarisé. Cette caractéristique de fonctionnement doit être déclarée par le fabricant au moyen d'une représentation graphique dans le plan polarisation-différentiel en utilisant des grandeurs en pourcentage ou par unité, et/ou au moyen de formules mathématiques. Un exemple de caractéristique typique d'un élément polarisé (élément avec caractéristique de retenue) est représenté à la Figure 4, dans laquelle un relais à pourcentage est démontré, K_1 et K_2 sont des pourcentages de retenue.

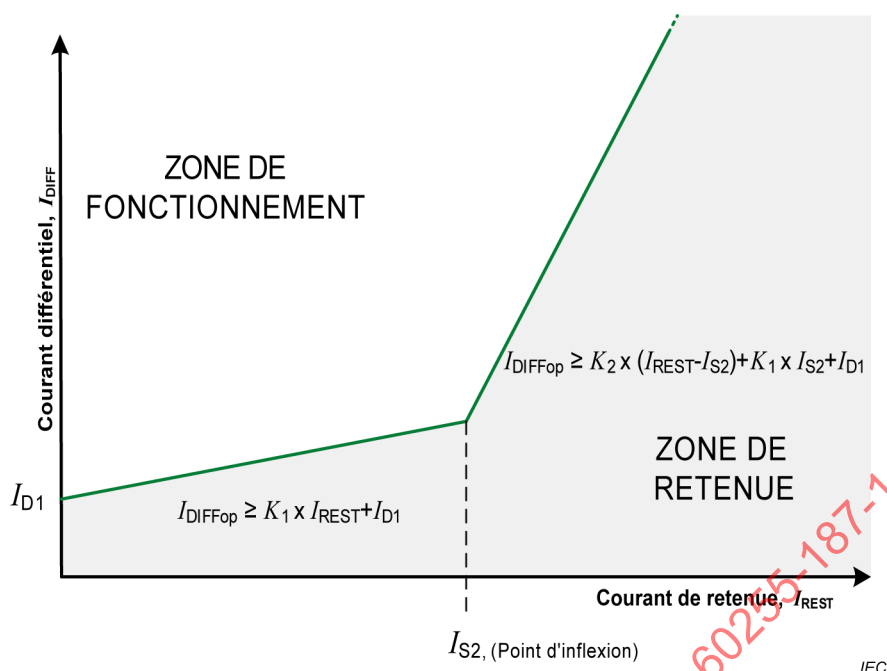


Figure 4 – Caractéristique typique d'un élément avec caractéristique de retenue (polarisé)

En plus de l'élément avec caractéristique de retenue, la mise en œuvre traditionnelle peut également inclure un ou plusieurs éléments sans caractéristique de retenue qui ne sont pas influencés par le courant de retenue (de polarisation) et fonctionnent lorsque le courant différentiel mesuré dépasse le seuil fixé. Un exemple d'élément sans caractéristique de retenue est représenté à la Figure 5.

Traditionnellement, les éléments avec et sans caractéristique de retenue fonctionnent indépendamment, formant une caractéristique qui observe les caractéristiques de fonctionnement des deux types d'éléments.

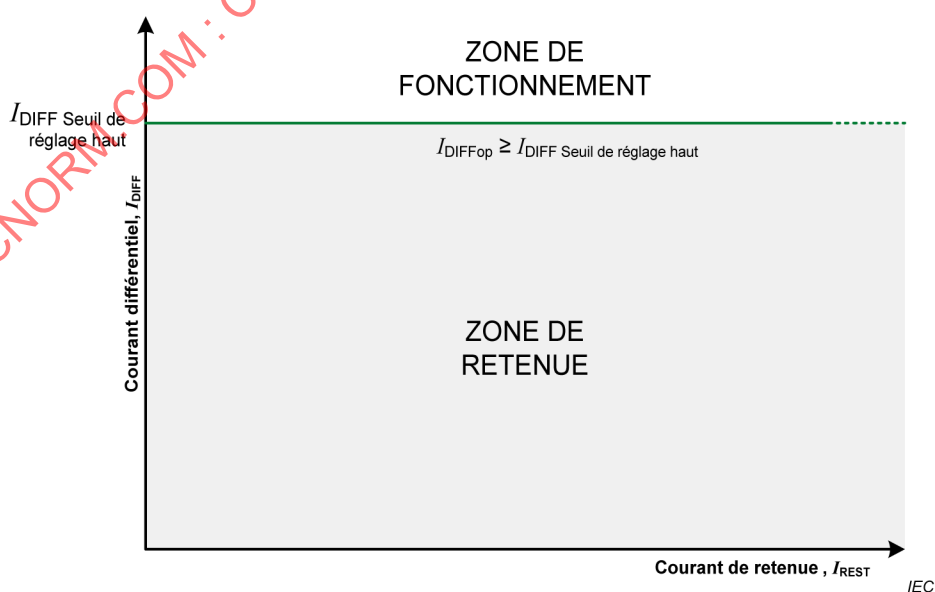


Figure 5 – Caractéristique typique d'un élément sans caractéristique de retenue

La Figure 6 représente un exemple possible dans lequel un élément sans caractéristique de retenue à réglage bas est utilisé pour empêcher le fonctionnement en dessous d'un seuil différentiel défini, I_{DIFF} Réglage bas.

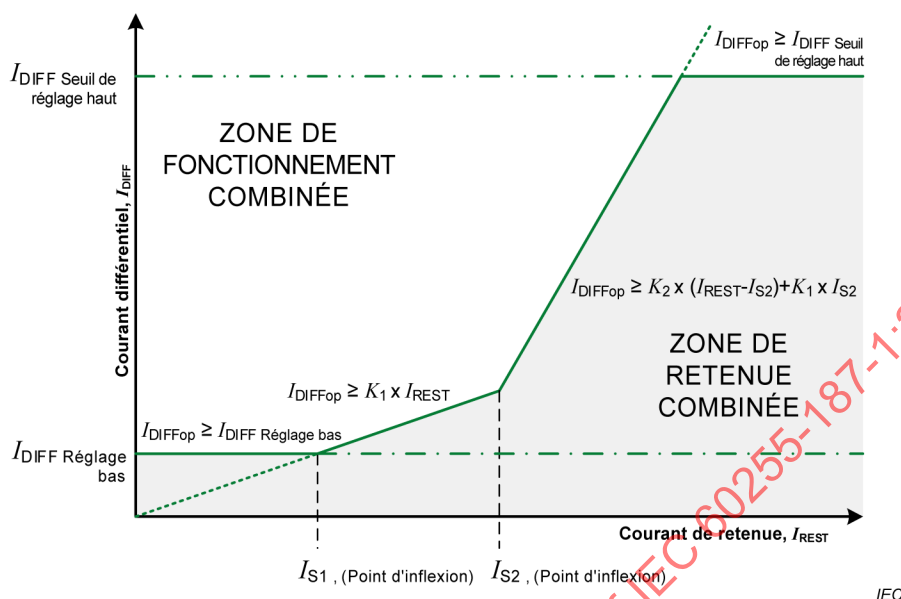


Figure 6 – Exemple de caractéristique combinée utilisant des éléments avec et sans caractéristique de retenue

Lorsque le courant de retenue dépasse un seuil I_{S1} , la quantité de courant différentiel exigée pour le fonctionnement, $I_{DIFF\text{fonc}}$, est contrôlée par l'élément avec caractéristique de retenue et suit cette caractéristique jusqu'à ce que le courant différentiel mesuré dépasse l'élément de réglage haut sans caractéristique de retenue, I_{DIFF} Réglage haut. À ce stade, toute augmentation supplémentaire du courant de retenue n'a aucun effet sur le fonctionnement du relais, et le fonctionnement est contrôlé par l'élément sans caractéristique de retenue. Il convient de prendre en considération que les éléments étant généralement indépendants, l'élément avec caractéristique de retenue peut toujours fonctionner, mais l'élément sans caractéristique de retenue est généralement plus rapide.

Le fabricant doit déclarer tous les paramètres de réglage associés à la caractéristique de fonctionnement et fournir des recommandations relatives à leur utilisation. Pour l'exemple représenté à la Figure 6, cela comprend les seuils de fonctionnement différentiels principaux, les points d'inflexion de la caractéristique et les seuils différentiels pour lesquels les effets de retenue sont ignorés, conformément à la caractéristique de fonctionnement fournie.

Dans certaines mises en œuvre, la caractéristique peut changer en fonction de certaines conditions telles que le démarrage d'un moteur. Le fabricant doit déclarer si la caractéristique est adaptée dans certaines conditions. Ces conditions doivent être décrites en détail. Les essais effectués pour vérifier cette fonction doivent être déclarés par le fabricant.

4.4.3 Protection contre la terre restreinte polarisée

La protection contre la terre restreinte polarisée est un cas particulier de protection différentielle avec caractéristique de retenue qui est conçue pour fournir une sensibilité accrue aux défauts à la terre. Elle est généralement appliquée aux enroulements de transformateurs câblés en étoile avec point milieu mis à la terre, mais elle peut être utilisée pour protéger tout ouvrage exigeant une protection rapide et sensible contre les défauts à la terre.

Dans une protection contre la terre restreinte polarisée, le courant différentiel (de fonctionnement) est typiquement la somme vectorielle du courant résiduel évalué à partir des TC de phase et du courant mesuré dans la connexion de terre du neutre. Le courant de retenue (de polarisation) est généralement égal à la moitié de la somme scalaire du courant de phase le plus élevé et du courant mesuré dans la connexion de terre. D'autres définitions sont également valables et il est à noter qu'il y a généralement plus de variabilité dans la méthode de calcul du courant de retenue que pour la protection différentielle de phase.

Le fabricant doit déclarer d'où les courants différentiels (de fonctionnement) et de retenue (de polarisation) sont dérivés dans le cadre de la mise en œuvre de la fonction de terre restreinte polarisée.

L'augmentation du courant différentiel exigé pour le fonctionnement de l'élément par rapport au courant de retenue définit la caractéristique de fonctionnement de l'élément de terre restreinte polarisée. Cette caractéristique de fonctionnement doit être déclarée par le fabricant au moyen d'une représentation graphique dans le plan polarisation-différentiel en utilisant des grandeurs en pourcentage ou par unité, et/ou au moyen de formules mathématiques. Des exemples de caractéristiques de polarisation typiques et la façon dont elles sont générées sont représentés à la Figure 4 et à la Figure 6.

Le fabricant doit déclarer tous les paramètres de réglage associés à la caractéristique de fonctionnement et fournir des recommandations relatives à leur utilisation. Pour l'exemple représenté à la Figure 6, cela comprend les seuils de fonctionnement différentiels principaux, les points d'inflexion de la caractéristique et les seuils différentiels pour lesquels les effets de retenue sont ignorés, conformément à la caractéristique de fonctionnement fournie.

4.4.4 Compensation des grandeurs d'entrée

4.4.4.1 Compensation du rapport d'amplitude

Les courants mesurés aux différentes bornes de l'ouvrage protégé peuvent avoir des amplitudes différentes, soit en raison d'une sélection différente du rapport du TC, soit, dans le cas des applications de transformateurs de puissance, en raison de niveaux de tension différents. Le fabricant doit déclarer comment les courants utilisés par l'élément différentiel polarisé peuvent être compensés. Les courants peuvent être compensés soit à l'intérieur du relais de protection, soit à l'extérieur, afin que les amplitudes de courant soient équilibrées. Tous les réglages exigés pour effectuer la compensation doivent être spécifiés avec des recommandations relatives à leur utilisation.

Pour les transformateurs de puissance avec changeurs de prises, la prise sélectionnée affecte le rapport du transformateur de puissance, provoquant ainsi un faux courant différentiel dans le relais. Ce problème est traditionnellement résolu en désensibilisant le relais et en calculant les réglages à un point médian. Toutefois, si le relais utilise une fonction permettant de compenser automatiquement la position réelle du changeur de prises, le fabricant doit déclarer son fonctionnement et fournir des conseils sur son utilisation.

4.4.4.2 Compensation de phase (vecteur)

Dans les applications de transformateurs de puissance, les courants mesurés aux différentes bornes de l'ouvrage protégé peuvent avoir des angles de phase différents en raison de la configuration des enroulements du transformateur de puissance. Le fabricant doit déclarer comment les courants utilisés par l'élément différentiel polarisé peuvent être compensés soit à l'intérieur du relais de protection, soit à l'extérieur, afin d'assurer que les courants utilisés par l'élément différentiel sont en phase dans des conditions normales, pour une utilisation avec toutes les configurations d'enroulement auxquelles le relais peut être appliqué. Tous les réglages exigés pour effectuer la compensation doivent être spécifiés avec des recommandations relatives à leur utilisation. Un exemple de méthode de compensation de phase (vecteur) est présenté à l'Annexe A.

En conséquence de la compensation de phase (vecteur), il est probable que l'élément différentiel polarisé ait des sensibilités différentes selon le type de défaut. Toutefois, si le relais utilise une fonction permettant d'obtenir une sensibilité constante pour différents types de défauts, le fabricant doit déclarer son fonctionnement, les paramètres de réglage exigés pour son utilisation et fournir des conseils sur son utilisation.

4.4.4.3 Compensation homopolaire

Dans les applications de transformateur de puissance, les courants homopolaires peuvent ne pas être transférés par toutes les bornes en raison de la configuration de l'enroulement du transformateur de puissance. Le fabricant doit déclarer comment les courants utilisés par l'élément différentiel polarisé peuvent être compensés soit à l'intérieur du relais de protection, soit à l'extérieur, afin d'éliminer de manière appropriée les courants homopolaires. Tous les réglages exigés pour effectuer la compensation doivent être spécifiés avec des recommandations relatives à leur utilisation. Un exemple de méthode de compensation homopolaire est présenté à l'Annexe A.

En conséquence de la compensation homopolaire, il est probable que l'élément différentiel polarisé ait des sensibilités différentes selon le type de défaut. Toutefois, si le relais utilise une fonction permettant d'obtenir une sensibilité constante pour différents types de défauts, le fabricant doit déclarer son fonctionnement, les paramètres de réglage exigés pour son utilisation et fournir des conseils sur son utilisation.

4.4.5 Méthodes de retenue ou de blocage supplémentaires

4.4.5.1 Généralités

La retenue ou le blocage du courant d'appel magnétisant et de la surexcitation sont étudiés en 4.4.5. Le fabricant doit détailler toute méthode de retenue ou de blocage supplémentaire utilisée.

4.4.5.2 Retenue ou blocage en cas de courant d'appel magnétisant

Lors de la mise sous tension d'un transformateur, le courant d'appel magnétisant apparaît comme un courant différentiel et est susceptible de provoquer un fonctionnement indésirable de l'élément différentiel polarisé. Après la mise sous tension du transformateur, le courant d'appel magnétisant peut être provoqué par toute modification brusque de la tension magnétisante, tel que l'apparition d'un défaut, la suppression d'un défaut, le changement de caractère d'un type de défaut (par exemple, le passage d'un défaut monophasé à la terre à un défaut biphasé à la terre), la reconfiguration du réseau, etc.

Le courant d'appel se manifeste sous la forme d'un courant différentiel, mais diffère sensiblement d'un courant de défaut interne. Cette différence peut être utilisée pour distinguer le courant de défaut interne du courant d'appel. Différentes méthodes sont appliquées comme contre-mesures pour détecter la forme d'onde, telles que la détection des deuxième et quatrième harmoniques, la reconnaissance de la forme d'onde, etc.

Le fabricant doit déclarer la méthode utilisée pour caractériser l'état du courant d'appel ainsi que tout réglage pertinent pour son utilisation, ainsi que des recommandations relatives à son utilisation. Il est préférable d'utiliser les données du fabricant du transformateur concernant les conditions du courant d'appel pour définir les réglages du relais.

Le fabricant doit déclarer comment la détection des courants d'appel empêche le fonctionnement indésirable de l'élément différentiel polarisé, par exemple en fournissant un effet de retenue supplémentaire ou en bloquant le fonctionnement de l'élément, et également si la détection des courants d'appel influence les trois éléments de phase de la protection (blocage croisé) ou seulement l'élément de phase où le courant d'appel est détecté.

4.4.5.3 Retenue ou blocage de la surexcitation

En cas de surexcitation (ou de surfluxage) d'un transformateur, des niveaux de courants d'excitation supérieurs à la normale sont mesurés par l'élément différentiel polarisé, ce qui peut provoquer un fonctionnement indésirable. Les méthodes typiques de caractérisation de la surexcitation comprennent la détection de niveaux élevés de courant de la 5^e harmonique, ou la valeur V/Hz.

Le fabricant doit déclarer la méthode utilisée pour caractériser l'état de surexcitation ainsi que tout réglage pertinent pour son utilisation, ainsi que des recommandations relatives à son utilisation. Il est préférable d'utiliser les données du fabricant du transformateur concernant les conditions de surexcitation pour définir les réglages du relais.

Le fabricant doit déclarer comment la détection de la surexcitation empêche le fonctionnement indésirable de l'élément différentiel polarisé, par exemple en fournissant un effet de retenue supplémentaire ou en bloquant le fonctionnement de l'élément, et également si la détection de la surexcitation influence les trois éléments de phase de la protection (blocage croisé) ou seulement l'élément de phase (ou du système) où la surexcitation est détectée.

4.5 Signaux de sortie binaires

4.5.1 Généralités

Les signaux de sortie binaires de cette fonction peuvent être disponibles dans un certain nombre de formes différentes. Des exemples sont:

- traditionnellement câblés à partir de contacts de sortie de relais physiques;
- par l'intermédiaire d'un accès de communication vers des dispositifs externes;
- par l'intermédiaire de connexions logiques internes vers d'autres éléments fonctionnels du relais;
- par l'intermédiaire de connexions logiques internes dans l'élément différentiel polarisé.

4.5.2 Signaux de démarrage

Le signal de démarrage est la sortie des éléments de mesure et de seuil, avec ou sans vérification supplémentaire des conditions de fonctionnement valides, mais sans temporisation intentionnelle. Dans le contexte de la protection différentielle avec caractéristique de retenue, le signal de démarrage se produit lorsque le courant différentiel mesuré est supérieur au courant différentiel exigé pour le fonctionnement sur la caractéristique de fonctionnement.

4.5.3 Signaux de fonctionnement (déclenchement)

Le signal de fonctionnement est la sortie des éléments de mesure et de seuil, après l'achèvement de tout algorithme de vérification supplémentaire pour confirmer la validité des conditions de fonctionnement. Dans le contexte de la protection différentielle avec caractéristique de retenue, ce signal peut se produire en même temps que le signal de démarrage (s'il est prévu). Lorsque des algorithmes de vérification supplémentaires sont utilisés ou qu'une caractéristique de temporisation intentionnelle est fournie, le fabricant doit décrire les caractéristiques et tout réglage correspondant.

Il est inhabituel d'envisager un déclenchement monophasé pour les transformateurs, les générateurs et les moteurs, mais des signaux de fonctionnement séparés par phase peuvent être fournis à des fins d'indication.

4.5.4 Autres signaux de sortie

Si d'autres signaux de sortie binaires sont disponibles, leur mode de fonctionnement doit être clairement indiqué sur le diagramme logique fonctionnel. Une description textuelle supplémentaire peut également être fournie si cela peut clarifier davantage la fonctionnalité du signal de sortie et son utilisation prévue.

4.6 Fonctions et conditions d'influence supplémentaires

4.6.1 Généralités

Les conditions du 4.6 peuvent affecter le comportement de la fonction de protection différentielle. Ces conditions peuvent être détectées par des éléments fonctionnels supplémentaires qui interagissent ensuite avec le relais de protection différentielle par le biais d'entrées externes ou de signaux provenant d'éléments fonctionnels internes de manière prédéfinie, par exemple en bloquant le relais différentiel lorsque la supervision du TC indique une défaillance du TC. Le fabricant doit décrire le comportement de la fonction de protection différentielle dans les conditions suivantes.

4.6.2 Fonctionnement pendant la saturation du TC

Pendant les défauts internes et externes, les TC utilisés pour fournir les grandeurs d'entrée peuvent être saturés en raison de courants de défaut importants, de niveaux extrêmes de rémanence, de composantes de fréquence subnominales, d'harmoniques, d'un défaut interne précédé d'un défaut externe, etc. Au fur et à mesure que les transformateurs de courant se saturent, la sortie mesurée par le relais a une forme d'onde différente des signaux de courant primaire et peut conduire à un fonctionnement indésirable pour les défauts externes, à un fonctionnement retardé ou à une absence de fonctionnement pour les défauts internes. En outre, les caractéristiques utilisées pour empêcher un fonctionnement indésirable dans d'autres conditions, par exemple la détection des courants d'appel, peuvent bloquer par inadvertance le déclenchement de l'élément différentiel.

Le fabricant doit déclarer toutes les caractéristiques ou techniques supplémentaires utilisées pour assurer un déclenchement rapide et fiable en cas de défaillance interne et la stabilité en cas de défaillance externe, y compris tous les paramètres pertinents pour leur utilisation, ainsi que des recommandations relatives à leur utilisation.

4.6.3 Enclenchement sur défaut

La condition d'enclenchement sur défaut est définie comme la fermeture d'un disjoncteur (ou d'un autre dispositif de réenclenchement) sur un défaut à l'intérieur de la zone protégée. Lors de telles conditions, un déclenchement rapide et instantané est souhaité pour réduire le plus possible les dommages des équipements. Cependant, en raison des conditions d'alimentation, il est probable que des fonctions de blocage intégrées puissent être activées, telles que le blocage en cas de courant d'appel, et entraînent un retard dans le fonctionnement du relais. Le fabricant doit déclarer toutes les caractéristiques ou techniques supplémentaires utilisées pour assurer un déclenchement rapide, y compris tous les paramètres pertinents pour leur utilisation, ainsi que des recommandations relatives à leur utilisation.

4.6.4 Défaut de grandeur d'entrée (supervision du TC)

La perte d'une ou plusieurs grandeurs d'entrée sans perte équivalente du ou des signaux de courant primaire respectifs est appelée défaillance de la grandeur d'entrée. Traditionnellement, cet événement entraîne le fonctionnement des relais de protection différentielle en raison de l'absence des grandeurs d'équilibrage nécessaires. Le fabricant doit déclarer le comportement de l'élément différentiel en cas de défaillance de la grandeur d'entrée et, si des techniques spéciales sont utilisées pour empêcher un faux fonctionnement, fournir des détails sur les réglages pertinents pour son utilisation, ainsi que des recommandations relatives à son utilisation.

4.6.5 Fonctionnement à fréquence non nominale

De nombreuses applications de protection différentielle doivent fonctionner sur un large domaine de fréquences et pas seulement à la fréquence nominale du système. Selon la mise en œuvre spécifique, cela peut affecter la précision des temps de fonctionnement, la capacité à détecter les composantes de fréquence harmonique ou, de manière générale, les mauvaises performances de l'élément.

Le fabricant doit déclarer le domaine de fréquences de fonctionnement de la protection différentielle, y compris les caractéristiques qui peuvent être utilisées pour améliorer les performances à une fréquence non nominale. Pour toute technique spéciale utilisée, le fabricant doit fournir des détails sur les réglages pertinents pour son utilisation, ainsi que des recommandations relatives à son utilisation.

4.6.6 Courants induits géomagnétiquement (GIC)

La présence d'harmoniques sur le courant de charge de fréquence fondamentale peut être causée par l'induction de courants électriques dans la croûte terrestre en raison d'une activité solaire accrue et de son interaction avec la magnétosphère terrestre. Les effets des GIC sont généralement observés à des latitudes élevées (Scandinavie, Canada, Russie, etc.) et les harmoniques sont causées par la saturation des transformateurs de puissance, mais aussi des transformateurs de courant alimentant le relais de protection. La protection différentielle peut être affectée par ces harmoniques et aussi par la présence de courants quasi continus, ce qui entraîne finalement un fonctionnement indésirable du relais. La simulation des GIC et de leur effet sur les transformateurs de puissance et les transformateurs de courant est un sujet complexe, aucun essai n'est proposé dans le présent document. Si le phénomène de GIC a été pris en considération dans la conception du relais de protection, le fabricant doit déclarer le comportement du relais pendant de tels événements.

5 Spécifications des performances

5.1 Généralités

Le présent document définit comment les performances liées aux exigences minimales doivent être évaluées et documentées par le fabricant. Le fabricant effectue généralement un ensemble d'essais beaucoup plus large et produit une grande quantité de données pour garantir les performances de son équipement de protection. Il incombe à l'utilisateur final, ou à son représentant, de déterminer si les performances de la fonction telles que déclarées par le fabricant sont adéquates pour son application.

5.2 Domaines de précision et de fonctionnement

Le Tableau 1 représente, à l'aide d'un exemple, comment les domaines de précision et de fonctionnement doivent être déclarés par le fabricant. Selon la technologie du relais, le domaine peut être différent de celui du Tableau 1. Les valeurs sont données à titre d'exemple pour indiquer le format des données. Les domaines de précision et de fonctionnement doivent être déclarés par le fabricant et les données doivent être publiées conformément au format donné par le Tableau 1.

Tableau 1 – Exemple de domaines de précision et de fonctionnement de la protection différentielle

Grandeur d'alimentation d'entrée	Domaine de précision	Domaine de fonctionnement
Courant	5 % à 1 000 % du courant assigné	0 % à 4 000 % du courant assigné
Tension	5 % à 150 % de la tension assignée	2 % à 200 % de la tension assignée
Écart de fréquence	-5 % à +5 % de la fréquence assignée	-10 % à +10 % de la fréquence assignée

Pour les applications dans lesquelles la fréquence assignée est constante, les domaines de précision et de fonctionnement doivent être déclarés comme des valeurs relatives (comme indiqué). Pour les applications dans lesquelles la fréquence assignée n'est pas constante, par exemple les générateurs et les variateurs de fréquence, les domaines doivent être déclarés en valeurs absolues (Hz). Des domaines de fréquences supplémentaires peuvent être déclarés si le suivi des fréquences est disponible.

Dans le domaine de précision du courant (conformément à l'IEC 60255-1), le relais différentiel doit fonctionner pour les conditions de défaut interne et rester stable pour les conditions de

défaut externe. Le fonctionnement doit être conforme aux performances annoncées par le fabricant.

Dans le domaine de fonctionnement mais en dehors du domaine de précision du courant (conformément à l'IEC 60255-1), le relais différentiel doit fonctionner pour les conditions de défaut interne et rester stable pour les conditions de défaut externe. Il n'est pas exigé que le fonctionnement soit conforme aux performances annoncées par le fabricant. Le fabricant doit déclarer le comportement du relais différentiel dans le domaine de fonctionnement.

5.3 Essais de précision en régime établi dans le domaine de précision

5.3.1 Généralités

L'état stable est défini comme un niveau non variable des grandeurs d'entrée du relais, comme une charge traversante constante. Souvent, l'état stable ne représente pas de manière réaliste les grandeurs électriques qui alimentent le relais de protection, car le transitoire continu n'est pas présent, mais elles sont très utiles pour évaluer la précision de base.

Les rampes pseudo-continues créées en modifiant lentement la grandeur d'entrée par de petites étapes discrètes, ou la simulation d'un certain nombre de conditions en état stable appliquées séquentiellement au dispositif peuvent également être considérées comme des essais en régime établi. Par exemple, l'application d'une condition de charge permanente suivie de l'application d'une condition de défaut en régime établi.

Les essais en régime établi doivent être effectués et déclarés à la fois à la fréquence nominale et dans les limites du domaine de précision, sauf indication contraire. Les détails des fréquences non nominales à utiliser dans les essais sont décrits dans les méthodologies d'essai. Toute caractéristique spéciale visant à améliorer les performances, par exemple le suivi de la fréquence, doit être déclarée par le fabricant, y compris les grandeurs d'entrée nécessaires au fonctionnement.

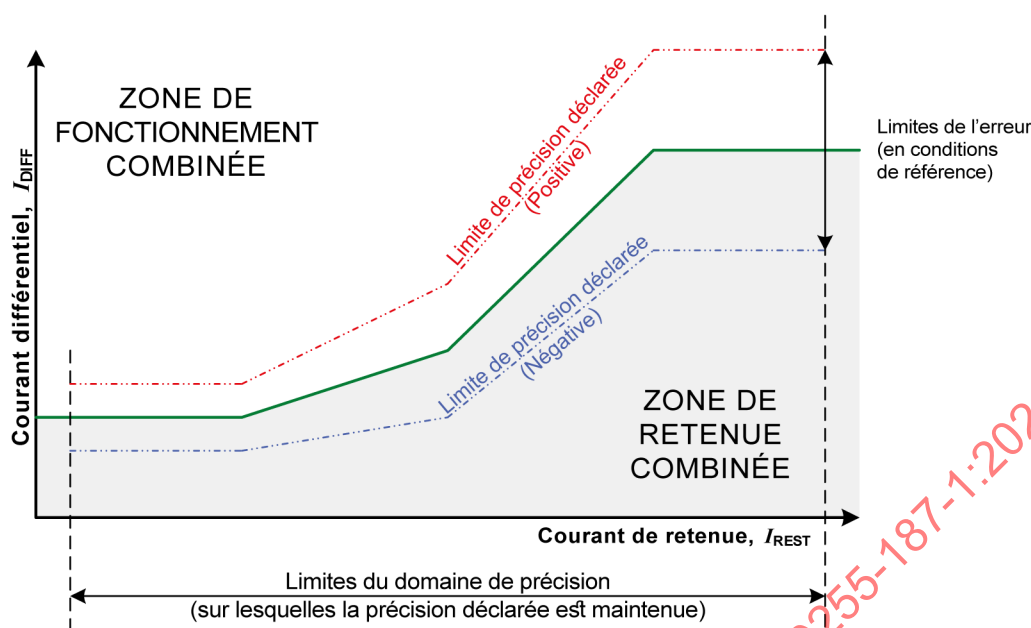
5.3.2 Essai relatif au courant de tenue thermique déclaré

Le fabricant doit déclarer le comportement du relais différentiel au courant de tenue thermique de courte durée d'une seconde (conformément à l'IEC 60255-1), selon les méthodologies d'essai décrites en 6.2.

5.3.3 Précision de base de la caractéristique

L'objectif du 5.3.3 est de fournir une mesure de la forme caractéristique et de sa précision de base en état stable. Les méthodes d'essai qui doivent être utilisées pour cette évaluation sont décrites en 6.3.2. Le fabricant doit déclarer la méthode spécifique utilisée.

Le fabricant doit déclarer la précision de base soit en représentant graphiquement la ligne maximale et la ligne minimale comme à la Figure 7 ou l'erreur en pourcentage sur le domaine de précision, dans des conditions de référence. Si cela est exigé, l'erreur en pourcentage peut être associée à une erreur absolue minimale, et la précision doit être définie par le maximum des deux valeurs (par exemple, $\pm 2\%$ de la valeur de démarrage du courant différentiel ou $\pm 0,001 \times I_r$, avec I_r égal au courant assigné du TC). Si les éléments avec et sans caractéristique de retenue ont des précisions de base différentes, le fabricant doit les déclarer séparément pour chaque élément.



IEC

Figure 7 – Erreur de base de la caractéristique de fonctionnement

5.3.4 Précision de la compensation du rapport d'amplitude

La validité de la compensation du rapport d'amplitude doit être évaluée selon la méthodologie décrite en 6.3.3. Ceci est exigé typiquement pour les éléments différentiels de transformateur mais peut être appliqué pour compenser les différents rapports de TC dans d'autres applications.

Le fabricant doit déclarer toute erreur supplémentaire résultant des effets de la compensation du rapport d'amplitude. Si cela n'est pas possible en raison de la fonctionnalité de l'élément ou du relais, la conformité à la méthode d'essai proposée doit être déclarée.

5.3.5 Validité de la compensation de phase (vecteur)

La validité de la compensation du groupe vectoriel du transformateur de puissance doit être évaluée selon les méthodes décrites en 6.3.4. Il n'est généralement pas exigé d'effectuer cet essai pour les éléments différentiels de générateur ou de moteur, ou pour les éléments de défaut de terre restreints.

Le fabricant doit déclarer le rapport entre le courant de démarrage biphasé (courant de démarrage, injection de courant entrant dans l'une des trois phases de l'enroulement sélectionné et sortant dans l'une des autres phases de l'enroulement sélectionné) et le courant de démarrage triphasé (courant de démarrage, injection triphasée directe dans les trois phases de l'enroulement sélectionné) pour chaque connexion d'enroulement. Se référer à l'Annexe A pour le calcul de ce rapport.

5.3.6 Validité de la compensation homopolaire

La validité de la compensation homopolaire du transformateur de puissance doit être évaluée selon les méthodes décrites en 6.3.5. Il n'est généralement pas exigé d'effectuer cet essai pour les éléments différentiels de générateur ou de moteur, ou pour les éléments de terre restreinte.

Le fabricant doit spécifier le rapport entre le courant de démarrage monophasé (courant de démarrage, injection de courant dans une seule des trois phases de l'enroulement sélectionné) et le courant de démarrage triphasé (courant de démarrage, injection triphasée directe dans les trois phases de l'enroulement sélectionné) pour chaque connexion d'enroulement (en étoile, en triangle ou en zigzag selon le cas) et pour chaque réglage de la compensation du courant homopolaire (activé ou désactivé). Se référer à l'Annexe A pour le calcul de ce rapport.

5.3.7 Précision de base de la retenue des harmoniques

Le fabricant doit déclarer la précision de base de la fonctionnalité de retenue des harmoniques de la protection différentielle. Les méthodes d'essai et la manière de déterminer la précision sont décrites en 6.3.6. Il est à noter que cet essai n'est effectué qu'à la ou les fréquences assignées de la fonction.

5.3.8 Précision de base des réglages de la temporisation

Ces essais visent à déterminer la précision des temporisations pour la protection différentielle temporisée (si disponible). Ils sont fondés sur la surveillance de la différence de temps entre les signaux de sortie de démarrage et de fonctionnement (déclenchement) du relais. L'erreur maximale admissible de la temporisation spécifiée doit être exprimée comme suit:

- un pourcentage de la valeur de réglage du temps; ou
- un pourcentage de la valeur de réglage du temps, ainsi qu'une erreur de temps maximale fixe (lorsque celle-ci peut dépasser la valeur du pourcentage), la valeur la plus élevée étant retenue (par exemple $\pm 5\%$ ou ± 20 ms, la valeur la plus élevée étant retenue); ou
- une erreur de temps maximale fixe (généralement utilisée lorsqu'il n'y a pas de réglage de la temporisation).

Des informations détaillées sur la façon dont ces essais doivent être effectués sont données en 6.3.7.

5.3.9 Temps de dégagement

Le fabricant doit déclarer le temps de dégagement maximal selon la procédure d'essai décrite en 6.3.8.

5.4 Performance dynamique dans le domaine de fonctionnement

5.4.1 Généralités

La performance dynamique représente la réponse de la fonction de protection à différentes conditions du système électrique (telles que les défauts électriques). Les essais visant à vérifier la réponse du relais de protection aux conditions dynamiques du réseau électrique exigent un simulateur de réseau électrique. Lorsque les entrées des relais sont alimentées par des grandeurs représentant les conditions établies pré-défaut, suivies par la condition de défaut (avec un régime transitoire en continu et un état stable final correctement représentés), l'essai est appelé "essai dynamique". La réponse de la fonction de protection aux essais ci-dessus est appelée "performance dynamique".

De même, il est nécessaire que le fabricant déclare les performances de la fonction de protection dans des conditions de défaut dynamiques (telles qu'un défaut interne précédé d'un défaut externe, la superposition des courants de charge aux courants de défaut pendant les défauts).

Les performances du relais sont rapportées pour les essais de performance dynamique suivants:

- temps de fonctionnement typique;
- stabilité pour les défauts externes;
- comportement en cas de défaut interne précédé d'un défaut externe.

Les essais de performance dynamique doivent être effectués et déclarés à la fois à la fréquence nominale et dans les limites du domaine de fonctionnement, sauf indication contraire.

Les détails des fréquences non nominales à utiliser dans les essais sont décrits dans les méthodologies d'essai.

5.4.2 Temps de fonctionnement typique

Le temps de fonctionnement (temps de déclenchement) d'une fonction de protection différentielle dépend d'un certain nombre de facteurs:

- niveau de courant de défaut;
- amplitude et constante de temps de la composante continue;
- type de défaut.

Le temps de fonctionnement typique doit être publié par le fabricant par suite d'essais de performance dynamique ne prenant pas en considération les effets de la performance du TC (saturation, rémanence, erreurs d'amplitude et d'angle, etc.). Deux modèles de réseau sont utilisés dans ces essais, l'un pour un réseau avec deux sources d'alimentation et l'autre pour un réseau radial avec une source d'alimentation unique. Le temps de fonctionnement doit être déclaré aux fréquences assignées du réseau électrique pour lesquelles le dispositif est conçu et conformément à l'IEC 60255-1 et pour chaque application de réseau. En outre, le temps de fonctionnement pour les fréquences non nominales dans le domaine de fonctionnement déclaré doit également être publié.

Le fabricant doit fournir le temps de fonctionnement médian qui est un indicateur statistique du temps de fonctionnement typique. De plus, une représentation graphique (histogramme) de l'ensemble des essais doit être fournie, avec indication des valeurs de la moyenne, du mode et de la médiane.

Des informations plus complètes sur la méthodologie d'essai sont fournies de 6.4.2 à 6.4.5 avec les exigences de rapport en 6.4.6. Des précisions sur la terminologie statistique sont fournies à l'Annexe B.

5.4.3 Stabilité du relais pour les défauts externes

Les algorithmes de compensation du groupe vectoriel, de compensation du rapport d'amplitude et d'élimination du courant homopolaire peuvent présenter des résultats inattendus dans des conditions transitoires, ce qui rend le relais instable pour les défauts externes. À partir du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation, la stabilité de la fonction de protection pour un certain nombre de cas de défauts externes doit être évaluée. Le paragraphe 6.4.7 fournit une description détaillée des essais à exécuter.

Le fabricant doit déclarer si des fonctionnements se produisent pendant l'essai.

5.4.4 Comportement du relais en cas de défaut interne précédé d'un défaut externe

Les défauts externes, s'ils ne sont pas éliminés à temps, peuvent causer des dommages thermiques et mécaniques à l'équipement qui peuvent à leur tour évoluer vers des défauts internes, le relais de protection doit donc fonctionner pour cette condition.

Le comportement du relais pour les défauts passant de la position externe à la position interne est évalué en matière de stabilité pour le premier défaut et de temps de fonctionnement pour le second défaut. Les méthodologies d'essai sont décrites en 6.5.

Le fabricant doit déclarer le temps de fonctionnement conformément au 6.5, qui fournit un détail comparatif du temps de fonctionnement avec et sans défaut externe initial. En outre, le fabricant doit déclarer si le relais n'a pas fonctionné pendant l'un des essais.

5.5 Stabilité dans des conditions de courant d'appel magnétisant

Dans des conditions de courant d'appel magnétisant pendant l'alimentation du transformateur, le relais différentiel peut mal fonctionner. Le fabricant doit vérifier la stabilité du relais pour les conditions de courant d'appel, conformément aux essais prévus au 6.6, qui utilisent l'injection de formes d'onde de courant de forme similaire à celle qui peut être attendue pendant la période d'appel.

Le fabricant doit déclarer si des fonctionnements se produisent pendant l'essai, ainsi que la méthode d'essai utilisée.

5.6 Stabilité dans des conditions de surexcitation

Dans des conditions de surexcitation d'un transformateur, le relais différentiel peut mal fonctionner. Le fabricant doit vérifier la stabilité du relais pour les conditions de surexcitation, conformément aux essais prévus au 6.7, qui utilisent l'injection de formes d'onde de courant de forme similaire à celle qui peut être attendue dans des conditions de surexcitation.

Le fabricant doit déclarer si des fonctionnements se produisent pendant l'essai, ainsi que la méthode d'essai utilisée.

5.7 Présence d'harmoniques dans le courant de charge

Des conditions de charge non linéaires ou la présence d'un réseau CCHT (HVDC) à proximité peuvent créer des harmoniques superposées à la composante de fréquence fondamentale du courant. La présence d'harmoniques dans le courant de charge en régime établi peut amener le relais de protection différentielle à émettre une commande de déclenchement indésirable.

Le fabricant doit vérifier la stabilité du relais lorsque des harmoniques superposées (représentant le courant fourni dans un pont redresseur à 6 impulsions) sont présentes dans le courant de charge, selon les essais décrits en 6.8.

5.8 Performances pendant la saturation des transformateurs de courant

La saturation des TC entraîne une distorsion du courant secondaire, et les performances de la protection différentielle peuvent se dégrader. Les erreurs de mesure dues à la saturation du transformateur de courant peuvent entraîner un fonctionnement incorrect, comme un fonctionnement non souhaité en cas de défauts externes ainsi qu'un défaut ou un retard de fonctionnement inacceptable en cas de défauts internes. Le degré de dégradation dépend du dimensionnement des TC. Le fabricant de relais doit déclarer les exigences en matière de TC conformément à l'Annexe C (normative).

Les annexes informatives suivantes sont incluses pour fournir des recommandations supplémentaires:

L'Annexe D (informative) fournit un contexte sur la saturation des TC et son influence sur les performances des relais différentiels.

L'Annexe E (informative) fournit des recommandations relatives au dimensionnement des TC pour la protection différentielle des transformateurs.

L'Annexe F (informative) fournit des exemples de procédures d'essai pour déterminer les exigences de dimensionnement des TC pour la protection différentielle.

5.9 Comportement d'une protection différentielle avec interface numérique pour les grandeurs d'entrée

Lorsque les grandeurs d'entrée sont des données numériques reçues par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs accès de communication utilisant un protocole de communication approprié tel que le profil IEC 61850-9-2 défini dans l'IEC 61869-9, des déclarations supplémentaires sont exigées.

Des exemples de ces déclarations comprennent:

- le comportement de la fonction de protection lorsque des valeurs échantillonnées (SV - *sampled value*) avec l'attribut qualité "invalid" ou "questionable" sont reçues de l'interface de processus de bus; et

- le comportement de la fonction de protection en cas de perte ou de modification de la synchronisation des valeurs échantillonnées (SV) reçues.

6 Essais fonctionnels

6.1 Généralités

L'Article 6 donne une description détaillée des essais à réaliser pour vérifier la précision du relais et les spécifications de performance décrites à l'Article 5. Ces essais ne sont pas destinés à la mise en service sur le terrain des relais de protection ou aux essais individuels de série, pour lesquels les instructions du fabricant doivent être utilisées comme référence. Plusieurs méthodologies d'essai et exigences de performance décrites dans le présent document sont également applicables pour la mise en service ou les essais individuels de série.

Ces essais sont, comme cela est expliqué à l'Article 5, une partie obligatoire des essais de type pour le relais de protection. La description détaillée des conditions d'essai et de la manière dont les résultats des essais doivent être publiés dans la documentation du fabricant est fournie à l'Article 6. Cela permet de comparer les exigences techniques de l'utilisateur avec les spécifications du relais de protection indiquées dans la documentation du fabricant. Dans certains cas, les paramètres par défaut sont utilisés pour l'essai dans le présent document. Le réglage par défaut est celui qui est appliqué au relais lorsqu'il est expédié de l'usine.

Les essais décrits dans le présent document sont conçus pour des applications pour lesquelles des transformateurs de courant conventionnels sont directement connectés au relais différentiel. L'application de signaux de faible niveau des grandeurs d'entrée qui contournent les TC sur le relais n'est pas acceptable. Pour les installations dans lesquelles des transformateurs de mesure de faible puissance et/ou des concentrateurs sont utilisés, il convient que ces essais soient adaptés par accord mutuel de toutes les parties impliquées pour leur utilisation dans les essais des relais de protection différentielle pour un projet spécifique.

Tous les essais décrits à l'Article 6 concernent les applications de générateur, de moteur, de transformateur et de terre restreinte. Il convient que seuls les essais applicables soient effectués pour l'équipement de protection à l'essai. Par exemple, pour soumettre à l'essai une fonction différentielle de générateur sans compensation vectorielle, il convient que seuls les essais détaillés pour les applications de générateur soient effectués.

6.2 Essai relatif au courant de tenue thermique déclaré

Pour chaque groupe d'entrées de courant (par exemple, un relais différentiel de phase de transformateur qui protège un transformateur à trois enroulements a trois groupes d'entrées de courant), les essais suivants doivent être effectués:

- pour chaque courant d'entrée nominal fourni (par exemple, 1 A, 5 A);
- pour chaque fréquence nominale fournie (par exemple, 50 Hz, 60 Hz).

La fonction différentielle est active avec les paramètres par défaut. Chacun des cas d'essai définis conduit en théorie à un fonctionnement de la fonction (car l'injection de courant dans les autres groupes d'entrée de courant est nulle et le courant différentiel résultant est très élevé). Le fabricant doit rapporter le fonctionnement (avec le temps de fonctionnement) ou le non-fonctionnement pour chacun des cas d'essai définis. Ce rapport doit être utilisé pour déclarer le comportement du relais différentiel au courant de tenue thermique de courte durée d'une seconde. Le fabricant doit déclarer le temps de refroidissement et de récupération.

Les essais suivants doivent être réalisés:

- pour L1L2, injection biphasée du courant de tenue thermique pendant 1 s (simulation d'un défaut biphasé);
- pour L3E, injection monophasée du courant de tenue thermique pendant 1 s (simulation d'un défaut monophasé).

Les exemples suivants représentent les courants qui doivent être injectés pour le courant de tenue thermique déclaré de 200 A pendant 1 s:

- injection biphasée pour le cas L1-L2 (amplitude/phase);
 I_{L1} 200, 0 A∠0,00°
 I_{L2} 200, 0 A∠-180,00°
 I_{L3} 0,0 A∠0,00°
- Injection monophasée pour le cas L3-E (amplitude/phase).
 I_{L1} 0,0 A∠0,00°
 I_{L2} 0,0 A∠0,00°
 I_{L3} 200,0 A∠00,00°

Après l'injection, le relais doit prouver que ses performances et sa précision sont toujours dans les limites définies. Cela peut être réalisé en commençant l'essai de type du dispositif par les séquences d'essai de courant de tenue thermique.

6.3 Essais de précision en régime établi dans le domaine de précision

6.3.1 Généralités

L'objectif des essais décrits en 6.3 est de définir la précision des caractéristiques de fonctionnement, le temps de fonctionnement et la stabilité des relais de protection différentielle lorsque le système électrique fonctionne dans le domaine de précision des fréquences des relais, comme cela est décrit à l'Article 5.

Afin de fournir des points d'essai fixes et comparables, les domaines de précision ont été choisis à ±5 % de la fréquence nominale pour les essais de précision conformément au Tableau 2.

Tableau 2 – Fréquences pour les essais de précision en régime établi lorsque le domaine de précision de la fréquence est égal à ±5 % de la fréquence nominale

Fréquence nominale de 50 Hz (Hz)	Fréquence nominale de 60 Hz (Hz)
47,50	57,00
48,75	58,50
50,00	60,00
51,25	61,50
52,50	63,00

Si le domaine de précision de la fonction de protection est supérieur à ±5 % du domaine, les essais doivent être effectués pour les fréquences indiquées dans le Tableau 3.

Tableau 3 – Fréquences pour les essais de précision en régime établi lorsque le domaine de précision de la fréquence est supérieur à ± 5 % de la fréquence nominale

Fréquence nominale de 50 Hz (Hz)	Fréquence nominale de 60 Hz (Hz)
Fréquence min. du domaine de précision	Fréquence min. du domaine de précision
$(\text{Fréquence min. du domaine de précision} + 47,5) / 2$	$(\text{Fréquence min. du domaine de précision} + 57) / 2$
47,50	57,00
48,75	58,50
50,00	60,00
51,25	61,50
52,50	63,00
$(52,5 + \text{fréquence max. du domaine de précision}) / 2$	$(63 + \text{fréquence max. du domaine de précision}) / 2$
Fréquence max. du domaine de précision	Fréquence max. du domaine de précision

Si le domaine de précision de la fréquence de la fonction de protection est inférieur aux ± 5 % proposés de la fréquence nominale, les essais doivent être effectués pour les fréquences énumérées dans le Tableau 2 qui sont incluses dans le domaine de précision du relais. Des essais supplémentaires doivent être effectués pour les valeurs minimale et maximale du domaine de précision. Le Tableau 4 donne un exemple dans lequel le relais de protection a un domaine de précision de 48 Hz à 52 Hz pour une fréquence nominale de 50 Hz. Une note dans le rapport d'essai doit indiquer que le domaine de précision de la fréquence est inférieur à 5 % de la fréquence nominale.

Tableau 4 – Exemples de fréquences pour les essais de précision en régime établi lorsque le domaine de précision de la fréquence est inférieur à ± 5 % de la fréquence nominale

Fréquence nominale de 50 Hz (Hz)
Fréquence min. du domaine de précision = 48,00
48,75
50,00
51,25
Fréquence max. du domaine de précision = 52,00

6.3.2 Précision de base de la caractéristique

6.3.2.1 Méthodologie générale

Le but de ces essais est de mesurer la précision de base de la caractéristique différentielle dans des conditions quasi établies. Ces essais ne sont pas destinés à prouver les performances du relais de protection différentielle pour une application réelle.

Ces essais peuvent ne pas être réalistes du point de vue de la protection du réseau électrique, mais ils déterminent la précision de la caractéristique inhérente du dispositif. Il convient que les essais proposés ne soient pas utilisés comme critères d'évaluation des performances du relais pour une application de protection spécifique.

Les méthodes d'essai proposées sont recommandées. Si un algorithme de protection particulier ne permet pas l'utilisation de l'approche proposée, le fabricant doit proposer et décrire une procédure d'essai alternative et présenter les résultats dans le format donné dans le présent

document. Les essais sont effectués pour le domaine de précision de la fréquence du relais de protection, comme cela est indiqué en 6.3.1.

Les essais de précision de base de la caractéristique différentielle doivent être effectués dans le plan I_{DIFF}/I_{REST} représenté à la Figure 8.

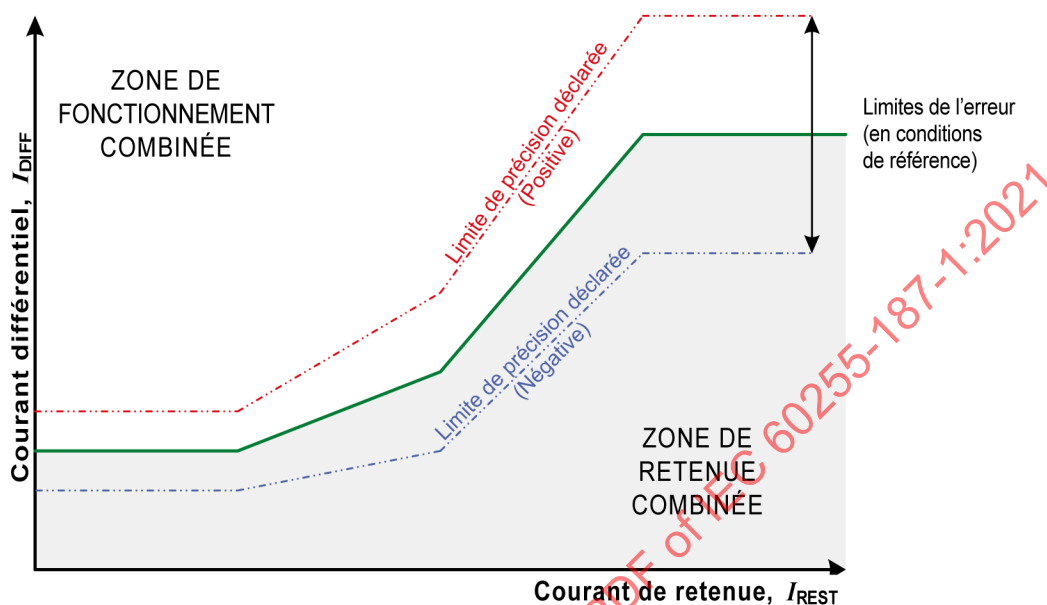


Figure 8 – Exemple d'une caractéristique de fonctionnement dans le plan I_{DIFF}/I_{REST} avec une bande de tolérance

À la fréquence nominale, les essais doivent être répétés et documentés pour toutes les combinaisons possibles de courants assignés conformément aux spécifications du relais de protection soumis à l'essai (par exemple, toutes les combinaisons des côtés HT et BT): 1 A/1 A; 1 A/5 A; 5 A/1 A; 5 A/5 A).

Pour toutes les autres fréquences d'essai comprises dans le domaine de précision, les essais doivent être répétés et documentés pour les mêmes courants assignés, conformément aux spécifications du relais de protection soumis à l'essai (par exemple, combinaisons des côtés HT et BT): 1 A/1 A et 5 A/5 A uniquement).

Certains dispositifs en essai peuvent permettre de combiner des entrées de courant conventionnelles (1 A, 5 A) d'un côté et des transformateurs de mesure de faible puissance (LPIT - *low power instrument transformer*) de l'autre côté. La vérification de ces combinaisons n'est pas couverte par le présent document.

Tous les réglages de la caractéristique différentielle doivent varier dans le domaine de réglage (défaut/minimum/50 %/maximum) comme cela est indiqué dans le Tableau 5. Les réglages d'essai à utiliser sont exprimés en pourcentage du domaine disponible, 0 % représentant le réglage minimal disponible et 100 % le réglage maximal disponible. De même, 50 % représentent le point médian du domaine de réglage disponible.

Tableau 5 – Points d'essai pour la précision de base de la caractéristique différentielle

Cas	I_{DIFF} Réglage bas	Pente 1	I_{S1} , (Point d'inflexion)	Pente 2	I_{S2} , (Point d'inflexion)	I_{DIFF} Réglage haut
1	Réglage par défaut	Réglage par défaut	Réglage par défaut	Réglage par défaut	Réglage par défaut	Réglage par défaut
2	Minimum (0 %)	Minimum (0 %)	Maximum (100 %)	Minimum (0 %)	Maximum (100 %)	Minimum (0 %)
3	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %
4	Maximum (100 %)	Maximum (100 %)	Minimum (0 %)	Maximum (100 %)	Minimum (0 %)	Maximum (100 %)

Le réglage réel à utiliser peut être calculé à l'aide de la formule suivante:

$$S_{AV} = (S_{MAX} - S_{MIN})X + S_{MIN}$$

où

S_{AV} est la valeur de réglage réelle à utiliser pour l'essai (ou une valeur de réglage applicable plus proche);

S_{MAX} est la valeur de réglage maximale disponible;

S_{MIN} est la valeur de réglage minimale disponible;

X est la valeur du pourcentage du point d'essai divisée par 100.

Par exemple, pour le réglage de la pente du Tableau 5, en prenant pour hypothèse que le domaine de réglage disponible est de 20 % à 100 %, les réglages de pente réels à utiliser (réglages minimaux/moyens/maximaux) sont: 20 %, 60 % et 100 %.

Le Tableau 5 et la Figure 9 fournissent les cas d'essai à utiliser pour les essais à la fréquence nominale. Pour toutes les autres fréquences d'essai comprises dans le domaine de précision, les essais doivent être effectués pour le cas 1 uniquement.

Les valeurs de réglage définies dans le Tableau 5 sont choisies pour effectuer des essais de précision dans quatre conditions:

- le cas 1 avec les paramètres par défaut;
- le cas 2 fondé sur des réglages qui donne une caractéristique de fonctionnement correspondant à la sensibilité maximale;
- le cas 3 pour obtenir un cas d'essai entre les cas de sensibilité minimale et maximale (2 et 4);
- le cas 4 fondé sur des réglages qui donne une caractéristique de fonctionnement correspondant à la sensibilité minimale.

Les valeurs de réglage définies pour les cas 2 et 4 sont représentées à la Figure 9. Si certains réglages ne sont pas disponibles pour définir la caractéristique de fonctionnement, les quatre cas d'essai doivent être réalisés avec la même approche et avec les réglages proposés par le fabricant. Si une méthode de suivi de fréquence est mise en œuvre dans le relais de protection, elle doit être activée. Pour chaque combinaison de réglages, des lignes d'essai doivent être placées aux points définis dans le Tableau 6 sur l'axe I_{REST} (voir aussi la Figure 10). Pour chaque point d'essai défini, une rampe perpendiculaire à l'axe I_{REST} est réalisée pour déterminer la valeur de démarrage correspondante de la caractéristique différentielle. La rampe peut être une rampe pseudo-continue ou une rampe à injections unitaires (rampe d'impulsions ou tout algorithme de recherche). Les méthodes de rampe et les courants simulés associés sont décrits à l'Annexe G.

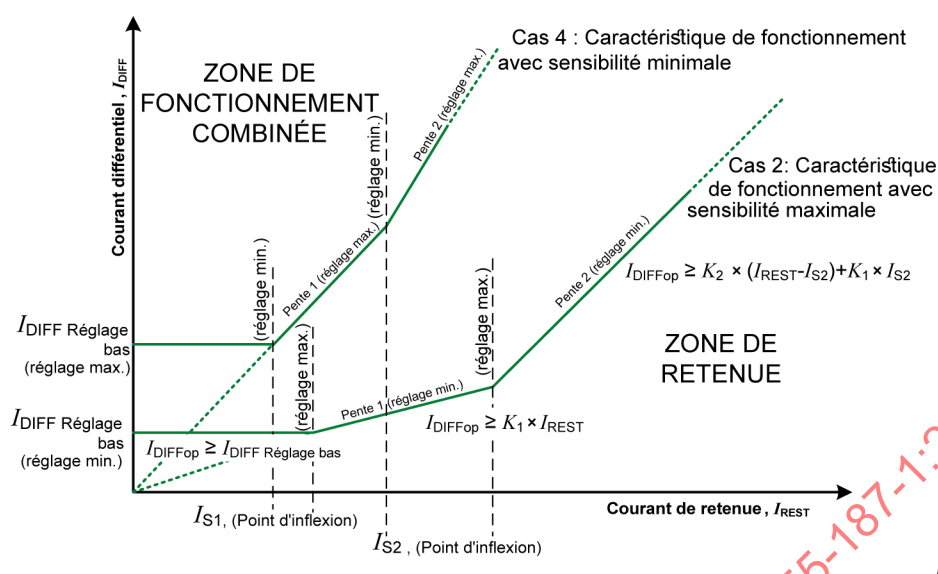


Figure 9 – Cas d'essai pour la précision de base de la caractéristique différentielle

Tableau 6 – Lignes d'essai sur la caractéristique différentielle (Figure 10)

Point (ligne) d'essai	I_{REST}
a	I_{REST} minimal possible qui permet un essai
b1	Point de référence pour la pente 1, I_{S1} , (Point d'inflexion) -2%
b2	Point de référence pour la pente 1, I_{S1} , (Point d'inflexion) $+2\%$
c	Point de référence 1, I_{S1} , (Point d'inflexion) $+ 50\%$ de $(I_{S2}, \text{(Point d'inflexion)} - I_{S1}, \text{(Point d'inflexion)})$
d1	Point de référence pour la pente 2, I_{S2} , (Point d'inflexion) -2%
d2	Point de référence pour la pente 2, I_{S2} , (Point d'inflexion) $+2\%$
e	Point de référence 2, I_{S2} , (Point d'inflexion) $+ 50\%$ de (point de I_{REST} où I_{DIFF} Réglage haut coupe la pente 2 - I_{S2} , (Point d'inflexion))
f1	Point de I_{REST} où I_{DIFF} Réglage haut coupe la pente -2%
f2	Point de I_{REST} où I_{DIFF} Réglage haut coupe la pente $+2\%$
g	Point de I_{REST} où I_{DIFF} Réglage haut coupe la pente $\times 1,2\%$
h	Point de I_{REST} où I_{DIFF} Réglage haut coupe la pente $\times 1,5\%$

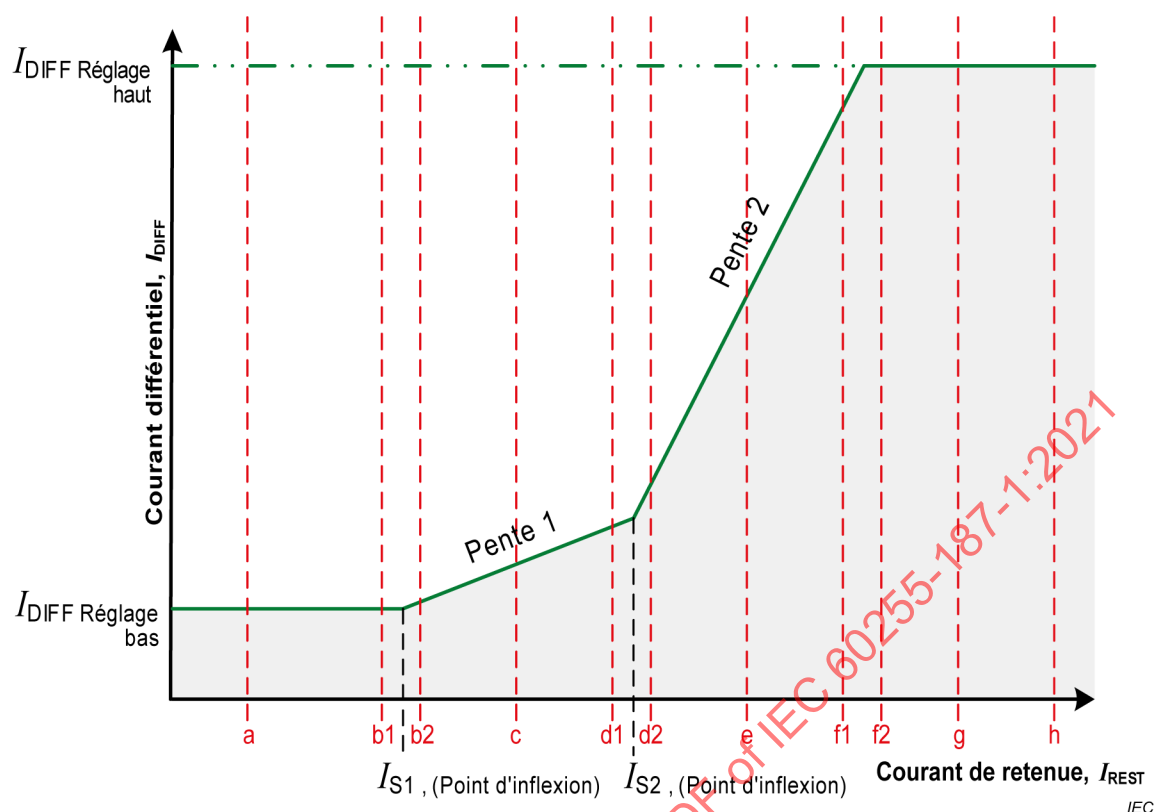


Figure 10 – Exemple de caractéristique différentielle avec les lignes d'essai "a" à "h"

6.3.2.2 Considérations spécifiques à l'application: différentiel à polarisation de phase

Pour cet essai, une machine simple, telle que représentée à la Figure 11, est utilisée. Elle n'exige aucune compensation de rapport de transformation, aucune compensation de phase (groupe vectoriel), aucune compensation homopolaire, etc. Tous les réglages pertinents doivent être spécifiés par le fabricant, en utilisant les informations suivantes:

- tension nominale primaire: 10 kV;
- courant nominal primaire: 1 000 A;
- puissance nominale: 17,32 MVA;
- rapports de TC: TC1: 1 000 A/1 A (5 A); TC2: 1 000 A/1 A (5 A).

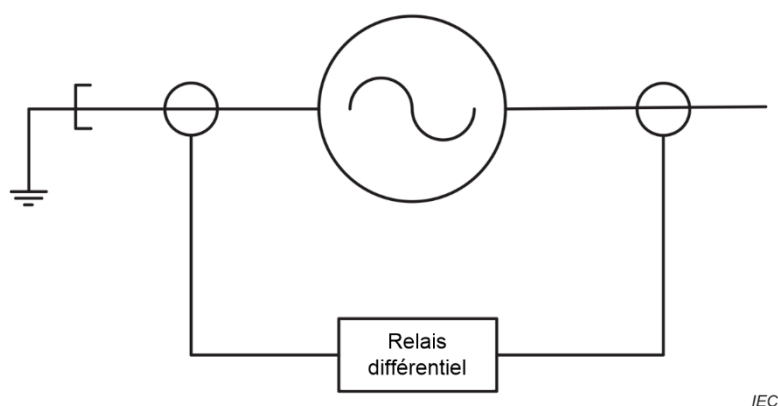


Figure 11 – Protection différentielle de machine

Tous les essais doivent être répétés et documentés pour les défauts suivants (L1E, L2E, L3E, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3). Si la caractéristique change pour différents types de défauts, le fabricant doit le documenter en conséquence.

Les défauts sont injectés selon l'exemple de séquence d'essai décrit par le diagramme de la Figure 12. Cependant, d'autres séquences d'essai peuvent être utilisées pour réduire la durée d'essai globale. Le nombre total d'essais est de 7 392 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.

6.3.2.3 Considérations spécifiques à l'application: terre restreinte polarisée

Pour cet essai, une machine simple, telle que représentée à la Figure 13, est utilisée. Elle n'exige aucune compensation de rapport de transformation, aucune compensation de phase (groupe vectoriel), aucune compensation homopolaire, etc.

Tous les essais doivent être répétés et documentés pour les défauts suivants (L1E, L2E, L3E).

Les défauts sont injectés selon la séquence décrite par le diagramme de la Figure 12. Cependant, d'autres séquences d'essai peuvent être utilisées pour réduire la durée d'essai globale. Le nombre total d'essais est de 3 168 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.

6.3.2.4 Rapport

Le Tableau 7 fournit des exemples de résultats d'essai pour un seul point d'essai. Les résultats des essais pour tous les points d'essai doivent être documentés en utilisant le format du Tableau 7.

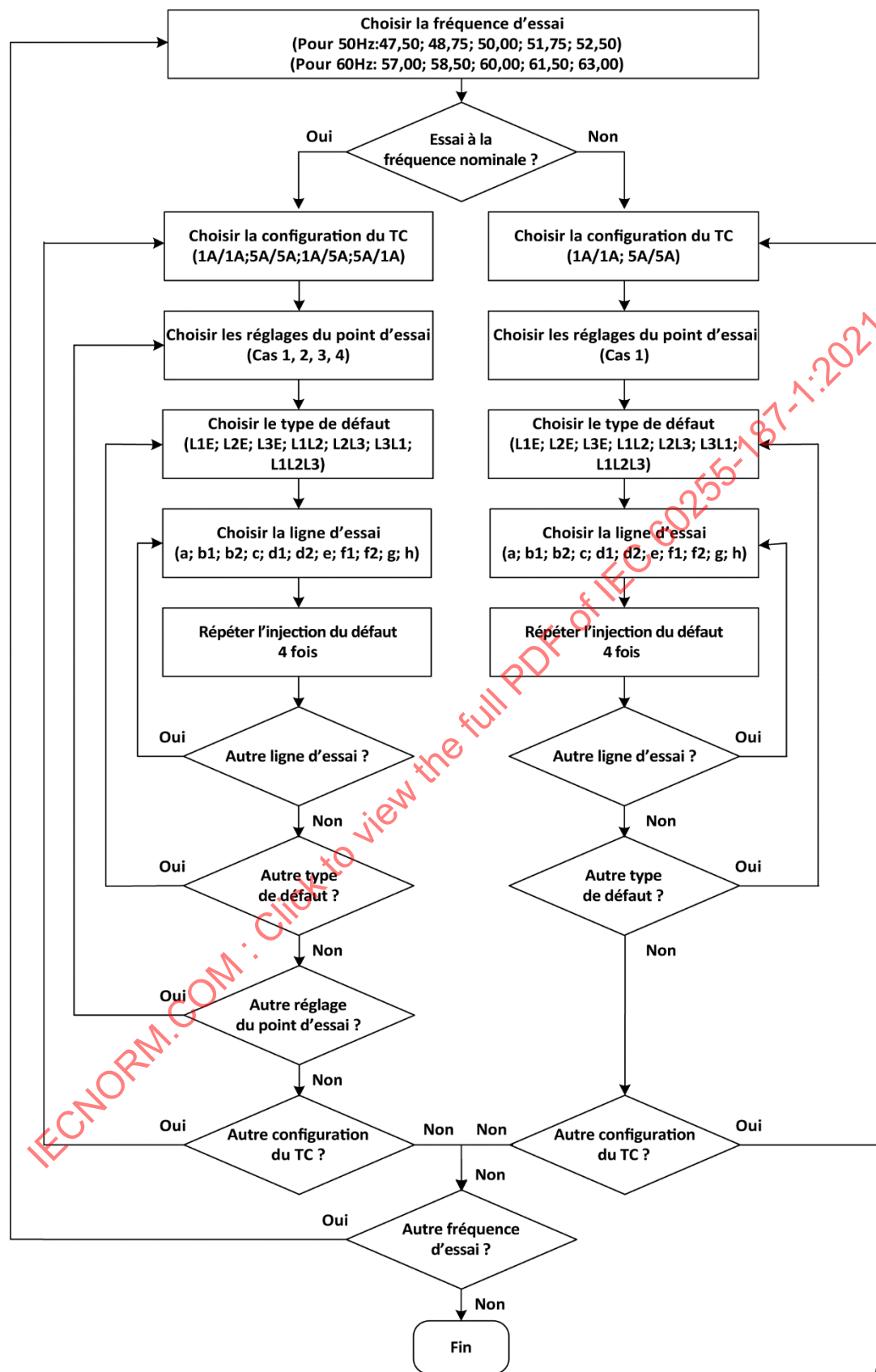


Figure 12 – Séquence d'essai pour la précision de base de la caractéristique

Tableau 7 – Précision de base de la caractéristique

I_{REST}	I_{DIFF} théorique	I_{DIFF} mesuré	Erreur %	Tolérance –	Tolérance +
$2,68 I_r$	$0\,670 I_r$	$0\,669 I_r$	–0,15 %	–0,6 %	+0,6 %

" I_r " du Tableau 7 est le courant de référence défini par le fabricant. Par exemple, il peut s'agir du courant nominal de l'ouvrage protégé ou du courant nominal des TC de part et d'autre de l'ouvrage protégé. Pour chaque type de défaut, combinaison de courants nominaux et ensemble de paramètres pour la caractéristique, la caractéristique différentielle avec une représentation graphique des résultats d'essai et la bande de tolérance correspondante doit être fournie (voir la Figure 14).

Le fabricant doit déclarer les formules ou fournir la représentation graphique de la caractéristique I_{DIFF} par rapport à I_{REST} . Le fabricant doit déclarer la précision de base et préciser quelle méthode de rampe a été utilisée pour soumettre à l'essai la précision de base.

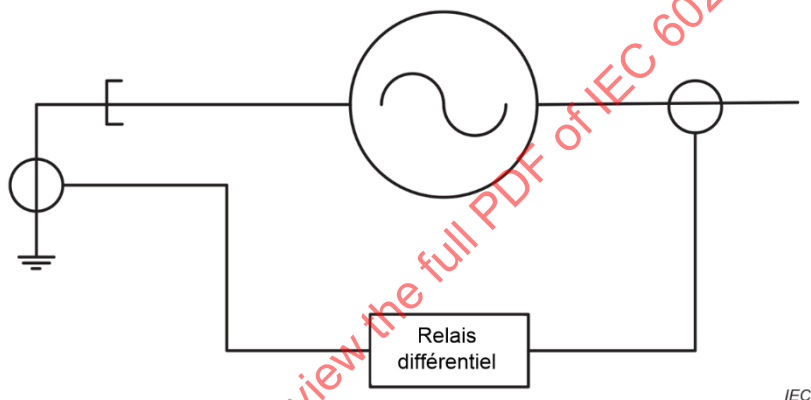


Figure 13 – Protection contre la terre restreinte de la machine

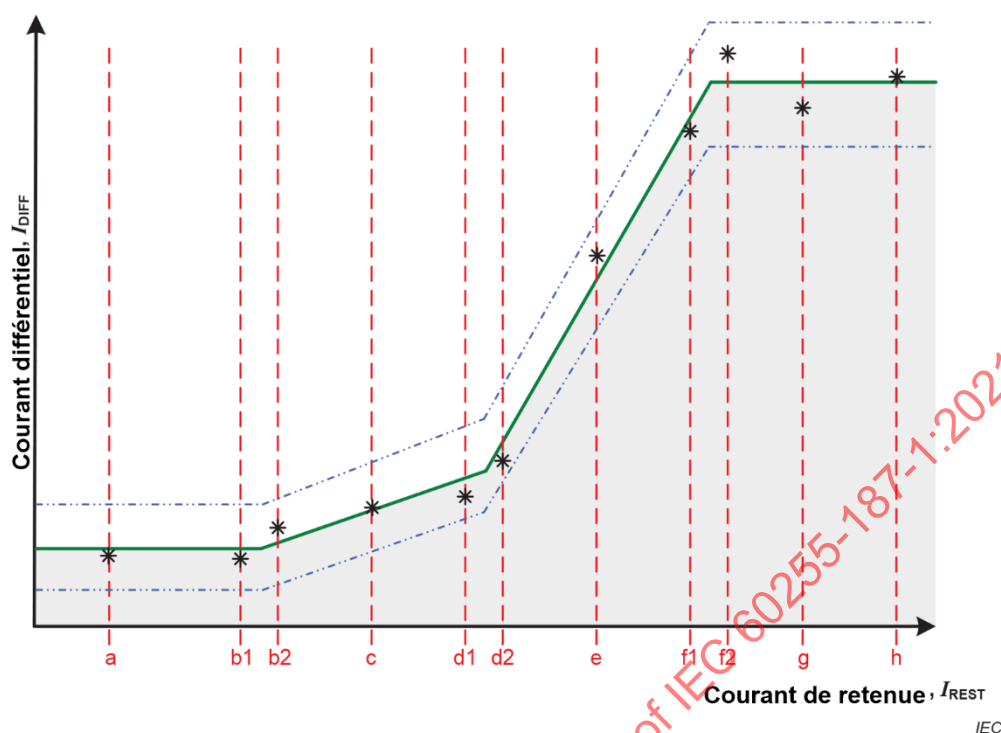


Figure 14 – Exemple de documentation des résultats d'essai pour la caractéristique de relais différentiel

6.3.3 Précision de la compensation du rapport d'amplitude

6.3.3.1 Méthodologie générale

Le but de ces essais est de confirmer la précision des réglages de compensation du rapport d'amplitude qui peuvent exister dans la fonction de protection. Pour les relais qui n'offrent pas cette possibilité, cet essai n'est pas exigé. Ces essais sont effectués à une fréquence nominale (50 Hz ou 60 Hz).

Pendant l'injection des courants spécifiés, le courant différentiel (s'il est indiqué par l'interface homme-machine (IHM) du relais ou par une autre interface) doit être inférieur à la moitié du seuil de démarrage minimal différentiel. Par exemple, si le fabricant déclare que le seuil de démarrage minimal différentiel est de 20 %, alors le courant différentiel ne doit pas être supérieur à 10 %.

Pour les relais qui n'affichent pas le courant différentiel, la caractéristique polarisée doit être configurée avec des réglages minimaux de pente et de seuil de démarrage différentiel. Le relais doit rester stable pour la condition d'essai.

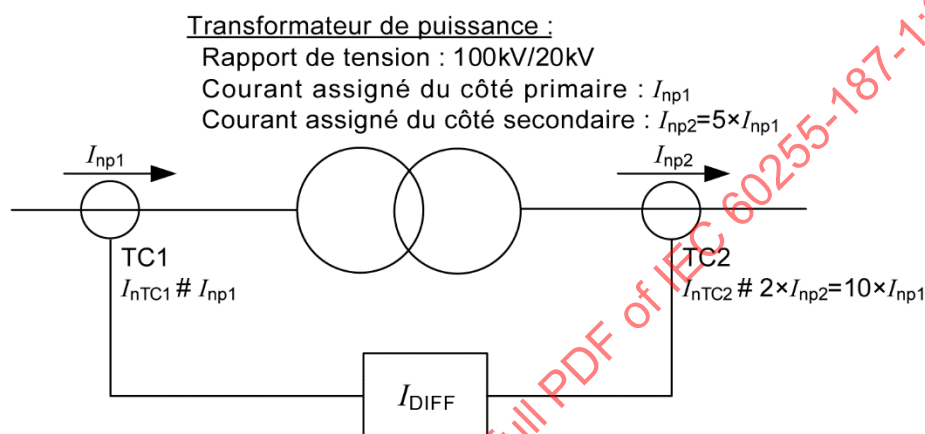
6.3.3.2 Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

Sélectionner l'application du transformateur de type "Yy". Le relais doit être soumis à l'essai dans les conditions suivantes:

- rapport de transformation de puissance égal à 5 (par exemple, tension du système 100 kV/20 kV);
- la valeur du courant assigné du TC primaire du côté du transformateur HT (par exemple, côté 100 kV) doit être égale ou juste supérieure au courant assigné du transformateur de puissance (avec une valeur assignée secondaire de 1 A ou 5 A);

- la valeur du courant assigné du TC primaire du côté du transformateur BT (par exemple, côté 20 kV) doit être égale ou juste supérieure à deux fois le courant assigné du transformateur de puissance (avec une valeur assignée secondaire de 1 A ou 5 A). Cette valeur assignée est donc égale à 10 fois le courant assigné du TC côté HT (par exemple côté 100 kV);
- calculer et régler le rapport de compensation et le rapport du TC selon les spécifications du fabricant;
- injection d'un courant de charge traversant symétrique à 100 % (par rapport à la puissance nominale du transformateur de puissance).

Les conditions d'essai sont représentées à la Figure 15. Pendant l'injection, les exigences de 6.3.3.1 doivent être satisfaites.



IEC

Figure 15 – Essais de précision de la compensation du rapport d'amplitude

6.3.3.3 Rapport

Le fabricant doit rapporter si la fonction de protection a satisfait à cet essai.

6.3.4 Validité de la compensation de phase (vecteur)

6.3.4.1 Méthodologie générale

Le but de ces essais est de confirmer la validité des réglages de compensation de phase qui peuvent exister dans la fonction de protection. Pour les relais qui n'offrent pas cette possibilité, cet essai n'est pas exigé. Ces essais sont effectués à la fréquence nominale (50 Hz ou 60 Hz).

Pendant l'injection des courants spécifiés, le courant différentiel (s'il est indiqué par l'interface IHM du relais ou par une autre interface) doit être inférieur à la moitié du seuil de démarrage minimal différentiel. Par exemple, si le fabricant déclare que le seuil de démarrage minimal différentiel est de 20 %, alors le courant différentiel ne doit pas être supérieur à 10 %. Pour les relais qui n'affichent pas le courant différentiel, la caractéristique polarisée doit être configurée avec des réglages minimaux de pente et de seuil de démarrage différentiel. Le relais doit rester stable pour la condition d'essai.

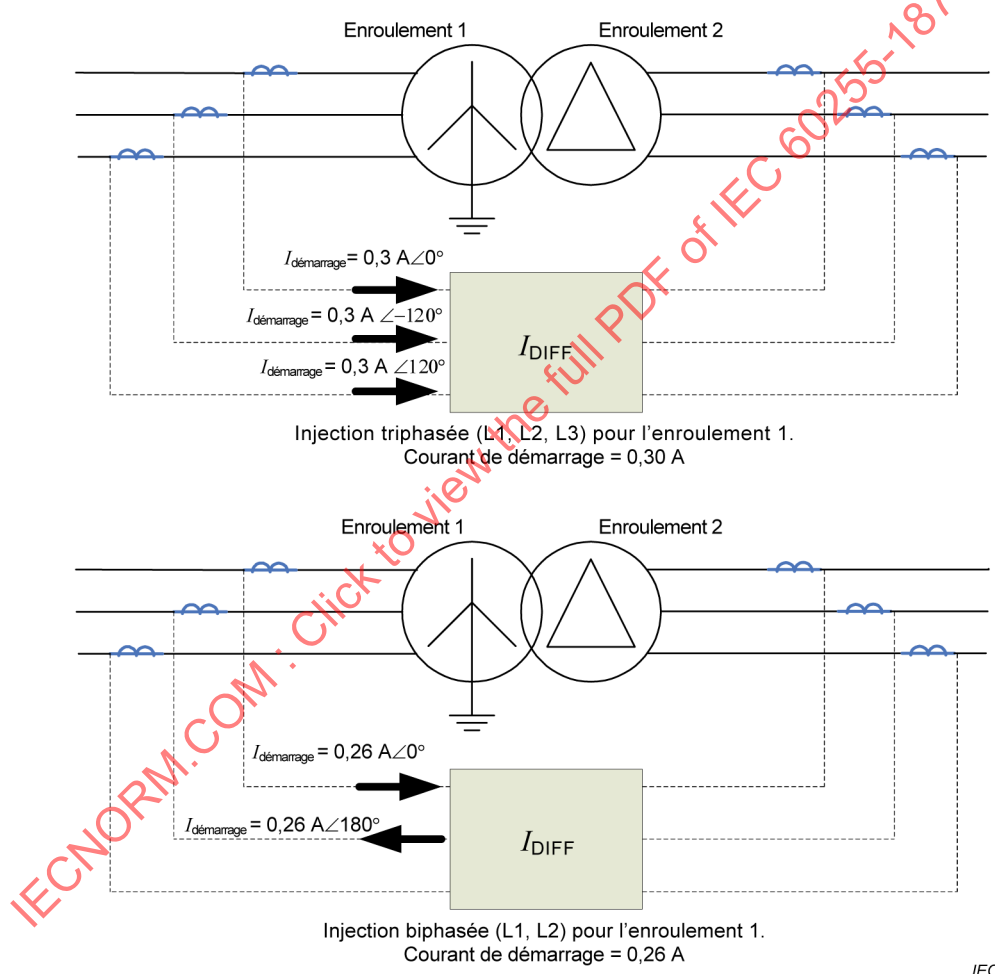
6.3.4.2 Rapports de démarrage résultant de la compensation de phase (vecteur)

Les rapports de démarrage résultant de la compensation de phase (vecteur) peuvent être établis par une analyse théorique des algorithmes utilisés par la fonction de protection différentielle avec caractéristique de retenue, comme le souligne l'Annexe A. Cet essai permet de vérifier si cette analyse correspond aux performances réelles.

La Figure 16 représente les injections de courant des enroulements triphasé et biphasé pour établir le rapport entre le courant de démarrage biphasé et triphasé. Un courant triphasé équilibré doit être injecté sur l'entrée de l'enroulement du relais en essai et augmenté jusqu'à ce que le relais fonctionne. Le courant biphasé doit ensuite être injecté sur l'entrée du même enroulement du relais et augmenté jusqu'à ce que le relais fonctionne. Dans ces deux cas, aucun courant n'est injecté dans les entrées analogiques des autres enroulements du relais. Si le rapport entre le courant de démarrage biphasé et le courant triphasé se situe dans les limites de la précision de base du fabricant de la valeur théorique de ce rapport, les performances de la compensation sont considérées comme ayant satisfait à l'essai.

Dans l'exemple de l'enroulement en étoile présenté, le rapport entre le démarrage biphasé et triphasé est théoriquement de $\sqrt{3}/2$. Le fabricant revendique une précision de $\pm 5\%$, ce qui permet au rapport mesuré de se situer dans le domaine de 0,823 à 0,909.

L'essai doit être répété pour chaque connexion d'enroulement prise en charge par le relais.



IEC

Figure 16 – Injection secondaire triphasée et biphasée pour l'enroulement 1 (exemple)

6.3.4.3 Erreurs supplémentaires résultant de la compensation de phase (vecteur)

En appliquant le réglage du rapport de 6.3.3.2, tous les groupes vectoriels pris en charge par le relais doivent être soumis à l'essai par l'injection de courants de charge traversants 100 % symétriques (par rapport à la puissance nominale du transformateur de puissance). La compensation du groupe vectoriel doit être réglée conformément aux spécifications du fabricant.

Pendant l'injection des courants spécifiés, le courant différentiel (s'il est indiqué par l'interface IHM du relais ou par une autre interface) doit être inférieur à la moitié du seuil de démarrage minimal différentiel. Par exemple, si le fabricant déclare que le seuil de démarrage minimal différentiel est de 20 %, alors le courant différentiel ne doit pas être supérieur à 10 %.

Pour les relais qui n'affichent pas le courant différentiel, la caractéristique polarisée doit être configurée avec des réglages minimaux de pente et de seuil de démarrage différentiel. Le relais doit rester stable pour la condition d'essai pendant une période supérieure à 1 s.

6.3.4.4 Rapport

Le fabricant doit indiquer les rapports de démarrage selon le Tableau 8 résultant des essais du 6.3.4.2.

Tableau 8 – Exemple de rapports de démarrage résultant de la compensation de phase (vecteur)

Type d'enroulement	Valeur de démarrage triphasée	Valeur de démarrage de la phase	Rapport de démarrage (théorique)
En étoile ("Y")	$I_{\text{démarrage}}$	$I_{\text{démarrage}} \times \sqrt{3}/2$	$\sqrt{3}/2$
En triangle ("Δ")	$I_{\text{démarrage}}$	$I_{\text{démarrage}}$	1

Le fabricant doit rapporter si la fonction de protection a satisfait à l'essai de 6.3.4, en rapportant le courant différentiel mesuré et les rapports mesurés lorsque cela est possible.

6.3.5 Validité de la compensation homopolaire

6.3.5.1 Méthodologie générale

Le but de ces essais est de confirmer la validité des réglages de compensation homopolaire qui peuvent exister dans la fonction de protection. Pour les relais qui n'offrent pas cette possibilité, cet essai n'est pas exigé. Ces essais sont effectués à la fréquence nominale (50 Hz ou 60 Hz).

Pendant l'injection des courants spécifiés (si cela est indiqué par l'interface IHM du relais ou par une autre interface), le courant différentiel doit être inférieur à la moitié du seuil de démarrage minimal différentiel. Par exemple, si le fabricant déclare que le seuil de démarrage minimal différentiel est de 20 %, alors le courant différentiel ne doit pas être supérieur à 10 %.

Pour les relais qui n'affichent pas le courant différentiel, la caractéristique polarisée doit être configurée avec des réglages minimaux de pente et de seuil de démarrage différentiel. Le relais doit rester stable pour la condition d'essai.

6.3.5.2 Rapports de démarrage résultant de la compensation homopolaire – Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

Les rapports de démarrage résultant de la compensation homopolaire (et de phase) peuvent être établis par une analyse théorique des algorithmes utilisés par la fonction de protection différentielle avec caractéristique de retenue, comme le souligne l'Annexe A. Cet essai doit être pratiqué pour vérifier si cette analyse correspond aux performances réelles.

La Figure 17 représente les injections de courant des enroulements triphasé et monophasés pour établir le rapport entre le courant de démarrage monophasé et triphasé. Un courant triphasé équilibré doit être injecté sur l'entrée de l'enroulement du relais en essai et augmenté jusqu'à ce que le relais fonctionne. Le courant monophasé doit ensuite être injecté sur l'entrée du même enroulement du relais et augmenté jusqu'à ce que le relais fonctionne. Si le rapport entre le courant de démarrage monophasé et le courant triphasé se situe dans les limites de la précision de base du fabricant de la valeur théorique de ce rapport, les performances de la compensation sont considérées comme ayant satisfait à l'essai.

Dans l'exemple de l'enroulement en étoile présenté, le rapport entre le démarrage monophasé et triphasé est théoriquement de 1,5. Le fabricant revendique une précision de $\pm 5\%$, ce qui permet au rapport mesuré de se situer dans le domaine de 1,425 à 1,575.

L'essai doit être répété pour chaque connexion d'enroulement prise en charge par le relais et pour chaque réglage de la compensation homopolaire (activé et désactivé).

6.3.5.3 Erreurs supplémentaires résultant de la compensation homopolaire

En appliquant le réglage du rapport de 6.3.3.2, tous les groupes vectoriels pris en charge par le relais doivent être soumis à l'essai en injectant des courants d'amplitude égale (100 % par rapport à la puissance nominale du transformateur de puissance) et d'angle de phase égal dans trois phases d'un seul côté du transformateur. La valeur assignée primaire des TC de phase doit être égale ou juste supérieure au courant assigné du transformateur de puissance (avec une valeur assignée secondaire de 1 A ou 5 A). La compensation du groupe vectoriel et l'élimination du courant homopolaire doivent être réglées conformément aux spécifications du fabricant.

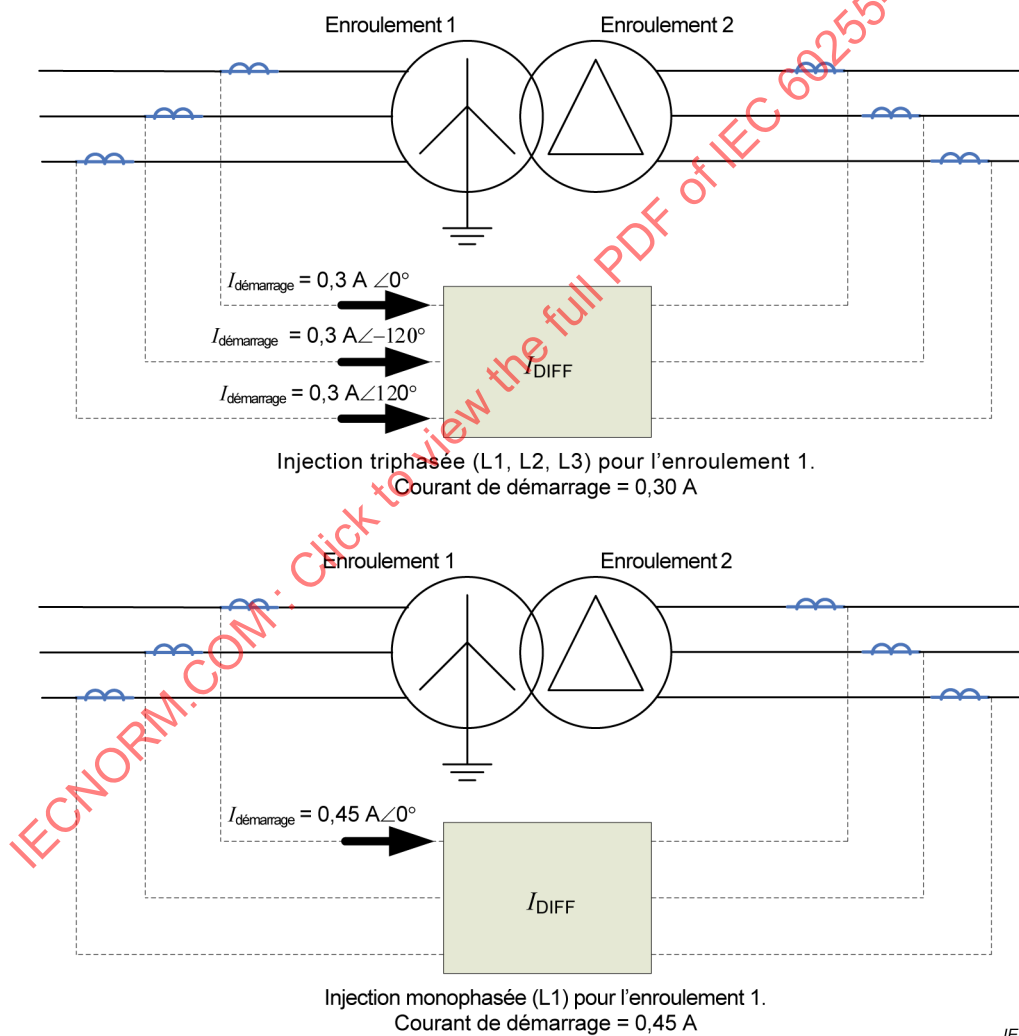


Figure 17 – Injections secondaires monophasées et triphasées pour l'enroulement 1 (exemple)

L'injection d'un courant homopolaire pur du côté Y du transformateur, comme cela est représenté à la Figure 18, simule un défaut à la terre se produisant sur le côté Y d'un transformateur non chargé. L'injection d'un courant homopolaire pur du côté Δ du transformateur, comme cela est représenté à la Figure 19, simule un transformateur de mise à la terre neutre (par exemple, un transformateur en zigzag) à l'intérieur de la zone protégée avec un défaut à la terre sur le réseau côté Δ . De plus amples informations concernant l'injection de courant monophasés et triphasés dans les enroulements sont fournies à l'Annexe A.

Pendant l'injection des courants spécifiés, le courant différentiel (s'il est indiqué par l'interface IHM du relais ou par une autre interface) doit être inférieur à la moitié du seuil de démarrage minimal différentiel. Par exemple, si le fabricant déclare que le seuil de démarrage minimal différentiel est de 20 %, alors le courant différentiel ne doit pas être supérieur à 10 %.

Pour les relais qui n'affichent pas le courant différentiel, la caractéristique polarisée doit être configurée avec des réglages minimaux de pente et de seuil de démarrage différentiel. Le relais doit rester stable pour la condition d'essai pendant une période supérieure à 1 s.

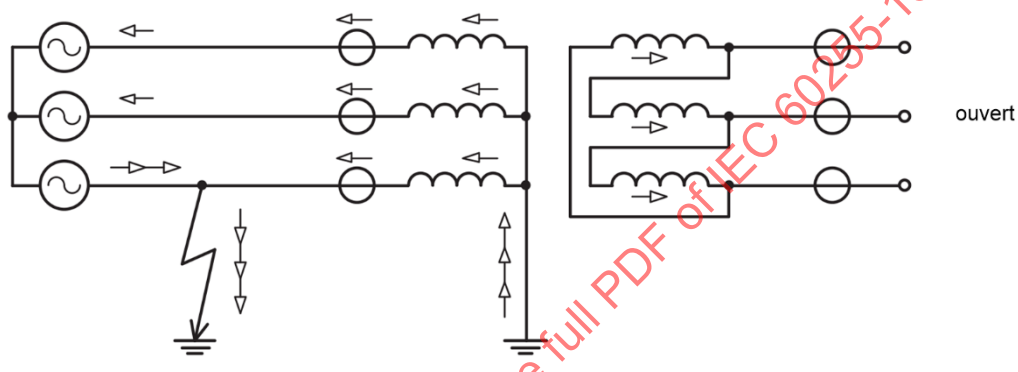


Figure 18 – Injection de courant homopolaire du côté Y du transformateur

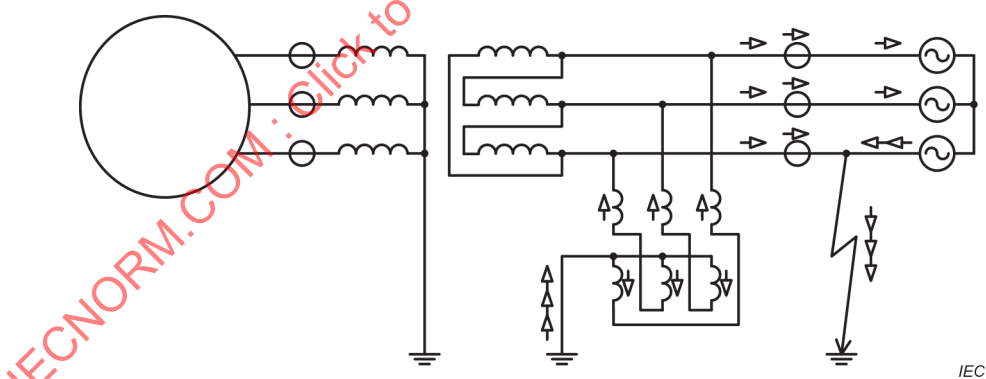


Figure 19 – Injection de courant homopolaire du côté delta du transformateur

6.3.5.4 Rapport

Le fabricant doit rapporter les rapports de démarrage selon le Tableau 9 résultant des essais du 6.3.5.2.

Tableau 9 – Exemple de rapports de démarrage résultant de la compensation homopolaire

Type d'enroulement	Réglage de la compensation homopolaire	Valeur de démarrage triphasée	Valeur de démarrage monophasée	Rapport de démarrage (théorique)
En étoile ("Y")	Activé	$I_{\text{DÉMARRAGE}}$	$1,5 \times I_{\text{DÉMARRAGE}}$	1,5
En étoile ("Y")	Désactivé	$I_{\text{DÉMARRAGE}}$	$I_{\text{DÉMARRAGE}}$	1
En triangle ("Δ")	Activé	$I_{\text{DÉMARRAGE}}$	$\sqrt{3} \times I_{\text{DÉMARRAGE}}$	$\sqrt{3}$
En triangle ("Δ")	Désactivé	$I_{\text{DÉMARRAGE}}$	$I_{\text{DÉMARRAGE}}$	1
En zigzag ("Z")	Activé	$I_{\text{DÉMARRAGE}}$	$1,5 \times I_{\text{DÉMARRAGE}}$	1,5
En zigzag ("Z")	Désactivé	$I_{\text{DÉMARRAGE}}$	$I_{\text{DÉMARRAGE}}$	

Le fabricant doit rapporter si la fonction de protection a satisfait à l'essai de 6.3.5, en rapportant le courant différentiel mesuré et les rapports mesurés lorsque cela est possible.

6.3.6 Essai de précision de base de retenue des harmoniques en état stable à la fréquence nominale

6.3.6.1 Généralités

Le but de cet essai est de vérifier la précision de base du seuil de retenue des harmoniques qui est réglé pour retenir l'élément différentiel de courant tel que spécifié par le fabricant. Pour les relais qui n'offrent pas cette possibilité, cet essai n'est pas exigé.

L'essai est effectué avec une séquence d'essai simple en injectant instantanément un ou plusieurs courants en régime établi, avec une composante harmonique superposée, tandis que pour chaque injection d'essai unitaire, un fonctionnement ou un non-fonctionnement de l'équipement de protection est surveillé.

Pour les injections de courant avec des courants différentiels supérieurs au réglage de démarrage avec un niveau d'harmoniques superposé, inférieur au seuil de réglage d'harmonique, un fonctionnement de la protection différentielle est attendu.

Pour les injections de courant avec des courants différentiels supérieurs au réglage de démarrage avec un niveau d'harmoniques, supérieur au seuil de réglage d'harmonique, l'élément avec caractéristique de retenue de la protection différentielle est empêché de fonctionner (aucun fonctionnement).

L'essai de précision de base de retenue des harmoniques en état stable à la fréquence nominale doit être effectué pour le même réglage général de la fonction différentielle que pour l'essai de précision de base de la caractéristique (6.3.2.1). Si le relais comporte une option de limitation dans le temps de la retenue des harmoniques, il convient de désactiver cette option. Toutefois, s'il n'est pas possible de supprimer la limitation, le fabricant doit vérifier que le temps de fonctionnement s'étend pour inclure la période pendant laquelle le dispositif de retenue des harmoniques est actif. Les différentes fonctions de retenue des harmoniques doivent être soumises à l'essai une par une, en commençant par la 2^e harmonique (par exemple, le blocage en cas de courant d'appel), puis répétées pour toutes les autres fonctions de retenue des harmoniques prises en charge par l'équipement de protection (par exemple, 5^e harmonique/surexcitation). L'essai doit être répété pour chaque fréquence assignée supportée par l'équipement de protection.

Les essais sont effectués de manière à ce que tous les courants triphasés (I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}) soient injectés simultanément sur un côté de l'ouvrage protégé avec un niveau de sa composante de fréquence fondamentale qui dépasse le réglage de démarrage de 1,2/1,5/2/4 fois afin de forcer un déclenchement sûr de l'élément de protection, avec superposition de la composante harmonique sur une seule phase pour les fonctions différentielles qui fournissent un "blocage croisé" ou avec superposition de la composante harmonique sur les trois phases pour les fonctions différentielles qui fournissent un "blocage de phase individuelle". Aucun courant ne doit être injecté dans les autres entrées de courant de la protection. Les injections d'essai unitaires sont répétées avec superposition de l'harmonique en essai pour déterminer si le seuil (réglage du contenu harmonique qui bloque le déclenchement du relais) est dans les tolérances spécifiées par le fabricant. Une injection d'essai unitaire est définie comme un état de prédéfaut (courant nul dans toutes les phases) suivi d'un état de défaut. La composante harmonique est appliquée lors de l'injection du défaut.

Les méthodes d'essai proposées sont recommandées. Si un algorithme de protection particulier ne permet pas l'utilisation de l'approche proposée, le fabricant doit proposer et décrire une procédure d'essai alternative et présenter les résultats dans le format donné dans le présent document.

6.3.6.2 Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

L'ouvrage protégé doit être un transformateur avec le groupe vectoriel YNyn0. Le Tableau 10 représente les points d'essai pour les essais de retenue des harmoniques à la fréquence assignée en état stable à exécuter pour chaque harmonique que l'équipement de protection prend en charge pour la retenue des harmoniques.

Tableau 10 – Points d'essai pour la retenue des harmoniques à la fréquence assignée

Réglage de I_{DIFF} Réglage bas >	Réglage de l'harmonique	Phase avec harmonique superposée	Blocage croisé (BC)/ blocage de phase individuelle (BPI)	Angle de la composante harmonique superposée	Points d'essai/ I_{DIFF} Réglage bas >	Injection de courants
Réglage par défaut	Réglage par défaut	I_{L1}	BC	0 °	1,2 × réglage de I_{DIFF} Réglage bas >	Triphasé du côté haute tension
Minimum (0 %)	Minimum (0 %)	I_{L2}	BC	45 °	1,5 × réglage de I_{DIFF} Réglage bas >	Triphasé du côté basse tension
50 %	50 %	I_{L3}	BC	90 °	2 × réglage de I_{DIFF} Réglage bas >	Triphasé du côté haute tension
Maximum (100 %)	Maximum (100 %)	I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}	BPI	135°	4 × réglage de I_{DIFF} Réglage bas >	Triphasé du côté basse tension

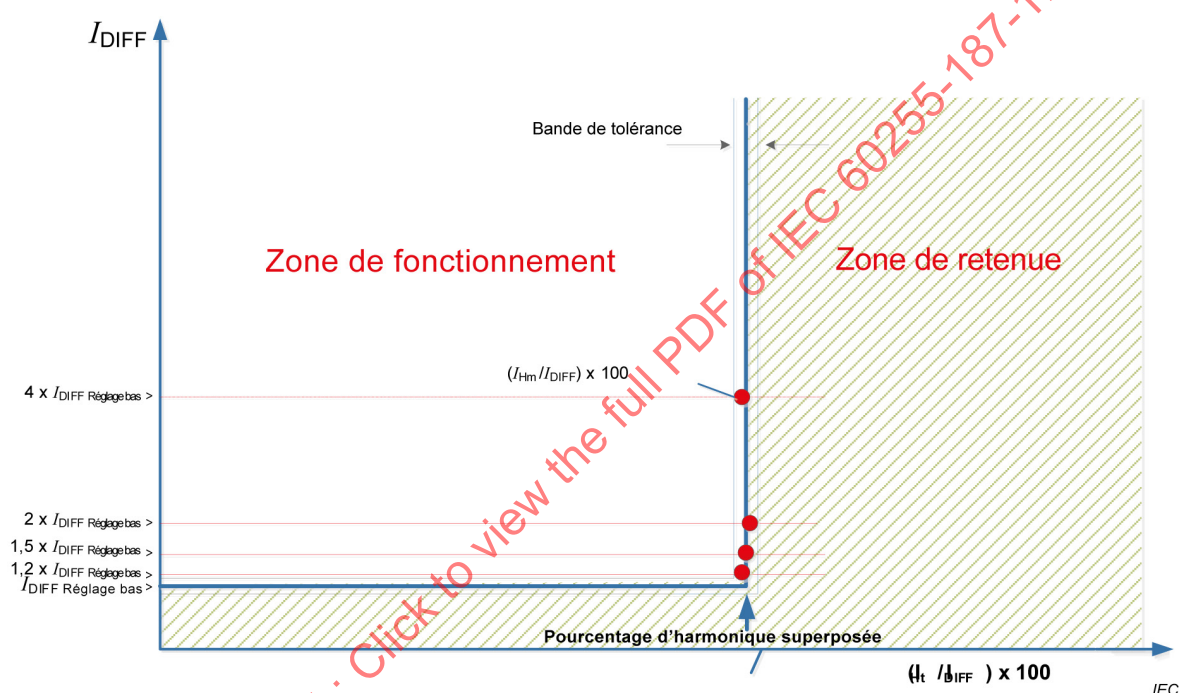
6.3.6.3 Rapport de l'essai de précision de base de retenue des harmoniques en état stable à la fréquence nominale

Pour chaque point d'essai, les résultats de l'essai doivent être documentés dans le rapport d'essai de type, comme cela est indiqué dans le Tableau 11.

Il convient également de documenter graphiquement les résultats de l'essai en combinant les résultats pour 1,2, 1,5, 2 et 4 fois I_{DIFF} en un diagramme représentant la caractéristique de retenue des harmoniques avec sa bande de tolérance et les résultats correspondants comme cela est indiqué à la Figure 20.

Tableau 11 – Exemple de rapport sur les résultats de l'essai de précision de base de la retenue des harmoniques

I_{DIFF}	$\left(\frac{I_{Ht}}{I_{DIFF}} \right) 100$	$\left(\frac{I_{Hm}}{I_{DIFF}} \right) 100$	Erreur	Résultat
$1,2 \times I_{DIFF}$	20,00 %	20,02 %	0,02 %	Concluant
Légende I_{Ht} courant harmonique théorique I_{Hm} courant harmonique mesuré I_{DIFF} courant différentiel à fréquence fondamentale				

**Figure 20 – Exemple de caractéristique de retenue des harmoniques à la fréquence assignée avec visualisation des lignes d'essai**

6.3.7 Précision liée au réglage de la temporisation

6.3.7.1 Méthodologie générale

Normalement, aucune temporisation n'est utilisée pour l'élément de protection différentielle. Toutefois, si une temporisation intentionnelle peut être définie, le 6.3.7 fournit une méthode d'essai pour confirmer sa précision.

Afin de déterminer la précision de la temporisation d'un élément différentiel, des courants doivent être appliqués au relais sans composante continue provoquant le fonctionnement de l'élément. Les signaux de sortie de démarrage et de fonctionnement de l'élément doivent être surveillés. Si un signal de démarrage n'est pas disponible, un signal de déclenchement sans temporisation intentionnelle peut être utilisé à la place.

Au moins trois réglages de la temporisation (25 %, 50 % et 100 % du domaine de réglage de la temporisation) doivent être soumis à l'essai. La temporisation doit être limitée à une seconde si son domaine est supérieur à une seconde. Tous les autres paramètres doivent être maintenus aux valeurs par défaut pendant l'essai. Chaque point d'essai doit être répété au moins cinq fois pour assurer la répétabilité des résultats, la valeur maximale, minimale et moyenne des cinq essais étant utilisée pour les résultats.

Les différences entre les temps enregistrés pour le signal de démarrage et le signal de déclenchement retardé doivent être utilisées pour mesurer la temporisation.

6.3.7.2 Considérations spécifiques à l'application: différentiel à polarisation de phase

Pour cet essai, des courants d'essai triphasés symétriques sont injectés dans un côté de l'ouvrage protégé.

$$I_{L1} = 4 \times I_{\text{assigné}} \angle 0^\circ, I_{L2} = 4 \times I_{\text{assigné}} \angle -120^\circ, I_{L3} = 4 \times I_{\text{assigné}} \angle 120^\circ$$

6.3.7.3 Considérations spécifiques à l'application: terre restreinte polarisée

Pour cet essai, un courant d'essai monophasé est injecté dans un côté de l'ouvrage protégé.

$$I_{L1} = 4 \times I_{\text{assigné}} \angle 0^\circ \text{ ou}$$

$$I_N = 4 \times I_{\text{assigné}} \angle 0^\circ$$

6.3.7.4 Rapport

Le Tableau 12 représente les résultats de chaque essai pour un réglage de la temporisation de 40 ms (par exemple, 50 % du domaine de réglage de la temporisation).

Tableau 12 – Résultats des essais de temporisation

Numéro d'essai	Temporisation mesurée
1	44 ms
2	42 ms
3	38 ms
4	37 ms
5	41 ms

La précision liée à la temporisation doit être rapportée comme cela est indiqué dans le Tableau 13, dans lequel sont signalés les temporisations soumises à l'essai, les valeurs minimale et maximale et le niveau d'erreur correspondant.

Tableau 13 – Temporisation rapportée

Réglage de la temporisation	Temporisation, valeur min.	Temporisation, valeur max.	Erreur	Tolérance	Résultat
25 % (20 ms)	18,0 ms	22,0 ms	2 ms ou 10 %	±5 % ou ±20 ms	Concluant
50 % (40 ms)	37,0 ms	44,0 ms	4 ms ou 10 %	±5 % ou ±20 ms	Concluant
100 % (80 ms)	72,0 ms	84,0 ms	8 ms ou 10 %	±5 % ou ±20 ms	Concluant

6.3.7.5 Support de fonctionnement (support de déclenchement)

Le fabricant doit déclarer avec quelle sortie le temps de fonctionnement a été mesuré (par exemple, contact de sortie binaire de déclenchement, ou sortie à semi-conducteurs, ou GOOSE défini dans l'IEC 61850-8-1). Si le relais peut fournir différents supports de sortie, le fabricant doit déclarer comment les résultats sont affectés.

6.3.8 Détermination et rapport du temps de dégagement

6.3.8.1 Méthodologie générale

Le temps de dégagement est soumis à l'essai pour la suppression du courant différentiel qui correspond à quatre fois le courant nominal. Les courants de défaut sont supprimés à leur passage par zéro.

Lorsque la dernière grandeur de courant de défaut est supprimée, la temporisation de mesure est lancée. La temporisation s'arrête lorsque le signal de déclenchement se réinitialise et le temps mesuré est le temps de dégagement.

La Figure 21 représente la séquence des événements pour cet essai.

L'essai doit être répété au moins cinq fois pour assurer la répétabilité des résultats, la valeur maximale et la moyenne des cinq essais étant utilisées pour l'analyse et le rapport.

Les essais doivent être effectués uniquement pour le cas 1 défini dans le Tableau 5 .

6.3.8.2 Considérations spécifiques à l'application: différentiel à polarisation de phase

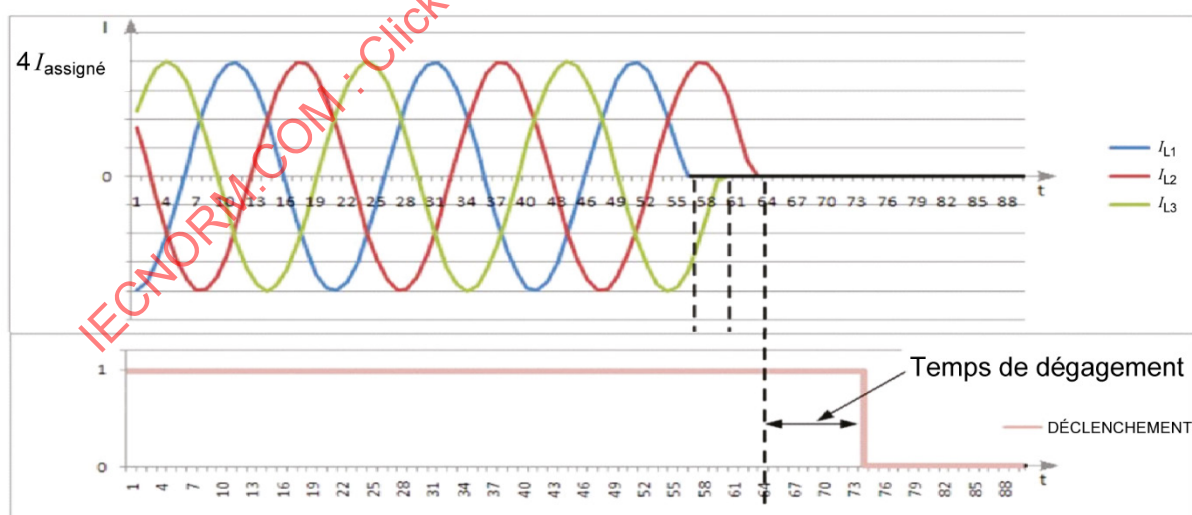
Pour cet essai, des courants d'essai triphasés symétriques sont injectés dans un côté de l'ouvrage de protection.

$$I_{L1} = 4 \times I_{\text{assigné}} \angle 0^\circ, I_{L2} = 4 \times I_{\text{assigné}} \angle -120^\circ, I_{L3} = 4 \times I_{\text{assigné}} \angle 120^\circ$$

6.3.8.3 Considérations spécifiques à l'application: terre restreinte polarisée

Pour cet essai, un courant d'essai monophasé est injecté dans un côté de l'ouvrage de protection.

$$I_{N1} = 4 \times I_{\text{assigné}} \angle 0^\circ$$



IEC

Figure 21 – Séquence des événements pour l'essai du temps de dégagement

NOTE L'échelle temporelle est indiquée en échantillons. Le taux d'échantillonnage est de 20 échantillons par cycle.

6.3.8.4 Rapport de temps de dégagement

Les résultats de l'essai du temps de dégagement doivent être rapportés comme cela est indiqué dans le Tableau 14.

Tableau 14 – Résultats du temps de dégagement pour tous les essais

Numéro d'essai	Temps de dégagement
1	22 ms
2	23 ms
3	21 ms
4	23 ms
5	23 ms

Les résultats du Tableau 14 sont utilisés pour calculer la valeur maximale du temps de dégagement.

6.4 Essais de performance dynamique

6.4.1 Généralités

L'objectif des essais décrits en 6.4 est de vérifier la performance dynamique du relais de protection dans son domaine de fonctionnement de la fréquence, comme cela est décrit à l'Article 5. Les réactances indiquées pour les sources A et B dans les différents tableaux de 6.4 sont calculées en utilisant la fréquence du cas d'essai spécifique.

Afin de fournir des points d'essai fixes et comparables, les domaines de fonctionnement ont été choisis à $\pm 10\%$ de la fréquence nominale pour les essais de temps de fonctionnement conformément au Tableau 15.

Tableau 15 – Fréquences pour les essais de performance dynamique lorsque le domaine de fonctionnement de la fréquence est égal à $\pm 10\%$ de la fréquence nominale

Fréquence nominale de 50 Hz (Hz)	Fréquence nominale de 60 Hz (Hz)
45,00	54,00
47,50	57,00
50,00	60,00
52,50	63,00
55,00	66,00

Si le domaine de fonctionnement de la fréquence de la fonction de protection est supérieur à $\pm 10\%$, les essais doivent être effectués pour les fréquences indiquées dans le Tableau 16.

Tableau 16 – Fréquences pour les essais de performance dynamique lorsque le domaine de fonctionnement de la fréquence est supérieur à ± 10 % de la fréquence nominale

Fréquence nominale de 50 Hz (Hz)	Fréquence nominale de 60 Hz (Hz)
Fréquence minimale du domaine de fonctionnement	Fréquence minimale du domaine de fonctionnement
(Fréquence minimale du domaine de fonctionnement + 45) / 2	(Fréquence minimale du domaine de fonctionnement + 54) / 2
45,00	54,00
47,50	57,00
50,00	60,00
52,50	63,00
55,00	66,00
(55 + fréquence maximale du domaine de fonctionnement) / 2	(66 + fréquence maximale du domaine de fonctionnement) / 2
Fréquence maximale du domaine de fonctionnement	Fréquence maximale du domaine de fonctionnement

Si le domaine de fonctionnement de la fréquence de la fonction de protection est inférieur au ± 10 % proposés de la fréquence nominale, les essais doivent être effectués pour les fréquences énumérées dans le Tableau 15 qui sont incluses dans le domaine de fonctionnement du relais. Des essais supplémentaires doivent être effectués pour les valeurs minimale et maximale du domaine de fonctionnement, comme cela est indiqué dans le Tableau 17, où, à titre d'exemple, le relais de protection a un domaine de fonctionnement de ± 9 % de la fréquence nominale.

Tableau 17 – Exemples de fréquences pour les essais de performance dynamique lorsque le domaine de fonctionnement de la fréquence est inférieur à ± 10 % de la fréquence nominale

Fréquence nominale de 50 Hz (Hz)	Fréquence nominale de 60 Hz (Hz)
Fréquence minimale du domaine de fonctionnement = 45,50	Fréquence minimale du domaine de fonctionnement = 54,60
47,50	57,00
50,00	60,00
52,50	63,00
Fréquence maximale du domaine de fonctionnement = 54,50	Fréquence maximale du domaine de fonctionnement = 65,40

Une note dans le rapport d'essai doit indiquer que le domaine de fonctionnement de la fréquence est inférieur à 10 % de la fréquence nominale.

Les réglages appliqués à l'élément différentiel doivent être adaptés à l'essai effectué, mais doivent être cohérents entre les essais de fonctionnement et de stabilité. Seuls les paramètres dont la modification est jugée nécessaire pour le scénario d'application en essai doivent être modifiés. Pour l'application de transformateur de puissance, si la retenue des harmoniques est utilisée pour la retenue pendant le courant d'appel magnétisant, elle doit être activée et non modifiée pendant le temps de fonctionnement et les essais de stabilité.

Les essais permettant de mesurer les performances dynamiques de la fonction de protection différentielle sont décrits ci-dessous:

- temps de fonctionnement typique du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation - fonctionnement avec caractéristique de retenue;
- temps de fonctionnement typique du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation - fonctionnement sans caractéristique de retenue;

- temps de fonctionnement typique du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique - fonctionnement avec caractéristique de retenue;
- temps de fonctionnement typique du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique - fonctionnement sans caractéristique de retenue;
- stabilité pour défaut externe;
- comportement du relais en cas de défaut évolutif.

Ces essais ne représentent pas toutes les conditions possibles du système. D'autres essais spécifiques à l'application peuvent être exigés pour évaluer les performances de la fonction de protection différentielle.

Les utilisateurs peuvent choisir n'importe quel programme de simulation transitoire disponible pour simuler le modèle dynamique de réseau électrique fourni dans le présent document. Les essais réalisés doivent être fondés sur le même modèle physique. Le présent document ne spécifie aucun outil d'essai spécifique. Toutefois, les formes d'onde d'essai doivent représenter le modèle physique décrit. Cela signifie que les formes d'onde doivent suivre la solution des équations différentielles associées au modèle de système électrique. Les transitions des formes d'onde d'un "état" à un autre "état" (par exemple, du prédéfaut au défaut ou de la "condition de défaut 1" à la "condition de défaut 2" dans les défauts évolutifs) sont simplement dictées par la dynamique du système modélisé, à partir des équations différentielles et des conditions initiales qui sont données par les valeurs des courants et des tensions à la fin de l'état précédent. D'un état à l'autre, le modèle du système électrique change généralement, et les équations différentielles décrivant les deux états sont donc différentes. Dans le cas d'un prédéfaut, par exemple, le modèle du système électrique ne comprend pas de défaut électrique, alors qu'il est inclus dans l'état "défectueux". En commençant par le prédéfaut, les équations différentielles sont résolues avec le résultat des courants et des tensions en régime établi du prédéfaut dans les points nécessaires définis par l'essai. Lorsque le défaut est injecté, les nouvelles équations différentielles sont résolues en utilisant les signaux de tension et de courant pris juste avant l'injection du défaut comme valeurs initiales.

Le présent document fournit un moyen de valider les résultats de la simulation transitoire avec un ensemble représentatif de fichiers COMTRADE pour le cas d'un défaut évolutif dans l'Annexe H.

6.4.2 Temps de fonctionnement du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation (fonctionnement avec caractéristique de retenue)

6.4.2.1 Méthodologie générale

Un modèle de simulation transitoire du réseau électrique est utilisé pour simuler les courants, y compris la composante continue décroissante, avec des transitions réalistes entre les courants de prédéfaut et de défaut. Plusieurs angles d'apparition du défaut doivent être utilisés à chaque emplacement de défaut. La définition de l'angle d'apparition du défaut peut être trouvée à l'Annexe I. Le niveau des courants de défaut est déterminé en modifiant la valeur des impédances de source.

La fréquence des sources A et B est modifiée en fonction des valeurs indiquées.

Un signal approprié représentant la fréquence du système, tel que la tension, doit être disponible pour permettre à l'algorithme de suivi de fréquence de fonctionner pour les relais qui peuvent exécuter cette fonction.

6.4.2.2 Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

Afin de comparer les performances dynamiques, le modèle de réseau du système électrique représenté à la Figure 22 doit être utilisé. Les enroulements tertiaires connectés en triangle ne sont pas modélisés. Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 18. La séquence d'essai comprend les paramètres suivants et leurs domaines:

- nombre de niveaux de courant différentiel pris en considération;

Les niveaux de courant différentiel suivants en pu (multiple du courant assigné qui est calculé en utilisant la tension de base et la puissance de base) pour les défauts triphasés doivent être utilisés:

- 0,5; 1,0; 3,0; 5,0; 10,0 à la fréquence nominale;
- 10,0 aux fréquences non nominales.

Ces niveaux de courant différentiel donnent les impédances de source comme cela est indiqué dans le Tableau 19 en fonction du courant différentiel pendant le défaut.

- position du défaut;

FP2

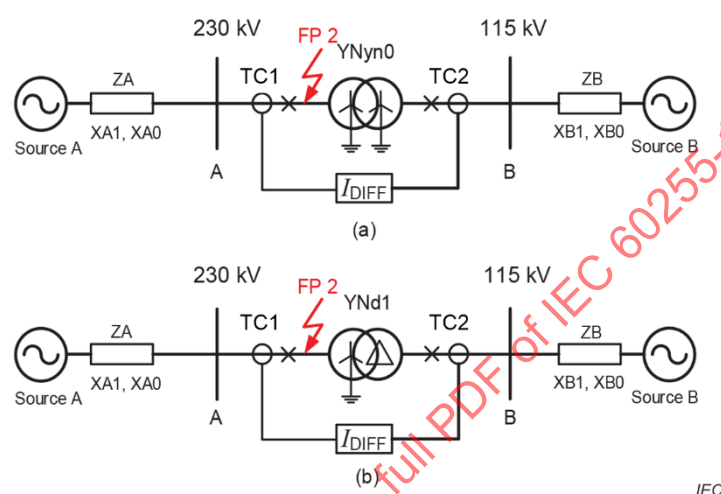


Figure 22 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de temps de fonctionnement

Tableau 18 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	230 kV/115 kV ^a
Fréquence du système	* Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 500 A/1 A (5 A); TC2: 1 000 A/1 A (5 A)
Transformateur de puissance ^c	200 MVA ^d , YNyn0, YNd1
Sources A, B	Constante de temps primaire $T_p = 60$ ms. Pour plus d'informations, voir le Tableau 19.
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu (le cas échéant)
^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu. ^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux. ^c Le transformateur de puissance est idéal, ce qui signifie qu'il n'y a pas de pertes dans la transformation de la puissance: – pertes dans l'enroulement nulles (résistance et réactance de fuite nulles) (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale réalisable doit être utilisée); – impédance magnétisante infinie. ^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu ^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par un déphasage entre les tensions de source A et B, en maintenant les niveaux de tension égaux. La tension A est supérieure à la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'atteindre un niveau de courant de charge d'environ 0,3 pu, et un niveau inférieur ou supérieur est donc proposé. L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).	

- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et la fréquence non nominale étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 19 indique la fréquence d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de $\pm 10\%$ de la fréquence nominale de 50 Hz.

- Types de défauts

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

Tableau 19 – Impédances de source du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm 10\%$)

Cas d'essai	Fréquence d'essai	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	Défaut à courant triphasé $I_{A1} = I_{B1}$ (hypothèse: courant de charge = 0)	Défaut à courant différentiel maximal triphasé (hypothèse: courant de charge = 0)	Déphasage de la source pour le transformateur du groupe vectoriel 0 $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Chargement
	Hz	ohms primaires	ohms primaires	pu	pu	degrés	pu
1	45,0	X = 52,9 R = 3,12	X = 13,2 R = 0,778	5,00	10,0	7	0,31
2	47,5	X = 52,9 R = 2,95	X = 13,2 R = 0,737	5,00	10,0	7	0,31
3	50,0	X = 1060 R = 56,2	X = 265 R = 14,1	0,25	0,5	60	0,13
4	50,0	X = 529 R = 28,1	X = 132 R = 7,00	0,50	1,0	60	0,25
5	50,0	X = 176 R = 9,34	X = 44,0 R = 2,33	1,50	3,0	23	0,30
6	50,0	X = 106 R = 5,62	X = 26,5 R = 1,41	2,50	5,0	14	0,30
7	50,0	X = 52,9 R = 2,81	X = 13,2 R = 0,700	5,00	10,0	7	0,31
8	52,5	X = 52,9 R = 2,67	X = 13,2 R = 0,667	5,00	10,0	7	0,31
9	55,0	X = 52,9 R = 2,55	X = 13,2 R = 0,637	5,00	10,0	7	0,31

- Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° à la fréquence nominale;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

- Type de transformateur de puissance

Les essais sont réalisés pour les deux types de transformateurs de puissance YNyn0 et YNd1.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Dans le cas du transformateur YNyn0, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée en conséquence et la compensation homopolaire doit être activée (le cas échéant) sur les deux enroulements. Dans le cas du transformateur YNd1, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée sur 1 (-30°) et la compensation homopolaire doit être activée sur l'enroulement YN uniquement. Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être désactivé ou réglé à un niveau suffisamment élevé pour éviter le déclenchement dans les conditions de défaut détaillées dans l'essai, avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes réglages doivent être utilisés pour les essais de 6.4.4.2, 6.4.7.2, 6.5.2.1 et 6.8.2.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 500 A/1 A et 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A et 1 000 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.

Il est possible d'effectuer des essais supplémentaires pour les configurations de transformateurs de courant suivantes:

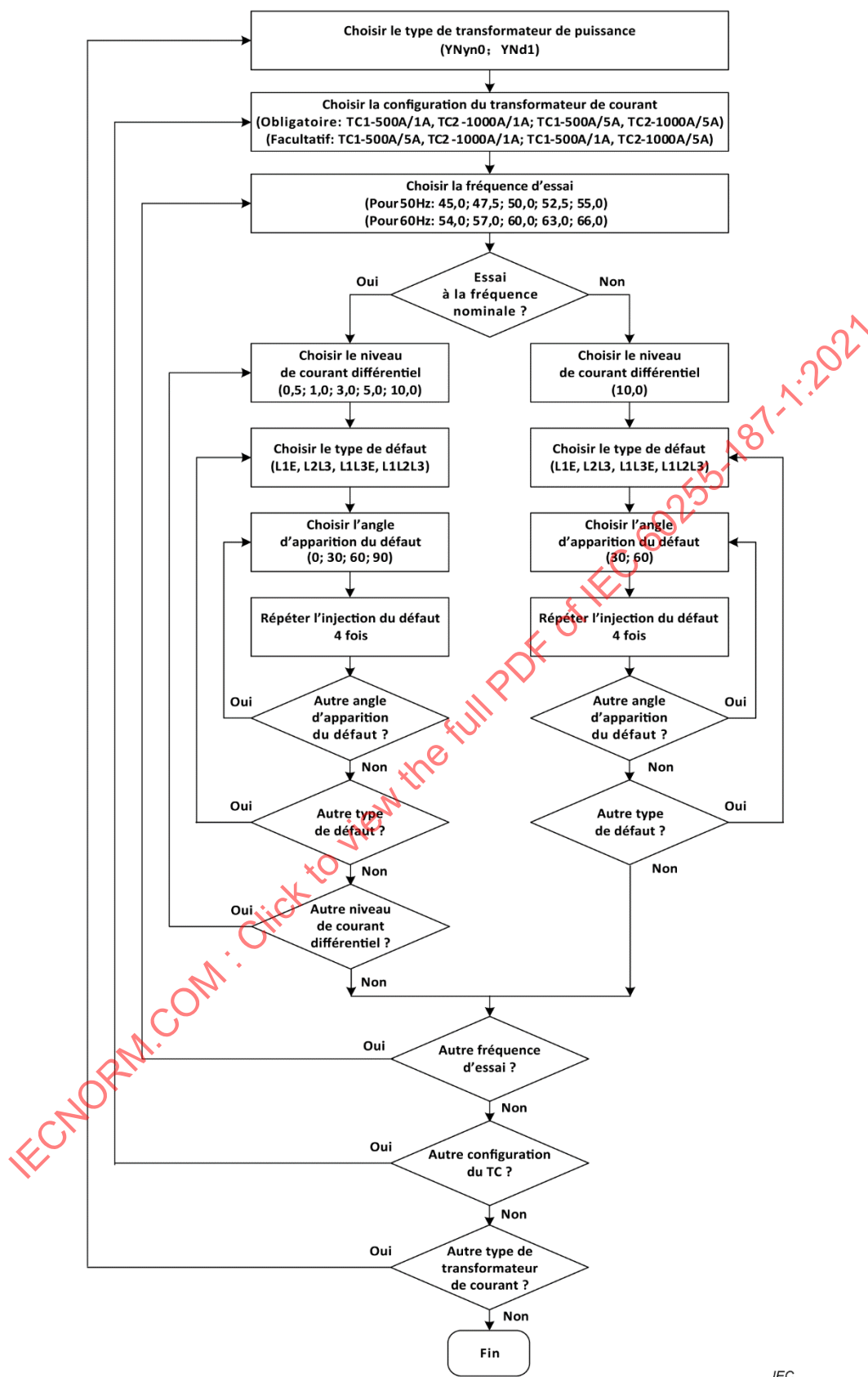
- 500 A/5 A et 1 000 A/1 A;
- 500 A/1 A et 1 000 A/5 A.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

Les défauts sont injectés selon la séquence décrite par le diagramme de la Figure 23. Le nombre total d'essais est de 3 584 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.



IEC

Figure 23 – Séquence d’essai pour le modèle de réseau avec deux sources d’alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (transformateur)

6.4.2.3 Considérations spécifiques à l'application: terre restreinte polarisée

Afin de comparer les performances dynamiques, le modèle de réseau du système électrique représenté à la Figure 24 doit être utilisé.

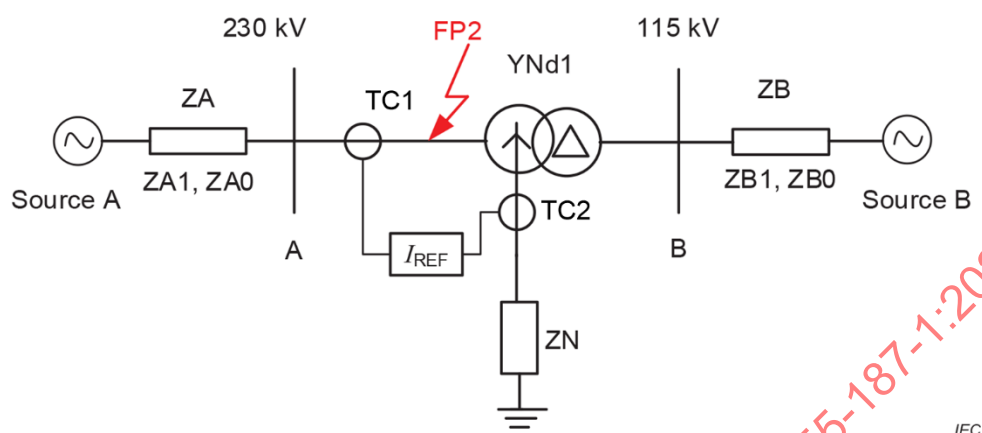


Figure 24 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de temps de fonctionnement

En général, pour les défauts internes monophasés à la terre, la protection contre la terre restreinte voit des défauts avec deux sources d'alimentation (courants de défaut disponibles aux deux transformateurs de courant). Pour les systèmes à double extrémité ou radiaux, les temps de fonctionnement de la protection contre la terre restreinte sont évalués à l'aide du modèle de système électrique suivant, qui est nécessaire pour générer le courant de charge de prédéfaut et les courants internes de défaut monophasé à la terre.

Le chemin neutre du transformateur de puissance est mis à la terre avec l'impédance $Z_N = R_N + j X_N$. Cette impédance est utilisée pour contrôler le niveau de courant de défaut résiduel du côté du transformateur de puissance. Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 20.

Tableau 20 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	230 kV/115 kV ^a
Fréquence du système	Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir le 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 500 A/1 A (5 A); TC2: 500 A/1 A (5 A)
Transformateur de puissance ^c	200 MVA ^d , YNd1
Sources A, B	Constante de temps primaire $T_p = 60$ ms. Pour plus d'informations, voir le Tableau 21.
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu (le cas échéant)
^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu. ^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux. ^c Le transformateur de puissance est idéal, ce qui signifie qu'il n'y a pas de pertes dans la transformation de la puissance: – pertes dans l'enroulement nulles (résistance et réactances de fuite nulles) (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale réalisable doit être utilisée); – impédance magnétisante infinie. L'impédance homopolaire est modélisée par l'impédance neutre-terre ZN. ^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu. ^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par un déphasage entre les tensions de source A et B, en maintenant les niveaux de tension égaux. La tension A est supérieure à la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'atteindre un niveau de courant de charge d'environ 0,3 pu, et un niveau inférieur ou supérieur est donc proposé. L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).	

- Nombre de niveaux de courant différentiel $3 I_0$ pour les défauts monophasés à la terre pris en considération

Les niveaux de courant différentiel suivants en pu pour les défauts monophasés à la terre doivent être utilisés:

- 0,5; 1,0; 3,0; 5,0; 10,0 à la fréquence nominale;
- 10,0 aux fréquences non nominales.

Ces niveaux de courant différentiel résiduel ($3I_0$) donnent les impédances de source et l'impédance neutre du transformateur de puissance, comme cela est indiqué dans le Tableau 21.

- Position du défaut
FP2
- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 21 indique la fréquence d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de ± 10 % de la fréquence nominale de 50 Hz.

- Types de défauts
L1E, L2E, L3E, L2L3E

Tableau 21 – Impédances de source pour le modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz ± 10 %)

Cas d'essai	Fréquence d'essai	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	ZN	Défaut LE courant de défaut différentiel $3I_0$ (en prenant pour hypothèse un courant de charge = 0)	Déphasage pour le transformateur du groupe vectoriel 0 $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Charge
	Hz	ohms primaires	ohms primaires	ohms primaires	pu	degrés	pu
1	45,0	X = 52,9 R = 3,12	X = 13,2 R = 0,778	XN = 17,6 RN = 1,04	10,00	7	0,31
2	47,5	X = 52,9 R = 2,95	X = 13,2 R = 0,737	XN = 17,6 RN = 0,983	10,00	7	0,31
3	50,0	X = 1060 X = 56,2	X = 265 R = 14,1	XN = 353 RN = 18,7	0,50	60	0,13
4	50,0	X = 529 R = 28,1	X = 132 R = 7,00	XN = 176 RN = 9,34	1,00	60	0,25
5	50,0	X = 176 R = 9,34	X = 44,0 R = 2,33	XN = 58,7 RN = 3,11	3,00	23	0,30
6	50,0	X = 106 R = 5,62	X = 26,5 R = 1,41	XN = 35,3 RN = 1,87	5,00	14	0,30
7	50,0	X = 52,9 R = 2,81	X = 13,2 R = 0,700	XN = 17,6 RN = 0,934	10,00	7	0,31
8	52,5	X = 52,9 R = 2,67	X = 13,2 R = 0,667	XN = 17,6 RN = 0,889	10,00	7	0,31
9	55,0	X = 52,9 R = 2,55	X = 13,2 R = 0,637	XN = 17,6 RN = 0,849	10,00	7	0,31

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° à la fréquence nominale;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée:

- 4 fois pour les essais à la fréquence nominale;
- 4 fois pour les essais à des fréquences non nominales.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être désactivé ou réglé à un niveau suffisamment élevé pour éviter le déclenchement dans les conditions de défaut détaillées dans l'essai, avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10,5 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes paramètres doivent être utilisés pour les essais de 6.4.7.3, 6.5.3.1 et 6.8.4.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 500 A/1 A et 500 A/1 A;
- 500 A/5 A et 500 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.

Il est possible d'effectuer des essais supplémentaires pour les configurations de transformateurs de courant suivantes:

- 500 A/5 A et 500 A/1 A;
- 500 A/ 1 A et 500 A/5 A.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

Les défauts sont injectés selon la séquence décrite par le diagramme de la Figure 25. Le nombre total d'essais est de 1 792 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.

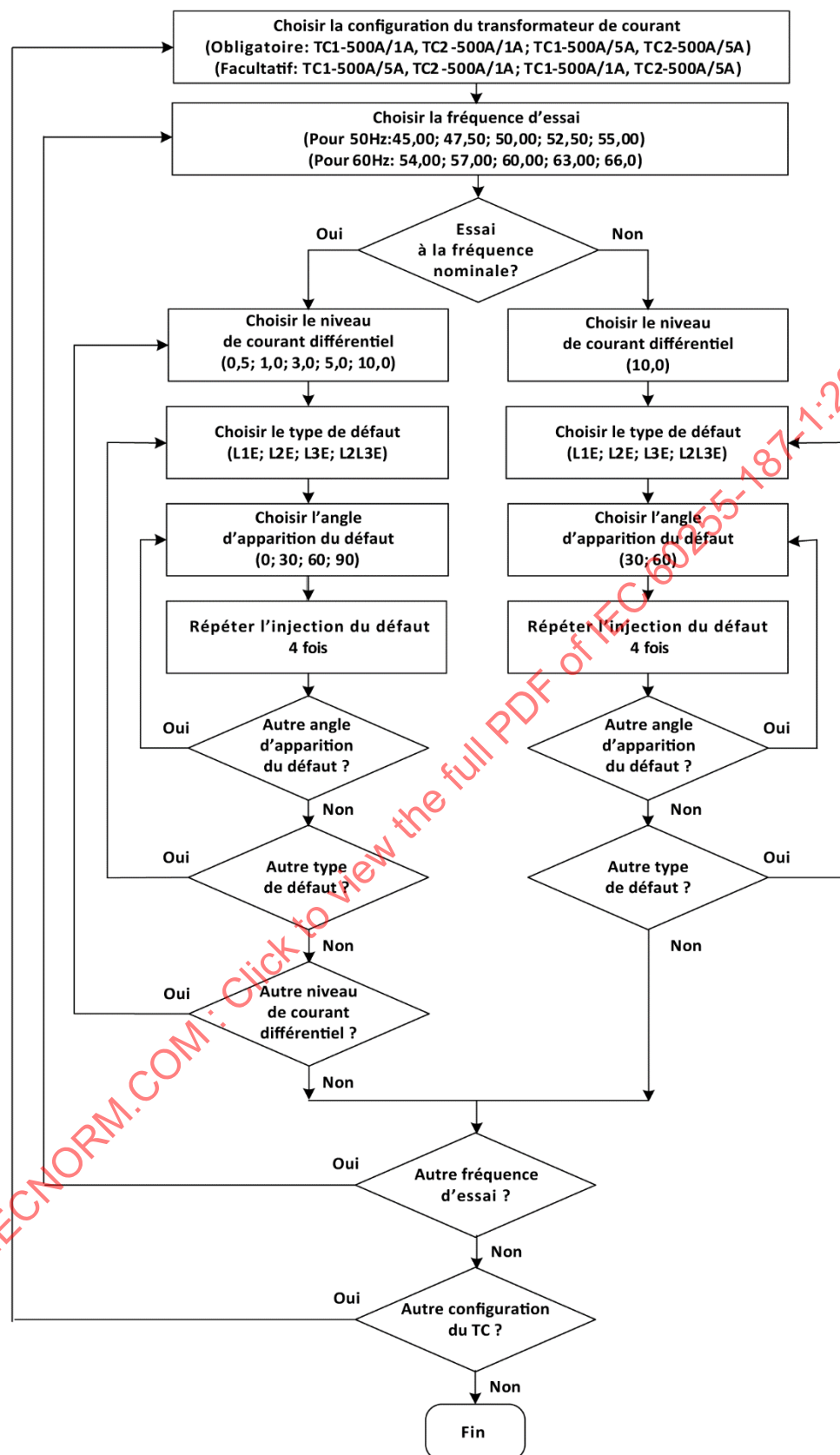
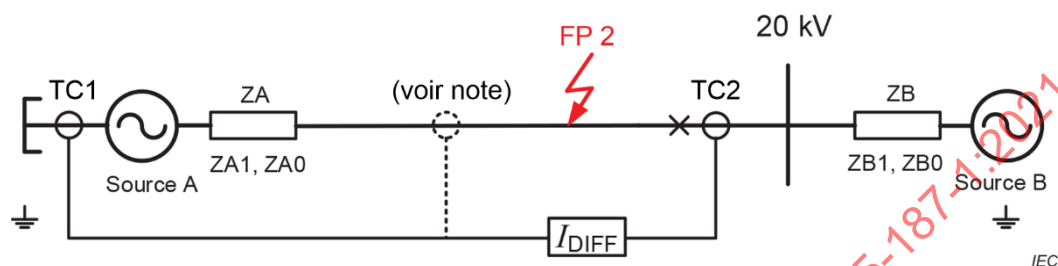


Figure 25 – Séquence d'essai du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (REF)

6.4.2.4 Considérations spécifiques à l'application: différentielle générateur

Afin de comparer les performances dynamiques des relais de différents fabricants, le modèle de réseau du système électrique représenté à la Figure 26 doit être utilisé. Dans ce modèle de réseau, la source A et l'impédance ZA simulent les courants générés par le générateur protégé avec une impédance de court-circuit (impédance subtransitoire) ayant une constante de temps de 100 ms. La source B et l'impédance ZB simulent les courants générés par le réseau électrique connecté au générateur protégé. De même, dans ce cas, la constante de temps est de 100 ms.



NOTE Pour simplifier la simulation, l'emplacement du TC indiqué en pointillés est utilisé pour le TC1. Ceci est équivalent à l'emplacement du TC indiqué sur la figure comme TC1 et donne des résultats identiques.

Figure 26 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de temps de fonctionnement

Le générateur protégé est représenté schématiquement à l'intérieur des transformateurs de courant TC1 et TC2.

Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 22.

Tableau 22 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	20 kV ^a , point neutre isolé
Fréquence du système	Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir le 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 3 000 A/1 A (5 A); TC2: 3 000 A/1 A (5 A)
Générateur protégé (G)	100 MVA ^c (point neutre isolé)
Sources A, B	Constante de temps primaire $T_p = 100$ ms. Les points neutres des sources sont isolés. Pour plus d'informations, voir le Tableau 23.
Courant de prédéfaut ^d	Environ 0,3 pu (le cas échéant)

^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu.

^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux. L'impédance de court-circuit du générateur protégé est représentée par ZA.

^c Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu.

^d Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par le déphasage entre:

- les tensions des sources A et B, en gardant les niveaux de tension égaux. La tension A précède la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'obtenir un courant de charge;
- niveau d'environ 0,3 pu, d'où la proposition d'un niveau inférieur ou supérieur;
- L'angle de phase entre les sources A et B pendant la condition de défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut.

- Nombre de niveaux de courant différentiel pris en considération

Les niveaux de courant différentiel suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:

- 0,5; 1,0; 3,0; 5,0; 10,0 à la fréquence nominale;
- 10,0 aux fréquences non nominales.

Ces niveaux de courant différentiel donnent les impédances de source comme cela est indiqué dans le Tableau 23 en fonction du courant différentiel pendant le défaut.

Tableau 23 – Impédances de source pour le modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz ± 10 %)

Cas d'essai	Fréquence d'essai	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	Défaut à courant triphasé $I_{A1} = I_{B1}$ (en prenant pour hypothèse un courant de charge = 0) pu	Défaut à courant différentiel maximal triphasé (en prenant pour hypothèse un courant de charge = 0) pu	Déphasage $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$ degrés	Charge pu
1	45,0	X = 0,800 R = 0,0283	X = 0,800 R = 0,0283	5,00	10,0	7	0,30
2	47,5	X = 0,800 R = 0,0268	X = 0,800 R = 0,0268	5,00	10,0	7	0,30
3	50,0	X = 16,0 R = 0,509	X = 16,0 R = 0,509	0,25	0,5	60	0,13
4	50,0	X = 8,00 R = 0,255	X = 8,00 R = 0,255	0,50	1,0	60	0,25
5	50,0	X = 2,66 R = 0,0847	X = 2,66 R = 0,0847	1,50	3,0	23	0,30
6	50,0	X = 1,60 R = 0,0509	X = 1,60 R = 0,0509	2,50	5,0	14	0,30
7	50,0	X = 0,800 R = 0,0255	X = 0,800 R = 0,0255	5,00	10,0	7	0,31
8	52,5	X = 0,800 R = 0,0243	X = 0,800 R = 0,0243	5,00	10,0	7	0,31
9	55,0	X = 0,800 R = 0,0231	X = 0,800 R = 0,0231	5,00	10,0	7	0,31

- Position du défaut

FP2

- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 23 indique les fréquences d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de ±10 % de la fréquence nominale de 50 Hz.

- Types de défauts

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

- Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° à la fréquence nominale;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Toute compensation de groupe vectoriel et toute compensation homopolaire disponibles sur l'élément doivent être désactivées. Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être désactivé ou réglé à un niveau suffisamment élevé pour éviter le déclenchement dans les conditions de défaut détaillées dans l'essai, avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes paramètres doivent être utilisés pour les essais de 6.4.4.3, 6.4.7.4 et 6.5.4.1.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 3 000 A/1 A et 3 000 A/1 A;
- 3 000 A/5 A et 3 000 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain.

Les sources de tension A et B conservent le même angle de phase qu'elles avaient lors de la génération de la charge de prédéfaut.

Les défauts sont injectés selon la séquence décrite par le diagramme de la Figure 27.

Le nombre total d'essais est de 896 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.

6.4.3 Temps de fonctionnement du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation (fonctionnement sans caractéristique de retenue)

6.4.3.1 Méthodologie générale

Un modèle de simulation transitoire du réseau électrique est utilisé pour simuler les courants, y compris la composante continue décroissante, avec des transitions réalistes entre les courants de prédéfaut et de défaut. Plusieurs angles d'apparition du défaut doivent être utilisés à chaque emplacement de défaut. La définition de l'angle d'apparition du défaut peut être trouvée à l'Annexe I. Le niveau des courants de défaut est déterminé en modifiant la valeur des impédances de source.

La fréquence des sources A et B est modifiée en fonction des valeurs indiquées.

Un signal approprié représentant la fréquence du système doit être disponible pour permettre à l'algorithme de suivi de fréquence de fonctionner pour les relais qui peuvent exécuter cette fonction.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

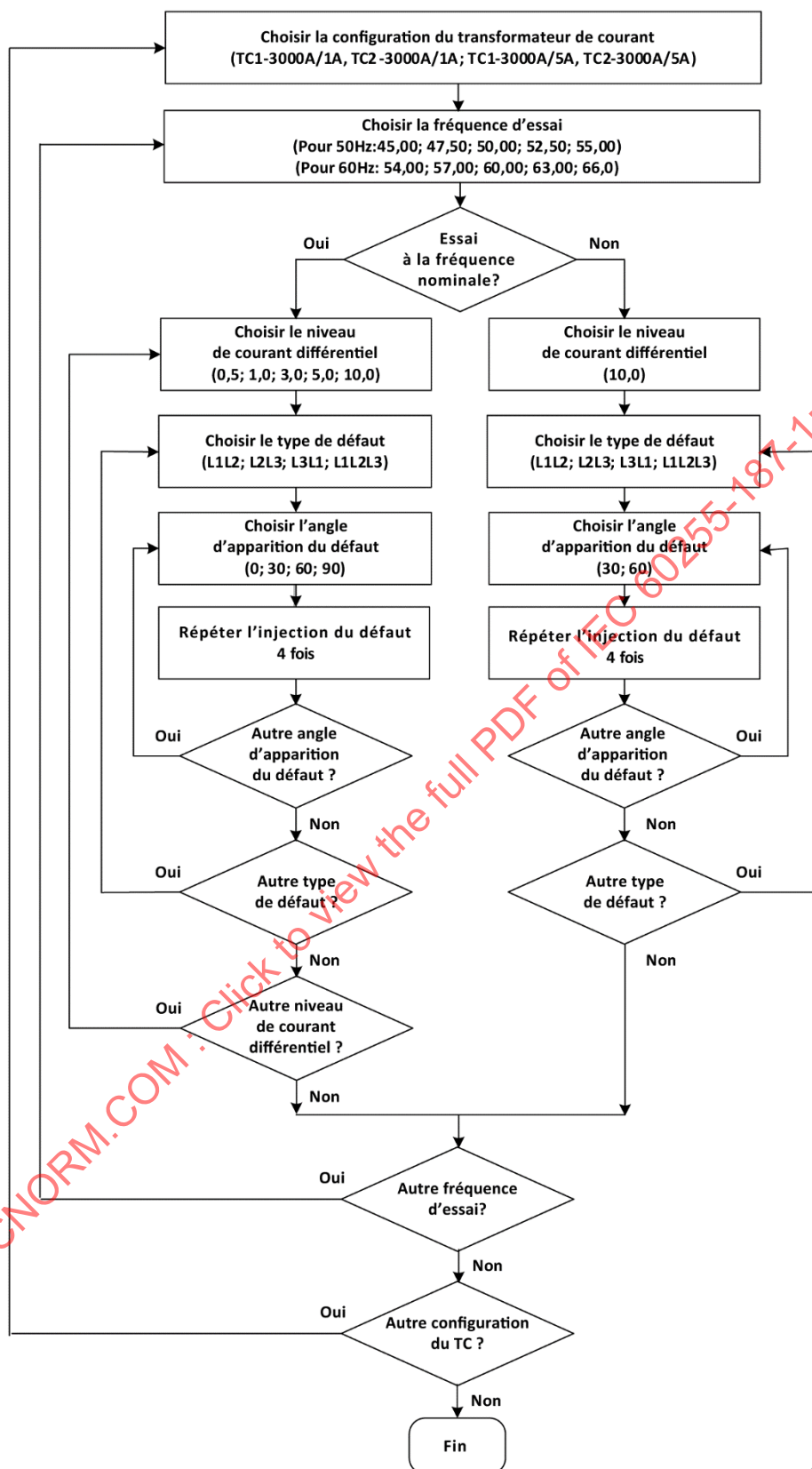


Figure 27 – Séquence d'essai du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (générateur)

6.4.3.2 Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

Le modèle d'essai représenté à la Figure 22 qui a été utilisé pour le fonctionnement avec caractéristique de retenue est utilisé pour cet essai avec des paramètres de modèle révisés comme cela est indiqué dans le Tableau 24.

Tableau 24 – Impédances de source du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement sans caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 60 Hz ± 10 %)

Cas d'essai i	Fréquence d'essai	Source A XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B XB1 = XB0 RB1 = RB0	Défaut à courant triphasé $I_{A1} = I_{B1}$ (en prenant pour hypothèse un courant de charge = 0)	Défaut à courant différentiel maximal triphasé (en prenant pour hypothèse un courant de charge = 0)	Déphasage pour le transformateur du groupe vectoriel 0 $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Charge
	Hz	ohms primaires	ohms primaires	pu	pu	degrés	pu
1	54,0	X = 21,2 R = 1,04	X = 5,30 R = 0,260	12,50	25,0	3	0,33
2	57,0	X = 21,2 R = 0,987	X = 5,30 R = 0,247	12,50	25,0	3	0,33
3	60,0	X = 26,5 R = 1,17	X = 6,63 R = 0,293	10,00	20,0	4	0,35
4	60,0	X = 21,2 R = 0,937	X = 5,30 R = 0,234	12,50	25,0	3	0,33
5	60,0	X = 17,6 R = 0,778	X = 4,40 R = 0,195	15,00	30,0	3	0,39
6	63,0	X = 21,2 R = 0,893	X = 5,30 R = 0,223	12,50	25,0	3	0,33
7	66,0	X = 21,2 R = 0,852	X = 5,30 R = 0,213	12,50	25,0	3	0,33

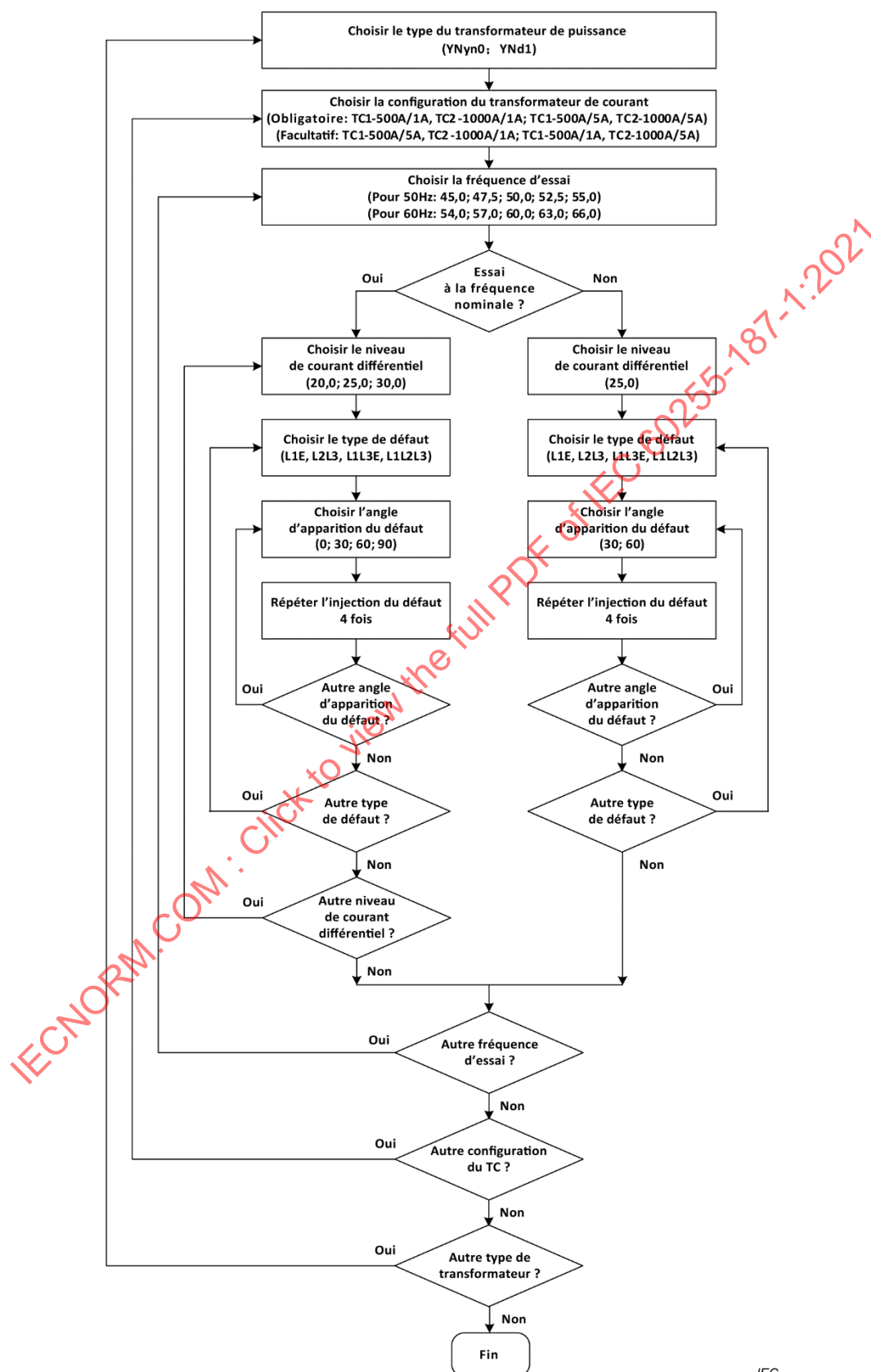
Les paramètres d'essai suivants sont exigés:

- nombre de niveaux de courant différentiel pris en considération;
Les niveaux de courant différentiel suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:
 - 20,0; 25,0; 30,0 à la fréquence nominale;
 - 25,0 aux fréquences non nominales.
 Ces niveaux de courant différentiel produisent les impédances de source comme cela est indiqué dans le Tableau 24 en fonction du courant différentiel pendant le défaut.
- position du défaut;
FP2
- fréquence du système;

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 24 indique les fréquences d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de ±10 % de la fréquence nominale de 60 Hz.

- types de défauts;
L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3
- résistance de défaut;
Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).
- angles d'apparition du défaut;
Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:
 - 0°, 30°, 60°, 90° à la fréquence nominale;
 - 30°, 60° aux fréquences non nominales.
- répétition;
Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.
- type de transformateur de puissance;
Les essais sont réalisés pour les deux types de transformateurs de puissance YNyn0 et YNd1.
- réglages du relais différentiel;
Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être activé avec un réglage de la valeur de fonctionnement supérieur à 10 pu. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément sans caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Dans le cas du transformateur YNyn0, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée à 0 et la compensation homopolaire doit être activée (le cas échéant) sur les deux enroulements. Dans le cas du transformateur YNd1, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée sur 1 (-30°) et la compensation homopolaire doit être activée (le cas échéant) sur l'enroulement YN uniquement. Le fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être désactivé ou réglé en prenant en considération l'essai pour réduire le plus possible l'impact sur la fonction non soumise à des contraintes. En variante, une sortie binaire distincte qui ne change d'état que selon le fonctionnement de l'élément sans caractéristique de retenue doit être surveillée.
Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.
Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément sans caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes réglages doivent être utilisés pour les essais de 6.4.5.2.
- configuration du transformateur de courant;
Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):
 - 500 A/1 A et 1 000 A/1 A;
 - 500 A/5 A et 1 000 A/5 A.
 Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.
Il est possible d'effectuer des essais supplémentaires pour les configurations de transformateurs de courant suivantes:
 - 500 A/5 A et 1 000 A/1 A;
 - 500 A/1 A et 1 000 A/5 A.
- injection du défaut.
L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain.
Les sources de tension A et B conservent le même angle de phase qu'elles avaient lors de la génération de la charge de prédéfaut.

Les défauts doivent être injectés conformément à la séquence décrite par le diagramme de la Figure 28. Le nombre total d'essais est de 2 560 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.



IEC

Figure 28 – Séquence d'essai du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation – Fonctionnement sans caractéristique de retenue (transformateur)

6.4.4 Temps de fonctionnement du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique (fonctionnement avec caractéristique de retenue)

6.4.4.1 Généralités

Un modèle de simulation transitoire du réseau électrique est utilisé pour simuler les courants, y compris la composante continue décroissante, avec des transitions réalistes entre les courants de prédéfaut et de défaut. Plusieurs angles d'apparition du défaut doivent être utilisés à chaque emplacement de défaut. La définition de l'angle d'apparition du défaut peut être trouvée à l'Annexe I. Le niveau des courants de défaut est déterminé en modifiant la valeur de l'impédance de source.

La fréquence de la source A est modifiée en fonction des valeurs indiquées. Un signal approprié représentant la fréquence du système doit être disponible pour permettre à l'algorithme de suivi de fréquence de fonctionner pour les relais qui peuvent exécuter cette fonction.

6.4.4.2 Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

Afin de comparer les performances dynamiques, le modèle de réseau du système électrique représenté à la Figure 29 doit être utilisé. Les enroulements tertiaires connectés en triangle ne sont pas modélisés. Le réseau simulé est un réseau avec une source d'alimentation unique dont les paramètres sont spécifiés dans le Tableau 25.

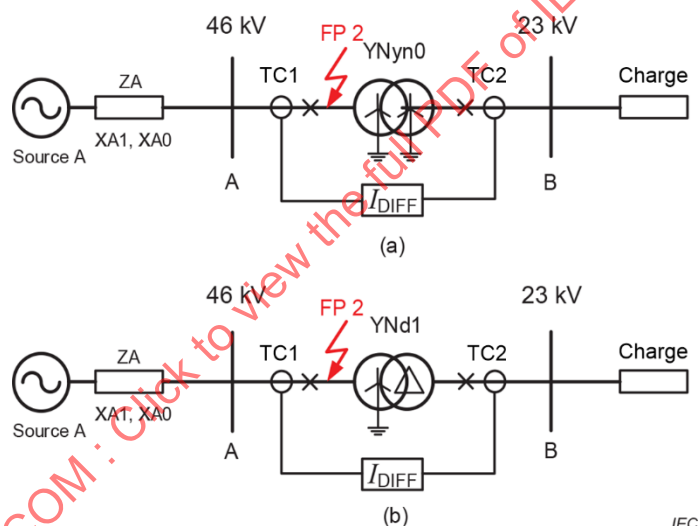


Figure 29 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique pour les essais de temps de fonctionnement

Tableau 25 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique

Tension du système	46 kV/23 kV ^a
Fréquence du système	Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir le 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 500 A/1 A (5 A); TC2: 1 000 A/1 A (5 A)
Transformateur de puissance ^c	40 MVA ^d , YNyn0, YNd1
Source A	Constante de temps primaire $T_p = 60$ ms. Pour plus d'informations, voir le Tableau 26.
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu
^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu. ^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux. ^c Le transformateur de puissance est idéal, ce qui signifie qu'il n'y a pas de pertes dans la transformation de la puissance: – pertes de joule et réactances de fuite de l'enroulement nulles (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale réalisable doit être utilisée); – impédance magnétisante infinie. ^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu. ^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est calculé en faisant varier la résistance de la charge, connectée en étoile.	

- Nombre de niveaux de courant différentiel pris en considération

Les niveaux de courant différentiel suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:

- 0,5; 1,0; 1,5; 3,0; 5,0 à la fréquence nominale;
- 5,0 aux fréquences non nominales.

Ces niveaux de courant différentiel produisent l'impédance de source comme cela est indiqué dans le Tableau 26 en fonction du courant différentiel pendant le défaut.

Tableau 26 – Impédances de source du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)

Cas d'essai	Fréquence d'essai Hz	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 ohms primaires	Défaut à courant différentiel maximal triphasé pu	Résistance à la charge Connecté en étoile (YN) ohms primaires	Charge pu
1	45,0	X = 10,6 R = 0,625	5,0	44	0,30
2	47,5	X = 10,6 R = 0,592	5,0	44	0,30
3	50,0	X = 10,6 R = 5,62	0,5	35	0,30
4	50,0	X = 52,9 R = 2,81	1,0	42	0,30
5	50,0	X = 35,3 R = 1,87	1,5	43	0,30
6	50,0	X = 17,6 R = 0,934	3,0	44	0,30

Cas d'essai	Fréquence d'essai Hz	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 ohms primaires	Défaut à courant différentiel maximal triphasé pu	Résistance à la charge Connecté en étoile (YN) ohms primaires	Charge pu
7	50,0	X = 10,6 R = 0,562	5,0	44	0,30
8	52,5	X = 10,6 R = 0,536	5,0	44	0,30
9	55,0	X = 10,6 R = 0,511	5,0	44	0,30

- Position du défaut
FP2
- Fréquence du système
La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 26 indique les fréquences d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de $\pm 10\%$ de la fréquence nominale de 50 Hz.
- Types de défauts
L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3
- Résistance de défaut
Une résistance de défaut de $0\ \Omega$ doit être utilisée (si $0\ \Omega$ n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).
- Angles d'apparition du défaut
Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:
 - 0° , 30° , 60° , 90° à la fréquence nominale;
 - 30° , 60° aux fréquences non nominales.
- Répétition
Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.
- Type de transformateur de puissance
Les essais sont réalisés pour les deux types de transformateurs de puissance YNyn0 et YNd1.
- Réglages du relais différentiel
La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Dans le cas du transformateur YNyn0, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée à 0 et la compensation homopolaire (si applicable) doit être activée sur les deux enroulements. Dans le cas du transformateur YNd1, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée sur 1 (-30°) et la compensation homopolaire (si applicable) doit être activée sur l'enroulement YN uniquement. Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être désactivé ou réglé à un niveau suffisamment élevé pour éviter le déclenchement dans les conditions de défaut détaillées dans l'essai, avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes réglages doivent être utilisés pour les essais de 6.4.2.2, 6.4.7.2, 6.5.2.1 et 6.8.2.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 500 A/1 A et 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A et 1 000 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.

Il est possible d'effectuer des essais supplémentaires pour les configurations de transformateurs de courant suivantes:

- 500 A/5 A et 1 000 A/1 A;
- 500 A/1 A et 1 000 A/5 A.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

Les défauts doivent être injectés conformément à la séquence décrite par le diagramme de la Figure 30. Le nombre total d'essais est de 3 584 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.

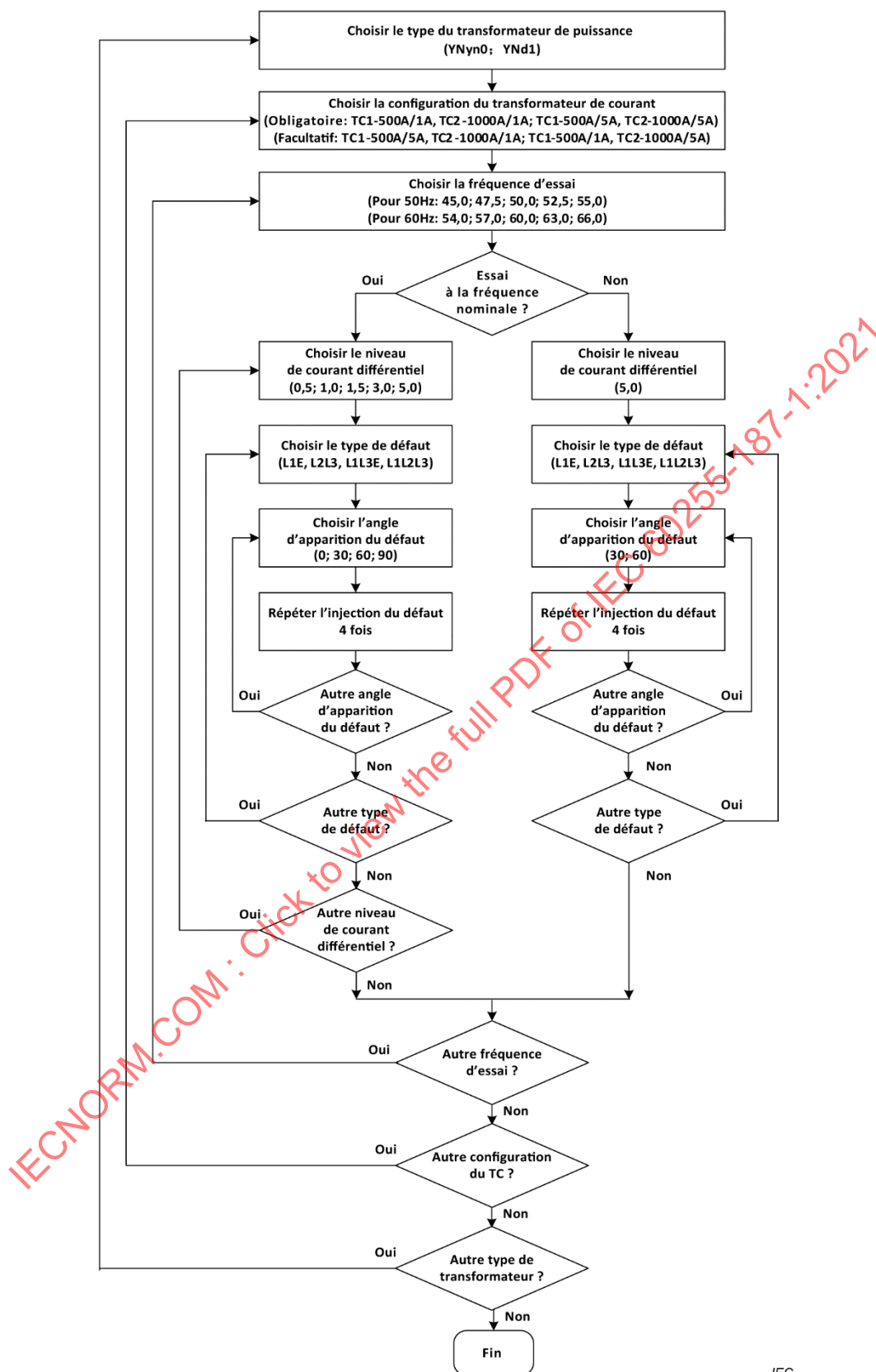
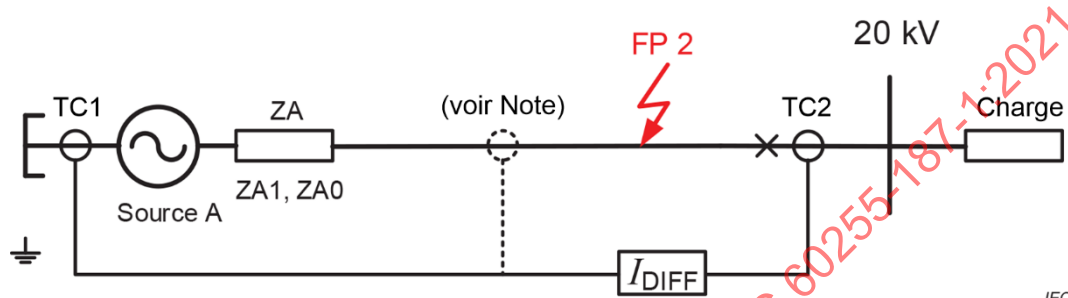


Figure 30 – Séquence d'essai du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue

6.4.4.3 Considérations spécifiques à l'application: différentielle générateur

Afin de comparer les performances dynamiques, le modèle de réseau du système électrique représenté à la Figure 31 doit être utilisé. Le réseau simulé est un réseau avec une source d'alimentation unique dont les paramètres sont spécifiés dans le Tableau 27. L'ouvrage protégé est un générateur.

Dans ce modèle de réseau, la source A et l'impédance ZA simulent les courants générés par le générateur protégé avec une impédance de court-circuit (impédance subtransitoire) ayant une constante de temps de 100 ms. La résistance de la charge simule le réseau électrique connecté au générateur protégé, qui est la charge.



NOTE Pour simplifier la simulation, l'emplacement du TC indiqué en pointillés est utilisé pour le TC1. Ceci est équivalent à l'emplacement du TC indiqué sur la figure comme TC1 et donne des résultats identiques.

Figure 31 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique pour les essais de temps de fonctionnement

Tableau 27 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique

Tension du système	20 kV ^a , point neutre isolé
Fréquence du système	Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 3 000 A/1 A (5 A); TC2: 3 000 A/1 A (5 A)
Générateur protégé (G) ^c	100 MVA ^d (point neutre isolé)
Source A	Constante de temps primaire $T_p = 100$ ms. Pour plus d'informations, voir le Tableau 28.
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu
^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu. ^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux. ^c L'impédance de court-circuit du générateur protégé est représentée par ZA. ^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu. ^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est calculé en faisant varier la résistance de la charge, connectée en étoile.	

Le générateur protégé est représenté schématiquement à l'intérieur des transformateurs de courant TC1 et TC2

- Nombre de niveaux de courant différentiel pris en considération

Les niveaux de courant différentiel suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:

- 0,5; 1,0; 1,5; 3,0; 5,0 à la fréquence nominale;
- 5,0 aux fréquences non nominales.

Ces niveaux de courant différentiel produisent l'impédance de source comme cela est indiqué dans le Tableau 28 en fonction du courant différentiel pendant le défaut.

- Position du défaut

FP2

- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 28 indique les fréquences d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de $\pm 10\%$ de la fréquence nominale de 50 Hz.

Tableau 28 – Impédances de source du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm 10\%$)

Cas d'essai	Fréquence d'essai	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Défaut à courant différentiel maximal triphasé	Résistance à la charge Connecté en étoile (YN)	Charge
	Hz	ohms primaires	pu	ohms primaires	pu
1	45,0	X = 0,800; R = 0,0283	5,0	13	0,30
2	47,5	X = 0,800; R = 0,0268	5,0	13	0,30
3	50,0	X = 8,00; R = 0,255	0,5	11	0,30
4	50,0	X = 4,00; R = 0,127	1,0	13	0,30
5	50,0	X = 2,66; R = 0,0847	1,5	13	0,30
6	50,0	X = 1,33; R = 0,0423	3,0	13	0,30
7	50,0	X = 0,800; R = 0,0255	5,0	13	0,30
8	52,5	X = 0,800; R = 0,0243	5,0	13	0,30
9	55,0	X = 0,800; R = 0,0231	5,0	13	0,30

- Types de défauts

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

- Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° à la fréquence nominale;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Toute compensation de groupe vectoriel et toute compensation homopolaire disponibles sur l'élément doivent être désactivées. Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être désactivé ou réglé à un niveau suffisamment élevé pour éviter le déclenchement dans les conditions de défaut détaillées dans l'essai, avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes paramètres doivent être utilisés pour les essais de 6.4.2.4, 6.4.7.4 et 6.5.4.1.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 3 000 A/1 A et 3 000 A/1 A;
- 3 000 A/5 A et 3 000 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

Les défauts doivent être injectés conformément à la séquence décrite par le diagramme de la Figure 32. Le nombre total d'essais est de 896 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.

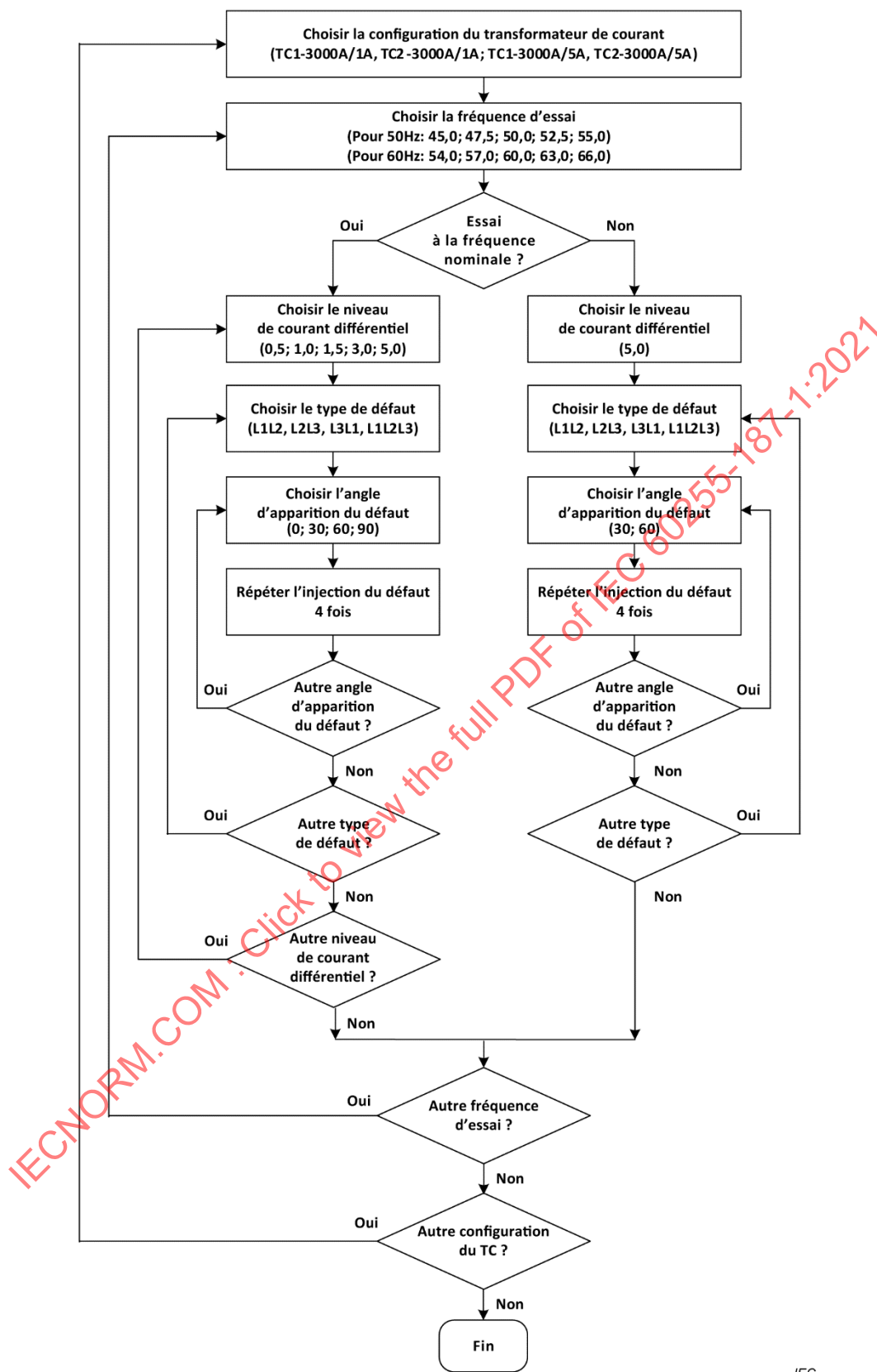
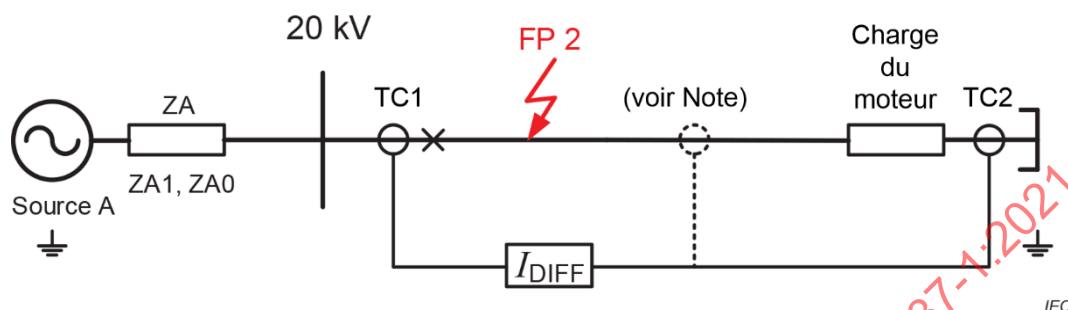


Figure 32 – Séquence d'essai du réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (générateur)

6.4.4.4 Considérations spécifiques à l'application: différentielle moteur

Afin de comparer les performances dynamiques, le modèle de réseau du système électrique représenté à la Figure 33 doit être utilisé. Le réseau simulé est un réseau avec une source d'alimentation unique dont les paramètres sont spécifiés dans le Tableau 29. L'ouvrage protégé est un moteur moyenne tension.



NOTE Pour simplifier la simulation, l'emplacement du TC indiqué en pointillés est utilisé pour le TC2. Ceci est équivalent à l'emplacement du TC indiqué sur la figure comme TC2 et donne des résultats identiques.

Figure 33 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique pour les essais de temps de fonctionnement

Tableau 29 – Modèle de réseau avec une source d'alimentation unique

Tension du système	20 kV ^a , point neutre isolé
Fréquence du système	Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir le 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 150 A/1 A (5 A), TC2: 150 A/1 A (5 A)
Moteur protégé (M) ^c	5 MVA ^d (point neutre isolé)
Source A	Constante de temps primaire $T_p = 100$ ms. Pour plus d'informations, voir le Tableau 30.
Courant avant défaut ^e	Environ 1,0 pu

^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu.
^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux.
^c La charge générée par le moteur est simulée par la résistance de charge.
^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu.
^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est calculé en faisant varier la résistance de la charge, connectée en étoile.

Dans ce modèle de réseau, la source A et l'impédance ZA simulent les courants générés par le réseau alimentant le moteur protégé, avec l'impédance de court-circuit d'une constante de temps de 100 ms. La résistance de charge simule la charge créée par le moteur protégé.

Le moteur protégé est représenté schématiquement à l'intérieur des transformateurs de courant TC1 et TC2.

- Nombre de niveaux de courant différentiel pris en considération

Les niveaux de courant différentiel suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:

- 0,5; 1,0; 1,5; 3,0; 5,0 à la fréquence nominale;
- 5,0 aux fréquences non nominales.

Ces niveaux de courant différentiel produisent les impédances de source comme cela est indiqué dans le Tableau 30 en fonction du courant différentiel pendant le défaut.

- Position du défaut

FP2

- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 30 indique les fréquences d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de $\pm 10\%$ de la fréquence nominale de 50 Hz.

- Types de défauts

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

Tableau 30 – Impédances de source du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm 10\%$)

Cas d'essai	Fréquence d'essai	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Défaut à courant différentiel maximal triphasé	Résistance à la charge Connecté en étoile (YN)	Charge
	Hz	ohms primaires	pu	ohms primaires	pu
1	45,0	X = 16,0; R = 0,566	5,0	78	1,00
2	47,5	X = 16,0; R = 0,536	5,0	78	1,00
3	50,0	X = 160; R = 5,09	0,5	0	0,50
4	50,0	X = 80,0; R = 2,55	1,0	0	1,00
5	50,0	X = 53,3; R = 1,70	1,5	58	1,00
6	50,0	X = 26,7; R = 0,850	3,0	75	1,00
7	50,0	X = 16,0; R = 0,509	5,0	78	1,00
8	52,5	X = 16,0; R = 0,485	5,0	78	1,00
9	55,0	X = 16,0; R = 0,463	5,0	78	1,00

- Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° à la fréquence nominale;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Toute compensation de groupe vectoriel et toute compensation homopolaire disponibles sur l'élément doivent être désactivées. Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être désactivé ou réglé à un niveau suffisamment élevé pour éviter le déclenchement dans les conditions de défaut détaillées dans l'essai, avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes réglages doivent être utilisés pour les essais de 6.4.7.5.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 150 A/1 A et 150 A/1 A;
- 150 A/5 A et 150 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge). Les défauts doivent être injectés conformément à la séquence décrite par le diagramme de la Figure 34. Le nombre total d'essais est de 896 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.

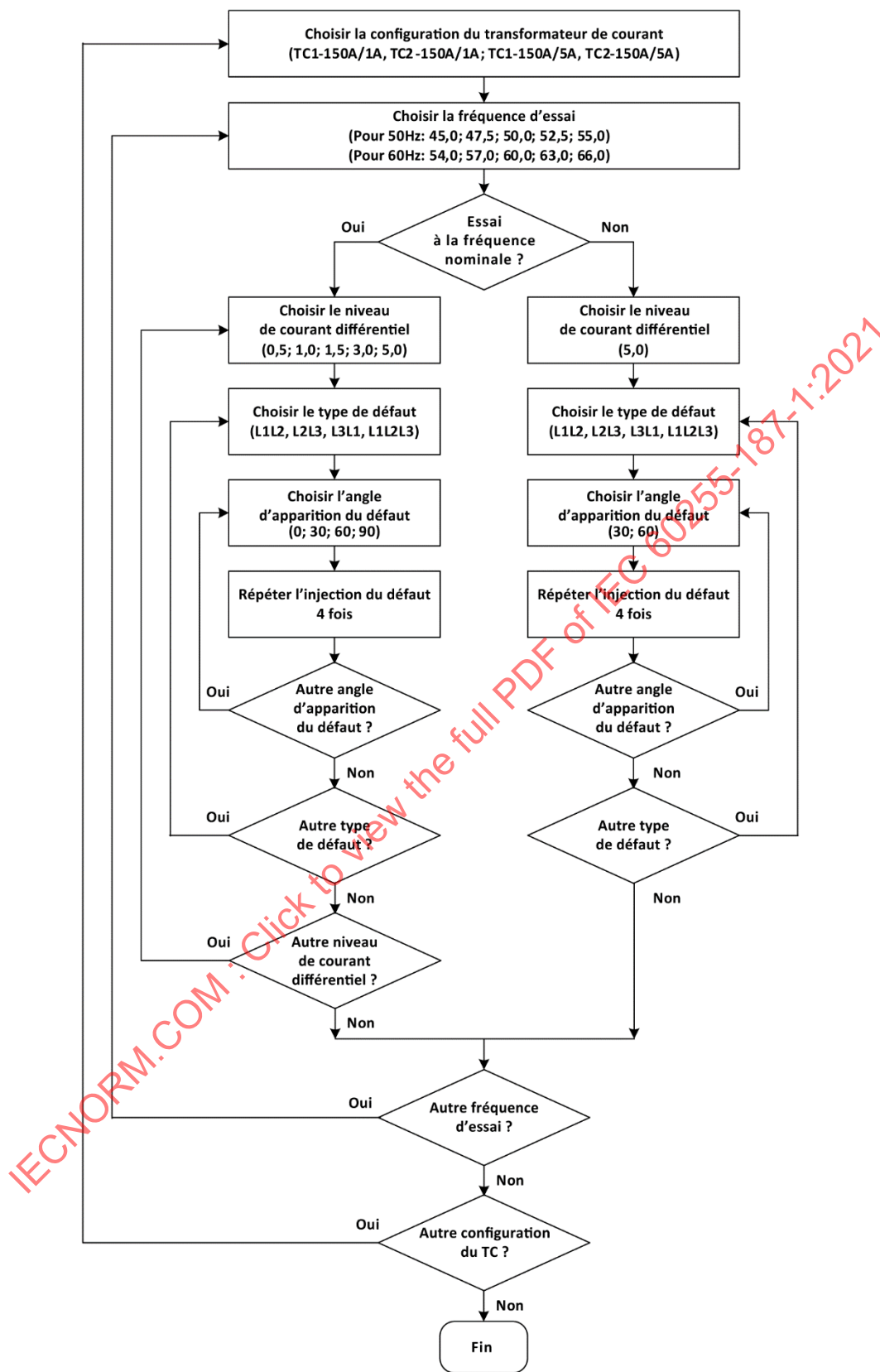


Figure 34 – Séquence d'essai du réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement avec caractéristique de retenue (moteur)

6.4.5 Temps de fonctionnement du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique (fonctionnement sans caractéristique de retenue)

6.4.5.1 Méthodologie générale

Un modèle de simulation transitoire du réseau électrique est utilisé pour simuler les courants, y compris la composante continue décroissante, avec des transitions réalistes entre les courants de prédéfaut et de défaut. Plusieurs angles d'apparition du défaut doivent être utilisés à chaque emplacement de défaut. La définition de l'angle d'apparition du défaut peut être trouvée à l'Annexe I. Le niveau des courants de défaut est déterminé en modifiant la valeur de l'impédance de source.

La fréquence de la source A varie en fonction des valeurs indiquées. Un signal approprié représentant la fréquence du système doit être disponible pour permettre à l'algorithme de suivi de fréquence de fonctionner pour les relais qui peuvent exécuter cette fonction.

6.4.5.2 Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

Le modèle d'essai utilisé pour cet essai est le même que celui utilisé pour l'essai de fonctionnement avec caractéristique de retenue, comme cela est indiqué à la Figure 29, mais avec des paramètres de modèle révisés comme cela est indiqué dans le Tableau 31.

Tableau 31 – Impédances de source du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement sans caractéristique de retenue (par exemple, domaine de fonctionnement de 60 Hz $\pm$ 10 %)

Cas d'essai	Fréquence d'essai Hz	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 ohms primaires	Défaut à courant différentiel maximal triphasé pu	Résistance de la charge connectée en étoile (YN) ohms primaires	Charge pu
1	54,0	X = 4,23; R = 0,208	12,5	44	0,30
2	57,0	X = 4,23; R = 0,197	12,5	44	0,30
3	60,0	X = 5,29; R = 0,234	10,0	44	0,30
4	60,0	X = 4,23; R = 0,187	12,5	44	0,30
5	60,0	X = 3,53; R = 0,156	15,0	44	0,30
6	63,0	X = 4,23; R = 0,178	12,5	44	0,30
7	66,0	X = 4,23; R = 0,170	12,5	44	0,30

- Nombre de niveaux de courant différentiel pris en considération

Les niveaux de courant différentiel suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:

- 10,0; 12,5; 15,0 à la fréquence nominale;
- 12,5 aux fréquences non nominales.

Ces niveaux de courant différentiel produisent les impédances de source comme cela est indiqué dans le Tableau 31 en fonction du courant différentiel pendant le défaut.

- Position du défaut

FP2

- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 31 indique les fréquences d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de ± 10 % de la fréquence nominale de 60 Hz.

- Types de défauts

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

- Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° à la fréquence nominale;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

- Type de transformateur de puissance

Les essais sont réalisés pour les deux types de transformateurs de puissance YNyn0 et YNd1.

- Réglages du relais différentiel

La fonction non soumise à des contraintes est activée et sa valeur de fonctionnement doit être réglée à 5 pu. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément sans caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Dans le cas du transformateur YNyn0, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée à 0 et la compensation homopolaire doit être activée (le cas échéant) sur les deux enroulements. Dans le cas du transformateur YNd1, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée sur 1 (-30°) et la compensation homopolaire doit être activée (le cas échéant) sur l'enroulement YN uniquement. Le fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être désactivé ou réglé en prenant en considération l'essai pour réduire le plus possible l'impact sur la fonction sans caractéristique de retenue. En variante, une sortie binaire distincte qui ne change d'état que selon le fonctionnement de l'élément sans caractéristique de retenue doit être surveillée.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément sans caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes réglages doivent être utilisés pour les essais de 6.4.3.2.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 500 A/1 A et 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A et 1 000 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration. Il est possible d'effectuer des essais supplémentaires pour les configurations de transformateurs de courant suivantes:

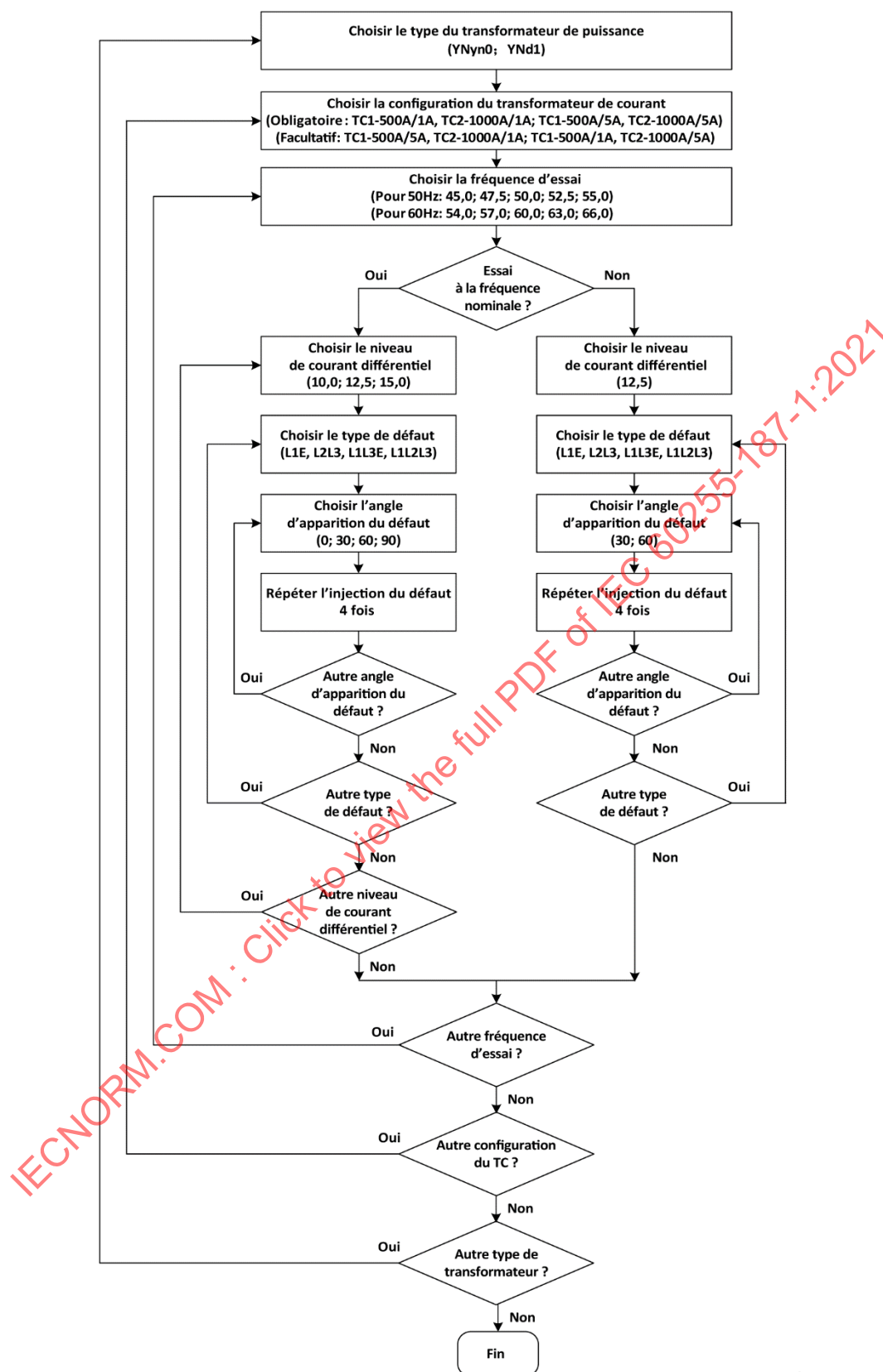
- 500 A/5 A et 1 000 A/1 A;
- 500 A/1 A et 1 000 A/5 A.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

Les défauts sont injectés selon la séquence décrite par le diagramme de la Figure 35. Le nombre total d'essais est de 2 560 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés.



IEC

Figure 35 – Séquence d'essai pour le réseau radial avec une source d'alimentation unique – Fonctionnement sans caractéristique de retenue

6.4.6 Rapport des temps de fonctionnement typiques

6.4.6.1 Généralités

Les résultats des temps de fonctionnement obtenus à partir de 6.4.2, 6.4.3, 6.4.4 et 6.4.5 sont utilisés pour rapporter les temps de fonctionnement typiques, respectivement:

- temps de fonctionnement typique du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation - fonctionnement avec caractéristique de retenue;
- temps de fonctionnement typique du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation - fonctionnement sans caractéristique de retenue;
- temps de fonctionnement typique du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique - fonctionnement avec caractéristique de retenue;
- temps de fonctionnement typique du modèle de réseau radial avec une source d'alimentation unique - fonctionnement sans caractéristique de retenue.

Les temps de fonctionnement typiques doivent être publiés sous forme de statistiques, comme cela est décrit en 6.4.6.2 et 6.4.6.8.

6.4.6.2 Collecte de données pour les temps de fonctionnement typiques à la fréquence nominale

Afin de créer une distribution des types de défauts dans les statistiques de temps de fonctionnement fondée sur la distribution typique des types de défauts d'un transformateur de puissance réel, les pondérations suivantes sont données aux données disponibles:

- les résultats d'essai pour les défauts LE sont pondérés par un facteur 2;
- les résultats d'essai pour les défauts LLE sont pondérés par un facteur 2;
- les résultats d'essai pour les défauts LL sont pondérés par un facteur 2;
- les résultats d'essai pour les défauts LLL sont pondérés par un facteur 1.

La pondération est effectuée en répétant simplement les résultats de chaque fréquence nominale disponible et de chaque configuration de transformateur de courant disponible. Voir le Tableau 32, le Tableau 33, le Tableau 34 et le Tableau 35.

Tableau 32 – Statistiques de défaut pour le temps de fonctionnement typique de la protection du transformateur (fréquence nominale uniquement)

Modèle réseau	Fonctionnement avec caractéristique de retenue	Fonctionnement sans caractéristique de retenue
Avec deux sources d'alimentation	LE: 160 × 2 (accepté)	LE: 96 × 2
	LLE: 160 × 2	LLE: 96 × 2
	LL: 160 × 2	LL: 96 × 2
	LLL: 160 × 1	LLL: 96 × 1
	Total: 1120	Total: 672
Radial avec une source d'alimentation unique	LE: 160 × 2	LE: 96 × 2
	LLE: 160 × 2	LLE: 96 × 2
	LL: 160 × 2	LL: 96 × 2
	LLL: 160 × 1	LLL: 96 × 1
	Total: 1120	Total: 672

Tableau 33 – Statistiques de défaut pour le temps de fonctionnement typique de la protection contre la terre restreinte polarisée (fréquence nominale uniquement)

Modèle réseau	Fonctionnement avec caractéristique de retenue
Avec deux sources d'alimentation	L1E: 80 × 2
	L2E: 80 × 2
	L3E: 80 × 2
	L2L3E: 80 × 2
	Total: 640

Tableau 34 – Statistiques de défaut pour le temps de fonctionnement typique de la protection du générateur (fréquence nominale uniquement)

Modèle réseau	Fonctionnement avec caractéristique de retenue
Avec deux sources d'alimentation	L1L2: 80 × 2
	L2L3: 80 × 2
	L3L1: 80 × 2
	L1L2L3: 80 × 1
	Total: 560
Radial avec une source d'alimentation unique	L1L2: 80 × 2
	L2L3: 80 × 2
	L3L1: 80 × 2
	L1L2L3: 80 × 1
	Total: 560

Tableau 35 – Statistiques de défaut pour le temps de fonctionnement typique de la protection du moteur (fréquence nominale uniquement)

Modèle réseau	Fonctionnement avec caractéristique de retenue
Radial avec une source d'alimentation unique	L1L2: 80 × 2
	L2L3: 80 × 2
	L3L1: 80 × 2
	L1L2L3: 80 × 1
	Total: 560

6.4.6.3 Calcul des temps de fonctionnement typiques à la fréquence nominale

L'ensemble de données décrit en 6.4.6.2 est pris en considération.

Les temps de fonctionnement minimal et maximal dans l'ensemble des données sont détectés: min_T, max_T

La partie entière de min_T est calculée, ce qui donne la valeur minimale:

- si min_T = 14,9 ms, alors min = 14 ms;
- si min_T = 14,1 ms, alors min = 14 ms.

La partie entière de $\max\_T + 1$ est calculée, ce qui donne la valeur maximale:

- si $\max\_T = 19,9$ ms, alors $\max = 20$ ms;
- si $\max\_T = 19,11$ ms, alors $\max = 20$ ms.

L'intervalle de temps entre les valeurs minimale (min) et maximale (max) est divisé en classes; chaque classe a une taille de 0,5 ms. Les classes de temps suivantes sont définies et sont présentées dans le Tableau 36. Le temps est donné en ms.

Tableau 36 – Classes de temps de fonctionnement

Classe de temps	De $t \geq$ ms	à $t <$ ms
CLASSE 1 (min)	$\min - 0,25$	$\min + 0,25$
CLASSE 2	$\min + 0,25$	$\min + 0,75$
CLASSE 3	$\min + 0,75$	$\min + 1,25$
CLASSE 4	$\min + 1,25$	$\min + 1,75$
....		
CLASSE n	$\min + (2n-3) \times 0,25$	$\min + (2n-1) \times 0,25$
....		
CLASSE M (max)	$\max - 0,25$	$\max + 0,25$

Par exemple, si:

$\min\_T = 14,6$ ms et $\max\_T = 19,2$ ms, alors $\min = 14$ ms et $\max = 20$ ms

Les classes correspondantes sont présentées dans le Tableau 37.

Tableau 37 – Classes de temps de fonctionnement correspondantes

Classe de temps	De $t \geq$ ms	à $t <$ ms
Classe 1 (14)	13,75	14,25
Classe 2 (14,5)	14,25	14,75
Classe 3 (15)	14,75	15,25
Classe 4 (15,5)	15,25	15,75
Classe 5 (16)	15,75	16,25
Classe 6 (16,5)	16,25	16,75
Classe 7 (17)	16,75	17,25
Classe 8 (17,5)	17,25	17,75
Classe 9 (18)	17,75	18,25
Classe 10 (18,5)	18,25	18,75
Classe 11 (19)	18,75	19,25
Classe 12 (19,5)	19,25	19,75
Classe 13 (20)	19,75	20,25

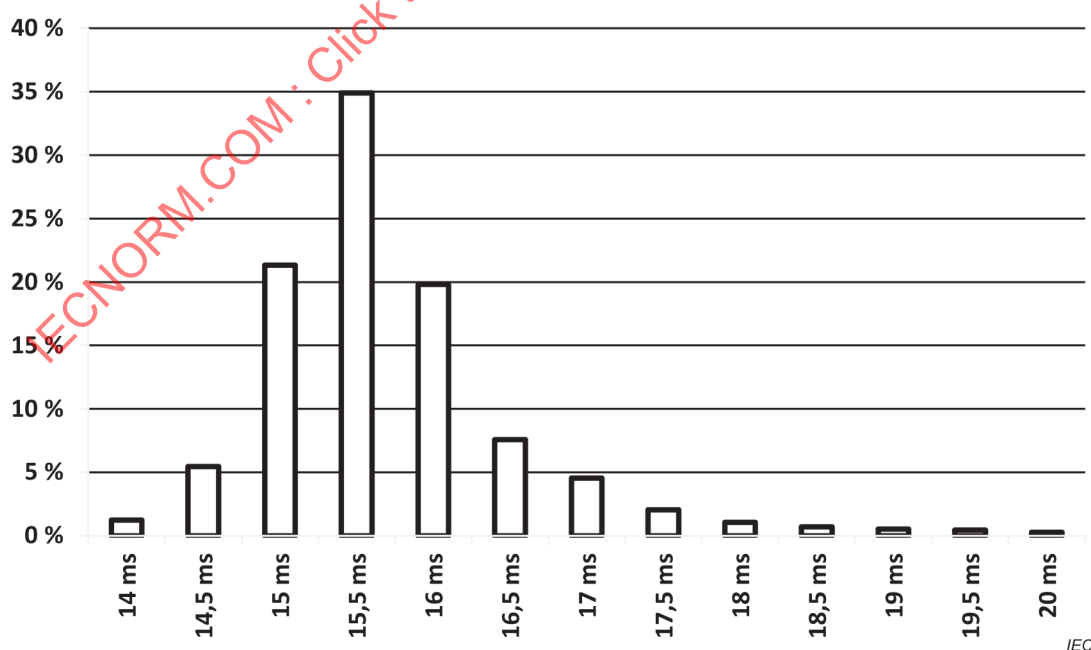
Le nombre de temps de fonctionnement appartenant à chaque classe (N), avec une résolution de 0,5 ms, est compté pour représenter l'histogramme de distribution des temps de fonctionnement. Le pourcentage de N pour chaque classe est également calculé et les valeurs sont présentées dans le Tableau 38. L'histogramme résultant est tracé et représenté à la Figure 36.

Tableau 38 – Nombre de temps de fonctionnement et pourcentage

Classe de temps	De $t \geq$	à $t <$	N	% N
Classe 1 (14)	13,75	14,25	14	1,25 %
Classe 2 (14,5)	14,25	14,75	61	5,45 %
Classe 3 (15)	14,75	15,25	239	21,34 %
Classe 4 (15,5)	15,25	15,75	391	34,91 %
Classe 5 (16)	15,75	16,25	222	19,82 %
Classe 6 (16,5)	16,25	16,75	85	7,59 %
Classe 7 (17)	16,75	17,25	51	4,55 %
Classe 8 (17,5)	17,25	17,75	23	2,05 %
Classe 9 (18)	17,75	18,25	12	1,07 %
Classe 10 (18,5)	18,25	18,75	8	0,71 %
Classe 11 (19)	18,75	19,25	6	0,54 %
Classe 12 (19,5)	19,25	19,75	5	0,45 %
Classe 13 (20)	19,75	20,25	3	0,27 %
		TOTAL:	1 120	100 %

Avec l'histogramme, les indicateurs statistiques suivants sont calculés, comme cela est indiqué dans le Tableau 39, typiques d'une distribution asymétrique discrète:

- mode (la valeur la plus souvent mesurée dans l'histogramme);
- médiane (la valeur centrale de la distribution: 50 % des valeurs sont inférieures à la médiane, et 50 % sont supérieures à la médiane; le calcul est effectué sur les données de temps de fonctionnement collectés);
- moyenne (la valeur moyenne de tous les temps de déclenchement mesurés disponibles dans les temps de fonctionnement collectés).

**Figure 36 – Exemple de distribution du temps de fonctionnement d'une application**

Pour l'exemple donné, les statistiques de temps de fonctionnement typique sont indiquées dans le Tableau 39 pour une configuration particulière du transformateur de courant.

Tableau 39 – Exemple de temps de fonctionnement typique à la fréquence nominale (mode, médiane, moyenne)

Application réseau	Fonctionnement avec caractéristique de retenue		Fonctionnement sans caractéristique de retenue	
Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation	Mode (valeur mesurée le plus fréquemment)	15,5 ms	Mode (valeur mesurée le plus fréquemment)	16,5 ms
	Médiane (valeur centrale; 50 % des valeurs mesurées sont inférieures à la médiane et 50 % sont supérieures à la médiane)	15,2 ms	Médiane (valeur centrale; 50 % des valeurs mesurées sont inférieures à la médiane et 50 % sont supérieures à la médiane)	16,8 ms
	Moyenne	15,7 ms	Moyenne	19,2 ms
Radial avec une source d'alimentation unique	Mode (valeur mesurée le plus fréquemment)	35,0 ms	Mode (valeur mesurée le plus fréquemment)	24,5 ms
	Médiane (valeur centrale; 50 % des valeurs mesurées sont inférieures à la médiane et 50 % sont supérieures à la médiane)	35,5 ms	Médiane (valeur centrale; 50 % des valeurs mesurées sont inférieures à la médiane et 50 % sont supérieures à la médiane)	24,8 ms
	Moyenne	37,2 ms	Moyenne	27,2 ms

6.4.6.4 Rapport des temps de fonctionnement typiques à la fréquence nominale

Le fabricant doit rapporter les histogrammes et le mode, la médiane et la moyenne calculés, lorsqu'il indique le temps de fonctionnement typique de la fonction de protection différentielle. Les temps de fonctionnement typiques doivent être rapportés pour la fréquence sélectionnée et le courant assigné sélectionné (configuration du transformateur de courant) du relais de protection.

6.4.6.5 Support de fonctionnement (support de déclenchement)

Le fabricant doit déclarer avec quelle sortie le temps de fonctionnement a été mesuré (par exemple, contact de sortie binaire de déclenchement, ou sortie à semi-conducteurs, ou GOOSE défini dans l'IEC 61850-8-1). Si le relais peut fournir différents supports de sortie, le fabricant doit déclarer comment les résultats sont affectés.

6.4.6.6 Collecte de données pour les temps de fonctionnement à fréquence non nominale

Pour chaque fréquence non nominale (et pour chaque configuration de transformateur de courant), les temps de fonctionnement suivants sont disponibles:

- pour la protection différentielle des phases des transformateurs de puissance: 4 types de défauts × 2 angles d'apparition × 4 répétitions × 2 types de transformateurs de puissance = 64;
- pour la protection de terre restreinte: 4 types de défauts × 2 angles d'apparition × 4 répétitions = 32;
- pour la protection du générateur: 4 types de défauts × 2 angles d'apparition × 4 répétitions = 32;
- pour la protection du moteur: 4 types de défauts × 2 angles d'apparition × 4 répétitions = 32.

La moyenne de ces valeurs est le temps de fonctionnement que le fabricant doit rapporter pour la valeur de fréquence non nominale correspondante, comme cela est indiqué dans le Tableau 40, pour une fréquence nominale du système (50 Hz) et pour une configuration de TC.

Tableau 40 – Exemples de temps de fonctionnement (50 Hz nominal, configuration des TC 500 A/1 A et 1 000 A/1 A, protection des transformateurs de puissance)

Modèle réseau	Fonctionnement avec caractéristique de retenue		Fonctionnement sans caractéristique de retenue	
Avec deux sources d'alimentation	45,0 Hz:	19,6 ms	45,0 Hz:	22,2 ms
	47,5 Hz:	18,2 ms	47,5 Hz:	21,8 ms
	50,0 Hz ^a :	15,5 ms	50,0 Hz ^a :	19,8 ms
	52,5 Hz:	17,4 ms	52,5 Hz:	20,9 ms
	55,0 Hz:	18,8 ms	55,0 Hz:	21,6 ms
Radial avec une source d'alimentation unique	45,0 Hz:	41,9 ms	45,0 Hz:	32,3 ms
	47,5 Hz:	39,5 ms	47,5 Hz:	31,3 ms
	50,0 Hz ^a :	37,6 ms	50,0 Hz ^a :	27,5 ms
	52,5 Hz:	40,5 ms	52,5 Hz:	29,6 ms
	55,0 Hz:	41,2 ms	55,0 Hz:	31,5 ms

^a Les valeurs à la fréquence nominale du système électrique sont déterminées par les essais effectués à la fréquence du système électrique pour l'évaluation du temps de fonctionnement typique, pour le même niveau de courant de défaut des essais hors fréquence.

Le Tableau 40 donne également les temps de fonctionnement liés à la fréquence nominale du système (50 Hz). Ces temps sont calculés comme la moyenne des temps de fonctionnement enregistrés à la fréquence nominale du système pour le même niveau de courant de défaut des essais hors fréquence.

6.4.6.7 Rapport sur les temps de fonctionnement à fréquence non nominale

Avec les données recueillies au 6.4.6.6, le fabricant doit rapporter les graphiques des temps de fonctionnement à la fréquence non nominale en fonction de la fréquence. Les valeurs numériques utilisées dans le graphique doivent être facilement identifiables par l'examen du graphique. La Figure 37 et la Figure 38 représentent des exemples de tels graphiques.

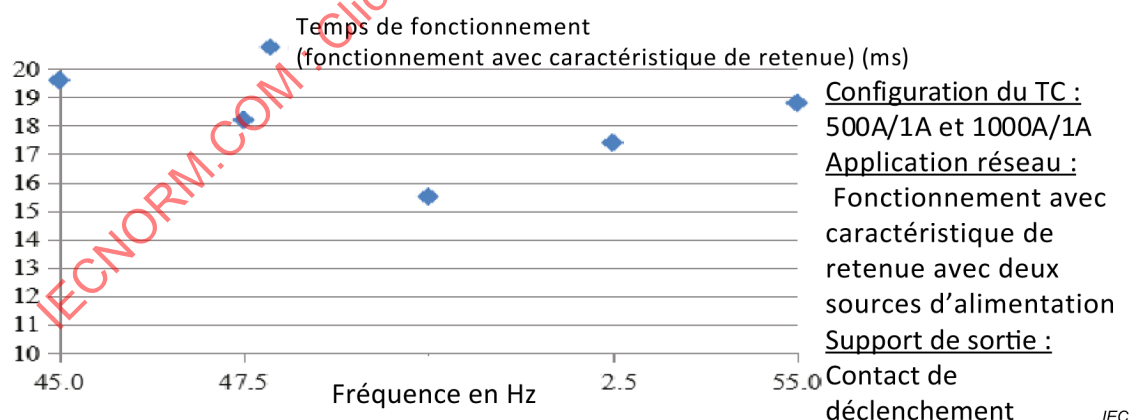


Figure 37 – Temps de fonctionnement en fonction des valeurs de la fréquence non nominale (le domaine de précision est le domaine spécifié de $\pm 10\%$ de la fréquence nominale)

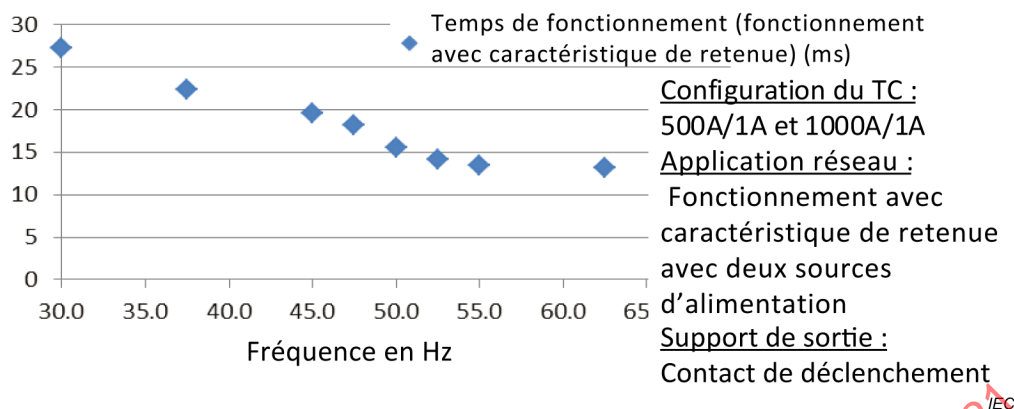


Figure 38 – Temps de fonctionnement en fonction des valeurs de fréquence non nominale (domaine de précision au-delà du domaine spécifié de ± 10 % de la fréquence nominale)

6.4.6.8 Support de fonctionnement (support de déclenchement)

Le fabricant doit déclarer avec quelle sortie le temps de fonctionnement a été mesuré (par exemple, contact de sortie binaire de déclenchement, ou sortie à semi-conducteurs, ou GOOSE défini dans l'IEC 61850-8-1). Si le relais peut fournir différents supports de sortie, le fabricant doit déclarer comment les résultats sont affectés.

6.4.7 Stabilité pour les défauts externes

6.4.7.1 Méthodologie générale

Un modèle de simulation transitoire du réseau électrique est utilisé pour simuler les courants, y compris la composante continue décroissante, avec des transitions réalistes entre les courants de prédéfaut et de défaut. Plusieurs angles d'apparition du défaut sont utilisés à chaque emplacement de défaut. La définition de l'angle d'apparition du défaut peut être trouvée à l'Annexe I. Le niveau des courants de défaut est déterminé en modifiant la valeur des impédances de source.

La fréquence des sources A et B est modifiée en fonction des valeurs indiquées.

Un signal approprié représentant la fréquence du système doit être disponible pour permettre à l'algorithme de suivi de fréquence de fonctionner pour les relais qui peuvent exécuter cette fonction.

6.4.7.2 Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

Afin d'évaluer la stabilité des relais pour les défauts situés en dehors de la zone protégée, un réseau électrique tel que celui représenté à la Figure 39 est utilisé. Les enroulements tertiaires connectés en triangle ne sont pas modélisés. Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 41.

- Nombre de niveaux de courant de défaut traversant pris en considération
Les niveaux de courant de défaut traversant suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:
 - 0,5; 5,0; 15,0 aux fréquences nominales;
 - 5,0 aux fréquences non nominales.
 Ces niveaux de courant de défaut traversant produisent les impédances de source comme cela est indiqué dans le Tableau 42.
- Position du défaut
FP1

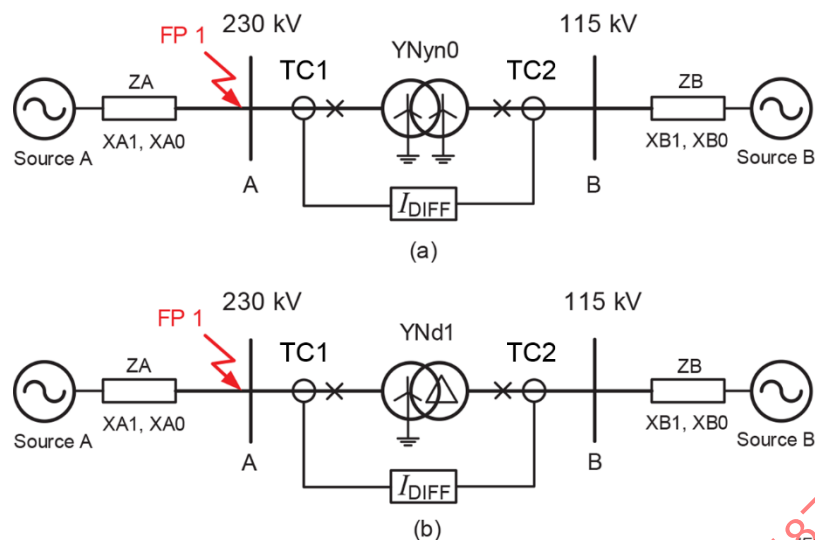


Figure 39 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de stabilité

Tableau 41 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	230 kV/115 kV ^a
Fréquence du système	Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir le 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 500 A/1 A (5 A), TC2: 1 000 A/1 A (5 A)
Transformateur de puissance ^c	200 MVA ^d , YNyn0, YNd1
Sources A, B	Constante de temps primaire $T_p = 60$ ms. Pour plus d'informations, voir le Tableau 42.
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu (le cas échéant)

^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu.

^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux.

^c Le transformateur de puissance est idéal, ce qui signifie qu'il n'y a pas de pertes dans sa transformation de puissance:

- pertes de joule et réactances de fuite de l'enroulement nulles (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale réalisable doit être utilisée);
- impédance magnétisante infinie.

^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu.

^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par un déphasage entre les tensions de source A et B, en maintenant les niveaux de tension égaux. La tension A est supérieure à la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'atteindre un niveau de courant de charge d'environ 0,3 pu, et un niveau inférieur ou supérieur doit donc être proposé.

- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 42 indique les fréquences d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de ± 10 % de la fréquence nominale de 50 Hz.

- Types de défauts

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

- Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

Tableau 42 – Impédances de source pour les essais de stabilité du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation
(par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)

Cas d'essai	Fréquence d'essai	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	Défaut à courant traversant triphasé $I_{A1} = I_{B1}$	Déphasage pour le transformateur du groupe vectoriel 0 $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Charge
	Hz	ohms primaires	ohms primaires	pu	degrés	pu
1	45,0	X = 52,9; R = 3,12	X = 13,2; R = 0,778	5,00	7	0,31
2	47,5	X = 52,9; R = 2,95	X = 13,2; R = 0,737	5,00	7	0,31
3	50,0	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	5,00	7	0,31
4	50,0	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	5,00	7	0,31
5	52,5	X = 52,9; R = 2,67	X = 13,2; R = 0,667	5,00	7	0,31
6	55,0	X = 52,9; R = 2,55	X = 13,2; R = 0,637	5,00	7	0,31

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° aux fréquences nominales;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

- Type de transformateur de puissance

Les essais sont réalisés pour les deux types de transformateurs de puissance YNyn0 et YNd1.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Dans le cas du transformateur YNyn0, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée à 0 et la compensation homopolaire doit être activée (le cas échéant) sur les deux enroulements. Dans le cas du transformateur YNd1, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée sur 1 (-30°) et la compensation homopolaire doit être activée (le cas échéant) sur l'enroulement YN uniquement. L'élément sans caractéristique de retenue doit être activé et réglé avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes réglages doivent être utilisés pour les essais de 6.4.2.2, 6.4.4.2, 6.5.2.1 et 6.8.2.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 500 A/1 A et 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A et 1 000 A/5 A.

Il est possible d'effectuer des essais supplémentaires pour les configurations de transformateurs de courant suivantes:

- 500 A/5 A et 1 000 A/1 A;
- 500 A/1 A et 1 000 A/5 A.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain. Le relais est déclaré stable si aucun fonctionnement n'est détecté dans les 1 000 ms suivant l'injection du défaut. L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

Les défauts doivent être injectés conformément à la séquence décrite par le diagramme de la Figure 40. Le nombre total d'essais est de 2 560 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés. Pour chaque essai, le relais doit rester stable.

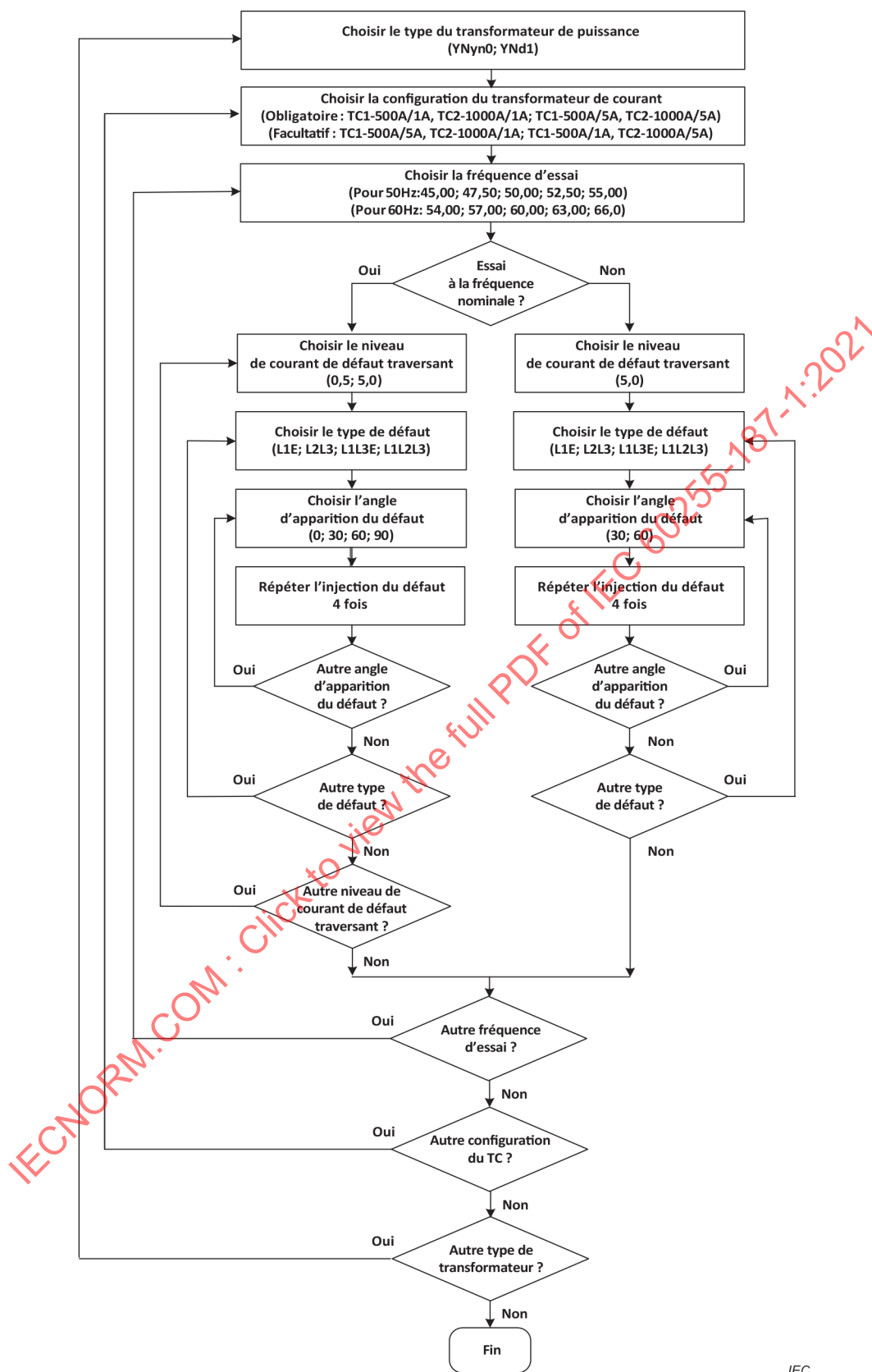


Figure 40 – Séquence d'injection de défaut pour la stabilité due à des défauts externes (transformateur)

6.4.7.3 Considérations spécifiques à l'application: terre restreinte polarisée

Afin d'évaluer la stabilité des relais pour les défauts situés en dehors de la zone protégée, un réseau électrique tel que celui représenté à la Figure 41 est utilisé.

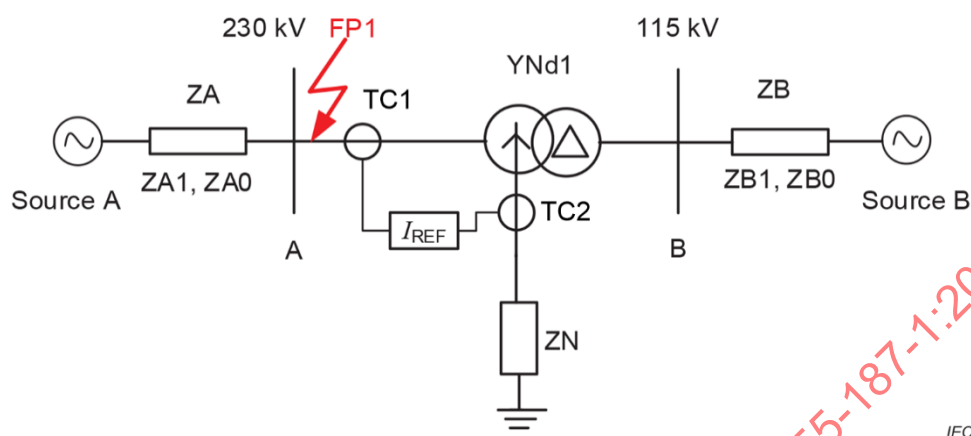


Figure 41 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de stabilité

Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 43.

Tableau 43 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	230 kV/115 kV ^a
Fréquence du système	Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir le 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 500 A/1 A (5 A), TC2: 500 A/1 A (5 A)
Transformateur de puissance ^c	200 MVA ^d , YNd1
Sources A, B	Constante de temps primaire $T_p = 60$ ms. Pour plus d'informations, voir le Tableau 44.
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu (le cas échéant)

^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu.

^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux.

^c Le transformateur de puissance est idéal, ce qui signifie qu'il n'y a pas de pertes dans la transformation de la puissance:

- pertes de joule et réactances de fuite de l'enroulement nulles (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale réalisable doit être utilisée);
- l'impédance homopolaire est modélisée par la résistance du neutre ZN

^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu.

^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par un déphasage entre les tensions de source A et B, en maintenant les niveaux de tension égaux. La tension A est supérieure à la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'atteindre un niveau de courant de charge d'environ 0,3 pu, et un niveau inférieur ou supérieur est donc proposé.

- Nombre de niveaux de courant de défaut traversant pris en considération

Les niveaux de courant de défaut traversant suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:

- 0,5; 5,0; 15,0 aux fréquences nominales pour les défauts triphasés ou biphasés;
- 5,0 aux fréquences non nominales pour les défauts triphasés ou biphasés;

- 0,5; 5,0; 15,0 aux fréquences nominales pour les défauts monophasés à la terre ou biphasés à la terre;
- 5,0 aux fréquences non nominales pour les défauts monophasés à la terre ou biphasés à la terre.

Ces niveaux de courant de défaut traversant sont produits par les impédances de source et la résistance du neutre indiquées dans le Tableau 44.

- Position du défaut

FP1

- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 44 indique les fréquences d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de $\pm 10\%$ de la fréquence nominale de 50 Hz.

- Types de défauts

L1E, L2L3, L1L3E, L1L2L3

Tableau 44 – Impédances de source pour les essais de stabilité du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation
(par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm 10\%$)

Cas d'essai	Fréquence d'essai	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	ZN	Défaut LE courant de défaut traversant 3 I_o	Défaut à courant traversant triphasé	Déphasage pour le transformateur du groupe vectoriel 0 $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Charge
	Hz	ohms primaires	ohms primaires	ohms primaires	pu	pu	degrés	pu
1	45,0	X = 52,9; R = 3,12	X = 13,2; R = 0,778	X = 17,6; R = 1,04	5,00	5,00	7	0,31
2	47,5	X = 52,9; R = 2,95	X = 13,2; R = 0,737	X = 17,6; R = 0,983	5,00	5,00	7	0,31
3	50,0	X = 52,9; R = 28,1	X = 13,2; R = 7,00	X = 17,6; R = 9,34	0,5	0,5	60	0,25
4	50,0	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	X = 17,6; R = 0,934	5,00	5,00	7	0,31
5	50,0	X = 17,6; R = 0,934	X = 4,40; R = 0,233	X = 5,87; R = 0,311	15,00	15,00	3	0,39
6	52,5	X = 52,9; R = 2,67	X = 13,2; R = 0,667	X = 17,6; R = 0,889	5,00	5,00	7	0,31
7	55,0	X = 52,9; R = 2,55	X = 13,2; R = 0,637	X = 17,6; R = 0,849	5,00	5,00	7	0,31

- Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° aux fréquences nominales;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une temporisation intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Dans le cas du transformateur YNd1, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée à 1 (-30°) et la compensation homopolaire doit être activée (le cas échéant) sur l'enroulement YN uniquement. L'élément sans caractéristique de retenue doit être activé et réglé avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes paramètres doivent être utilisés pour les essais de 6.4.2.3, 6.5.3.1 et 6.8.4.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 500 A/1 A et 500 A/1 A;
- 500 A/5 A et 500 A/5 A.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain. Le relais est déclaré stable si aucun fonctionnement n'est détecté dans les 1 000 ms suivant l'injection du défaut.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

Les défauts doivent être injectés conformément à la séquence décrite par le diagramme de la Figure 42. Le nombre total d'essais est de 640 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés. Pour chaque essai, le relais doit rester stable.

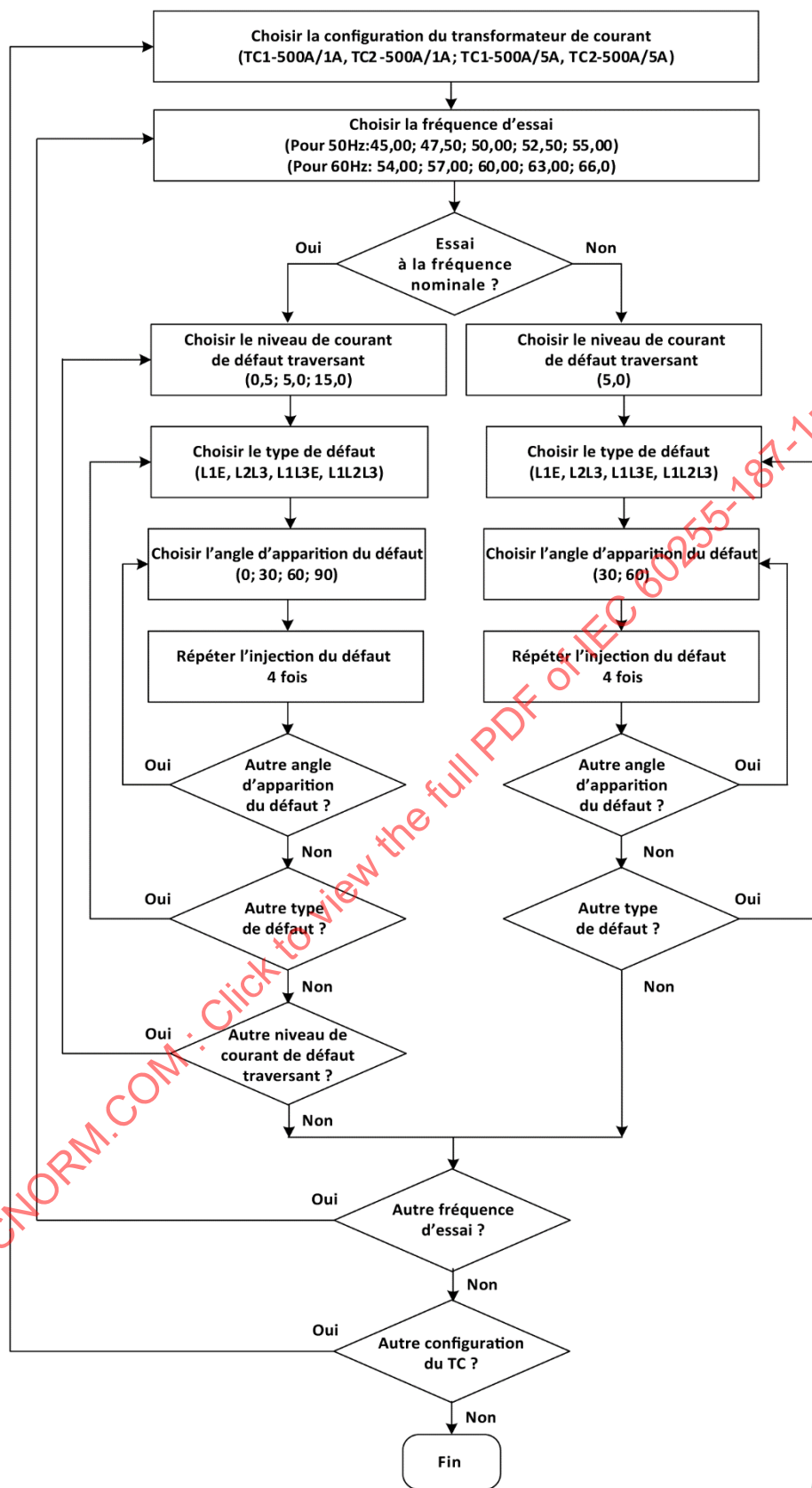
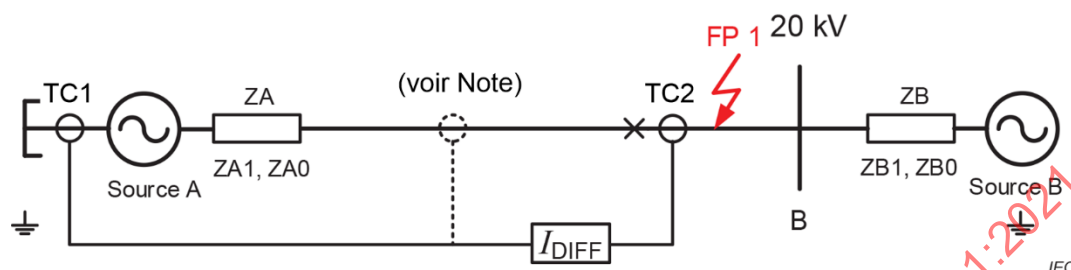


Figure 42 – Séquence d'injection de défaut pour la stabilité due à des défauts externes (REF)

6.4.7.4 Considérations spécifiques à l'application: différentielle générateur

Afin d'évaluer la stabilité des relais pour les défauts situés en dehors de la zone protégée, un réseau électrique tel que celui représenté à la Figure 43 est utilisé. Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 45.



NOTE Pour simplifier la simulation, l'emplacement du TC indiqué en pointillés est utilisé pour le TC1. Ceci est équivalent à l'emplacement du TC indiqué sur la figure comme TC1 et donne des résultats identiques.

Figure 43 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de stabilité

Tableau 45 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	20 kV ^a , point neutre isolé
Fréquence du système	Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir le 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 3 000 A/1 A (5 A), TC2: 3 000 A/1 A (5 A)
Générateur protégé (G) ^c	100 MVA ^d (neutre isolé)
Sources A, B	Constante de temps primaire source A: $T_p = 500$ ms Constante de temps primaire source B: $T_p = 100$ ms Pour plus d'informations, voir le Tableau 46.
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu (le cas échéant)
^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu. ^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux. ^c L'impédance de court-circuit du générateur protégé est représentée par ZA. ^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu. ^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par un déphasage entre les tensions de source A et B, en maintenant les niveaux de tension égaux. La tension A est supérieure à la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'atteindre un niveau de courant de charge d'environ 0,3 pu, et un niveau inférieur ou supérieur doit donc être proposé.	

Dans ce modèle de réseau, la source A et l'impédance ZA simulent les courants générés par le générateur protégé avec une impédance de circuit (impédance transitoire) ayant une constante de temps de 500 ms. La source B et l'impédance ZB simulent les courants générés par le réseau électrique connecté au générateur protégé, avec une constante de temps de 100 ms.

Le générateur protégé est représenté schématiquement à l'intérieur des transformateurs de courant TC1 et TC2.

- Nombre de niveaux de courant de défaut traversant pris en considération

Les niveaux de courant de défaut traversant suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:

- 0,5; 5,0; 15,0 aux fréquences nominales;
- 5,0 aux fréquences non nominales.

Ces niveaux de courant de défaut traversant produisent les impédances de source comme cela est indiqué dans le Tableau 46.

- Position du défaut

FP1

- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1. Le Tableau 46 indique les fréquences d'essai pour une fonction de protection avec un domaine de fonctionnement de ± 10 % de la fréquence nominale de 50 Hz.

Tableau 46 – Impédances de source pour les essais de stabilité du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation
(par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz ± 10 %)

Cas d'essai	Fréquence d'essai	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	Défaut à courant traversant triphasé $I_{A1} = I_{B1}$	Déphasage pour le transformateur du groupe vectoriel 0 $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$	Charge
	Hz	ohms primaires	ohms primaires	pu	degrés	pu
1	45,0	X = 0,800; R = 0,005 66	X = 0,800; R = 0,028 3	5,00	7	0,31
2	47,5	X = 0,800; R = 0,005 36	X = 0,800; R = 0,026 8	5,00	7	0,31
3	50,0	X = 8,00; R = 0,050 9	X = 8,00; R = 0,255	0,50	60	0,25
4	50,0	X = 0,800; R = 0,005 09	X = 0,800; R = 0,025 5	5,00	7	0,31
5	50,0	X = 0,270; R = 0,001 72	X = 0,270; R = 0,008 59	15,00	3	0,39
6	52,5	X = 0,800; R = 0,004 85	X = 0,800; R = 0,024 3	5,00	7	0,31
7	55,0	X = 0,800; R = 0,004 63	X = 0,800; R = 0,023 1	5,00	7	0,31

- Types de défauts

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

- Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° aux fréquences nominales;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une e intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Toute compensation de groupe vectoriel et toute compensation homopolaire disponibles sur l'élément doivent être désactivées. L'élément sans caractéristique de retenue doit être activé et réglé avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes paramètres doivent être utilisés pour les essais de 6.4.2.4, 6.4.4.3 et 6.5.4.2.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 3 000 A/1 A et 3 000 A/1 A;
- 3 000 A/5 A et 3 000 A/5 A.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain. Le relais est déclaré stable si aucun fonctionnement n'est détecté dans les 1 000 ms suivant l'injection du défaut.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

Les défauts doivent être injectés conformément à la séquence décrite par le diagramme de la Figure 44. Le nombre total d'essais est de 640 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés. Pour chaque essai, le relais doit rester stable.

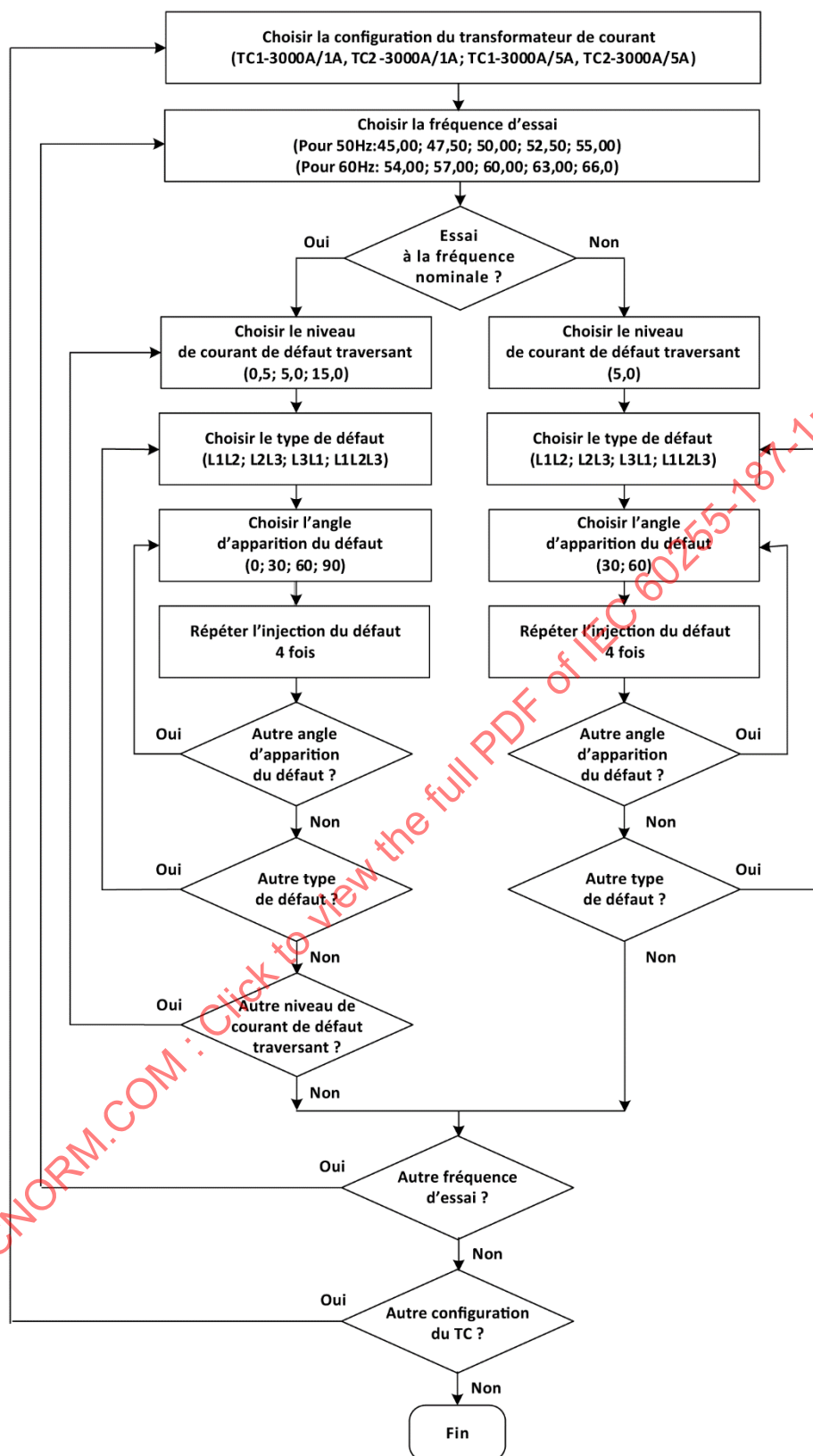
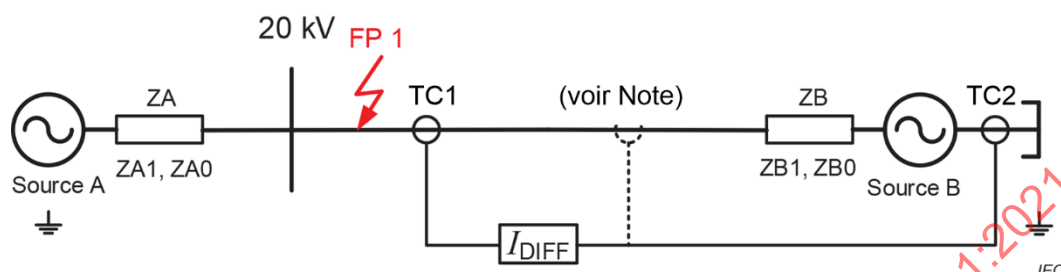


Figure 44 – Séquence d'injection de défaut pour la stabilité due à des défauts externes (générateur)

6.4.7.5 Considérations spécifiques à l'application: différentielle moteur

Afin d'évaluer la stabilité des relais pour les défauts situés en dehors de la zone protégée, un réseau électrique tel que celui représenté à la Figure 45 est utilisé. Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 47.



NOTE Pour simplifier la simulation, l'emplacement du TC indiqué en pointillés est utilisé pour le TC2. Ceci est équivalent à l'emplacement du TC indiqué sur la figure comme TC2 et donne des résultats identiques.

Figure 45 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour les essais de stabilité

Tableau 47 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	20 kV ^a , point neutre isolé
Fréquence du système	Fréquence dans le domaine de fonctionnement. Pour plus d'informations, voir le 6.4.1.
Transformateur de courant ^b	TC1: 150 A/1 A (5 A); TC2: 150 A/1 A (5 A)
Moteur protégé (G)	5 MVA ^c (neutre isolé)
Sources A, B	Constante de temps primaire Source A: $T_p = 100$ ms Constante de temps primaire Source B: $T_p = 30$ ms Pour plus d'informations, voir le Tableau 48.
Courant de prédéfaut ^d	Environ 1,0 pu (le cas échéant)
^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu. ^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux. ^c Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu. ^d Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par un déphasage entre les tensions de source A et B, en maintenant les niveaux de tension égaux. La tension A est supérieure à la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'atteindre un niveau de courant de charge d'environ 1,0 pu, et un niveau inférieur ou supérieur doit donc être proposé.	

Dans ce modèle de réseau, la source A et l'impédance ZA simulent les courants générés par le réseau électrique alimentant le moteur protégé, avec une constante de temps pour l'impédance de court-circuit de 100 ms. La source B et l'impédance ZB simulent les courants générés par le moteur lui-même au début du court-circuit, lorsque le moteur se comporte transitoirement comme un générateur. La constante de temps de cette impédance est de 30 ms.

Le moteur protégé est représenté schématiquement à l'intérieur des transformateurs de courant TC1 et TC2

- Nombre de niveaux de courant de défaut traversant pris en considération

Les niveaux de courant de défaut traversant suivants en pu pour les défauts triphasés doivent être utilisés:

- 0,5; 5,0; 10,0 aux fréquences nominales;
- 5,0 aux fréquences non nominales.

Ces niveaux de courant de défaut traversant produisent les impédances de source comme cela est indiqué dans le Tableau 48.

- Position du défaut

FP1

- Fréquence du système

La fréquence du système doit être modifiée conformément au cas d'essai, la fréquence nominale et les fréquences non nominales étant soumises à l'essai conformément au 6.4.1.

Tableau 48 – Impédances de source pour les essais de stabilité du modèle de réseau avec deux sources d'alimentation
(par exemple, domaine de fonctionnement de 50 Hz $\pm$ 10 %)

Cas d'essai	Fréquence d'essai Hz	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 ohms primaires	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0 ohms primaires	Défaut à courant traversant triphasé $I_{A1} = I_{B1}$ pu	Déphasage $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$ degrés	Charge pu
1	45,0	X = 16,0; R = 0,566	X = 16,0; R = 1,89	5,00	23	1,00
2	47,5	X = 16,0; R = 0,536	X = 16,0; R = 1,79	5,00	23	1,00
3	50,0	X = 16,0; R = 5,09	X = 16,0; R = 17,0	0,50	73	0,3
4	50,0	X = 16,0; R = 0,509	X = 16,0; R = 1,70	5,00	23	1,00
5	50,0	X = 8,00; R = 0,255	X = 8,00; R = 0,849	10,00	12	1,00
6	52,5	X = 16,0; R = 0,485	X = 16,0; R = 1,62	5,00	23	1,00
7	55,0	X = 16,0; R = 0,463	X = 16,0; R = 1,54	5,00	23	1,00

- Types de défauts

L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3

- Résistance de défaut

Une résistance de défaut de 0 Ω doit être utilisée (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

- Angles d'apparition du défaut

Pour chaque cas d'essai, les angles d'apparition du défaut suivants doivent être utilisés:

- 0°, 30°, 60°, 90° aux fréquences nominales;
- 30°, 60° aux fréquences non nominales.

- Répétition

Chaque injection de défaut doit être répétée quatre fois.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Toute compensation de groupe vectoriel et toute compensation homopolaire disponibles sur l'élément doivent être désactivées. L'élément sans caractéristique de retenue doit être activé et réglé avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes réglages doivent être utilisés pour les essais de 6.4.4.4.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 150 A/1 A et 150 A/1 A;
- 150 A/5 A et 150 A/5 A.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions de prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, suivies d'une simulation d'un défaut soudain.

Le relais est déclaré stable si aucun fonctionnement n'est détecté dans les 1 000 ms suivant l'injection du défaut.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

Les défauts doivent être injectés conformément à la séquence décrite par le diagramme de la Figure 46. Le nombre total d'essais est de 640 pour une fréquence assignée (c'est-à-dire 50 Hz ou 60 Hz) et toutes les combinaisons possibles de courants assignés. Pour chaque essai, le relais doit rester stable.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60255-187-1:2021

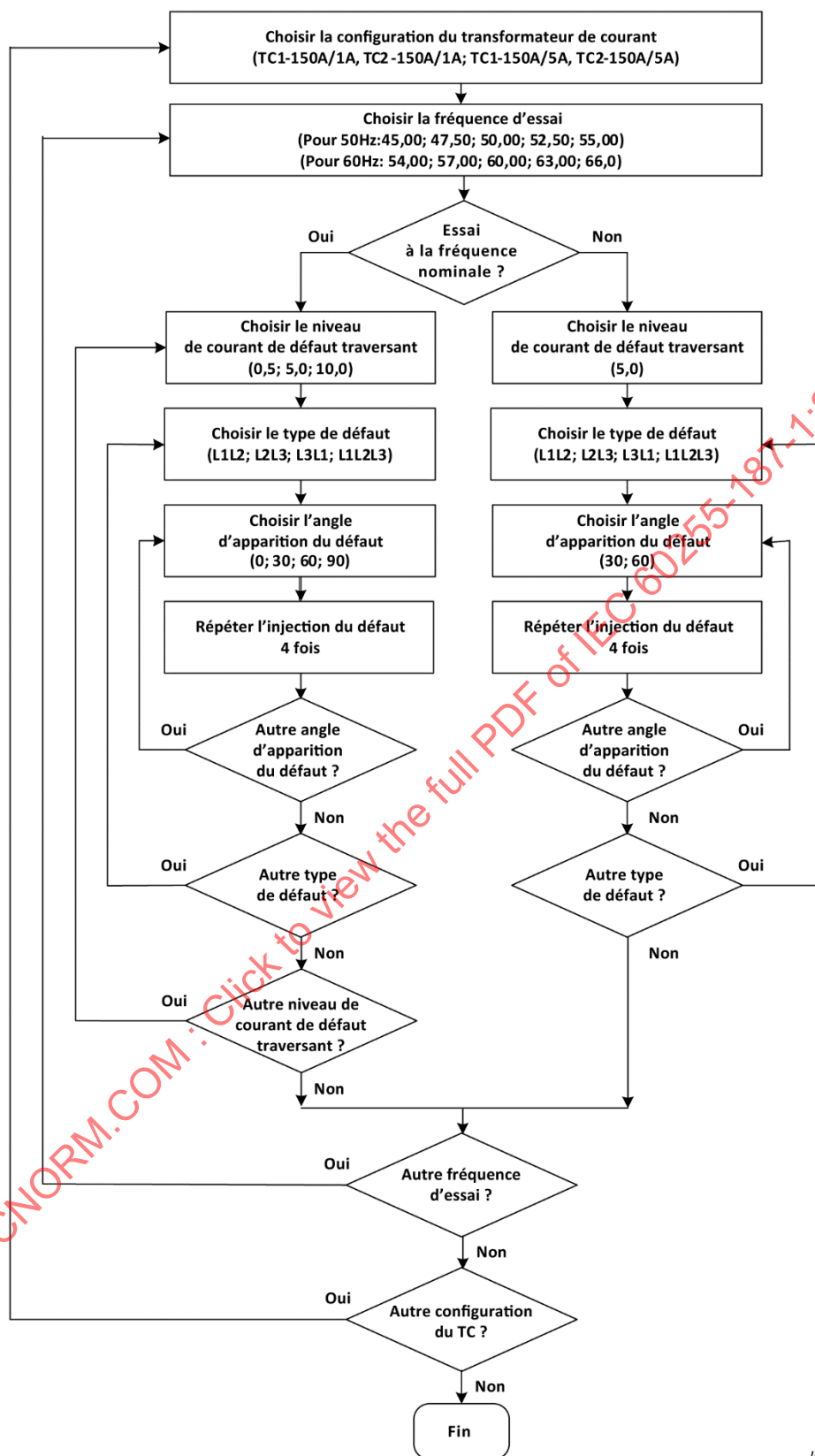


Figure 46 – Séquence d'injection de défaut pour la stabilité due à des défauts externes (moteur)

6.4.7.6 Rapport

Le fabricant doit déclarer si le relais de protection a été stable pendant tous les essais de stabilité effectués ou non.

6.5 Comportement du relais en cas de défaut interne précédé d'un défaut externe

6.5.1 Généralités

Les essais suivants visent à vérifier les performances du relais lorsqu'un défaut externe est suivi d'un défaut interne dans l'ouvrage protégé. Le défaut interne est souvent dû à une déformation mécanique de l'ouvrage protégé causée par le courant de défaut élevé qui traverse l'ouvrage protégé pendant le défaut externe.

6.5.2 Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

6.5.2.1 Généralités

Afin d'évaluer le comportement du relais pour les défauts externes devenant des défauts internes, un réseau électrique tel que celui représenté à la Figure 47 est utilisé. Les enroulements tertiaires connectés en triangle ne sont pas modélisés.

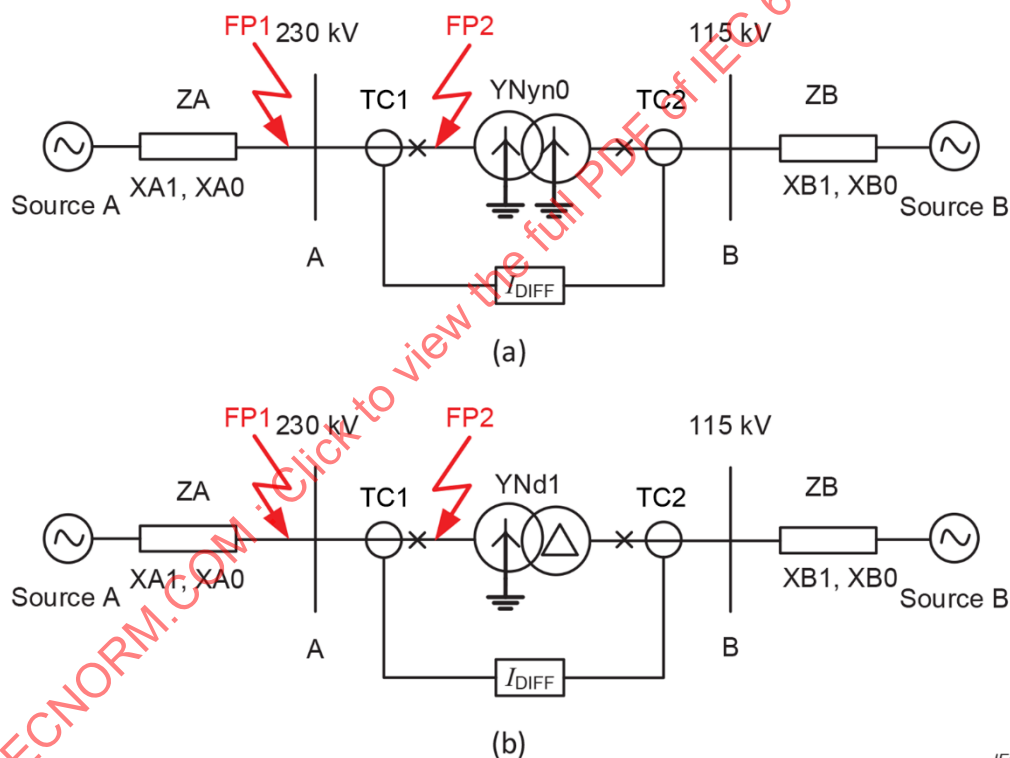


Figure 47 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour un défaut interne précédé d'un défaut externe

Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 49.

Les impédances de source, les résistances de défaut et les conditions de prédéfaut à utiliser dans le modèle de système électrique sont indiquées dans le Tableau 50.

L'Annexe H fournit des formes d'onde représentatives du domaine temporel au format de fichier COMTRADE pour le cas d'un défaut interne précédé d'un défaut externe avec le transformateur YNyn0. Les utilisateurs du présent document peuvent utiliser les formes d'onde de l'Annexe H pour comparer et valider les formes d'onde de simulation des transitoires obtenues à l'aide du simulateur de système électrique transitoire.

Le temps de fonctionnement du défaut interne ainsi que le temps de fonctionnement du défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe doivent être rapportés par le fabricant.

- Répétition

Chaque essai doit être répété cinq fois

Tableau 49 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	230 kV/115 kV ^a
Fréquence du système	50 Hz ou 60 Hz
Transformateur de courant ^b	TC1: 500 A/1 A (5 A), TC2: 1 000 A/1 A (5 A)
Transformateur de puissance ^c	200 MVA ^d , YNyn0, YNd1
Sources A, B	Constante de temps primaire $T_p = 60$ ms. Pour plus d'informations, voir le Tableau 50.
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu

^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu.

^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux.

^c Le transformateur de puissance est idéal, ce qui signifie qu'il n'y a pas de pertes dans sa transformation de puissance:

- pertes de joule et réactances de fuite de l'enroulement nulles (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale réalisable doit être utilisée);
- impédance magnétisante infinie.

^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu.

^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par un déphasage entre les tensions de source A et B, en maintenant les niveaux de tension égaux. La tension A est supérieure à la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'atteindre un niveau de courant de charge d'environ 0,3 pu, et un niveau inférieur ou supérieur est donc proposé.

Tableau 50 – Impédances de source, résistances de défaut et conditions de prédéfaut pour un défaut interne précédé d'un défaut externe (par exemple pour une fréquence de réseau électrique de 50 Hz)

Position du défaut	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0 ohms primaires	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0 ohms primaires	Résistance de défaut ohms primaires	Déphasage pour le transformateur du groupe vectoriel 0 PHI _A – PHI _B degrés	Charge pu
FP1	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	0 (défaut LE)	7	0,31
FP2	X = 52,9; R = 2,81	X = 13,2; R = 0,700	10 (défaut LL)	7	0,31

- Type de transformateur de puissance

Les essais sont réalisés pour les deux types de transformateurs de puissance YNyn0 et YNd1.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Dans le cas du transformateur YNyn0, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée à 0 et la compensation homopolaire doit

être activée (le cas échéant) sur les deux enroulements. Dans le cas du transformateur YNd1, la compensation de groupe vectoriel doit être réglée sur 1 (-30°) et la compensation homopolaire doit être activée (le cas échéant) sur l'enroulement YN uniquement. Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être désactivé ou réglé à un niveau suffisamment élevé pour éviter le déclenchement dans les conditions de défaut détaillées dans l'essai, avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes réglages doivent être utilisés pour les essais de 6.4.2.2, 6.4.4.2, 6.5.2.1 et 6.8.2.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 500 A/1 A et 1 000 A/1 A;
- 500 A/5 A et 1 000 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.

6.5.2.2 Temps de fonctionnement du défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe

Un défaut interne précédé d'un défaut externe est simulé selon la procédure suivante: est d'abord simulé un état de charge traversant stable, puis un défaut externe dans la position FP1. Après 100 ms, le défaut dans FP1 est effacé et un défaut interne dans la position FP2 est simulé. Le temps de fonctionnement du défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe est mesuré à partir de l'instant où le défaut commence à FP2 et l'instant où le relais fonctionne. Le défaut interne en position FP2 génère un courant de retenue plus faible que le défaut externe. Cela est possible grâce à l'insertion d'une résistance de défaut pour le défaut interne, qui réduit le niveau de courant de défaut par rapport au défaut externe.

NOTE La réduction du niveau de défaut pour le défaut interne à FP2 garantit que le courant de retenue est d'une amplitude plus faible par rapport au courant de retenue calculé pour le défaut externe. Bien qu'il s'agisse d'une condition contraignante, elle garantit que la réinitialisation ou le recalcul de toutes les techniques d'amélioration de la stabilité utilisées dans l'élément est soumis à l'essai pendant cet essai, ainsi que la capacité à recalculer dynamiquement les courants différentiels et de retenue pendant la période de défaut.

- Positions du défaut

FP1 pendant 100 ms

À $t = 100$ ms, le défaut à la position FP1 est supprimé et FP2 est appliqué (le défaut est supprimé au premier passage par zéro du courant de défaut après les 100 ms).

- Types de défauts

FP1: défaut monophasé dans la phase L1 (L1E), FP2: défauts biphasés, L1L2, L2L3, L3L1

- Résistance de défaut

Pour le défaut externe en position FP1, une résistance de défaut de 0Ω doit être utilisée (si 0Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée). Pour le défaut interne en position FP2, une résistance de défaut de 10Ω doit être utilisée (défauts entre phases).

- Angles d'apparition du défaut

Pour le premier défaut en position FP1, l'angle d'apparition du défaut doit être de 90° .

Pour le second défaut FP2, l'angle d'apparition est déterminé par le comportement dynamique du modèle par suite d'un défaut de 100 ms à FP1.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, puis, soudainement, les courants correspondant au défaut externe en position FP1 sont injectés pendant 100 ms. Au premier passage par zéro du

courant de défaut après les 100 ms, le défaut en position FP1 est supprimé et le défaut interne en position FP2 est appliqué.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

- Mesurage du temps de fonctionnement du défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe

Le temps de fonctionnement pour le défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe est la différence de temps entre l'instant où le relais fonctionne pour le défaut interne en position FP2 et l'instant où FP2 est appliqué.

Ce temps de fonctionnement est mesuré 30 fois (5 fois pour chaque défaut en position FP2 × 3 types de défauts × 2 modèles de transformateurs de puissance) et sa moyenne est rapportée par le fabricant.

Si, pour certains des essais, le relais différentiel ne fonctionne pas dans les 150 ms, la moyenne doit être calculée sur les temps de fonctionnement mesurés lorsque le relais a fonctionné, et une note particulière doit indiquer les opérations manquées dans le tableau final.

6.5.2.3 Temps de fonctionnement du défaut interne

Le temps de fonctionnement d'un défaut interne, lorsqu'il est précédé d'un défaut externe, est comparé au temps de fonctionnement du défaut interne qui est mesuré par un second essai. La même condition de charge traversante est simulée et soudainement un défaut dans la position interne FP2 (même défaut que pour le défaut interne précédé d'un essai de défaut externe, avec la même résistance de défaut) est simulé et le temps de fonctionnement pour le "défaut interne" est mesuré.

Les impédances de source, les résistances de défaut et les conditions de prédéfaut à utiliser dans le modèle de système électrique sont indiquées dans la Tableau 50.

- Positions du défaut
FP2
- Types de défauts
FP2: défauts entre phases, L1L2, L2L3, L3L1
- Résistance de défaut
Pour le défaut interne en position FP2, une résistance de défaut de 10 Ω doit être utilisée (défauts entre phases).
- Angles d'apparition du défaut
90°
- Injection du défaut
L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, puis, soudainement, les courants correspondant au défaut interne en position FP2 sont simulés.
L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).
- Mesurage du temps de fonctionnement du défaut interne
Le temps de fonctionnement du défaut interne est la différence de temps entre l'instant où le défaut interne en position FP2 est appliqué et l'instant où le relais fonctionne. Ce temps de fonctionnement est mesuré 30 fois (5 fois pour chaque défaut en position FP2 × 3 types de défauts × 2 modèles de transformateurs de puissance) et sa moyenne est rapportée par le fabricant.

6.5.3 Considérations spécifiques à l'application: terre restreinte polarisée

6.5.3.1 Généralités

Afin d'évaluer le comportement du relais pour les défauts externes devenant des défauts internes, un réseau électrique tel que celui représenté à la Figure 48 est utilisé.

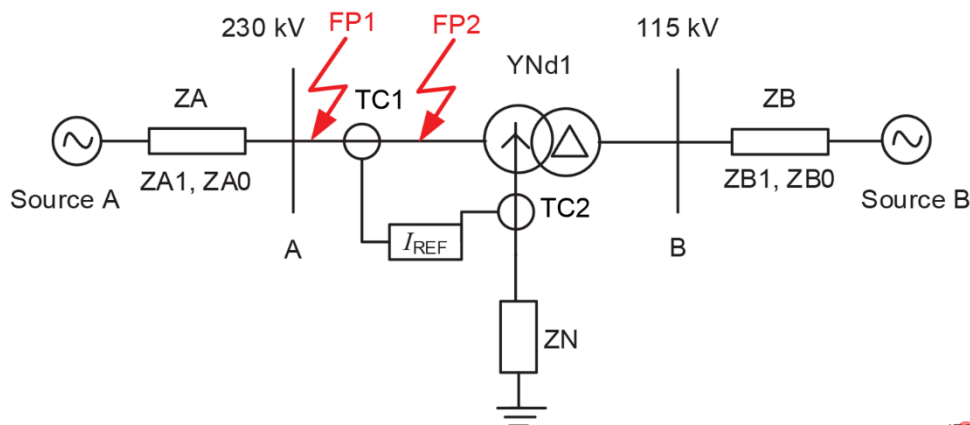


Figure 48 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour l'essai de défaut interne précédé d'un défaut externe

Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 51.

Tableau 51 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	230 kV/115 kV ^a
Fréquence du système	50 Hz ou 60 Hz ou toutes les fréquences assignées
Transformateur de courant ^b	TC1: 500 A/1 A (5 A), TC2: 500 A/1 A (5 A)
Transformateur de puissance ^c	200 MVA ^d , YNd1
Sources A, B	Constante de temps primaire $T_p = 60$ ms Pour plus d'informations, voir le Tableau 52.
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu (le cas échéant)

^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu.

^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux.

^c Le transformateur de puissance est idéal, ce qui signifie qu'il n'y a pas de pertes dans la transformation de la puissance:

- pertes de joule et réactances de fuite de l'enroulement nulles (si 0 Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale réalisable doit être utilisée);
- impédance magnétisante infinie;
- l'impédance homopolaire est modélisée par la résistance du neutre ZN.

^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu.

^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par un déphasage entre les tensions de source A et B, en maintenant les niveaux de tension égaux. La tension A est supérieure à la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'atteindre un niveau de courant de charge d'environ 0,3 pu, et un niveau inférieur ou supérieur est donc proposé.

Les impédances de source, les résistances de défaut et les conditions de prédéfaut à utiliser dans le modèle de système électrique sont indiquées dans le Tableau 52.

Tableau 52 – Impédances de source, résistances de défaut et conditions de prédéfaut pour un défaut interne précédé d'essais de défaut externe (par exemple pour une fréquence de réseau électrique de 50 Hz)

Position du défaut	Source A: XA1 = XA0 RA1 = RA0	Source B: XB1 = XB0 RB1 = RB0	ZN	Résistance de défaut	Déphasage pour le transformateur du groupe vectoriel 0 PHI _A – PHI _B	Charge
	ohms primaires	ohms primaires	ohms primaires		degrés	pu
FP1	X = 52,9 R = 2,81	X = 13,2 R = 0,700	X = 17,6 R = 0,934	0 Ω	7	0,31
FP2	X = 52,9 R = 2,81	X = 13,2 R = 0,700	X = 17,6 R = 0,934	Défauts LE de 100 Ω	7	0,31

Le temps de fonctionnement du défaut interne ainsi que le temps de fonctionnement du défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe doivent être rapportés par le fabricant.

- Répétition

Chaque essai doit être répété dix fois.

- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être désactivé ou réglé à un niveau suffisamment élevé pour éviter le déclenchement dans les conditions de défaut détaillées dans l'essai, avec une valeur de fonctionnement supérieure à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes paramètres doivent être utilisés pour les essais de 6.4.2.3, 6.4.7.3 et 6.8.4.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 500 A/1 A et 500 A/1 A;
- 500 A/5 A et 500 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.

6.5.3.2 Temps de fonctionnement du défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe

Un défaut interne précédé d'un défaut externe est simulé. Initialement, une condition de charge traversante stable est appliquée, suivie d'un défaut externe en position FP1 (défaut entre phases) pendant une durée de 100 ms. L'emplacement du défaut est alors déplacé vers la position interne FP2 (défaut monophasé) avec une amplitude de défaut plus faible. Cette amplitude de défaut plus faible est obtenue en insérant une résistance de défaut en FP2 tout en conservant les mêmes paramètres de source utilisés pendant la condition de défaut externe précédente. Le temps de fonctionnement de l'élément est mesuré à partir de l'instant où le défaut interne est appliqué à FP2, jusqu'à l'instant où l'élément du relais fonctionne.

NOTE La réduction du niveau de défaut pour le défaut interne à FP2 garantit que le courant de retenue est d'une amplitude plus faible par rapport au courant de retenue calculé pour le défaut externe. Bien qu'il s'agisse d'une condition contraignante, elle garantit que la réinitialisation ou le recalcul de toutes les techniques d'amélioration de la stabilité utilisées dans l'élément est pleinement soumis à l'essai pendant cet essai, ainsi que la capacité à recalculer dynamiquement les courants différentiels et de retenue pendant la période de défaut.

- Positions du défaut
FP1 pendant 100 ms
À $t = 100$ ms, le défaut à la position FP1 est supprimé et FP2 est appliqué (le défaut est supprimé au premier passage par zéro de l'un des deux courants de défaut après les 100 ms).
- Types de défauts
FP1: défaut entre phases, FP2: défaut monophasé, L1E, L2E, L3E
- Résistance de défaut
Pour le défaut externe en position FP1, une résistance de défaut de $0\ \Omega$ doit être utilisée (si $0\ \Omega$ n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée). Pour le défaut interne en position FP2, une résistance de défaut de $100\ \Omega$ doit être utilisée (défauts terre-phase).
- Angles d'apparition du défaut
Pour le premier défaut en position FP1, l'angle d'apparition du défaut doit être de 90° .
L'angle d'apparition du défaut dépend de la simulation du réseau, c'est-à-dire que le simulateur contrôle l'angle d'apparition du défaut pour le deuxième défaut FP2.
- Injection du défaut
L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, puis, soudainement, les courants correspondant au défaut externe en position FP1 sont injectés pendant 100 ms. Après 100 ms, le défaut en position FP1 est supprimé et le défaut interne en position FP2 est appliqué.
L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).
- Mesurage du temps de fonctionnement du défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe
Le temps de fonctionnement pour le défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe est la différence de temps entre l'instant où le relais fonctionne pour le défaut interne en position FP2 et l'instant où FP2 est appliqué.
Ce temps de fonctionnement est mesuré 30 fois (10 fois pour chaque défaut monophasé en position FP2 $\times$ 3 types de défauts) et sa moyenne est rapportée par le fabricant.
Si, pour certains des essais, le relais différentiel ne fonctionne pas dans les 150 ms, la moyenne doit être calculée sur les temps de fonctionnement mesurés lorsque le relais a fonctionné, et une note particulière doit indiquer les opérations manquées dans le tableau final.

6.5.3.3 Temps de fonctionnement du défaut interne

Le temps de fonctionnement d'un défaut interne, lorsqu'il est précédé d'un défaut externe, est comparé au temps de fonctionnement du défaut interne qui est mesuré par un second essai. La même condition de charge traversante est simulée et soudainement un défaut dans la position interne FP2 (même défaut que pour le défaut interne précédé d'un essai de défaut externe, avec la même résistance de défaut) est simulé et le temps de fonctionnement pour le "défaut interne" est mesuré.

- Positions du défaut
FP2
- Types de défauts
FP2: défaut monophasé; phases 1, 2 et 3: L1E, L2E, L3E
- Résistance de défaut
Pour le défaut interne en position FP2, une résistance de défaut de $100\ \Omega$ doit être utilisée (défauts terre-phase).
- Angles d'apparition du défaut
 90°

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, puis, soudainement, les courants correspondant au défaut interne en position FP2 sont simulés.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

- Mesurage du temps de fonctionnement du défaut interne

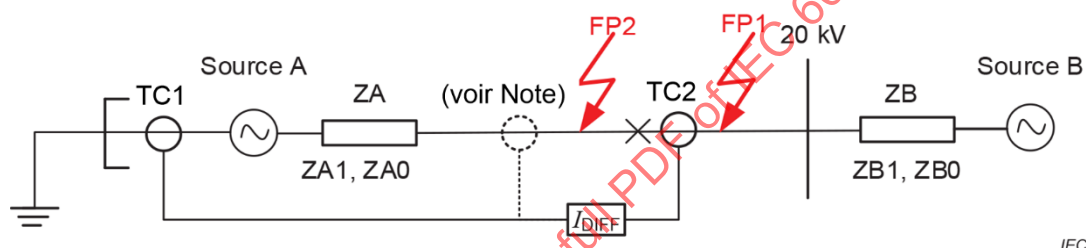
Le temps de fonctionnement pour le défaut interne est la différence de temps entre l'instant où le relais fonctionne pour le défaut interne en position FP2 et l'instant où FP2 est appliqué.

Ce temps de fonctionnement est mesuré 30 fois (10 fois pour chaque défaut en position FP2 × 3 types de défauts) et sa moyenne est rapportée par le fabricant.

6.5.4 Considérations spécifiques à l'application: différentielle générateur

6.5.4.1 Généralités

Afin d'évaluer le comportement du relais pour les défauts externes devenant des défauts internes, un réseau électrique tel que celui représenté à la Figure 49 est utilisé.



NOTE Pour simplifier la simulation, l'emplacement du TC indiqué en pointillés est utilisé pour le TC1. Ceci est équivalent à l'emplacement du TC indiqué sur la figure comme TC1 et donne des résultats identiques.

Figure 49 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation pour un essai de défaut interne précédé d'un défaut externe

Dans ce modèle de réseau, la source A et l'impédance ZA simulent les courants générés par le générateur protégé avec une impédance de circuit (impédance transitoire) ayant une constante de temps de 500 ms. La source B et l'impédance ZB simulent les courants générés par le réseau électrique connecté au générateur protégé, avec une constante de temps de 100 ms. Lorsqu'un défaut phase-terre est appliqué sur un générateur non mis à la terre ou mis à la terre à haute impédance, il n'y a pas de courant de défaut et le cas d'essai de défaut évolutif commençant par un défaut à la terre n'est pas approprié. La configuration du réseau avec un générateur solidement mis à la terre (source A) et le système électrique (source B) est utilisée dans cet essai. Cela permet également d'être cohérent avec les essais de protection différentielle des transformateurs. Le générateur protégé est représenté schématiquement à l'intérieur des transformateurs de courant TC1 et TC2.

Le réseau simulé est un réseau avec deux sources d'alimentation dont les paramètres du modèle sont indiqués dans le Tableau 53.

Tableau 53 – Modèle de réseau avec deux sources d'alimentation

Tension du système	20 kV ^a , point neutre mis à la terre
Fréquence du système	50 Hz ou 60 Hz
Transformateur de courant ^b	TC1: 3 000 A/1 A (5 A); TC2: 3 000 A/1 A (5 A)
Générateur protégé (G) ^c	100 MVA ^d (point neutre mis à la terre)
Sources A, B	Constante de temps primaire source A: $T_p = 500$ ms Constante de temps primaire source B: $T_p = 100$ ms Pour plus d'informations, voir le Tableau 54
Courant avant défaut ^e	Environ 0,3 pu (le cas échéant)
^a Référence pour la tension de base dans les calculs de pu. ^b Les transformateurs de courant sont considérés comme idéaux. ^c L'impédance de court-circuit du générateur protégé est représentée par Z_A . ^d Référence pour la puissance de base dans les calculs de pu. ^e Le niveau de courant de prédéfaut (charge) est généré par un déphasage entre les tensions de source A et B, en maintenant les niveaux de tension égaux. La tension A est supérieure à la tension B. Dans certains cas de réseau, il n'est pas possible d'atteindre un niveau de courant de charge d'environ 0,3 pu, et un niveau inférieur ou supérieur doit donc être proposé.	

Les impédances de source, les résistances de défaut et les conditions de prédéfaut à utiliser dans le modèle de système électrique sont indiquées dans le Tableau 54. Le temps de fonctionnement du défaut interne ainsi que le temps de fonctionnement du défaut externe lorsqu'il est précédé d'un défaut externe doivent être rapportés par le fabricant.

Tableau 54 – Impédances de source, résistances de défaut et conditions de prédéfaut pour les essais de défaut interne précédé d'un défaut externe (par exemple pour une fréquence de réseau électrique de 50 Hz)

Position du défaut	Source A: $X_{A1} = X_{A0}$; $R_{A1} = R_{A0}$ ohms primaires	Source B: $X_{B1} = X_{B0}$; $R_{B1} = R_{B0}$ ohms primaires	Résistance de défaut ohms primaires	Phase $\text{PHI}_A - \text{PHI}_B$ degrés	Charge pu
FP1	$X = 0,800$ $R = 0,005\ 09$	$X = 0,800$ $R = 0,025\ 5$	0 (défaut LE)	7	0,30
FP2	$X = 0,800$ $R = 0,005\ 09$	$X = 0,800$ $R = 0,025\ 5$	10 (défaut LL)	7	0,30

- Répétition
Chaque essai doit être répété dix fois.
- Réglages du relais différentiel

La valeur minimale de fonctionnement du fonctionnement avec caractéristique de retenue doit être fixée à 0,2 pu, tous les autres réglages de la caractéristique de retenue étant conformes aux réglages recommandés par le fabricant pour le cas d'application. Si une intentionnelle est disponible avec l'élément avec caractéristique de retenue, elle doit être réglée à sa valeur minimale, de préférence 0 s. Toute compensation de groupe vectoriel et toute compensation homopolaire disponibles sur l'élément doivent être désactivées. Le fonctionnement sans caractéristique de retenue (seuil de réglage haut) doit être activé avec un réglage de la valeur de fonctionnement supérieur à 10 pu.

Tout algorithme spécial mis en œuvre dans le relais pour le fonctionnement en fréquence non nominale, comme les algorithmes de suivi de fréquence, doit être activé.

Les réglages du relais doivent être déclarés par le fabricant et ne doivent pas être modifiés lors des essais ultérieurs de l'élément avec caractéristique de retenue, sauf indication contraire dans l'essai spécifique. Les mêmes paramètres doivent être utilisés pour les essais de 6.4.2.4, 6.4.4.3 et 6.4.7.4.

- Configuration du transformateur de courant

Les essais doivent être effectués pour les configurations de transformateurs de courant applicables (TC1 et TC2):

- 3 000 A/1 A et 3 000 A/1 A;
- 3 000 A/5 A et 3 000 A/5 A.

Des résultats indépendants doivent être publiés pour chaque configuration.

6.5.4.2 Temps de fonctionnement du défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe

Un défaut interne précédé d'un défaut externe est simulé. Initialement, une condition de charge traversante stable est appliquée, suivie d'un défaut externe en position FP1 pendant une durée de 100 ms. L'emplacement du défaut est alors déplacé vers la position interne FP2, avec une amplitude de défaut plus faible. Cette amplitude de défaut plus faible est obtenue en insérant une résistance de défaut en FP2 tout en conservant les mêmes paramètres de source utilisés pendant la condition de défaut externe précédente. Le temps de fonctionnement de l'élément est mesuré à partir de l'instant où le défaut interne est appliqué à FP2, jusqu'à l'instant où l'élément du relais fonctionne.

NOTE La réduction du niveau de défaut pour le défaut interne à FP2 garantit que le courant de retenue est d'une amplitude plus faible par rapport au courant de retenue calculé pour le défaut externe. Bien qu'il s'agisse d'une condition contraignante, elle garantit que la réinitialisation ou le recalcul de toutes les techniques d'amélioration de la stabilité utilisées dans l'élément est pleinement soumis à l'essai pendant cet essai, ainsi que la capacité à recalculer dynamiquement les courants différentiels et de retenue pendant la période de défaut.

- Positions du défaut

FP1 pendant 100 ms

A $t = 100$ ms, le défaut à la position FP1 est supprimé et FP2 est appliqué (le défaut est supprimé au premier passage par zéro de l'un des deux courants de défaut après les 100 ms).

- Types de défauts

FP1: défaut monophasé, FP2: défaut entre phases.

- Résistance de défaut

Pour le défaut externe en position FP1, une résistance de défaut de 0Ω doit être utilisée (si 0Ω n'est pas possible en raison d'une limitation numérique, la valeur minimale de résistance de défaut réalisable doit être utilisée).

Pour le défaut interne en position FP2, une résistance de défaut de 10Ω doit être utilisée.

- Angles d'apparition du défaut

Pour le premier défaut en position FP1, l'angle d'apparition du défaut doit être de 90° .

Pour le second défaut FP2, l'angle d'apparition est déterminé par le comportement dynamique du modèle par suite d'un défaut de 100 ms à FP1.

- Injection du défaut

L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, puis, soudainement, les courants correspondant au défaut externe en position FP1 sont injectés pendant 100 ms. Après 100 ms, le défaut en position FP1 est supprimé et le défaut interne en position FP2 est appliqué.

L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).

- Mesurage du temps de fonctionnement du défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe

Le temps de fonctionnement pour le défaut interne lorsqu'il est précédé d'un défaut externe est la différence de temps entre l'instant où le relais fonctionne pour le défaut interne en position FP2 et l'instant où FP2 est appliqué.

Ce temps de fonctionnement est mesuré 30 fois (10 fois pour chaque défaut en position FP2 × 3 types de défauts) et sa moyenne est rapportée par le fabricant.

Si, pour certains des essais, le relais différentiel ne fonctionne pas dans les 150 ms, la moyenne doit être calculée sur les temps de fonctionnement mesurés lorsque le relais a fonctionné, et une note particulière doit indiquer les opérations manquées dans le tableau final.

6.5.4.3 Temps de fonctionnement du défaut interne

Le temps de fonctionnement d'un défaut interne, lorsqu'il est précédé d'un défaut externe, est comparé au temps de fonctionnement du défaut interne qui est mesuré par un second essai. La même condition de charge traversante est simulée et soudainement un défaut dans la position interne FP2 (même défaut que pour le défaut interne précédé d'un essai de défaut externe, avec la même résistance de défaut) est simulé et le temps de fonctionnement pour le "défaut interne" est mesuré.

- Positions du défaut
FP2
- Types de défauts
FP2: défaut biphasé: L1L2, L2L3, L3L1
- Résistance de défaut
Pour le défaut interne en position FP2, une résistance de défaut de 10 Ω doit être utilisée.
- Angles d'apparition du défaut
90°
- Injection du défaut
L'injection du défaut est effectuée de telle sorte que les conditions prédéfaut sont simulées pendant au moins une seconde, puis, soudainement, les courants correspondant au défaut interne en position FP2 sont simulés.
L'angle de phase entre les sources A et B pendant le défaut doit rester le même que pendant la condition de prédéfaut (charge).
- Mesurage du temps de fonctionnement du défaut interne
Le temps de fonctionnement pour le défaut interne est la différence de temps entre l'instant où le relais fonctionne pour le défaut interne en position FP2 et l'instant où FP2 est appliqué.
Ce temps de fonctionnement est mesuré 30 fois (10 fois pour chaque défaut en position FP2 × 3 types de défauts) et sa moyenne est rapportée par le fabricant.

6.5.5 Rapport

Le fabricant doit publier un tableau dans un format similaire à celui du Tableau 55, qui permet de comparer le temps de fonctionnement du défaut interne précédé d'un défaut externe et le temps de fonctionnement du défaut interne. Les données présentées dans le Tableau 55 sont un exemple.

Tableau 55 – Temps de fonctionnement d'un défaut interne précédé d'un défaut externe et d'un défaut interne lorsque le relais a toujours fonctionné

Temps de fonctionnement moyen Configuration du transformateur de courant: 500 A/1 A et 1 000 A/1 A	
Temps de fonctionnement d'un défaut interne précédé d'un défaut externe Externe → Interne	Temps de fonctionnement d'un défaut interne
48,2 ms	32,6 ms

Si le relais n'a pas fonctionné dans les 150 ms suivant l'application du défaut interne, le tableau doit être présenté comme cela est indiqué dans le Tableau 56.

Tableau 56 – Temps de fonctionnement d'un défaut interne précédé d'un défaut externe et d'un défaut interne lorsque le relais n'a pas toujours fonctionné

Temps de fonctionnement moyen Configuration du transformateur de courant: 500 A/1 A et 1 000 A/1 A	
Temps de fonctionnement d'un défaut interne précédé d'un défaut externe Externe → Interne	Temps de fonctionnement d'un défaut interne
65,4 ms ^a	35,5 ms
^a Le relais de protection n'a pas fonctionné dans les 150 ms suivant l'application du défaut interne dans 7 cas d'essai sur 30. Moyenne du temps de fonctionnement calculée à partir des cas où le relais a fonctionné.	

6.6 Stabilité pendant les conditions de courant d'appel

6.6.1 Généralités

La stabilité des courants d'appel doit être soumise à l'essai en injectant un signal spécial dont la forme d'onde est similaire à celle du courant d'appel.

Les méthodes d'essai proposées sont recommandées. Si un algorithme de protection particulier ne permet pas l'utilisation de l'approche proposée, le fabricant doit proposer et décrire une procédure d'essai alternative et présenter les résultats dans le format donné dans le présent document.

6.6.2 Considérations spécifiques à l'application: différentielle transformateur

6.6.2.1 Généralités

La stabilité du courant d'appel dans un transformateur de puissance doit être soumise à l'essai en injectant un signal spécial dont la forme d'onde est similaire à celle des courants d'appel des transformateurs de puissance.

6.6.2.2 Formules pour la génération de signaux de courant d'appel

Ce signal de courant d'appel est obtenu en utilisant les Formules (1) et (2) suivantes où seule une période est indiquée et est répétée pour chaque période:

$$i_{\text{courant d'appel}}(t) = \frac{k}{1 - \cos(\alpha)} (\cos(2\pi ft - \pi) - \cos(\alpha)) \text{ pour } \left(\frac{1}{2f} - \frac{\alpha}{2\pi f} \right) \leq t \leq \left(\frac{1}{2f} + \frac{\alpha}{2\pi f} \right) \quad (1)$$

$$i_{\text{courant d'appel}}(t) = 0 \text{ pour } 0 \leq t < \left(\frac{1}{2f} - \frac{\alpha}{2\pi f} \right) \text{ et pour } \left(\frac{1}{2f} + \frac{\alpha}{2\pi f} \right) < t \leq \frac{1}{f} \quad (2)$$

où

k est le facteur spécifiant la valeur de crête du courant d'appel injecté;

α est l'angle de phase du courant d'appel injecté.

Graphiquement, les Formules (1) et (2) peuvent être représentées par la forme d'onde du courant comme cela est représenté à la Figure 50.

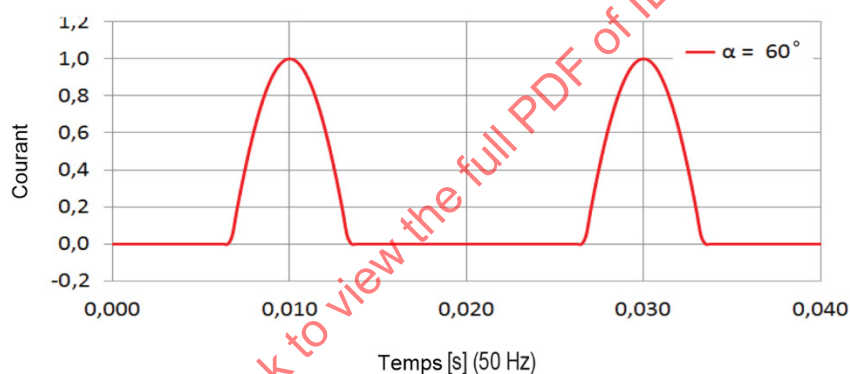
NOTE La décroissance du courant d'appel n'est pas prise en considération dans les Formules (1) et (2) puisque le fonctionnement indésirable se produit normalement pendant les quelques premiers cycles de courant d'appel magnétisant.

6.6.2.3 Formule alternative pour les signaux de courant d'appel

Dans le cas où il est difficile de générer un signal de courant avec les Formules (1) et (2) du 6.6.2.2, les signaux de courant injecté peuvent être obtenus à partir de la Formule (3) ci-dessous:

$$i_{\text{courant d'appel}}(t) = k \left(\begin{aligned} &a_0 / 2 + a_1 \cos(\omega t) + a_2 \cos(2\omega t) + a_3 \cos(3\omega t) + a_4 \cos(4\omega t) \\ &+ a_5 \cos(5\omega t) + a_6 \cos(6\omega t) + a_7 \cos(7\omega t) + a_8 \cos(8\omega t) + a_9 \cos(9\omega t) \end{aligned} \right) \quad (3)$$

Les coefficients a_0 à a_9 sont donnés dans le Tableau 57.



IEC

Figure 50 – Forme d'onde du courant d'appel du transformateur de puissance

Tableau 57 – Coefficients des formes d'onde du courant d'appel

Paramètre	$\alpha = 60^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\alpha = 120^\circ$
a_0	0,436	0,636	0,812
a_1	-0,391	-0,500	-0,536
a_2	0,276	0,213	0,092
a_3	-0,138	0,000	0,046
a_4	0,027	-0,043	0,009
a_5	0,027	0,000	-0,009
a_6	-0,031	0,019	-0,010
a_7	0,010	0,000	-0,003
a_8	0,010	-0,010	0,003
a_9	-0,014	0,000	0,005

La Figure 51 compare les formes d'onde obtenues à partir des Formules (1) et (2) du 6.6.2.2, désignées par $\alpha = 60^\circ$, et de la Formule (3) ci-dessus, désignée par $\alpha = 60^\circ$ calculé.

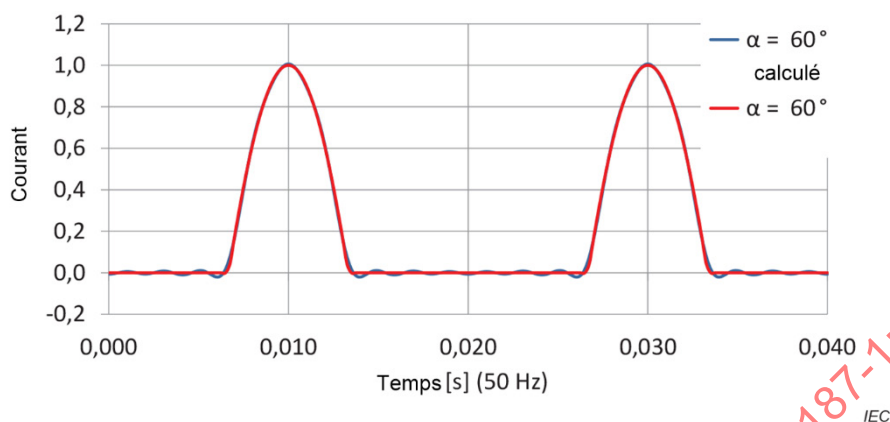


Figure 51 – Comparaison des formes d'onde

6.6.2.4 Ouvrage protégé

Les essais doivent être effectués pour les transformateurs de petite et de grande taille. Les données de la plaque signalétique des transformateurs d'essai sont indiquées dans le Tableau 58.

Les paramètres du transformateur sont utilisés pour déterminer la valeur de crête du courant injecté et les réglages appropriés du relais. Aucun modèle détaillé de transformateur n'est décrit ici.

Tableau 58 – Données de la plaque signalétique des transformateurs d'essai

Données d'essai	Transformateur 1	Transformateur 2
Puissance assignée	40 MVA	200 MVA
Tension assignée	46 kV/23 kV	230 kV/115 kV
Fréquence	50 Hz ou 60 Hz	50 Hz ou 60 Hz
Transformateur de courant (idéal)	TC1: 500 A/1 A (5 A); TC2: 1 000 A/1 A (5 A)	TC1: 500 A/1 A (5 A) TC2: 1 000 A/1 A (5 A)
Type de transformateur	YNd1	YNd1

6.6.2.5 Valeur de crête des signaux de courant injecté

La valeur de crête du courant d'appel injecté doit être de 1 000 % du courant assigné pour un transformateur de 40 MVA et de 400 % du courant assigné pour un transformateur de 200 MVA.

Le paramètre k est déterminé par la taille du transformateur. Voir le Tableau 59 ci-dessous.

Tableau 59 – Valeurs du paramètre k

Taille du transformateur	Valeur de k
40 MVA	$10 \times I_{\text{efficace assigné}}$
200 MVA	$4 \times I_{\text{efficace assigné}}$

6.6.2.6 Angle de phase des signaux de courant injecté

Au moins trois valeurs du paramètre α , à savoir 60°, 90° et 120°, doivent être soumises à l'essai.

6.6.2.7 Répétition

Le signal de courant doit être injecté dans un seul enroulement à la fois. Les connexions suivantes pour le relais doivent être utilisées.

Lorsque le signal de courant est injecté par l'enroulement Y, la connexion du relais doit se faire comme cela est indiqué à la Figure 52.

Lorsque le signal de courant est injecté par l'enroulement en triangle, le raccordement du relais doit se faire comme cela est indiqué à la Figure 53.

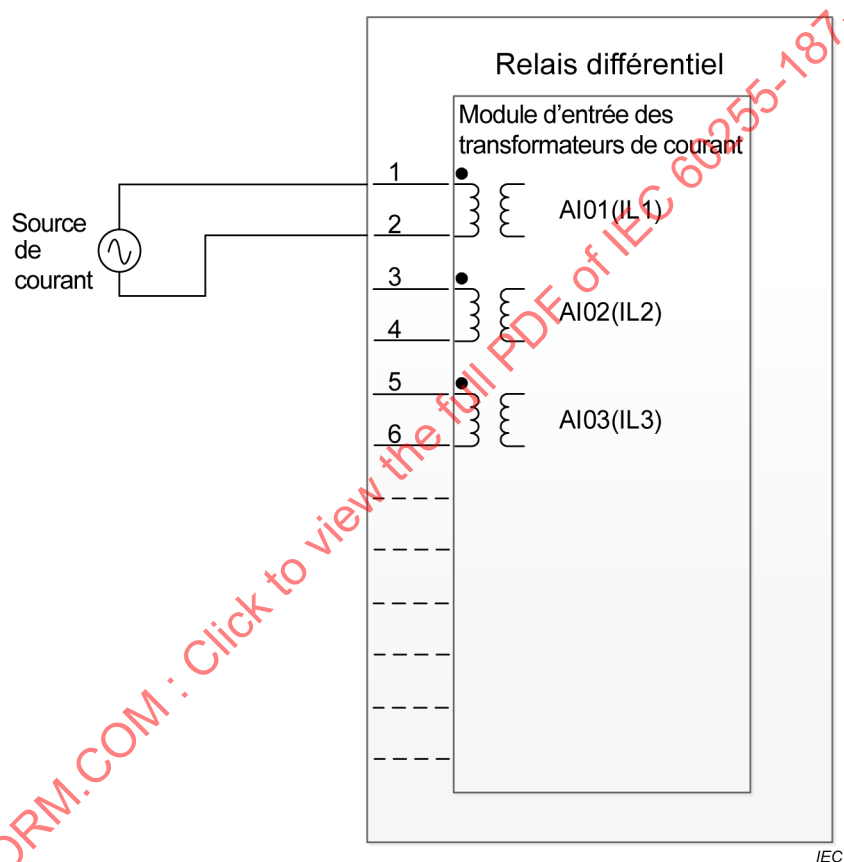


Figure 52 – Connexion du relais lorsque le courant est injecté par l'enroulement Y