

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Mobile and fixed offshore units – Electrical installations –
Part 2: System design**

**Unités mobiles et fixes en mer – Installations électriques –
Partie 2: Conception du système**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2019 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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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.

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 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

67 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

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.

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.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

67 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Mobile and fixed offshore units – Electrical installations –
Part 2: System design**

**Unités mobiles et fixes en mer – Installations électriques –
Partie 2: Conception du système**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 47.020.60

ISBN 978-2-8322-6667-0

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

CONTENTS

FOREWORD.....	8
INTRODUCTION.....	10
1 Scope.....	11
2 Normative references	12
3 Terms, definitions and abbreviated terms	13
3.1 Terms and definitions.....	13
3.2 Abbreviated terms.....	20
4 Sources of electrical power for manned units.....	20
4.1 General.....	20
4.2 Main sources of electrical power	21
4.2.1 Common requirements.....	21
4.2.2 Capacity of main and essential power source	22
4.2.3 Load shedding arrangement	22
4.3 Essential source of electrical power	23
4.4 Emergency source of electrical power	23
4.5 Starting arrangements for emergency generators.....	26
4.6 Additional requirements for periodically unattended machinery spaces	27
4.7 Uninterruptible power system (UPS) source of power.....	27
4.7.1 General	27
4.7.2 UPS functionality – Uninterruptible source of power for critical/sensitive loads	28
4.7.3 UPS – Design planning issues.....	28
4.8 Transmission systems including main power from shore	30
4.9 Alternative sources of power.....	31
5 Sources of electrical power for unmanned units.....	32
5.1 General.....	32
5.2 Power sources	32
5.2.1 Sources to be evaluated	32
5.2.2 Cable from other unit or from shore	32
5.2.3 Local generator (gas or diesel)	32
5.2.4 Alternative sources of power.....	32
5.2.5 UPS.....	33
5.3 Factors affecting power supply requirements	33
6 System earthing	33
6.1 General requirements	33
6.2 Neutral earthing for systems up to and including 1 000 V AC	34
6.3 Neutral earthing for systems above 1 000 V AC	34
6.4 Parallel operated power sources	35
6.5 Earthing resistors, connection to hull/structure.....	35
7 Distribution systems	36
7.1 DC distribution systems	36
7.1.1 Types of distribution systems.....	36
7.1.2 TN DC systems.....	37
7.1.3 IT DC systems	40
7.1.4 DC voltages.....	41
7.2 AC distribution systems	42

7.2.1	Primary AC distribution systems	42
7.2.2	Secondary AC distribution systems	42
7.2.3	TN AC systems	42
7.2.4	IT AC systems	44
7.2.5	AC voltages and frequencies	44
7.2.6	Earthing systems	46
8	Distribution system requirements	46
8.1	Methods of distribution	46
8.2	Balance of loads	47
8.2.1	Balance of load on three-wire DC systems	47
8.2.2	Balance of loads in three- or four-wire AC systems	47
8.3	Final circuits	47
8.3.1	General	47
8.3.2	Final circuits for lighting	47
8.3.3	Final circuits for heating	47
8.3.4	Final circuits for sockets	47
8.4	Control circuits	48
8.4.1	Supply systems and nominal voltages	48
8.4.2	Circuit design	48
8.4.3	Protection	48
8.4.4	Arrangement of circuits	49
8.5	Motor circuits	49
8.5.1	Starting of motors	49
8.5.2	Means of disconnection	50
8.5.3	Starters remote from motors	50
8.6	Isolation of supply to galley	50
9	Cables and wiring systems	50
9.1	Cables	50
9.2	Voltage drop	51
9.3	Demand factors	51
9.3.1	Final circuits	51
9.3.2	Circuits other than final circuits	51
9.3.3	Application of diversity and demand factors	51
9.4	Motor circuits	51
9.5	Cross-sectional areas of conductors	52
9.6	Correction factors for cable grouping	52
9.7	Separation of circuits	52
10	System study and calculations	53
10.1	Electrical studies – General	53
10.2	Electrical load study	54
10.3	Load flow calculations	55
10.4	Short-circuit calculations	56
10.5	Protection and discrimination study	58
10.6	Power system dynamic calculations	59
10.7	Calculation of harmonic currents and voltages	61
11	Protection	61
11.1	General	61
11.2	Characteristics and choice of protective devices with reference to short-circuit rating	62

11.2.1	General	62
11.2.2	Protective devices	62
11.2.3	Backup protection	63
11.2.4	Rated short-circuit breaking capacity	63
11.2.5	Rated short-circuit making capacity	64
11.2.6	Co-ordinated choice of protective devices with regard to discrimination requirements	65
11.3	Choice of protective devices with reference to overload	65
11.3.1	Protective devices	65
11.3.2	Fuses for overload protection	65
11.4	Choice of protective devices with regard to their application	65
11.4.1	General	65
11.4.2	Generator protection	65
11.4.3	Protection of UPS	66
11.4.4	Protection of transformers	67
11.4.5	Transformers – Isolation of windings	67
11.4.6	Circuit protection	67
11.4.7	Motor protection	67
11.4.8	Protection of lighting circuits	68
11.4.9	Protection of power from external sources	68
11.4.10	Secondary cells and battery protection	68
11.4.11	Protection of static or solid-state devices	68
11.4.12	Protection for heat tracing systems	69
11.5	Undervoltage protection	69
11.5.1	Generators	69
11.5.2	AC and DC motors	69
11.6	Overvoltage protection	69
11.6.1	General	69
11.6.2	AC machines	69
11.6.3	DC networks	69
12	Lighting	70
12.1	General	70
12.2	General lighting system	70
12.3	Emergency lighting system	70
12.4	Escape lighting system	71
12.5	Lighting circuits in machinery spaces, accommodation spaces, open deck spaces, etc.	71
12.6	Navigation and obstruction signals and lights	71
13	Energy control, monitoring and alarm system	72
13.1	General	72
13.2	Alarm system	72
13.3	Network topology	72
13.4	Router communication	72
13.5	Communication protocols	72
13.6	Monitoring and fault diagnosis	73
13.7	Cybersecurity	73
13.8	Energy management and control systems (EMCS)	73
13.8.1	General	73
13.8.2	EMCS architecture	73

13.8.3	Interaction with protection system	74
13.8.4	Performance	74
13.9	Electromagnetic compatibility	74
13.10	Time identification and event logs	75
13.11	Remote controls	75
13.11.1	Continuous status information	75
13.11.2	Independent control	75
13.11.3	Exclusive control	75
13.11.4	Interlocks in operative command	75
13.12	Human-machine interface	75
13.13	Emergency stop	75
13.14	Automatic control of electrical power sources	75
13.14.1	Initiation of starting commands	75
13.14.2	Pre-starting conditions	76
13.14.3	Standby indication	76
13.15	Automatic connecting onto a dead busbar	76
13.15.1	Connection at blackout	76
13.15.2	Short-circuit	76
13.16	Delayed disconnection	76
13.17	Automatic starting arrangements for electrical motor-driven auxiliaries	76
13.17.1	Prevention of overload via sequential restart	76
13.17.2	Start inhibit	76
13.18	General alarm systems	76
13.18.1	Audibility	76
13.18.2	Minimum sound level	77
13.18.3	Fault tolerance	77
13.18.4	Power supplies	77
13.19	System integration	77
13.19.1	Alarm functions	77
13.19.2	Essential and emergency control functions	77
13.20	Software	78
13.20.1	Version control of software	78
13.20.2	Configuration – Support functions	78
13.20.3	Documentation	78
13.21	Tests	79
13.21.1	General	79
13.21.2	Hardware	79
13.21.3	Software	79
13.21.4	System testing	79
14	Special facilities – Swivel/turret	80
14.1	Standards, codes and regulations	80
14.2	Bonding and protective earthing of power swivel	80
Annex A (informative)	Essential source of electrical power	81
Annex B (informative)	Emergency source of electrical power	82
Annex C (informative)	Applicable examples of HVDC VSC technologies	83
Annex D (informative)	Swivel/turret	87
D.1	General	87
D.2	Swivel design and service location	87

D.3	Fault exposure of high-voltage electrical swivels	88
D.4	Enclosure and purging system	88
D.5	Ingress protection	88
D.6	Anti-condensation	89
D.7	Inspection and functional testing of swivel unit.....	89
Annex E	(informative) Guidelines for design of unmanned units	90
E.1	Factors affecting power supply requirements	90
E.2	Guideline for defining power sources requirement.....	90
E.2.1	One main power supply and UPS.....	90
E.2.2	One emergency power supply and UPS	91
E.2.3	One main power supply, one emergency power supply and UPS	91
E.2.4	Renewable sources of energy.....	91
E.3	Layout.....	92
E.4	Switchboard arrangements.....	92
E.5	High-voltage equipment	94
E.6	Lighting system.....	95
Annex F	(informative) Alternative sources of electrical power	96
F.1	General.....	96
F.2	Photovoltaic system	96
F.3	Wind turbine system	97
F.4	Microturbines	100
F.5	Closed cycle vapour turbines (CCVT).....	101
F.6	Thermoelectric generators (TEG).....	102
Annex G	(informative) Illumination level.....	104
G.1	General illumination level.....	104
G.2	Emergency lighting	104
G.3	Escape lighting	104
G.4	Verification of lighting level	105
Annex H	(informative) Enhanced software simulation.....	106
H.1	General.....	106
H.2	Scope of HiL testing.....	106
H.3	Schedule and work process	106
H.4	Requirements relating to the control system vendor or system integrator	106
H.5	Documentation and approval.....	107
Annex I	(informative) Architecture for energy control, monitoring and alarm system – Level reference and segmentation architecture	108
Bibliography		109
Figure 1	– Continuity of supply/continuity of service.....	15
Figure 2	– Power system hierarchy in an offshore unit	21
Figure 3	– TN-S DC system	38
Figure 4	– TN-C DC system	39
Figure 5	– TN-C-S DC system.....	40
Figure 6	– IT DC system	41
Figure 7	– TN-S AC system	43
Figure 8	– TN-C-S AC system.....	43
Figure 9	– TN-C AC system	44

Figure 10 – IT AC system	44
Figure 11 – Use of FCL in emergency switchboard	64
Figure C.1 – Typical HVDC VSC transmission between onshore grid and offshore petroleum unit; symmetric monopole	84
Figure C.2 – Typical symmetric and asymmetric monopole and bipole HVDC VSC arrangement	84
Figure C.3 – Principle drawings of possible topology arrangements for two-level (left) and multi-level (right) types with indication of corresponding filtered (blue) and non-filtered (green) output voltage wave forms	86
Figure E.1 – Example of electrical arrangement for an unmanned unit	93
Figure E.2 – Example of electrical arrangement for an unmanned unit	94
Figure E.3 – Example of electrical arrangement for an unmanned unit	94
Figure F.1 – PV Power generating system – Major functional elements, subsystems and power flow diagram	97
Figure F.2 – Typical diagram for the island function of a wind generation system – Unmanned unit	98
Figure F.3 – Typical diagram for the island function of a wind generation system – Manned unit	99
Figure F.4 – Microturbine typical block diagram	100
Figure F.5 – CCVT operating principle block diagram	101
Figure F.6 – Typical diagram for the thermoelectric generation system (TEG)	102
Figure I.1 – IEC 62443 reference architecture	108
Table 1 – Summary of principal features of the neutral earthing methods	36
Table 2 – Voltages for DC systems	41
Table 3 – AC systems having a nominal voltage between 100 V and 1 000 V inclusive and related equipment	45
Table 4 – AC three-phase systems having a nominal voltage above 1 kV and not exceeding 35 kV and related equipment	46
Table G.1 – General lighting illumination levels	104
Table G.2 – Recommended measuring points for measuring illumination in an area	105

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

MOBILE AND FIXED OFFSHORE UNITS – ELECTRICAL INSTALLATIONS –

Part 2: System design

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.

International Standard IEC 61892-2 has been prepared by IEC technical committee 18: Electrical installations of ships and of mobile and fixed offshore units.

This third edition cancels and replaces the second edition published in 2012. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) the requirement for sources of electrical power has been rewritten. Requirements both for manned and unmanned units are given. Requirements for essential services of electrical power have been added;
- b) the requirement in relation to dead start has been added;
- c) the requirement for emergency stop for motor-driven fuel-oil transfer and fuel-oil pressure pumps has been added;

- d) general requirements regarding cables and wiring systems have been added;
- e) the description of unit interfaces to electrical transmission systems has been included;
- f) requirements in relation to energy control, monitoring and alarm system have been rewritten;
- g) new clauses regarding swivel/turret and unmanned facilities have been added;
- h) informative annexes regarding the following have been added:
 - essential source of electrical power;
 - emergency source of electrical power;
 - applicable examples of HVDC VSC technologies;
 - swivel/turret;
 - power sources for unmanned units, with separate or combined main and emergency switchboard;
 - alternative power sources of electrical power – general requirements;
 - illumination level;
 - enhanced software simulation;
 - architecture for energy control, monitoring and alarm system.

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

FDIS	Report on voting
18/1650/FDIS	18/1661/RVD

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

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

A list of all parts of the IEC 61892 series can be found, under the general title *Mobile and fixed offshore units – Electrical installations*, 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 "<http://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 publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

IEC 61892 forms a series of International Standards for safety in the design, selection, installation, maintenance and use of electrical equipment for the generation, transmission, storage, distribution and utilization of electrical energy for all purposes in offshore units which are used for the purpose of exploration or exploitation of petroleum resources.

This part of IEC 61892 incorporates and coordinates, as far as possible, existing rules and forms a code of interpretation, where applicable, of the requirements of the International Maritime Organization (IMO), and constitutes a guide for future regulations which may be prepared and a statement of practice for offshore unit owners, designers, installers and appropriate organizations.

This document is based on solutions and methods which are in current use, but it is not intended to impede the development of new or improved techniques.

In this revision, voltage limitations have been removed. However, voltage limitations may be given in the referenced equipment standards. The removal of voltage limitations is considered necessary due to the interconnection of, and supply from shore to offshore units. In such cases, transmission voltages up to 132 kV AC and 150 kV DC are used and higher voltages are being planned.

The IEC 61892 series aims to constitute a set of International Standards for the offshore petroleum industry, but it is not intended to prevent their use beyond petroleum installations.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61892-2:2019

MOBILE AND FIXED OFFSHORE UNITS – ELECTRICAL INSTALLATIONS –

Part 2: System design

1 Scope

This part of IEC 61892 is applicable to system design of electrical installations and equipment in mobile and fixed offshore units including pipeline, pumping or "pigging" stations, compressor stations and single buoy moorings, used in the offshore petroleum industry for drilling, production, accommodation, processing, storage and offloading purposes.

It applies to all installations, whether permanent, temporary, transportable or hand-held, to AC installations and DC installations, without any voltage level limitation. Referenced equipment standards may give voltage level limitations.

This document specifies requirements such as those concerning

- sources of electrical power for manned and unmanned units,
- system earthing, both for low-voltage and high-voltage installations,
- interface for electric transmission systems with power supplied from shore, between interconnected offshore units, and with power supplied by offshore units to subsea installations,
- distribution systems,
- cables and wiring systems,
- system studies and calculations,
- protection against electrical faults,
- lighting,
- energy control, monitoring and alarm systems, and
- turret/swivel.

This document gives information and guidance on topics such as

- applicable examples of HVDC VSC technology, and
- guidelines for illumination level.

This document does not apply to

- fixed equipment for medical purposes,
- electrical installations of tankers, and
- control of ignition sources other than those created by electrical equipment.

NOTE 1 For medical rooms, IEC 60364-7-710 provides specific requirements. Requirements for tankers are given in IEC 60092-502.

NOTE 2 Guidance on protection of non-electrical equipment can be found in ISO 80079-36, ISO 80079-37 and IMO 2009 MODU Code, 6.7.

2 Normative references

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

IEC 60038:2009, *IEC standard voltages*

IEC 60092-504:2016, *Electrical installations in ships – Part 504: Automation, control and instrumentation*

IEC 60331-1, *Tests for electric cables under fire conditions – Circuit integrity – Part 1: Test method for fire with shock at a temperature of at least 830 °C for cables of rated voltage up to and including 0,6/1,0 kV and with an overall diameter exceeding 20 mm*

IEC 60331-2, *Tests for electric cables under fire conditions – Circuit integrity – Part 2: Test method for fire with shock at a temperature of at least 830 °C for cables of rated voltage up to and including 0,6/1,0 kV and with an overall diameter not exceeding 20 mm*

IEC 60331-21, *Tests for electric cables under fire conditions – Circuit integrity – Part 21: Procedures and requirements – Cables of rated voltage up to and including 0,6/1,0 kV*

IEC 60447, *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification – Actuating principles*

IEC 60533, *Electrical and electronic installations in ships – Electromagnetic compatibility (EMC) – Ships with a metallic hull*

IEC 60909-0, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents*

IEC TR 60909-1, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0*

IEC 60947-2:2016, *Low-voltage switchgear and controlgear – Part 2: Circuit-breakers*

IEC 60947-4-2, *Low-voltage switchgear and controlgear – Part 4-2: Contactors and motor-starters – AC semiconductor motor controllers and starters*

IEC 61131-1, *Programmable controllers – Part 1: General information*

IEC 61131-2, *Industrial-process measurement control – Programmable controllers – Part 2: Equipment requirements and tests*

IEC 61363-1, *Electrical installations of ships and mobile and fixed offshore units – Part 1: Procedures for calculating short-circuit currents in three-phase a.c.*

IEC 61892-1:2019, *Mobile and fixed offshore units – Electrical installations – Part 1: General requirements and conditions*

IEC 61892-3:2019, *Mobile and fixed offshore units – Electrical installations – Part 3: Equipment*

IEC 61892-4:2019, *Mobile and fixed offshore units – Electrical installations – Part 4: Cables*

IEC 61892-6:2019, *Mobile and fixed offshore units – Electrical installations – Part 6: Installation*

IEC 61892-7, *Mobile and fixed offshore units – Electrical installations – Part 7: Hazardous areas*

IEC 62040-1, *Uninterruptible power systems (UPS) – Part 1: Safety requirements*

IEC 62040-2, *Uninterruptible power systems (UPS) – Part 2: Electromagnetic compatibility (EMC) requirements*

IEC 62040-3:2011, *Uninterruptible power systems (UPS) – Part 3: Method of specifying the performance and test requirements*

IEC 62271-100, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating current circuit-breakers*

IALA, *Recommendation O-139 on The Marking of Man-Made Offshore Structures*

ICAO, *Convention on International Civil Aviation, Annex 14, Aerodromes*

IMO, *Code on Alerts and Indicators*

IMO, *Convention on the International Regulations for Preventing Collisions at Sea (COLREG)*, 1972

IMO, *International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS)*, consolidated edition 2014

IMO, 2009 MODU Code, *Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units*, 2009, 2010 edition

IMO, MSC/Circ. 645, *Guidelines for vessels with dynamic positioning systems*, Annex

3 Terms, definitions and abbreviated terms

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 61892-1 and the following 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 Terms and definitions

3.1.1

AC systems of distribution

3.1.1.1

single-phase two-wire AC system

AC system comprising two conductors only, between which the load is connected

Note 1 to entry: This system can be used for phase-to-phase connection of the load and phase-to-neutral connection of the load.

Note 2 to entry: In some countries, this system with phase-to-phase connection of the load is designated as a two-phase system.

3.1.1.2

three-phase three-wire AC system

AC system comprising three conductors connected to a three-phase supply

3.1.1.3

three-phase four-wire AC system

AC system comprising four conductors of which three are connected to a three-phase supply and the fourth to a neutral point in the source of supply

3.1.2

arc-flash hazard

dangerous condition associated with the release of energy caused by an electric arc

[SOURCE: IEEE 1584:2002, 3.1]

3.1.3

availability

state of an item of being able to perform its required function

[SOURCE: IEC 60050-603:1986, 603-05-04]

3.1.4

backup protection

protection which is intended to operate when a system fault is not cleared in due time because of:

- failure or inability of a protective device closest to the fault to operate, or
- failure of a protective device, other than the protective device closest to the fault, to operate

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-14, modified – The definition has been rewritten.]

3.1.5

blackout

<offshore unit> state characterised by the fact that

- normal operations have ceased due to the unplanned loss of the main source of electrical power and if installed,
- the essential source of power has not been established in a timely manner,
- the emergency generator(s) has not started,

but the transitional power system is still operational, for example by means of the UPS accumulator batteries

3.1.6

dead start

<offshore unit> restoration of power and services after a major event in which the following has occurred:

- i) all sources of electrical power have been shut down, and
- ii) stored energy systems have been completely exhausted

3.1.7

centralized control

control of all operations of a controlled system from one central control position

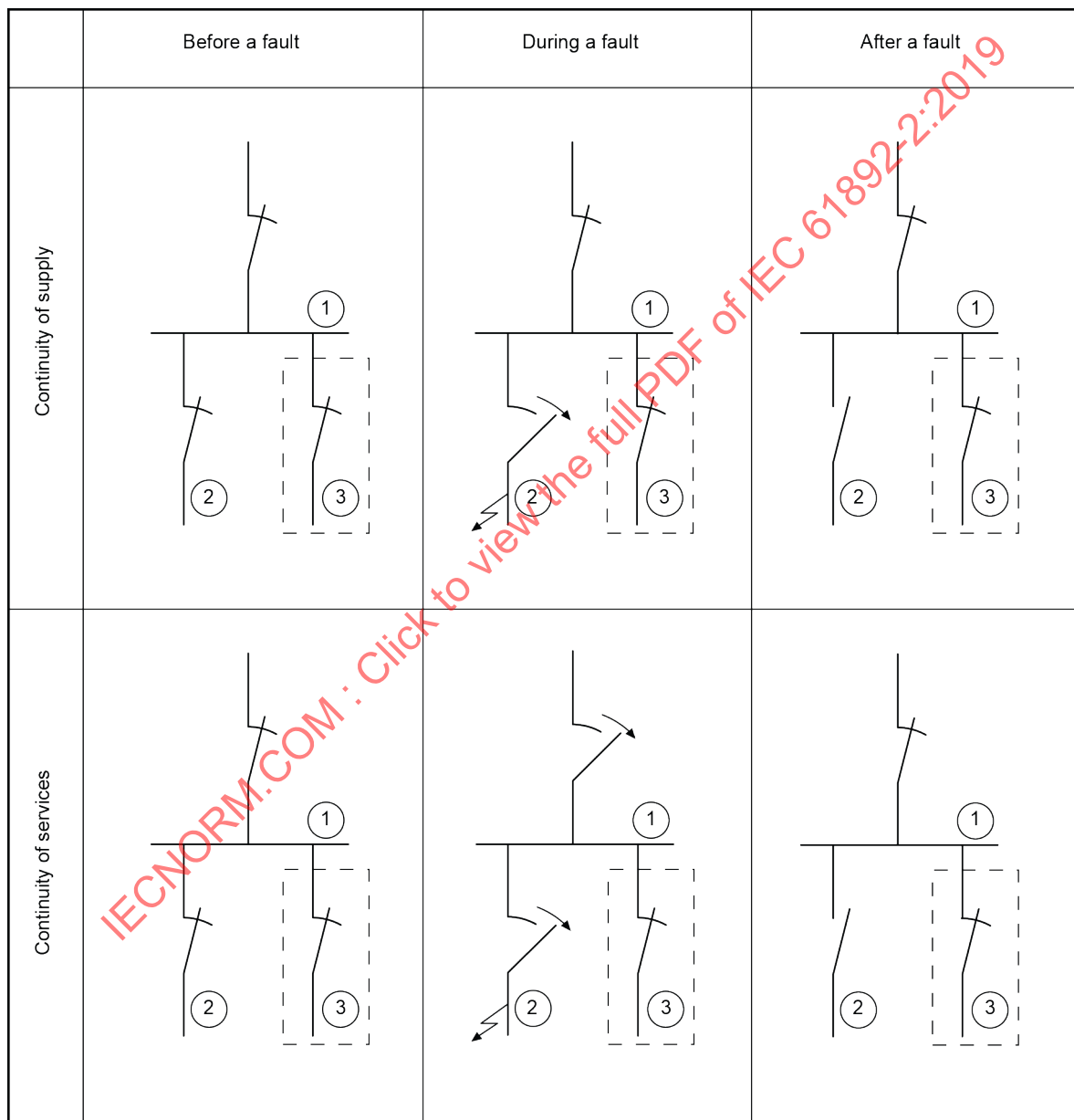
3.1.8**computer-based system**

system that consists of one or more programmable electronic devices with their connections, peripherals and software necessary to carry out automatically specified functions

3.1.9**continuity of service**

condition where, after a fault in a circuit has been cleared, the supply to healthy circuits is re-established

Note 1 to entry: See circuit 3 in Figure 1.



IEC

Figure 1 – Continuity of supply/continuity of service

3.1.10**continuity of supply**

condition where, during and after a fault in a circuit, the supply to healthy circuits is permanently ensured

Note 1 to entry: See circuit 3 in Figure 1.

3.1.11

control function

functions intended to regulate the behaviour of equipment or systems

3.1.12

control position

control station

group of control devices by which an operator can control the performance of a machine, apparatus, process or assembly of machines and apparatuses

3.1.13

DC systems of distribution

3.1.13.1

two-wire DC system

DC system comprising two conductors only, between which the load is connected

3.1.13.2

three-wire DC system

DC system comprising two conductors and a middle wire, the supply being taken from the two outer conductors or from the middle wire and either outer conductor, the middle wire carrying the difference-current only

3.1.14

demand factor

ratio, expressed as a numerical value or as a percentage, of the maximum demand of an installation or a group of installations, to the corresponding total installed load of the installation(s)

[SOURCE IEC 60050-691:1973, 691-10-05, modified – The words "within a specified period" have been deleted from the definition and the note to entry has been deleted.]

3.1.15

coincidence factor

ratio, expressed as a numerical value or as a percentage, of the simultaneous maximum demand of a group of electrical appliances or consumers within a specified period, to the sum of their individual maximum demands within the same period

[SOURCE: IEC 60050-691:1973, 691-10-03, modified – The note to entry has been deleted.]

3.1.16

diversity factor

ratio, expressed as a numerical value or as a percentage, of the sum of the individual maximum demands of a group of electrical appliances or consumers within a specified period, to their simultaneous maximum demand within the same period

Note 1 to entry: The diversity factor is the reciprocal of the coincidence factor.

3.1.17

fiscal metering

metering at a point of logged transaction that takes place any time measurable quantities of electric energy are passed from the possession of one party to another

3.1.18

function

elementary operation performed by the system which, in conjunction with other elementary operations (system functions), enables the system to perform a task

3.1.19**high voltage**

set of voltage levels in excess of low voltage

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-01-27, modified – The restrictive sense of the term and the abbreviated term have been omitted.]

3.1.20**low voltage**

set of voltage levels used for the distribution of electricity and whose upper limit is generally accepted to be 1 000 V AC or 1 500 V DC

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-01-26, modified – The DC voltage has been added.]

3.1.21**hull return system**

system in which insulated conductors are provided for connection to one pole or phase of the supply, the structure of the unit or other permanently earthed structure being used for effecting connections to the other pole or phase

3.1.22**integrity**

capability of a system to satisfactorily perform the required functions under all the stated conditions within a stated period of time

3.1.23**control room**

room or spaces where centralized controls and measuring and monitoring equipment for main equipment and essential auxiliary machinery are located together with the appropriate means of communication

3.1.24**overcurrent**

current exceeding the rated current

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-11-06]

3.1.25**overcurrent discrimination**

co-ordination of the operating characteristics of two or more overcurrent protective devices such that, on the incidence of overcurrents within stated limits, the device intended to operate within these limits does so, while the other(s) does (do) not

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-17-15, modified – The note to entry has been deleted.]

3.1.26**overload**

operating conditions in an electrically undamaged circuit, which cause an overcurrent

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-11-08]

3.1.27**partial discrimination****partial selectivity**

overcurrent discrimination where, in the presence of two or more overcurrent protective devices in series, the protective device closest to the fault effects the protection up to a given level of short-circuit current without causing the other protective devices to operate

3.1.28

total discrimination

overcurrent discrimination where, in the presence of two or more overcurrent protective devices in series, the protective device on the load side effects the protection without causing the other protective devices to operate

3.1.29

reliability

probability that an item can perform a required function under given conditions for a given time interval

3.1.30

safety function

functions intended to prevent harm or danger to personnel, equipment and unit

3.1.31

short-circuit

accidental or intentional conductive path between two or more conductive parts forcing the electric potential differences between these conductive parts to be equal to or close to zero

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-04-11]

3.1.32

software

programme, procedures and associated documentation pertaining to the operation of a computer system and including application (user) programme, middleware and operating system (firmware) programme

3.1.33

sources of electrical power

3.1.33.1

emergency source of electrical power

source of electrical power intended to supply the emergency system in the event of failure of the supply from the main source of electrical power

3.1.33.2

essential source of electrical power

source of electrical power intended to supply the services necessary to maintain the unit in habitable condition and the equipment necessary for asset preservation, standby and re-starting

Note 1 to entry. A fuel or energy source independent of the production status shall be available.

3.1.33.3

main source of electrical power

source of electrical power intended to supply all services necessary for maintaining the unit in normal operational and habitable condition

3.1.34

system

collection of components organised to accomplish a specific function or set of functions

3.1.35

energy management and control system

EMCS

comprehensive monitoring and control system covering entire energy systems with a typical focus on operational status, operational forecasts, transfer between operational modes, periodic testing of equipment, and identification of operational fall-backs during a fault

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.1.36

voltage dip

sudden reduction of the voltage at a point in the system, followed by voltage recovery after a short period of time, from a few cycles to a few seconds

[SOURCE: IEC 60050-161:1990, 161-08-10, modified – The wording "an electrical system" has been replaced by "the system".]

3.1.37

voltage drop

change of the voltage between two given terminals of an electric circuit due to the change of the operating conditions

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-15-09, modified – The second preferred term "tension drop" has been omitted.]

3.1.38

single point mooring

mooring to the seabed arranged from a single location on a floating unit with multiple mooring lines

3.1.39

spread mooring system

multi-point mooring system that moor a floating unit to the seabed using multiple mooring lines and where the mooring lines can be directly attached to strong structural points in the hull of the vessel as well as indirectly using conventional buoy mooring systems on the sea surface

3.1.40

turret

cylindrical single point mooring system geostationary with the seabed allowing rotation of the FPSO or FSO vessel in response to wave and wind conditions (weathervaning)

3.1.41

fluid transfer system

FTS

method of transfer of fluids via a geostationary turret to the floating unit's process plant, its storage systems and subsea transport systems, including exchange of electric power and information

Note 1 to entry: This note applies to the French language only.

3.1.42

weathervaning

rotation of the floating unit about a geostationary turret in response to wind, wave and sea current conditions

3.1.43

free weathervaning

free-wheeling turret systems which allow rotation through 360° and are equipped with swivels in the fluid transfer system

3.1.44

partial weathervaning

restricted rotation of the floating unit about the turret

EXAMPLE For turrets with drag chain fluid transfer systems, the unit's sector orientation is limited up to maximum of $\pm 270^\circ$ in either direction.

3.2 Abbreviated terms

CCVT	closed cycle vapour turbine
TEG	thermoelectric generator
PE	protective earth
IE	instrument earth
AVR	automatic voltage regulator
FCL	fault current limiter
IED	intelligent electronic device
CCR	central control room
HVDC VSC	high-voltage direct current voltage source converter
DOL	direct on line
FPSO	floating production storage and offloading unit
FSO	floating storage and offloading unit
HiL	hardware-in-the-loop test

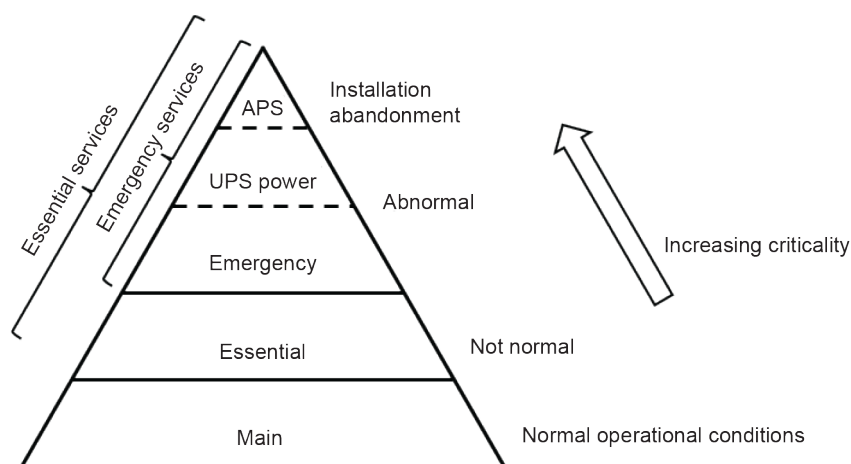
4 Sources of electrical power for manned units

4.1 General

The requirements of Clause 4 apply to manned units. For unmanned units, the requirements of Clause 5 apply.

Electrical installations shall be such that

- all electrical services necessary for maintaining the unit in normal operational and habitable condition shall be assured without recourse to the emergency source of electrical power,
- the electrical system for offshore units shall have a layered structure to provide increasingly resilient sources of electrical power for increasingly important services under progressively onerous conditions of operation, and
- as a minimum, all units shall have a main source of power and an emergency source of electrical power, unless the main source of electrical power is designed to also serve as the emergency source of power.



APS (abandon platform shutdown), or AVS (abandon vessel shutdown).

NOTE 1 APS is not an APS power source feeding consumers, but is mentioned to illustrate that some safety critical equipment can be kept live after initiating APS and isolating of the UPS battery systems by use of own battery. This includes for example maritime navigational aid systems and escape route light fixtures with internal batteries.

NOTE 2 The term "unit" is used instead of "platform" in this document; however the term "APS" is commonly used in the industry to designate the last level of shutdown of a unit.

Figure 2 – Power system hierarchy in an offshore unit

A typical example of a power system hierarchy in an offshore unit is given in Figure 2.

The failure of a lower priority source of electrical power shall not prevent higher priority sources of electrical power from performing their required function. UPS units shall be able to complete their duty for the full length of their design autonomy period without overheating due to loss of ventilation normally fed by lower criticality sources of electrical power.

Not all units will require all categories of sources of electrical power. The provision of essential power is more typical for large manned units.

Where specific loads require other tolerances for voltages in order to maintain functionality or performance, then specific calculations should be made to confirm values of voltage drop, particularly in cables.

For mobile units, reference shall be made to the IMO MODU Code.

4.2 Main sources of electrical power

4.2.1 Common requirements

Electrical main power shall be available by at least two independent power sources. An assignment of N+1 main power source arrangements shall be considered.

The minimum requirement related to redundant main power sources may be fulfilled for example by

- a) two main generators,
- b) one main generator and one essential generator,
- c) two independent external cable supplies from shore or other offshore units, and
- d) one external cable supply (normally main power supply) and one local generator (main or essential).

Where transformers, converters or similar appliances constitute a part of the main power system, the system shall be so arranged as to ensure the same continuity of supply as stated in 4.2.

The subdivision of the requested power generation capacity in more than two power sources can improve efficiency for power generation systems operating at part load and with variable loads, and guarantee high system flexibility during plant life. Such design arrangements, for example $3 \times 50\%$ or $4 \times 33\%$, may otherwise relieve developers of unwanted high concentrations of fault currents.

Decisions taken at an early stage, due to the long delivery time for equipment such as main gas turbine generator sets, will have a subsequent influence on the fault level for example. So as not to put electrical system design limits at risk with later implications of major nature, the electrical system requirements shall be analysed and specified at the time of selection of such equipment.

4.2.2 Capacity of main and essential power source

The capacity of the main and essential power sources should be such that, in the event of any one power source being unavailable, it shall still be possible, without recourse to the emergency source of electrical power, to supply those services necessary to provide

- a) normal operational conditions (however, it may not be required that full production shall be maintained with one power source being unavailable),
- b) comfortable conditions of habitability, and
- c) asset preservation for a defined standby period of time.

Auxiliary systems supporting main and essential power sources, such as air intakes, fuel system, cooling system, lubrication system, and control system for the generator sets, should be segregated as far as possible to reduce common mode failures.

The functioning of the emergency source of power shall be ensured in the event of a fire or other casualty in the space(s) containing the main and/or essential power system.

4.2.3 Load shedding arrangement

If the electrical power is normally supplied by more than one generator operating in parallel, provisions shall be made by means such as load shedding or by appropriate separation of the switchboard busbar to ensure that, in the event of loss of one of these generating sets, the remaining set(s) are kept in operation without overload to permit station-keeping, propulsion and steering, and to ensure the safety of the unit.

Where the load consists of essential services and non-essential services, consideration shall be given to a load shedding arrangement which will automatically exclude non-essential services when any one generator becomes overloaded and which will function to prevent the overload ability of the generating sets being exceeded.

For fixed units, load shedding priority levels shall be affected to loads in order to minimize the impact of load shedding on operation and production.

When a dynamic positioning system (DPS) is used for station-keeping of the unit, the line-up of the unit's electrical power generation system shall be in accordance with IMO MSC/Circ. 645 and the DP equipment class specified by the appropriate authority.

4.3 Essential source of electrical power

4.3.1 An essential source of power is an optional non-emergency power source. Safety does not depend on the performance of the essential power system as this function is provided by the emergency source(s) of power, should the essential source of power fail.

The provision of essential power is more likely on

- a) large manned units,
- b) on manned units on which the main source of power is a single imported power cable connection,
- c) on units where the main generating sets are unsuited to operation outside normal production conditions, and
- d) where the restart power requirements are too large to be supported by the emergency source of power.

4.3.2 4.3.2 describes requirements in relation to essential power, for example:

- a) the capacity of the essential generator shall as a minimum meet the requirements of 4.2.2 (see also Annex A);
- b) requirements regarding the location of essential power sources shall be identified;
- c) the essential source of electrical power shall not be the same as the emergency source of electrical power;
- d) when the main power supply system consists of several main power sources, a main source of electrical power may be used as an essential source of power if all the functional requirements in relation to an essential source of power are met.

The essential generator should start automatically upon failure of the supply from the main source of electrical power to the switchboard, to which the essential generator is connected.

4.4 Emergency source of electrical power

4.4.1 A self-contained emergency source of electrical power shall be provided as required by the appropriate authority. Provided that suitable measures are taken for safeguarding independent emergency operation under all circumstances, the emergency source of electrical power may, in exceptional cases and for periods of short duration, be used to supply non-emergency circuits subject to the agreement of the appropriate authority.

The emergency source of electrical power shall be sufficient to supply all those services that are considered mandatory and safety oriented in a case of emergency for at least 18 h or for the time defined by the appropriate authority. Due regard shall be paid to such services as may have to be operated simultaneously.

4.4.2 The emergency power supply system shall comprise a combination of a transitional power source (e.g. UPS with energy storage elements), and a diesel engine driven generator. For fixed offshore units, a power cable from another independent unit may be considered as an alternative to a diesel driven engine, depending on the approval of the appropriate authority. For units where emergency consumption is limited, UPS with energy storage elements can be used as source for the entire emergency power requirement.

NOTE A diesel engine can have several ratings, for example standby (time at full load not to exceed 5 % of the duty cycle), intermittent (time at full load not to exceed 50 %) and continuous. Further information can be found in ISO 3046-1.

For examples of emergency power load, see Annex B.

In systems where a separate emergency generator is used, the emergency switchboard and the emergency generator should be located in separate rooms close to each other within the same fire zone. Emergency main distribution board for lighting and small power should be

located in the emergency switchboard room. There is no such restriction concerning emergency sub-distribution panels.

For units where the main source of electrical power is located in more than one space, the requirements of 4.4.1 may be considered satisfied without an additional emergency source of electrical power, subject to approval of the appropriate authority, provided the conditions in 4.4.2 a) through f) are fulfilled:

- a) there are at least two generator spaces; and
- b) for each generator space there is a wide separation of prime-mover air intakes, prime-mover auxiliaries, and of switchboard interconnection (bus-tie) cables; and
- c) a fire or other casualty in any one of the spaces will not affect the power distribution from the others, or to the services required by the appropriate authority; and
- d) if two generator spaces, there are at least two generators in each of the two spaces; or if three or more generator spaces, at least one generator in each space; and
- e) at least two of the generators in two different spaces comply with the requirement as to emergency generators given in 4.4.4 and 4.4.5 and these two generator spaces have their own systems, including power distribution and control systems, completely independent of the systems in the other spaces; and
- f) the emergency switchboard shall be located in a room separate from the fire zone where the generators are located, with independent supplies from the two (or more) generators described in 4.4.2 e). The cable routing of the supplies shall be separated.

As an alternative to an emergency switchboard, the emergency consumers are to be redundant, each consumer with separate supplies from main switchboards in separate fire zones.

In case of using a dedicated emergency switchboard to feed emergency consumers to be used in an emergency, this emergency switchboard is to be fed by both main switchboards.

If consumers to be used in an emergency are redundant, each redundant system shall be fed by different main switchboards.

In both cases, the redundant systems including associated switchboards are to be located in different fire zones.

The requirement in e) will normally require a separate control system for these generators, and with only the minimum protection as allowed for in 4.4.5, when operated as an emergency generator.

The power available, duration of supply and services provided for safety in an emergency shall be as required by the appropriate authority.

4.4.3 The emergency source of electrical power, any associated fuel storage and transforming equipment, the emergency switchboard and related cables shall be separated from any machinery space containing the main source of electrical power, by classified partitions as defined in the IMO MODU Code.

The emergency generator, its ventilation and combustion air intakes, emergency switchgear, transformers and further peripherals shall be located above the worst damage waterline, in a place not susceptible to collision by another vessel, with easy access. The location of the openings shall not be susceptible to incoming water (sea water, spill water, etc.).

For diesel-generator assemblies with radiator fan driven by engine, special precautions shall be taken in the emergency generator room ventilation air intake arrangement, to avoid ingress of rain water in the room through intake louvers due to the suction promoted by radiator fan.

The intake air louvers shall be adequately sheltered and protected against water.

The emergency power system shall be arranged so as to permit total electrical separation from the main power system. During normal service, interconnection from the main switchboard shall supply power to the emergency switchboard provided that automatic interruption of the interconnection at the emergency switchboard is ensured in the event of failure of the main source of electrical power.

The electrical, process and utility systems should remain operative with a disconnection of power supply to emergency switchboard for a short period. This design measure will enable a test of the automatic starting arrangement for the emergency generator without affecting the unit's production process or its utility functions. An alternative method to obtain the same result as provision for temporary parallel operation between the main and the emergency source of power or dedicated load banks should be considered.

For floating fixed units, the emergency power shall be able to function at damaged conditions as given in the stability study for the unit. If no such information is available, the values given in IEC 61892-5 may be used as guidance.

Requirements concerning the functioning of the emergency generator on mobile units are given in IEC 61892-5.

4.4.4 Where the emergency source of electrical power is a generator, it shall be

- a) driven by a suitable prime mover with an independent supply of fuel and cooling medium,
- b) started automatically upon failure of the supply from the main source of electrical power to the emergency system, and it shall be automatically connected to the emergency system, and
- c) provided with a transitional source of emergency electrical power according to 4.7.

NOTE For the starting arrangements of emergency generators, see 4.5.

4.4.5 Prime movers for emergency generators shall have as few automatic safety functions as possible in order to ensure continuous operation. Normal prime mover and generator protection shall be provided if running unattended for test of the emergency generator or if it is used as a harbour generator.

4.4.6 Where the emergency source of electrical power is an accumulator battery, the following applies:

- a) the emergency source of electrical power shall carry the emergency electrical load without recharging whilst maintaining the voltage of the battery throughout the discharge period within $\pm 15\%$ of its nominal voltage; where the emergency and/or transitional emergency loads are supplied from a battery via an electronic converter or inverter, the maximum permitted DC voltage variations are to be taken as those not exceeding acceptable variations on the load side of the converter or inverter;
- b) DC distribution system voltage tolerances below -15% may be considered for deep discharge tolerant batteries provided that the connected DC loads are rated to perform their intended function without impairment at these stated wider voltage tolerances;
- c) the requirements of IEC 61892-1:2019, Table 3, do not apply to equipment items with integral battery; wider DC voltage tolerances are permissible if the equipment is rated to fulfil their intended function without impairment during the required autonomy period;
- d) the emergency source of electrical power shall connect automatically to the emergency switchboard in the event of failure of the main source of electrical power supply; and
- e) the emergency source of electrical power shall immediately supply at least those services required for the transitional source of electrical power.

4.4.7 The transitional source of emergency electrical power shall consist of an accumulator battery suitably located for use in an emergency. It shall operate without recharging whilst maintaining the voltage of the battery throughout the discharge period within $\pm 15\%$ of its

nominal voltage and be arranged so as to automatically supply the services required by the appropriate authority in the event of failure of any of the main, essential or emergency source of electrical power. The battery discharging capacity shall be sufficient for a period of at least 30 min or for the period defined by the appropriate authority.

4.4.8 Discharging of an emergency battery shall give indication/alarm at a manned station.

4.4.9 Trip of supply to emergency lighting shall give an alarm at a manned station.

4.4.10 Provisions shall be made for the testing at regular intervals of the complete emergency power system and shall include the testing of the automatic starting arrangements and any transitional systems. Testing at regular intervals shall also cover load operations and battery discharge operations.

Fast transfer of load from emergency power to main power or the opposite with a transfer time of less than three seconds does not require design for short-circuit of the combined system. However, this is not applicable if testing of the emergency generator is done by parallel operation of the emergency generator and main power system.

4.4.11 All testing, manual operation, starting, transfers of power and stopping of the emergency generator shall be possible to be performed by one operator at one location (emergency generator control panel).

4.5 Starting arrangements for emergency generators

4.5.1 Each emergency generator shall be automatically started and be capable of supplying the required services within 45 s. The starting arrangements shall be acceptable to the appropriate authority and with a storage energy capability of at least three consecutive starts. A second source of energy shall be provided for an additional three starts within 30 min.

4.5.2 Where both the main and secondary source of energy arrangements is electrical, the systems shall be independent and include two chargers, and two batteries. When the source of energy is pneumatic, the systems shall include two air receivers.

Consideration should be given to the provision of two starter motors.

NOTE If the emergency generator supplies fire water pumps, the requirements of NFPA 20 apply.

4.5.3 All starting, charging and energy-storing devices shall be located in the emergency generator room. These devices shall not be used for any purpose other than the operation of the emergency generator set. This does not preclude the supply to the air receivers of the emergency generator set from the main or auxiliary compressed air system through non-return valves fitted in the emergency generator room.

4.5.4 For a unit which is normally manned, the readiness of the emergency generator to start shall be indicated in a manned location, for example, the control room.

The integrity of the automatic starting and control systems of the emergency generator shall be ensured in the event of fire in the manned control location or control room. An emergency stop for the emergency generator shall be located inside the emergency generator room. In addition, it shall be possible to manually close the fuel oil shut-off valve from outside the room.

4.6 Additional requirements for periodically unattended machinery spaces

4.6.1 Units intended for operation with periodically unattended machinery spaces shall comply with 4.6.2 to 4.6.5 inclusive.

NOTE The term "unattended" is used both in the IMO SOLAS Convention, Consolidated Edition 2014, and in the IMO 2009 MODU Code, 2010 edition. However, neither of those publications contains any definition of the term.

4.6.2 In the event of failure of the generating set(s) in service, provision shall be made for the automatic starting and connection to the main switchboard of a standby generating set of sufficient capacity to supply those services necessary to ensure that the safety of the unit with regard to station-keeping, propulsion and steering, is at least equivalent to that of a unit having the machinery space manned.

4.6.3 The arrangement shall permit automatic re-starting of all essential services, which may be sequentially started if necessary.

4.6.4 The automatic starting system and characteristics of the standby generating set shall be such as to permit the standby generator to carry its full load as quickly as is safe and practicable.

4.6.5 Arrangements shall be provided to prevent more than one (1) automatic closing of a given generator circuit-breaker under short-circuit conditions at the generator switchgear.

4.7 Uninterruptible power system (UPS) source of power

4.7.1 General

Several UPS technologies have been developed to meet the requirements for continuity and quality of power in relation to different types of loads ranging from a few watts to several megawatts.

The requirements of 4.7 are for UPS, which is part of the emergency source of electrical power (see 4.4.2 and 4.4.4). The requirement of UPS, being part of an emergency system, fulfils the requirements for the transitional source of power described in 4.4.2 and 4.4.4. The detailed requirements for UPS for other purposes have to be set by the project. An example is a UPS for consumers which can malfunction upon voltage transients, including temporary situations with reduced supply voltage quality.

UPS for other purposes shall have the same requirements in terms of ventilation, battery installation, and distribution.

There can be other requirements for backup time, location, shutdown, type of consumers, supply to charger unit, for example, from main or essential power.

This document refers to IEC 62040-1, IEC 62040-2 and IEC 62040-3 as the UPS equipment standard.

UPS battery normative guidelines and equipment standards are referred to in IEC 61892-3.

NOTE New battery technologies developed for automotive and shipping industries can be referred to as being fit for service in UPS applications on offshore units. The high energy density and fast charge-discharge cycles in new battery technologies can add flexibility in the design planning of emergency, main and essential sources of power, with energy storage elements distributed in various unit locations. In particular, the energy storage elements can be assigned integral to distributed load controllers, subject to approval by the applicable authority.

UPS semiconductor converters are described in IEC 62040-3, while rotary UPS equipment is only referenced.

4.7.2 UPS functionality – Uninterruptible source of power for critical/sensitive loads

The following applies to UPS for critical/sensitive loads:

- a) the UPS source of power may be provided by AC or DC UPS;
- b) the UPS shall be designed with energy storage elements;
- c) minimum autonomy time shall be 30 min unless otherwise required by the applicable authorities; the autonomy time as power source to critical/sensitive loads shall be as required in design or by the applicable authority, or if any alternative autonomy time is defined, it shall be specified and/or approved by the owner of the unit;
- d) a need for periodic maintenance, replacement and repair due to maximum design lifetime of integral UPS components shall be identified and verified by statement of the UPS manufacturer.

The UPS shall be designed so as to automatically supply sufficient power in the event of failure or shutdown of all other sources of electrical power, to operate for a period as defined by the safety assessment for the unit.

The following equipment is to be in operation after an emergency shutdown:

- 1) the emergency lighting located at the control stations, along every evacuation route, at muster stations, temporary refuge, embarkation area or means of escape to the sea;
- 2) public address systems and the abandonment alarm system;
- 3) helicopter landing areas and related approach alarm systems;
- 4) external emergency communication systems;
- 5) blow-out preventer, power unit and control systems;
- 6) general alarm systems.

These abandonment loads shall not be automatically disconnected except for end of discharge protection of batteries.

4.7.3 UPS – Design planning issues

Configuration – UPS configuration alternatives are referred to in IEC 62040-3:2011, Annex A. It is recognized that IT systems are normatively defined for UPS load service in offshore units.

In normal mode of operation, with fully charged batteries or with UPS by-pass in operation, the UPS shall maintain full selectivity and protection effectiveness within the distribution. In UPS-mode of operations, this should be the aim for as long as possible.

Supply arrangement – In emergency systems which include an emergency generator, the UPS shall be charged from this emergency switchboard. In case of dual redundant UPS, then at least one of the two shall be charged from the emergency switchboard.

For the recharge of energy storage elements, typically batteries, the power source shall have the capacity to both simultaneously recharge the batteries within a specified time and supply power to distributed UPS loads. Recharge of energy storage elements is normally carried out by the main power sources and, only in the event of unavailability of these, by emergency source. Arrangements for charging of batteries from alternative power sources, such as essential power where present, should be considered.

For UPS units providing a power supply to safety and emergency functions, an external bypass that is hardwired and manually operated is to be provided to the UPS, to allow for isolation of the UPS for safety during maintenance and to maintain continuity of load power. Such UPS are to be charged from the emergency system.

Dependability – UPS in configurations that serve to increase reliability, for example by paralleling more UPS units, or by multiple redundant integral UPS components or more paralleled UPS energy storage elements, shall have all necessary provisions to secure continued UPS load services after occurrence of a fault in one redundant item.

Location – UPS equipment shall be installed in rooms fit for emergency and critical load services, with controlled ambient temperatures and clean operating conditions.

Batteries may be installed in battery rooms or together with UPS converters and UPS main distribution boards. Battery technology that emits explosive gases shall be installed in battery rooms, according to hazardous area classification.

NOTE Requirements concerning the location of batteries are given in Clause 9 and Table 1 of IEC 61892-6:2019.

These items shall be defined in advance:

- a) battery protection and isolation devices;
- b) shutdown control of battery;
- c) recovery from blackout and dead start conditions;
- d) exposure to shock, tilting or vibrations;
- e) load fault clearing capability in UPS energy storage mode (on battery).

Load distribution – UPS installations can be arranged in a centralized or decentralized manner. UPS main distribution boards and sub-distribution boards will normally be used for centralized large rated UPS. In both events, a safe fault clearing capacity at load side shall be verified for all relevant operating modes of the UPS, including both the UPS minimum (operation in battery-inverter mode) and maximum design capacity (in bypass operation or with a maximum number of battery-inverter mode units in service) to deliver short-circuit current. The selectivity in a load distribution will be influenced by the short-circuit current provided by the UPS and the combination of trip characteristics established in the UPS main and sub-distribution boards. Special attention is required with respect to inrush current and saturation distortions in consumer elements.

Monitoring – Comprehensive UPS status monitoring is mandatory as it forms part of a number of vital and critical load services in emergency and abandonment conditions. Upon failure of the power supply to safety and emergency functions, an alarm to an operator attended location shall be initiated unless loss of function will otherwise be unambiguously alarmed. In case of duplicated or independent power supplies, both supplies shall be monitored. UPS unit abnormal/fault conditions which could lead to loss of UPS supply shall be alarmed, as a common alarm or individually, to an operator attended location.

UPS alarms should have a one-minute delay at loss of input power, in order to avoid alarm flooding before start-up of any standby or emergency generator feeding the input circuit.

The fire and/or blast survivability requirements for compartments containing UPS units supporting safety and emergency functions shall not be less than the survivability requirements for the equipment that they serve, or shall otherwise be separated from fire/blast hazard by fire/blast walls or by safe distance.

Maintenance provisions – UPS maintenance procedures shall be defined for the individual UPS unit. The procedures shall include reference to fulfilment of service requirements set by the applicable authority, and logs of any maintenance work undertaken by operators or by external servicemen representing the UPS supplier or manufacturer.

DC load side UPS equipment may form an alternative to AC load side UPS equipment. The ability to serve DC UPS voltage within acceptable design tolerances may prove favourable in terms of simplicity in design and constitute an alternative for defined load services that accept DC.

UPS availability calculations – When the reliability integrity level of the UPS is requested, it shall be guided by IEC 62040-3:2011, Annex K.

4.8 Transmission systems including main power from shore

4.8.1 Subclause 4.8 gives additional requirements regarding electrically interconnected units, including units with power from shore.

4.8.2 For offshore units which only import/receive power via electrical interconnector(s) and do not re-export such import power, simplified design and control measures in system operation will apply. Examples could be production facilities connected to a field centre or to other offshore and shore side located processing facilities, floating storage units, self-elevated drilling rigs, unmanned offshore units like remotely controlled wellhead units and satellite units.

In the event of re-export of import power to another unit, additional measures concerning design and system operation will apply. Long distances may introduce a need to add compensation equipment and control equipment for the other unit interconnector(s). The design and control measures shall also cover any sequential influences on the importing interconnector.

For large offshore units where bidirectional power exchange between generating sets on more facilities shall be possible, a comprehensive analysis of design and control measures shall take place to define the system requirements, operational limitations that may influence the design of the cable interconnector, and the primary equipment connected for all relevant modes of operation, when interconnected and when in autonomous operation, without interconnector.

Any hunting effect between governors and various source controllers in any connected primary equipment shall be avoided when designing such systems.

For electrically interconnected facilities, it shall be necessary to arrange for an overall power control central in one unit at a minimum, with a breaker manoeuvring hierarchy that clarifies operational priorities via the electric interconnector(s) to all interconnected facilities. Fiscal metering of energy transport and various operational costs running the interconnector(s) shall be monitored and logged by the various facilities when considered necessary. The interconnectors may be equipped with distance protection to identify and clear cable faults fast.

NOTE 1 For converter installations offshore where the requirements of this document may not be sufficient, guidance can be found in IEC 61936-1 and IEC TS 61936-2.

NOTE 2 For system aspects of electrical energy supply, guidance can be found in standards issued by IEC TC 8. For HV DC transmission systems, guidance can be found in standards issued by IEC TC 115.

4.8.3 It is recognized that, in power systems run by land based utilities, solid earthed neutral is regularly used in high-voltage transmission networks, where insulation costs are high. In this solution, a low-impedance path is provided for the earth-fault current to close and, as result, its magnitude is comparable with three-phase fault currents. Since the neutral remains at the potential close to the earth, voltages in unaffected phases remain at levels similar to the pre-fault ones.

For long distance sea cables, the ability to transfer active power is reduced due to the capacitive coupling to earth. Countermeasures shall have to be defined to compensate for reactive currents in the event that the total loading of the cable exceeds its limits of permissible operation. Influence of reduced cooling in shallow waters, in open air, in risers and J-tubes, and sun exposed deck areas may effectively de-rate a sea cable's calculated thermal capacity.

The selected transmission voltage will depend on project-specific conditions and may need to be simulated and verified by design calculations or by use of relevant design experience data.

Transmission interface connection points shall be defined close to the sea cable entry points on an offshore unit. Safe provisions for installation and connection to the unit's distribution system shall be identified and aligned with any applicable hazardous zone requirements on the offshore unit.

Protection schemes shall be defined for the transmission system, for autonomous operation of individual units with no electric interconnection engaged, and for autonomous units with electric interconnector engaged.

The location of any compensation equipment in a transmission system shall be optimized for relevant modes of operation. It will ordinarily be installed either at one or at both ends of a sea cable, but means that can effectively support cable compensation can also be installed in the generation or distribution systems that are interconnected.

High-voltage equipment that forms part of a sea cable transmission system shall include safe means for isolation and earthing of the sea cable and any subsequent compensation equipment, before any potentially live parts in the transmission system are accessed by operators.

For compensated transmission systems, a neutral earthing resistor (NER) on sea cable side will not normally be used. For short distance transmission systems with galvanic split and without compensation, an NER may be installed to monitor and protect against transmission system earth fault.

Low frequency AC transmission (LFAC) may be evaluated to increase the active power transfer capacity of metal conductors in sea cables, or alternatively to increase the step-out distance of such interconnectors. Choice of transmission system earthing concept will not obstruct the use of reduced frequency.

Type tested equipment established in electrical railways (16 2/3 Hz, 25 Hz) may be considered for LFAC design components.

For DC transmission systems, the earthing of cable poles and strategies for operation of semiconductor controlled converters will be subject to proposals by relevant manufacturers according to the requirements of the appropriate authorities. Examples of applicable technology are given in Annex C.

4.9 Alternative sources of power

Alternative sources of power may be used as either main or essential power source, provided the requirements of 4.2.2 are met and subject to the approval of the appropriate authority. Provided the requirements of 4.4 are met, the alternative source may also be used as an emergency power source, subject to the approval of the appropriate authority.

A renewable source of power can be an alternative source of power. A renewable source of power may not fulfil the availability requirements for main or essential source of power. Combined with energy storage of suitable design and capacity, this can be achieved.

Special attention should be given to the capacity of the energy storage facility on units where thrusters are used for position keeping.

5 Sources of electrical power for unmanned units

5.1 General

Clause 5 contains specific requirements for power supply and generation at unmanned offshore units.

Unmanned offshore units at fixed location are in general characterized by the following features:

- a) remote controlled without need of human presence for its operability;
- b) absence of fire-fighting pumps;
- c) maintenance works only require presence of operator with the limitation listed in the following two points:
 - 1) absence of living quarter and other permanent facilities to allow a manned control, both continuous and in periodic shift;
 - 2) possible presence of survival shelter to safely support maintenance operations carried out within a day.

5.2 Power sources

5.2.1 Sources to be evaluated

Electrical main power shall be available by at least one power source. Several power supply sources are to be evaluated:

- a) cable from other unit (a host unit) or from shore;
- b) local generator (gas or diesel);
- c) alternative sources.

NOTE Information regarding alternative sources of electric power is given in Annex F.

5.2.2 Cable from other unit or from shore

The cable can be part of the umbilical from another unit/shore. Design should then take into account possibility for corrosion in any isolated pipes in the umbilical due to the capacitive current caused by the voltage in the cable. The requirements in 4.8 can be used as a guideline.

This method of power supply (subsea cable) is preferable if power cannot be met by use of small alternative sources.

NOTE If there is no power cable from another unit, remote dead start from host unit cannot be performed.

5.2.3 Local generator (gas or diesel)

Main/emergency power with use of local generator only (no subsea cable) should be avoided if power from another location is within the range by use of subsea cable. This is because a diesel/gas engine requires maintenance, has less availability, and measures have to be taken to ensure control of the potential ignition source.

A local generator is an alternative to subsea cable in case of long distances or no available power in host unit (power export unit). A local generator may then replace the subsea cables mentioned in the different alternatives in Annex E.

5.2.4 Alternative sources of power

These may be used for power supply to units with very limited power demand.

The following renewable sources are relevant:

- a) photovoltaic cells;
- b) wind turbines;
- c) micro-turbines;
- d) CCVT;
- e) TEG.

Methods to fulfil requirements related to shutdown of these power sources should be considered.

5.2.5 UPS

A UPS shall be installed to guarantee power for a limited time to safety-critical consumers (like F&G, ESD) in case of loss of the main power source, according to the operation and safety requirements. The UPS location may be on another offshore unit.

Redundancy requirements shall be identified by the project.

In order to provide an optimized UPS network architecture, the UPS type and output voltage selection shall take into account the characteristics of the main power source and the power supply requirements of the various consumers. If escape route lighting is required, these fixtures should also be supplied from the UPS, to minimize maintenance.

The navigation aid system should have a separate UPS.

Battery back-up time shall be specified and/or approved by the owner of the unit. Special consideration shall be taken in relation to all modes with personnel on board, to ensure enough back-up time for safe process shutdown and evacuation of the personnel.

5.3 Factors affecting power supply requirements

Further information regarding factors affecting the power supply requirements and guidelines for defining power sources requirements is given in Annex E.

6 System earthing

6.1 General requirements

6.1.1 Clause 6 gives requirements and recommendations for system earthing, i.e. an intentional connection of the neutral point of the electrical power supply system to the hull or structure.

One of the following methods of treating the neutral shall be used:

- a) solidly earthed (TN system);
- b) impedance earthed (IT system);
- c) isolated (IT system).

The method selected shall be based on technical and operational factors.

NOTE 1 The principal features of these methods are presented in Table 1.

NOTE 2 For power distribution systems, the so-called "un-earthed" or "isolated" system design is capacitor earthed by distributed capacitances throughout the system, together with any interference suppression capacitors.

6.1.2 Where solidly or impedance earthed systems are used in a distribution system that can be divided into two or more separate networks, means for neutral earthing shall be provided for each separate network.

NOTE For installations in hazardous areas, see IEC 61892-7.

For emergency power systems, including UPS, consideration shall be given to the need for continuous operation of the consumers in the presence of an earth fault. If continuous operation in the presence of an earth fault is required, the isolated or high impedance (IT) system shall be used; otherwise, low impedance earthed or solidly earthed systems can be used. For high impedance systems, the earth-fault current should not be more than 5 A.

6.1.3 In the case of impedance earthing, the maximum earth fault shall be limited to a current that the magnetic circuit of a generator normally can withstand for a defined time period without damage to the core.

6.2 Neutral earthing for systems up to and including 1 000 V AC

6.2.1 Solidly earthed neutral systems shall be achieved by connecting the neutral point directly to earth.

Calculation of earth loop impedance should be based on the following:

- a) for TN systems, IEC 60364-4-41:2005, 411.4;
- b) for IT systems, IEC 60364-4-41:2005, 411.6.

6.2.2 Where phase to neutral loads are served, systems shall be solidly earthed.

6.2.3 Automatic tripping devices shall be provided for disconnecting circuits with earth fault. Where the earth-fault current cannot exceed 5 A, an indicator may be provided as an alternative to the automatic tripping device, provided conditions of fault elimination by the phase protective devices are verified, should a second fault occur.

The maximum disconnection time for TN systems should be according to IEC 60364-4-41:2005, 411.3.2.2 and 411.3.2.3.

6.3 Neutral earthing for systems above 1 000 V AC

6.3.1 Solidly earthed systems shall not be used for local HV distribution on offshore units. For other systems, such as interconnected units with supply from external power sources, the selection of system earthing shall be stated in the written design philosophy.

For neutral point treatment on semiconductor variable speed drives, the manufacturer's standard design should be followed.

6.3.2 In impedance earthed systems, the earth-fault current shall be limited to an acceptable level either by inserting an impedance in the neutral connection to earth or by an earthing transformer.

In case of use of an earthing transformer, the fault current is the same whatever the number of generators. The limiting current is to be defined by engineering studies.

6.3.3 In the case of high resistance earthing, the resistance value should be such that the resistive earth-fault current is higher than the total capacitive fault current of the system in any operating configuration/number of generators running. When sizing the earthing resistor, consideration should also be given to the earth-fault protection discrimination.

If the total capacitive fault current is "high" because of a long subsea cable for example, such that the total capacitive fault current of the system becomes higher than the resistive earth-fault current from the NER, this can be handled by use of directional earth-fault relays in these feeders with long cable lengths.

In the absence of precise equipment data for neutral earthing resistor rating, a value of 20 A may be used as guidance per generator and per transformer. This value may be used for local generation, when the voltage is not normally higher than 15 kV.

NOTE The current limitation will be determined according to the overall length of the network and its total capacitive current.

6.3.4 In isolated IT systems, efficient means shall be provided for detecting defects in the insulation of the system.

Automatic tripping devices shall be provided for disconnecting circuits with an earth fault. Where the earth-fault current cannot exceed 5 A, an indicator may be provided as an alternative to the automatic tripping device.

For supply to hazardous areas, additional requirements are given in IEC 61892-7.

6.4 Parallel operated power sources

6.4.1 Where direct connected generators are, or may be operated in parallel with source transformers, the neutral earthing arrangements shall provide for either system operating independently. The neutral earthing equipment shall, wherever practical, be identically rated for all power sources.

6.4.2 The resistors shall reduce the fault current to a level sufficient to operate the distribution system earthing protection and provide suitable discrimination.

6.4.3 Where the normal ratings of the source transformer and parallel running generators are significantly different, the resistor rating selection shall be dictated by the requirement to ensure that the most insensitive earth-fault protection on any incoming or outgoing circuit operates positively with the smallest possible source of earth-fault current connected to the system.

6.4.4 In distribution systems with solidly earthed neutral, generator manufacturers shall be informed so that the machines can be suitably designed to avoid excessive circulating currents. This is particularly important if they are of different size and make.

6.5 Earthing resistors, connection to hull/structure

6.5.1 Earthing resistors shall be provided with insulation suitable for the phase-to-phase voltage of the systems to which they are connected. They should be designed to carry their rated fault current for at least 10 s in addition to any continuous loading, without any destructive effect to their component parts.

6.5.2 Earthing resistors shall be connected to the unit's structure or hull. Suitable disconnecting links should be provided for measuring purposes.

The point of connection shall be separate from that provided at the unit's structure or hull for radio, radar and communications circuits in order to avoid interference.

Table 1 – Summary of principal features of the neutral earthing methods

Means of earthing	Not intentionally earthed "Isolated" "IT"	Impedance earthed "IT"	Solidly earthed "TN"
System voltage	All methods are potentially applicable. Solidly earthed neutral is regularly used in high-voltage transmission networks, where insulation costs are high. For installations on offshore units, the short-circuit fault levels normally associated and vital ignition control in design would make solidly earthed systems less attractive. Insulated systems and impedance earthed systems prevail in such units.		
Overvoltages	The most significant overvoltages are less influenced by the method of neutral earthing.		
Electric shock risk	All major installations are potentially lethal whatever method of neutral earthing is used.		
Use of residual current device for electrical safety	Will normally not function.	Acceptable	Acceptable
Use of 3-phase 4-wire supply	Not acceptable	Not acceptable	Acceptable
Earth-fault current magnitude	Depends on system capacitance but usually very low, e.g. 1 A in an LV system.	Depends on impedance value, typically. High impedance: Less than 5 A	May be up to 50 % greater than symmetrical 3-phase value.
Sustained operation with earth fault	Possible, fault shall be location detected and decoupled in the shortest possible time period.	May be possible but not advisable, depending on impedance value.	Not possible
Minimum earth-fault protection required	Depending on maximum earth-fault current, alarm/indication (< 5 A) or earth-fault relay (> 5 A)	Alarm/indication, earth-fault relay, overcurrent protection, depending on impedance	Overcurrent protection
Switchgear fault rating	May be rated on normal phase to phase or 3-phase symmetrical fault value.		May have to be rated on single-phase-to-earth or phase-to-phase-to-earth value.
Earth-fault location	Faults not self-revealing can normally be located manually unless core balance current transformers are fitted.	If relays fitted, faults self-revealing. Otherwise, must be located manually.	Faults are self-revealing on overcurrent.
Fire risk	Very low, provided that earth-fault current does not exceed 1 A. Prolonged fault may present a hazard.	Risk of igniting flammable gases. High impedance faults can lead to burning at fault location.	
Flash hazard (phase-to-earth)	Low -----Increasing -----High		
Availability of suitable equipment	Similar generation and distribution equipment is applicable on all systems.		Allows use of land based equipment designed for TN-S systems.

7 Distribution systems

7.1 DC distribution systems

7.1.1 Types of distribution systems

The following types of distribution systems are considered as standard:

- two-wire with one pole earthed but without structure or hull return system – TN system;
- three-wire with middle wire earthed but without structure or hull return – TN system;

c) two-wire insulated – IT system.

The structure or hull return system of distribution shall not be used.

The requirement does not preclude, under conditions approved by the appropriate authority, the use of:

- impressed current cathodic protective systems;
- limited and locally earthed systems, for example engine starting systems;
- insulation level monitoring devices, provided the circulation current does not exceed 30 mA under the most unfavourable conditions.

In earthed DC systems, electrochemical corrosion should be considered.

Where the following Figure 3 to 6 show earthing of a specific pole of a two-wire DC system, the decision whether to earth the positive or the negative pole should be based upon operational circumstances or other considerations.

NOTE 1 The distribution system codes are in accordance with IEC 60364-1:2005. The distribution system codes used have the following meanings:

First letter – Relationship of the power system to earth:

- T = direct connection of one point to earth;
- I = all live parts isolated from earth, or one point connected to earth through an impedance.

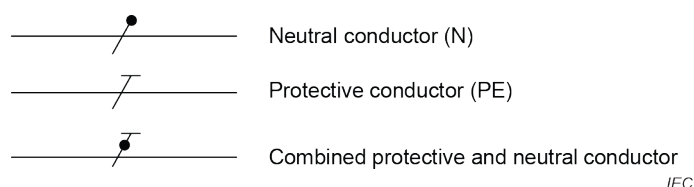
Second letter – Relationship of the exposed conductive parts of the installation to earth:

- T = direct electrical connection of exposed conductive parts to earth, independently of the earthing of any point of the power system;
- N = direct electrical connection of the exposed conductive parts to earthed point of the power system (in AC systems, the earthed point of the power system is normally the neutral point or, if a neutral point is not available, a phase conductor).

Subsequent letter(s) if any – Arrangement of neutral and protective conductors:

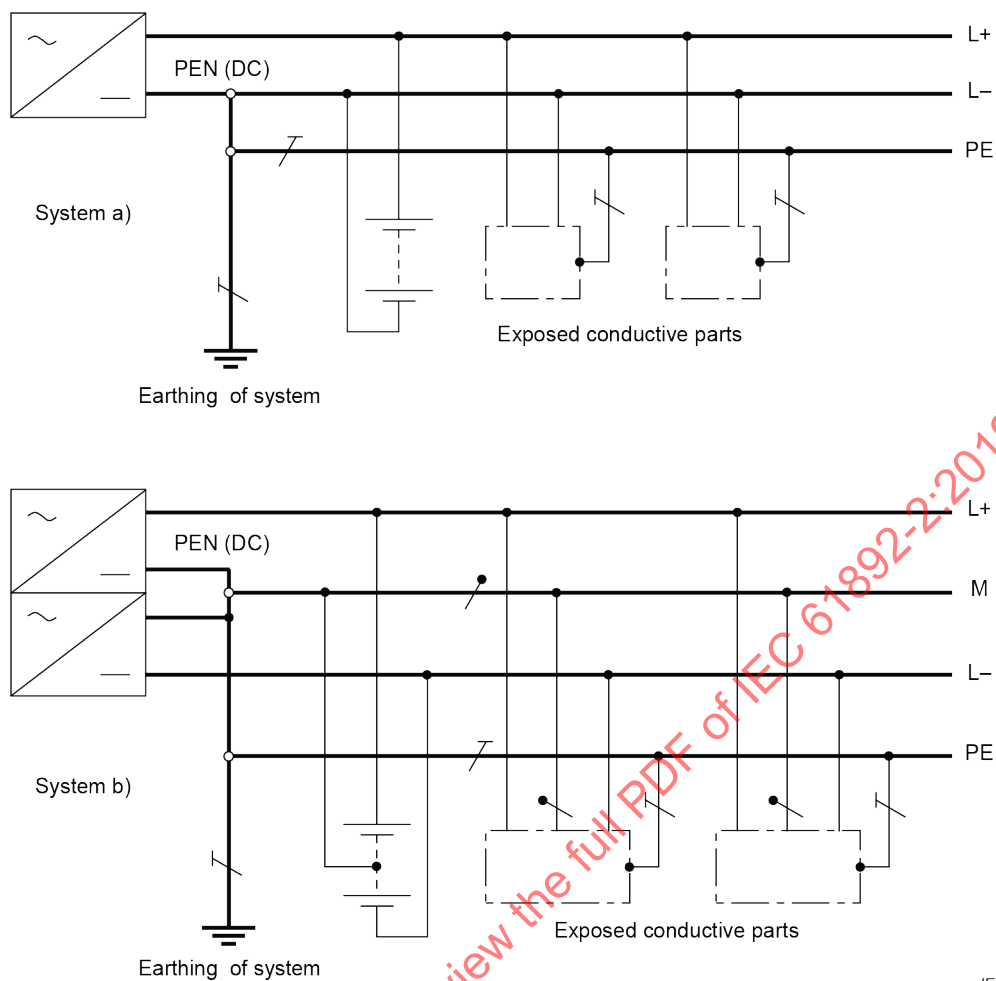
- S = protective function provided by a conductor separate from the neutral or from the earthed line (or in AC systems, earthed phase) conductor;
- C = neutral and protective functions combined in a single conductor (PEN conductor).

NOTE 2 The following is an explanation of the symbols used in Figure 3 to Figure 10 inclusive (see IEC 60617-S00446:2001-07; IEC 60617-S00447:2001-07; IEC 60617-S00449:2001-07):



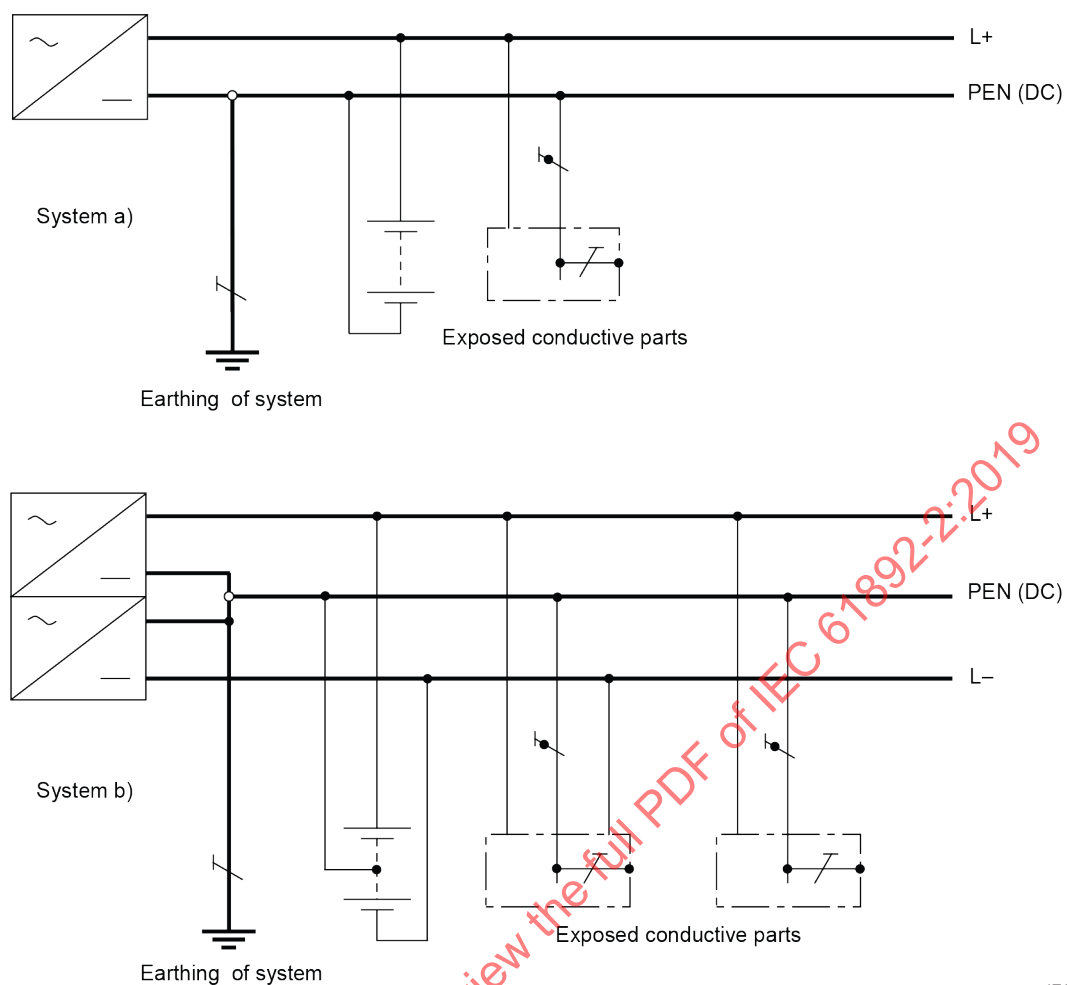
7.1.2 TN DC systems

Figure 3, Figure 4 and Figure 5 illustrate a TN-S DC system, a TN-C DC system and a TN-C-S DC system, respectively.



NOTE The earthed line conductor (for example L–) in system a) or the earthed middle wire conductor (M) in system b) are separated from the protective conductor throughout the system.

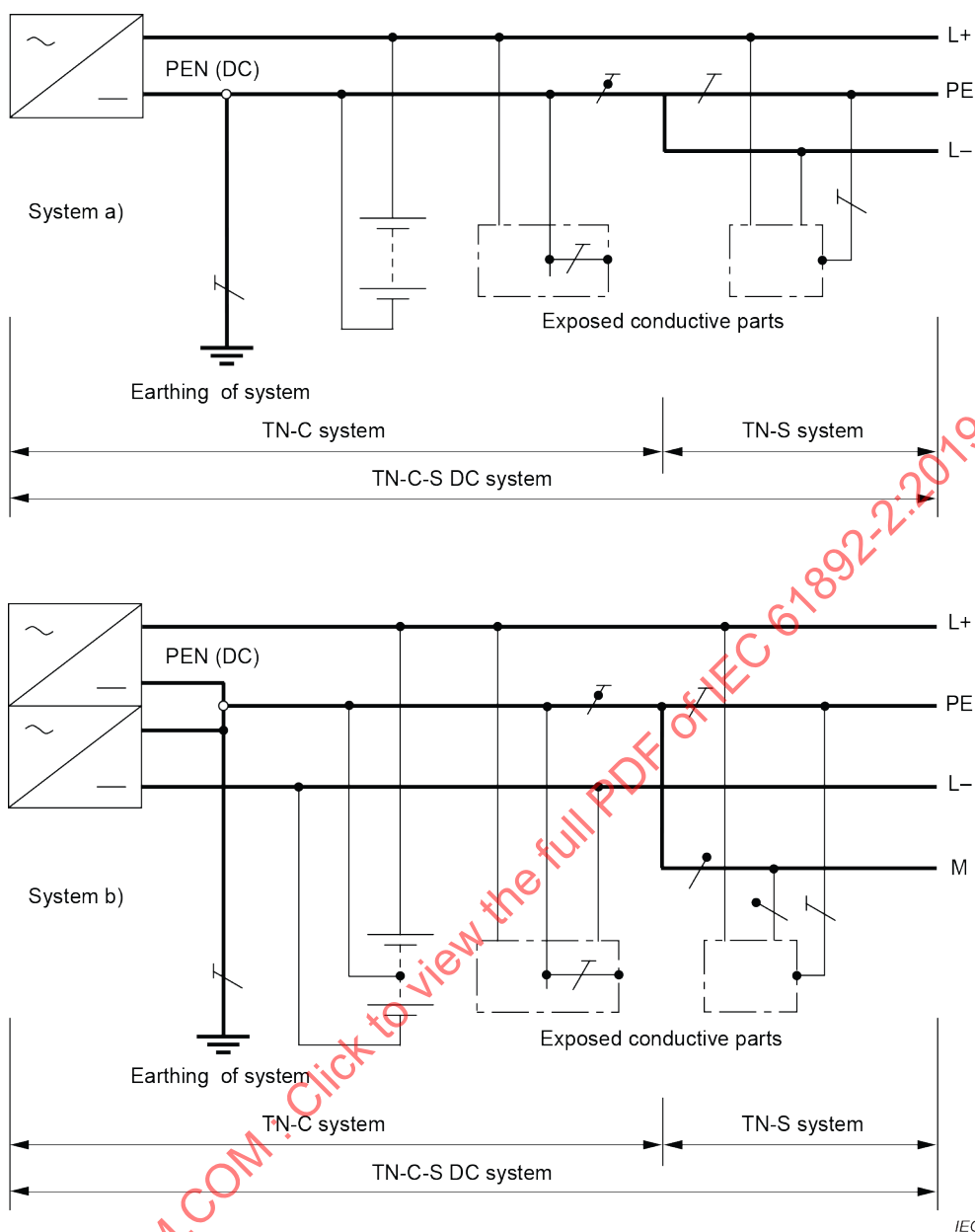
Figure 3 – TN-S DC system



TN-C systems are not allowed in hazardous areas (see IEC 61892-7).

NOTE The functions of the earthed line conductor (for example L-) in system a) and the protective conductor are combined in one single conductor PEN (DC) throughout the system, or the earthed middle wire conductor (M) in system b) and protective conductor are combined in one single conductor PEN (DC) throughout the system.

Figure 4 – TN-C DC system



NOTE The functions of the earthed line conductor (for example L-) in system a) and protective conductor are combined in one single conductor PEN (DC) in parts of the system, or the earthed middle wire conductor (M) in system b) and protective conductor are combined in one single conductor PEN (DC) in parts of the system.

Figure 5 – TN-C-S DC system

7.1.3 IT DC systems

Figure 6 illustrates an IT DC system.

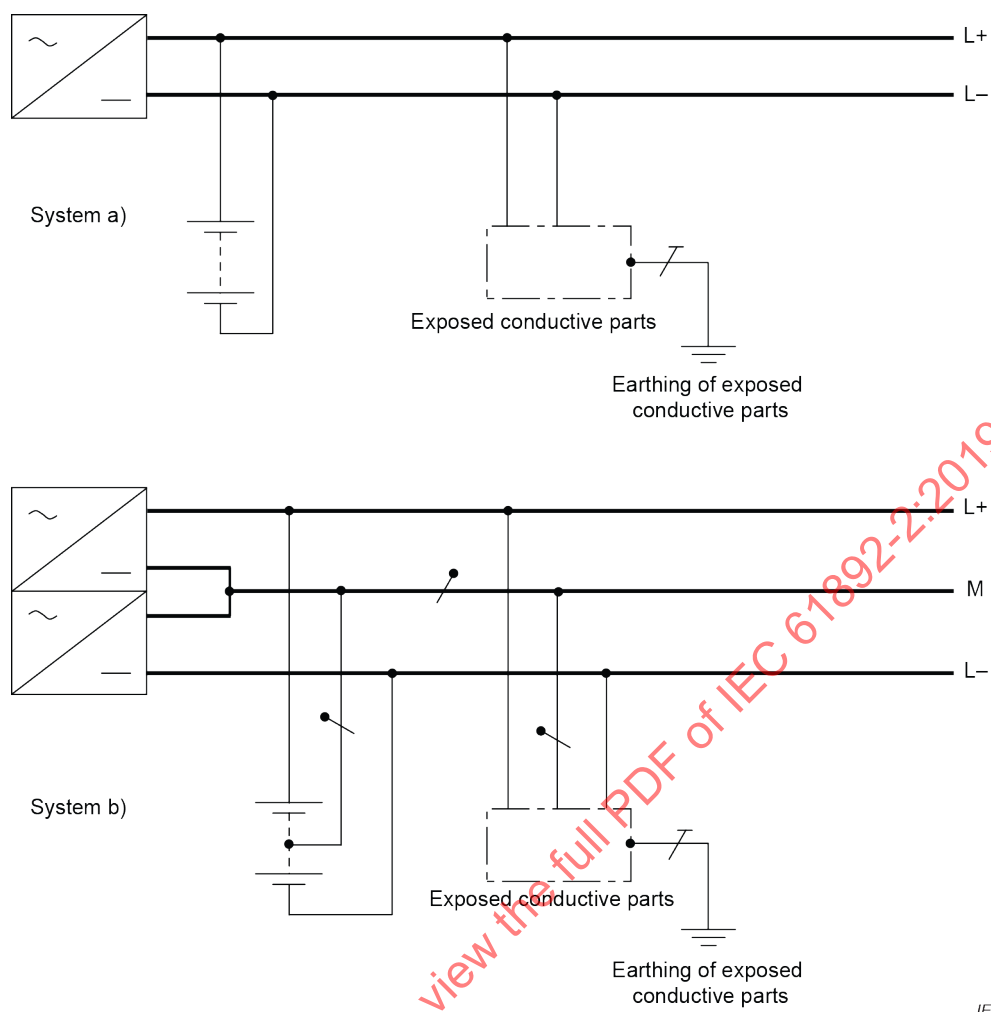


Figure 6 – IT DC system

7.1.4 DC voltages

Table 2 gives recommended values of nominal voltages and maximum voltages allowed for unit service systems of supply.

Table 2 – Voltages for DC systems

Application	Nominal voltages	Maximum voltages
	V	V
Power	110, 220, 600, 750, 1 000	1 500
Cooking, heating	110, 220	500
Lighting and socket outlets	24, 110, 220	500
Communication	6, 12, 24, 48, 110, 220	250
Supplies to lifeboats or similar craft	12, 24, 48	55
Instrumentation	24, 110, 220	250

For power supply from shore and for inter-unit connections, the voltage will normally be project specific, although with a nominal equipment voltage typically selected from amongst the standardized values, and with an operating cable voltage chosen for optimized operational duties.

7.2 AC distribution systems

7.2.1 Primary AC distribution systems

The following systems are recognised as standard for primary distribution:

- three-phase three-wire insulated, or impedance earthed – IT system;
- three-phase three-wire with neutral earthed – TN system;
- three-phase four-wire with neutral earthed but without structure or hull return – TN system.

7.2.2 Secondary AC distribution systems

The following systems are recognised as standard for secondary distribution:

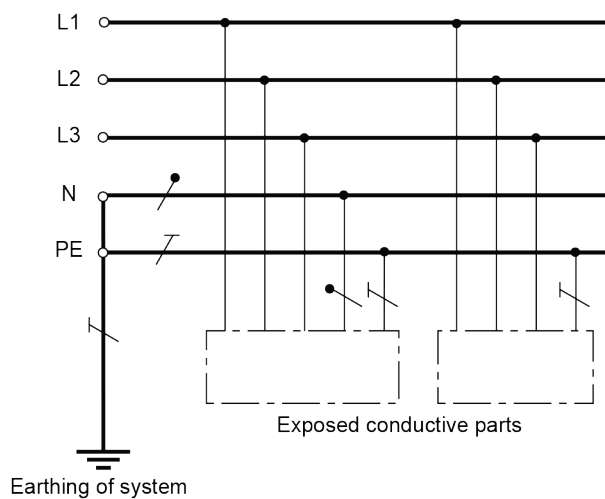
- three-phase three-wire insulated, or impedance earthed – IT system;
- three-phase three-wire with neutral earthed – TN system;
- three-phase four-wire with neutral earthed but without structure or hull return – TN system;
- single-phase two-wire insulated – IT system;
- single-phase two-wire with one pole earthed – TN system;
- single-phase two-wire with mid-point of system earthed for supplying lighting and socket-outlets – TN system;
- single-phase three-wire with mid-point earthed but without structure or hull return – TN system.

NOTE For a definition of the distribution system codes, see 7.1.1, Note 1.

7.2.3 TN AC systems

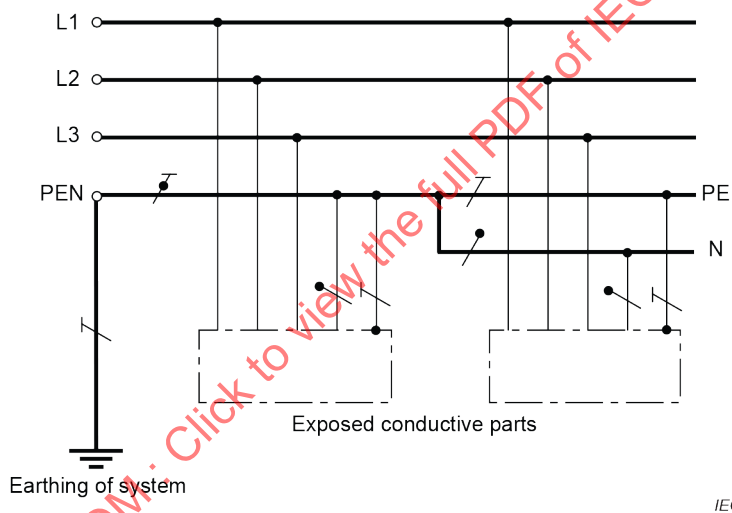
TN power systems have one point directly earthed, the exposed conductive parts of the installation being connected to that point by protective conductors. Three types of TN system are considered according to the arrangement of neutral and protective conductors as follows:

- TN-S system (see Figure 7), in which throughout the system, a separate protective conductor is used;
- TN-C-S system (see Figure 8), in which neutral and protective functions are combined in a single conductor in a part of the system;
- TN-C system (see Figure 9), in which neutral and protective functions are combined in a single conductor throughout the system.



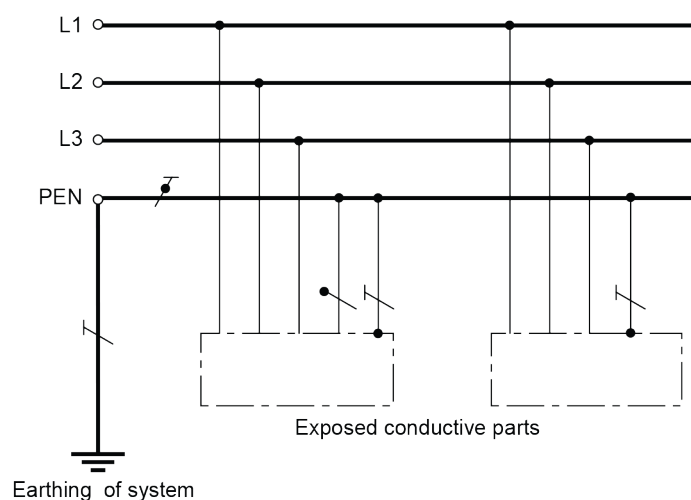
NOTE Separate neutral and protective conductors are used throughout the system.

Figure 7 – TN-S AC system



NOTE Neutral and protective functions are combined in a single conductor in a part of the system.

Figure 8 – TN-C-S AC system



NOTE Neutral and protective functions are combined in a single conductor throughout the system.

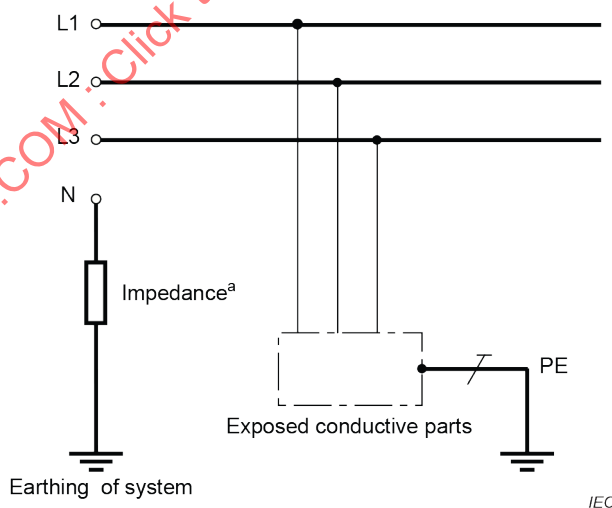
TN-C systems are not allowed in hazardous areas (see IEC 61892-7).

Figure 9 – TN-C AC system

7.2.4 IT AC systems

The IT power system has all live parts isolated from earth or one point connected to earth through impedance, the exposed conductive parts of the electrical installation being earthed independently or collectively to the earthing of the system (see Figure 10).

PE-connection may also be done in same way as in TN-S systems, i.e. by conductor or braid armour in a power cable or separate cable from the distribution panel.



^a The system may be isolated from earth. The neutral may or may not be distributed.

Figure 10 – IT AC system

7.2.5 AC voltages and frequencies

Table 3 and Table 4 give the maximum voltages allowed and the recommended values of nominal voltages and frequencies for a unit's service systems of supply.

Voltage and frequency shall be chosen in accordance with IEC 60038:2009. The applicable values are given in Table 3 and Table 4.

In Table 3, the three-phase four-wire systems and single-phase three-wire systems include single-phase circuits (extensions, services, etc.) connected to these systems. The lower values in the first and second columns of Table 4 are voltages to neutral and the higher values are voltages between phases. When one value only is indicated, it refers to three-wire systems and specifies the voltage between phases. The lower value in the third column is the voltage to neutral and the higher value is the voltage between lines.

Two series of highest voltages for equipment are given in Table 4, one for 50 Hz and 60 Hz systems (Series I), the other for 60 Hz systems (Series II – North American practice). It is recommended that only one of the series should be used in any one country. It is also recommended that only one of the two series of nominal voltages given for Series I should be used in any one country.

For power supply from shore and for interconnection of facilities, higher voltages may be used. The voltage will be project specific; however, it is recommended that the voltages are chosen in accordance with IEC 60038:2009, Table 4 and Table 5.

NOTE Table 3 and Table 4 are in accordance with IEC 60038:2009, except that the Note 1 and Note 2 in Table 3 have been added.

Table 3 – AC systems having a nominal voltage between 100 V and 1 000 V inclusive and related equipment

Three-phase four-wire or three-wire systems		Single-phase three-wire systems
Nominal voltage V		Nominal voltage V
50 Hz	60 Hz	60 Hz
–	120/208	120/240 ^c
230 ^b	240	–
	230/400 ^a	
230/400 ^a	277/480	–
400/690	480	–
–	347/600	–
1 000	600	–
	690	
NOTE 1 440 V, 660 V and 690 V systems are also used for 60 Hz systems, for example, for drilling applications and FPSOs.		
NOTE 2 690 V 60 Hz is used in offshore units.		
^a The value of 230/400 V is the result of 220/380 V and 240/415 V systems which have been completed in Europe and many other countries. However, 220/380 V and 240/415 V systems still exist.		
^b The value of 220 V is also used in some countries.		
^c The values of 100/200 V are also used in some countries on 50 Hz or 60 Hz systems.		

Table 4 – AC three-phase systems having a nominal voltage above 1 kV and not exceeding 35 kV and related equipment ^a

Series I (50/60 Hz)			Series II (60 Hz)	
Highest voltage for equipment kV	Nominal system voltage kV		Highest voltage for equipment kV	Nominal system voltage kV
3,6 ^b	3,3 ^b	3 ^b	4,40 ^b	4,16 ^b
7,2 ^b	6,6 ^b	6 ^b	–	–
12	11	10	–	–
–	–	–	13,2 ^c	12,47 ^c
–	–	–	13,97 ^c	13,2 ^c
–	–	–	14,52 ^b	13,8 ^b
17,5	–	15	–	–
24	22	20	–	–
–	–	–	26,4 ^{c,e}	24,94 ^{c,e}
36 ^d	33 ^d	30 ^d	–	–
–	–	–	36,5 ^e	34,5 ^c
40,5 ^d	–	35 ^d	–	–

It is recommended that in any one country the ratio between two adjacent nominal voltages should be not less than two.

NOTE In a normal system of Series I, the highest voltage and the lowest voltage do not differ by more than approximately $\pm 10\%$ from the nominal voltage of the system. In a normal system of Series II, the highest voltage does not differ by more than $+5\%$ and the lowest voltage by more than -10% from the nominal voltage of the system.

^a These systems are generally three-wire systems unless otherwise indicated. The values indicated are voltages between phases.

^b These values should not be used for new public distribution systems.

^c These systems are generally four-wire systems and the values indicated are voltages between phases. The voltage to neutral is equal to the indicated value divided by 1,73.

^d The unification of these values is under consideration.

^e The value of 22,9 kV for nominal voltage and 24,2 kV or 25,8 kV for highest voltage for equipment are also used in some countries.

7.2.6 Earthing systems

Separate earthing is required for protective earth (PE), instrument earth (IE) and intrinsically safe earth (IS). This does not preclude the use of a combined IE/IS earth bar, as shown in IEC 61892-3:2019, Figure 2. Requirements are given in IEC 61892-3:2019, 4.14.

8 Distribution system requirements

8.1 Methods of distribution

8.1.1 The output of the unit's main source of electric power can be supplied to the current consumers by either:

- a) branch system, or
- b) meshed network or ring-main.

8.1.2 The cables or bus ducts of a ring-main or other looped circuit (e.g. interconnecting section boards in a continuous circuit) shall be formed of conductors with sufficient current-carrying and short-circuit capacity for any possible load and supply configuration.

8.2 Balance of loads

8.2.1 Balance of load on three-wire DC systems

Current-consuming units connected between an outer conductor and the middle wire shall be grouped in such a way that, under normal conditions, the load on the two halves of the system is balanced as far as possible within 15 % of their respective load at the individual distribution and section boards as well as the main switchboard.

8.2.2 Balance of loads in three- or four-wire AC systems

For AC three-wire or four-wire systems, the current-consuming units shall be so grouped in the final circuits that the load on each phase will, under normal conditions, be balanced as far as possible within 15 % of their respective load at the individual distribution and section boards as well as the main switchboard.

8.3 Final circuits

8.3.1 General

A separate final circuit shall be provided for every motor required for an essential and an emergency service and for every motor rated at 1 kW or more. Final circuits rated above 16 A shall supply not more than one appliance. An exception applies for electrical field equipment like circuits for socket and heat tracing.

8.3.2 Final circuits for lighting

Final circuits for lighting shall not supply appliances for heating and power outlets. By use of 30 mA earth-fault protection, exceptions are accepted, for example bedrooms in living quarter.

For the purpose of determining the sizes of conductors in lighting circuits, the calculation of the current to be carried shall be made on the basis of the maximum wattage labelled or recorded on the datasheet for all of the associated lamp-holders in the circuit. A 10 % allowance for future connections should be added.

In the absence of precise information regarding lighting loads of final circuits, it should be assumed that every lamp holder requires a current equivalent to the maximum load likely to be connected to it.

8.3.3 Final circuits for heating

Each heater shall be connected to a separate final circuit except that up to ten small heaters of total connected current rating not exceeding 16 A may be connected to a single final circuit.

8.3.4 Final circuits for sockets

Socket-outlets for portable lamps and small domestic appliances may be grouped together.

Socket-outlets for systems above 250 V shall be rated not less than 16 A.

Special sockets/plugs should be used in the UPS distribution. Plugs for sockets on the main/emergency system should not fit into sockets in the UPS distribution system. Plugs for sockets in the UPS distribution system can also fit into sockets on the main/emergency system. The requirement does not apply to socket outlets inside cabinets.

Socket outlets rated above 16 A such as welding socket outlets may be grouped and do not need to be rated for simultaneous full load for all outlets. The circuit protection shall ensure that all circuit components including cables are fully protected independent of the possible actual load.

8.4 Control circuits

8.4.1 Supply systems and nominal voltages

As the extension and complexity of control circuits can vary, it is not possible to lay down detailed recommendations for type of supply and voltage, but consideration should be given to choosing DC or AC systems with nominal voltages as indicated in Table 3 and Table 4.

Various alternatives for supply of control voltage to equipment may be used; however, for essential or emergency services, it is recommended to consider use of redundant UPS.

For essential/emergency circuits with duplicated (or more) control voltage supplies, the following methods may be evaluated.

- a) When two supplies are taken from two completely independent UPS sources of AC power, an automatic changeover between the UPS in full load duty supply and the UPS in hot standby mode shall be implemented. Such UPS sources do not need to be synchronized, similar to redundant UPS with shared load capacity in normal mode of operation. The consumer shall withstand loss of power supply during the actual changeover period;
- b) Redundant UPS sources of power with shared load capacity in normal mode of operation may be used with one load feeder to each duplicated control voltage circuit;
- c) Where the control circuits require a DC-voltage and the external power supplies are AC voltage, two independent rectifiers ($2 \times 100\%$) each directly connected to separate external supplies shall supply the control circuits in parallel, merged together by appropriate diodes;
- d) Alternatively, if DC UPS distribution is available, the consumer shall have two independent external DC control voltage supplies, merged together by appropriate diodes;
- e) Each external supply shall be monitored with an alarm for loss of availability. If control circuit rectifiers are used, each rectifier shall be equipped with fault alarm (including supply availability). Alarm signals shall be provided as potential free contact wired to terminals. A healthy circuit shall be a closed circuit signal. One common alarm signal for control voltage supply failures is acceptable.

Loss of electrical control power shall in general trip the equipment/consumer it controls (except circuit-breakers in power distribution systems equipped with shunt trip coils).

8.4.2 Circuit design

Control circuits shall be designed in such a manner that, as far as practicable, faults in these circuits do not impair the safety of the system.

In particular, control circuits shall be designed, arranged and protected to limit dangers resulting from a fault between the control circuit and other conductive parts liable to cause malfunction (e.g. inadvertent operation) of the controlled apparatus.

NOTE Attention is drawn to the control circuits in order to maintain the availability of essential services in the case of a fault in a control circuit external to the equipment.

8.4.3 Protection

Short-circuit protection shall be provided for control circuits, including signal devices.

Where a fault in a signal device would impair the operation of essential and emergency services, such devices are to be separately protected:

- a) protection shall be ensured for indicating and measuring devices by means of fuses or circuit-breakers;
- b) for other circuits, overcurrent protection in circuits such as those of voltage regulators should be omitted where loss of voltage might have serious consequences; if overcurrent protection is omitted, means shall be provided to prevent risk of fire in the unprotected part of the installation;
- c) voltage regulators should be protected separately from all other instrument circuits;
- d) overcurrent protection shall be placed as near as practicable to the tapping from the supply.

The control voltage circuits shall be segregated by use of suitable protective devices, for example miniature circuit-breakers (MCB), to ensure high reliability of the control. The intention is that a fault in a less important component shall not cause loss of control voltage to other critical parts.

The following parts of the control circuits shall be considered split by use of MCB:

- 1) voltage for controlling different units (e.g. different motors);
- 2) voltage for redundant circuits (e.g. circuit-breaker with several independent tripping coils);
- 3) voltage for taking a system into safe mode (e.g. tripping circuit for a motor drive);
- 4) voltage for closing circuits;
- 5) voltage for monitoring;
- 6) voltage for auxiliary components (heaters, spring charge motors, etc.);
- 7) other.

8.4.4 Arrangement of circuits

For essential load services, consideration shall be given to monitoring associated control circuits to ensure that such circuits are readily available for service.

8.5 Motor circuits

8.5.1 Starting of motors

Each motor above 1,0 kW shall be provided with separate controlgear ensuring satisfactory starting of the subject motor. Depending on the capacity of the generating plant or the cable network, it may be necessary in certain cases to limit the starting current to an acceptable value.

Unless automatic restarting is required, motor control circuits shall be designed so as to prevent any motor from unintentional automatic restarting after a stoppage.

Where reverse-current braking of a motor is provided, provision shall be made for the avoidance of reversal of the direction of rotation at the end of braking, if such reversal may cause danger.

The supply of the motor controlgear auxiliary circuits or the design of this equipment shall be such that proper functioning is not affected by the voltage dip on the main circuit during starting.

If star/delta starters are used, consideration should be given to the risk of short-circuit occurring during transition to delta connection, if the line breaker is closed against out-of-phase motor electromotive force.

8.5.2 Means of disconnection

Means shall be provided for the disconnection of the full load from all live poles of supply mounted on or adjacent to a main or auxiliary distribution switchboard. A disconnecting switch in the switchboard may be used for this purpose. Otherwise, a disconnecting switch within the controlgear enclosure or a separate enclosed disconnecting switch shall be provided.

NOTE For withdrawable type assemblies, disconnection is effective when outgoing units are in draw-out position.

8.5.3 Starters remote from motors

When the starter or any other apparatus for disconnecting the motor is remote from the motor, either a minimum of one of the following shall be arranged or equal safety shall be obtained:

- a) provision shall be made for locking the circuit disconnecting in the "off" position; or
- b) an additional disconnecting-switch should be fitted near the motor; or
- c) the fuses in each live pole or phase should be so arranged that they can be readily removed.

8.6 Isolation of supply to galley

A means by which power to galley can be cut off in the event of fire shall be fitted outside the galley exits in positions not likely to be made inaccessible by such a fire.

9 Cables and wiring systems

9.1 Cables

When the design of a cable system and its components are being considered, due account shall be taken of the environment, including hazardous areas, mechanical, chemical and thermal factors.

Cables shall comply with the general requirements given in IEC 61892-4. Installation in general shall be in accordance with the requirements of IEC 61892-6.

For emergency systems required to maintain electrical circuit integrity under fire conditions, such as:

- a) fire and gas detection systems;
- b) fixed firefighting systems;
- c) general alarms and public address systems;
- d) emergency shutdown systems;
- e) escape lighting fed by common battery;
- f) emergency lighting;
- g) DP alert,

cables shall meet the requirements as to fire resistance of IEC 60331-1, IEC 60331-2 or IEC 60331-21 as given in the appropriate individual product standard.

The use of non-fire resistant cables for emergency systems shall be avoided as much as possible. If their use is inevitable, other protective means should be provided. Such other protective means shall be adding redundancy, for example by duplicating, routing of cables away from high fire risk areas, use of systems of self-monitoring type, or failing to safety. The use of non-fire resistant cables is normally subject to the approval of the appropriate authority.

NOTE 1 An informative list of emergency systems is given in Annex B. Further information can also be found in ISO 13702.

NOTE 2 Cables tested according to standards in the IEC 60331 series are tested at a temperature of 830 °C, while the temperature in a hydrocarbon fire can reach temperatures of approximately 1 100 °C. No international standards exist for testing of cables at this temperature. However, guidance for testing of cables at this temperature is given in IEC 61892-4:2019, Annex A.

NOTE 3 Certain types of cables are not available as fire resistant, for example, cables for submersible fire pumps.

Cable systems and accessories should be installed, so far as is practicable, in positions that will prevent them being exposed to mechanical abuse damage and to corrosion or chemical influences (for example, solvents), and to the effects of heat. Where exposure of this nature is unavoidable, protective measures, such as installation in conduit, shall be taken or appropriate cables selected.

Where cable or conduit systems are subject to vibration, they shall be designed to withstand that vibration without damage.

9.2 Voltage drop

In the absence of specific design limits or limits set by the appropriate authority, the cross-sectional areas of conductors shall be so determined that the drop in voltage, from the main or emergency switchboard busbars to any and every point on the installation when the conductors are carrying the maximum current under normal conditions of service, does not exceed the limitation given in IEC 61892-1:2019, 4.5.2.

NOTE For navigation lights, it can be necessary to limit voltage drops to lower values in order to maintain the required lighting output and colour.

9.3 Demand factors

9.3.1 Final circuits

The cables of final circuits shall be rated in accordance with their connected load.

9.3.2 Circuits other than final circuits

Circuits supplying two or more final circuits shall be rated in accordance with the total connected load and, where justifiable, subject to the application of diversity and demand factors in accordance with 9.3.3.

Where spare circuits are provided on a section or distribution board, an allowance for future increase in load shall be added to the total connected load before the application of any diversity factor. The allowance shall be calculated on the assumption that each spare circuit requires not less than the average load on each of the active circuits of corresponding rating.

9.3.3 Application of diversity and demand factors

A diversity and a demand factor may be applied to the calculation of the cross-sectional area of conductors and to the rating of switchgear, provided that the known or anticipated conditions in a particular part of an electrical installation are suitable for the application of diversity.

9.4 Motor circuits

The demand factor shall be determined according to the circumstances. The normal full load shall be determined on the basis of the rating plate ratings of motors.

In the assessment of demand factors of AC motor circuits, account shall be taken of the relatively small decrease in current consumption of partially loaded motors.

9.5 Cross-sectional areas of conductors

The cross-sectional area of each conductor shall be selected to be large enough to comply with the following conditions.

- a) The highest load to be carried by the cable shall be calculated from the load demands and demand factors.
- b) The "corrected current rating" calculated by applying the appropriate correction factors to the "current rating for continuous services" shall not be lower than the highest current likely to be carried by the cable. The correction factors to be applied are those given in Clause 9, and in IEC 61892-4:2019, 4.4.4 and 4.4.5.
- c) The cross-sectional area of the conductor shall be able to accommodate the mechanical and thermal effects of a short-circuit current and the effect upon voltage drop of motor-starting currents (see 9.2 and IEC 61892-4:2019, 4.5).
- d) Connection in parallel is permitted only for cross-sections of 10 mm² or above. Cables connected in parallel is only allowed when the cables have:
 - 1) equal impedance;
 - 2) equal cross-section;
 - 3) equal maximum permissible conductor temperatures;
 - 4) substantially identical routing or are installed in close proximity.

When equal impedance cannot be assured, a factor of 0.9 shall be applied.

NOTE Requirements for installation of cables connected in parallel are given in IEC 61892-6:2019, 14.2.

- e) The nominal cross-section of the earth conductor shall comply with IEC 61892-6:2019, Table 5. One of the alternative methods of determining the cross-sectional area of each earthing conductor is that based upon the rating of the fuse or circuit protection device installed to protect the circuit. If this method is used, the nominal cross-sectional area finally selected shall be the higher of any cross-sectional area determined by each of the methods.
- f) The nominal cross-sectional area shall be sufficient to ensure the necessary power is available to release the nearest short-circuit protection at minimum short-circuit level at the final cable end of the longest cables.

9.6 Correction factors for cable grouping

In the case of a group of insulated conductors or cables, the current-carrying capacities tabulated are subjected to the group correction factors given in IEC 61892-4:2019, 4.4.3.

The group reduction factors are applicable to groups of insulated conductors or cables having the same maximum operating temperature.

For groups containing cables or insulated conductors having different maximum operating temperatures, the current-carrying capacity of all the cables or insulated conductors in the group shall be based on the lowest maximum operating temperature of any cable in the group together with the appropriate group reduction factor.

Where operating conditions are known, and a cable or insulated conductor is not expected to carry a current greater than 30 % of its calculated grouped rating, it may be ignored for the purpose of obtaining a correction factor for the rest of the group. Also in the case of cables not being loaded simultaneously, consideration of the actual loading appertaining is permitted.

NOTE Cables are said to be bunched when two or more are contained within a single conduit, trunking or duct, or, if not enclosed, are not separated from each other.

9.7 Separation of circuits

Separate cables are to be used for all circuits requiring individual short-circuit or overcurrent protection, with the following exceptions:

- a) a control circuit which is branched off from its main circuit (e.g. for an electric motor) may be carried in the same cable as the main circuit provided the main circuit and the subsidiary control circuit are controlled by a common isolator;
- b) non-essential circuits with voltages not exceeding the "extra-low voltage" as defined in IEC 61892-3:2019, 3.5;

Also, consideration shall be given to fire performance characteristics and electromagnetic interference.

10 System study and calculations

10.1 Electrical studies – General

10.1.1 The early electric system design shall typically be developed in project stages such as conceptual feasibility, pre-FEED activities leading into FEED (front-end engineering design). In such work, typical activities are:

- a) early single line drafts;
- b) earthing system concept;
- c) power system philosophy of operation including dead start;
- d) main, essential and emergency system analysis;
- e) equipment room area planning;
- f) method of installation.

The final selection of conditions for system studies and calculations to be covered shall be agreed with the unit's owner and according to the requirements of the appropriate authority. The studies and calculations shall reflect the installed power rating and the complexity of the electrical system. Additions and alterations to the existing electrical system, temporary or permanent, shall be evaluated accordingly.

10.1.2 A document describing the philosophy for protection and relay coordination should be drafted in an early project phase. The purpose of the document is to give input on and coordinate the purchase and engineering of protection systems in switchgears and other equipment.

The philosophy should as a minimum contain

- a) a summary of the relevant power system operational modes and a description of how protection relates to the operational modes,
- b) the coordination principles to be applied (philosophy for undervoltage trips/shunt trips to prepare grid for startup of alternative power sources), and
- c) a description of the electrical protection functions and equipment for representative categories of protected objects, preferably presented in the form of protection single line diagrams.

10.1.3 In order to confirm the design of the electrical system and to confirm the ratings of the equipment selected, system studies shall be carried out. The system studies shall be chosen from:

- a) electrical load study: to determine major equipment ratings for the life of the unit;
- b) load flow calculations: to check voltage profiles and circuit loading under steady state conditions;
- c) short-circuit calculations: to analyse fault currents that might flow under a variety of symmetrical, asymmetrical and unbalanced fault conditions. These shall be used for equipment specification, and for control and protective relay application and setting purposes;

- d) protection discrimination study: to determine electrical protection settings to provide correct protection for plant and appropriate discrimination to isolate a minimum amount of plant in the event of a fault;
- e) power system dynamic calculations: to analyse the transient and dynamic performance of power systems after large load changes and fault disturbances. These shall be used to check the ability of the system to stay in synchronism for the following:
 - 1) induction motor stability after start;
 - 2) re-acceleration and restart schemes;
 - 3) the need and effectiveness of under-frequency load shedding schemes;
 - 4) fault clearance;
 - 5) sudden decrease of load;
 - 6) sudden loss of part of generating power or external supply cable in case of parallel operation.

System studies shall also be used to consider the technical merit of:

- 7) auto changeover schemes;
- 8) parallel or open operation, or radial feeders;
- 9) operations of fault limiting devices;
- 10) insertion of switched reactors or capacitors;
- 11) energization of submarine cables.
- f) calculation of harmonic currents and voltages: to analyse the magnitude and location of harmonic distortions within the power system;
- g) short-circuit calculations according to IEC 60909-0, IEC TR 60909-1 or IEC 61363-1, or according to an accepted computer programme. Only one standard is to be used for the whole installation;
- h) flash hazard risk assessment should be considered for switchboards. Arc-flash calculations and tagging should be performed as described in IEEE 1584, or in corresponding IEC standards.

NOTE The objective of the flash hazard assessment is to increase personnel safety by determining the arc-flash incident energy exposure during work on or near electrical equipment. The results are used to implement safety through design measures such as

- limiting incident energy by system design and equipment selection (minimize fault current magnitude),
- integrating equipment safety barriers by use of fast acting protective devices adjusted to interrupt arc currents and consider arc detection system (minimize fault duration),
- considering remote operation requirements, and
- providing specific input information for operational risk assessments to determine consequence upon arc-flash incidents.

NFPA 70E may be consulted for assessing appropriate initiatives for personnel protection. In electrical systems where people are performing maintenance/repair work or operating electrical equipment, the arc incident energy to which a person can be exposed should be limited to 8 cal/cm².

10.1.4 For units supplied with power from shore, and for units which are electrically interconnected, the studies shall also cover interactions between the systems and be established according to requirements listed in 10.1 to 10.7.

The system studies and calculations are important operational documents. They should be updated as necessary when changes are made to the electrical installation.

10.2 Electrical load study

An electrical load list shall be prepared to establish the electrical power requirements throughout the unit.

Based on analysis, load shedding shall be applied when required in order to avoid a blackout. Load shedding can be implemented by shedding of individual/groups of consumers or by appropriate separation of switchboard busbars.

Care should be taken to ensure that the response time is sufficient to enable the load shedding system to perform its function and maintain a stable electrical system.

Load estimates shall be carried out, for example:

- a) drilling services engaged;
- b) maximum power consumption, including all unit electrical systems;
- c) normal power consumption required for full operation;
- d) life support (essential mode);
- e) emergency;
- f) minimum load required for full operation with low priority loads disconnected.

An electrical load profile should be prepared and maintained for all relevant operational conditions (for guidance, see Figure 2); for main, essential, emergency and abandonment conditions, over the entire lifetime of the unit.

Separate load studies should be carried out to establish the temporary load requirements during pre-operation phases, for example:

- 1) onshore commissioning and testing;
- 2) float out;
- 3) deck mating;
- 4) inshore hook-up and commissioning;
- 5) tow out;
- 6) offshore hook-up and commissioning;
- 7) harbour stay/docking;
- 8) dead start.

NOTE The load list will normally include information regarding active and reactive load, power factor, utility factor, load continuity, etc.

10.3 Load flow calculations

Steady state load flow calculations shall be carried out for the operational conditions giving maximum peak load and minimum load based on loads determined in 10.2.

The following data should be calculated:

- a) magnitude and phase angle of the busbar voltages;
- b) active and reactive power production and load at the busbars;
- c) active and reactive power flow in cables and transformers;
- d) power losses;
- e) busbar and cable ampacity at given ambient temperature;
- f) recommended setting of the transformer tapplings;
- g) voltage rise in long runs of high-voltage cables.

10.4 Short-circuit calculations

10.4.1 The fault currents that flow as a result of short-circuits shall be calculated at each system voltage for three-phase, phase-to-phase, and phase-to-earth fault conditions. These calculated currents shall be used to select suitably rated equipment and to allow the selection and setting of protective devices to ensure that successful discriminatory fault clearance is achieved.

The fault current shall be calculated for maximum and minimum system supply.

The short-circuit calculations shall include parallel operation of power sources if the system is designed for sustained parallel operations.

The study and calculation tools used by the designer shall be traceable for verification purposes. The contribution of induction motors shall be included in the study, preferably by direct dynamic modelling. The studies should include break and make points for the fault level. In the design stage, it is important to ensure that tolerances for equipment are considered and also that a design margin is allowed to account for later additions. The allowance is best arranged by undertaking the studies showing later additional loads on stream and represented by induction motors. The use of computer programmes validated against a recognised standard are recommended for short-circuit calculations but when computer programmes are not available or when manual calculations are carried out, methods of short-circuit calculation are provided in IEC 61363-1, IEC 60909-0, IEC TR 60909-1 and IEC 61660-1. These methods are all limited in terms of accuracy and the selection of the preferred method and decision based upon results will rely on the competency of the engineer carrying out the calculations.

Calculation of fault currents fed by UPS inverters are to be addressed specifically according to UPS behaviour (available short-circuit current and waveform shape). Inverter-fed short-circuit currents may be reduced significantly due to the phase-shifting of transformers. Magnetic release mechanisms of circuit-breakers are susceptible to the peak of the waveform current and not the root mean square (RMS) value.

10.4.2 The voltage disturbance sustained during the faults and after fault clearance shall also be ascertained to ensure that transient disturbances do not result in loss of supplies due to low voltages or overstressing of plant insulation due to high voltages.

In assessing the transient performance of the system, accurate modelling of any AVR action is required. It would also be necessary to model the governor system of any rotating power generators. (See also 10.6.2.)

10.4.3 The calculation of fault currents shall include the fault current contributions from generators and synchronous and induction motors, and consideration during the first instant of fault current shall be specified for power semiconductors. Both the AC symmetrical and DC asymmetrical components of fault currents shall be calculated at all system voltages. Offshore units fed from onshore utility companies shall have fault infeeds obtained from the utility company concerned, and they shall exclude any decrement associated with fault duration, though maximum and minimum values consistent with annual load cycles and anticipated utilities systems' switching conditions should be obtained.

NOTE 1 The fault levels of utility company networks are subject to variation due to the amount of generation plants which they can have connected, and also could be subject to variation due to the manner in which the public utility operates the system (for example, line outages will affect fault levels, as will open busbar systems).

NOTE 2 For AC systems where precise information of their characteristics is lacking, the contribution of induction motors for determining the maximum peak value attainable by the short-circuit current (i.e. the value of the current to be added to the maximum peak value of the short-circuit due to the generators) can be taken as being equal to $8 I_n$ where I_n is the sum of the rated currents of the motors estimated normally when simultaneously in service (I_n is an RMS value). For preliminary calculation, IEC 61363-1 gives the following values:

- For motors rated more than 100 kW:

sub-transient short-circuit current: $6,25 I_n$;

symmetrical short-circuit current at T/2: $4 I_n$;

peak value of the short-circuit current: $10 I_n$.

- For motors rated less than 100 kW:

sub-transient short-circuit current: $5 I_n$;

symmetrical short-circuit current at T/2: $3,2 I_n$;

peak value of the short-circuit current: $8 I_n$.

The calculations based on the figures can then be confirmed.

NOTE 3 For DC systems, in the absence of precise information, the contribution of motors in the determination of the maximum value reached by the short-circuit current can be taken as being equal to six times the sum of the rated currents of the motors estimated to be normally in service simultaneously.

10.4.4 Three-phase balanced fault current calculations shall be carried out to obtain prospective circuit-breaker duties and shall include:

- a) asymmetrical making capacity, expressed in peak amperes and calculated half a cycle after fault inception; both AC and DC current decrements shall be included for the half cycle;
- b) asymmetrical breaking capability at contact separation, expressed in RMS amperes calculated at a time at which the breaker contacts are expected to part and allowing a maximum of half a cycle for instantaneous type protection operation; both AC and DC decrements shall be included for the selected time;
- c) symmetrical breaking capability, expressed in RMS amperes calculated at a time as defined in 10.4.4; this assumes zero DC current components and shall allow for AC decrement for the selected time.

NOTE Alternative use of static breakers (semiconductor switched components) can involve other requirements for these kinds of devices with respect to breaking functionality.

10.4.5 On systems where the earth-fault currents are limited by neutral earthing equipment, the currents should be assumed to include no decrement and shall be considered constant whatever the earth resistance value between the earthing equipment connection point and the fault location is.

10.4.6 Both the AC and DC components of motor fault current contributions shall be calculated and included in the calculation of prospective fault currents.

At the instant of fault inception, the AC peak symmetrical component and the DC component shall be taken to be identical. Both values shall be taken as the peak direct-on-line starting current, this being dictated by the motor locked rotor reactance. Both these currents shall be taken to decay exponentially with time using AC and DC short-circuit time constants respectively. The AC time constant should be determined by using the ratio of the locked rotor reactance and the standstill rotor resistance. The DC time constant should be determined by using the locked rotor reactance and the stator resistance.

NOTE Where faults are not directly on the motor terminals, these time constants would be modified to take account of external impedances to the point of fault.

10.4.7 The calculation of individual fault current contributions shall be carried out for individual motors with significant ratings on the power system. All other motors on the system should be treated as a number of typical equivalent motors of total rating equal to the connected rotating loads, at different locations. The ratings of these equivalent motors shall be selected to be consistent with the actual drives at a given location.

Generally, motors with ratings 1 000 kW or greater should be represented as individual machines. However, where there are multiples of these machines on a single busbar, they too may be represented by lumped parameters.

10.4.8 It shall be ensured that sufficient power is available so that a short-circuit in the final cable end for any power system can be released by the nearest protection.

The maximum release time shall be such that all cables and components shall withstand the highest possible mechanical and thermal stress caused by an electrical fault. For cables in hazardous areas, the short-circuit temperature of the cable shall not exceed the relevant temperature class.

NOTE See IEC 60364-4-41:2005, Table 41.1, and IEC 60364-4-43:2008, 434.5.2 for further information on release time.

10.5 Protection and discrimination study

A coordination study shall be carried out to determine the setting of the protective relays and direct acting circuit-breakers. See Clause 11.

The coordination study should contain the following:

- a) protection philosophy or relevant reference;
- b) list of shortcomings or findings related to protection and discrimination;
- c) list of circuit types and the breaker with relay/trip unit types that are used, referenced with breaker/cubicle tag numbers;
- d) methods and criteria used to determine settings that adequately fulfil the protection philosophy;
- e) protection relay templates, template per make/type of protection and per type of equipment to be protected;
- f) setting tables for adjustable relays for power sources, distribution systems, high-voltage consumers and largest feeders from low-voltage switchboards; protection settings for individual low-voltage consumers may be documented separately;
- g) discrimination tables used for selection and coordination between eventual utilization category A low-voltage circuit-breakers throughout the electrical installation;
- h) time/current characteristic charts with logarithmic scales to document time/current discrimination.

The time/current charts shall be easy to understand, and shall as a minimum contain the following:

- i) identification of which feeder circuit is studied together with relevant upstream and downstream circuits;
- j) single line diagram of network part that is studied;
- k) a limited number of protection levels of breakers in series, to ensure readability;
- l) all current based protective functions of relays (thermal overload, overcurrent, short-circuit, stall protection, etc.);
- m) short-circuit currents;
- n) transformer inrush information;
- o) protected equipment thermal withstand limits.

NOTE The objective of the coordination study is to maintain system continuity by protecting the electrical installations from possible blackouts and overcurrents in order to minimise the effects of the fault. The arc-flash calculations are impacted by the relay coordination study, and the arc detection/protection system.

10.6 Power system dynamic calculations

10.6.1 A stability analysis of the electrical power system shall be carried out and shall comprise simulations of the system transient behaviour following disturbances during relevant operational modes of the unit.

The simulations should include the following:

- a) direct-on-line starting of the largest motors;
- b) short-circuited feeders with clearance of the fault after set time delay of the protective relays or blowing time of the fuses;
- c) generator short-circuit with clearance of the fault and generator trip after the set time delay of the protective relays; based on the analysis, load shedding may be required;
- d) trip of power source; based on analysis, load shedding may be required;
- e) trip of largest motor (or group of motors) of process plant;
- f) switching of reactors/capacitors;
- g) transformer inrush calculations;
- h) energization of interconnection cables or of subsea cables.

The analysis shall be carried out for the worst-case conditions with respect to system stability, which shall be determined separately by each project.

The analysis shall prove that the system will re-stabilise following the specified disturbances, and that the transient voltage and frequency variations, motor slip, reacceleration and start-up times are within acceptable limits.

To verify the stability of the system, the dynamic study shall be closely co-ordinated with the protection and discrimination study.

10.6.2 Studies shall be carried out with use of proven software and calculation tools. Models for power sources, generators, AVRs, governors, motors, transformers, cables and loads should be sufficiently detailed and verified to give confidence in the results of the studies.

Generator and motor equivalent circuit models and data will be required. Generator models used in dynamic calculations may require models for governor and AVR performance. In some cases, the data for these models will not be readily available for the actual system to be studied. It will therefore be necessary for some judgement to be made on a suitable set of parameters to complete the dynamic calculations needed for the installation.

Any computer-based software programme equivalent circuit models used for studies and calculations should have appropriate software support and validation checks available.

10.6.3 Generator operating charts shall be prepared to assist in assuring that generators are always likely to be operated within their prescribed stability limits.

As a supplement to generator operating charts, dynamic models for prime movers and associated controls should as far as practicable be verified against results from string tests with load acceptance and rejection related to the actual generator sets.

The operating charts should be presented for voltages between 0,95 per unit to 1,05 per unit in steps of 0,05 per unit. The charts should also contain those key machine parameters from which the charts are constructed, for example X_d , X_q .

It is equally important that where system stability models are examined, the specific model for the parameters used has validity. For example, where machine AVRs and governors are used on particular machines, factory and site test arrangements should be modelled and the

predicted and actual behaviour of the machine or system can then be compared with the model. In this manner, some form of assurance can be obtained from the system studied.

10.6.4 Transient stability studies shall be carried out on systems which include:

- a) dissimilar power sources;
- b) generators operating in parallel with a utility company;
- c) synchronous motors;
- d) where power generation busbars are interconnected by appreciable impedance;
- e) large process plant systems representing a significant percentage of the supply capacity.

These studies shall be used to determine whether synchronous machines are liable to lose synchronism after the most severe single disturbance.

Process or emergency shutdowns, partial or complete, may represent a major stability problem if initiated in one step. A number of plant disconnections caused by faults in various locations should be simulated.

NOTE Generally, the most severe fault condition would be a three-phase fault applied at the generator busbars for a fault duration determined by the protecting switchgear, which when cleared results in the disconnection of the largest single fault contributor from the system.

10.6.5 Where transient stability studies are undertaken, in order to assess the ability of generators to remain in synchronism following a fault disturbance, the steady state operating condition before the fault is applied shall be one in which the spinning reserve of generation is kept at a minimum due to assumed maintenance of the largest onsite generator or relevant power source.

The primary object should be to identify the maximum acceptable fault clearing time, but secondary objectives, such as the best location of system open bus section points and the relationship between impedance earthing to stability, should also be ascertained from these studies. The studies would be used as support for a particular system design and also to ensure that the protection arrangements would not compromise the expected system performance. In pursuit of this latter factor, the studies may be undertaken with actual protection arrangements, if these are known. In doing this, it should be noted that if protection settings were to change, the system response to fault conditions might need to be restudied.

10.6.6 System stability studies shall be carried out to investigate the voltage and frequency performance of the system after a major disturbance for the period from fault inception to the time when steady state equilibrium is reached. These studies shall require detailed AVR and governor modelling as these items assist the return to steady state and will react positively in the timescales likely to be considered.

These studies are expected to illustrate successful system recovery. A decreasing oscillatory voltage or frequency result where the average is within acceptable bounds would indicate a satisfactory performance.

10.6.7 System stability studies shall be carried out to consider the effect of the loss of the largest power supply component under a fault condition which causes no other electrical disturbance. Where the transient frequency deviation is predicted to exceed the values given in IEC 61892-1:2019, Table 2, under-frequency load-shedding schemes shall be considered. The stability studies shall be used to define the minimum number and magnitude of the various stages of load shedding that will be necessary to keep the frequency loss within acceptable limits.

NOTE Earth faults or mechanical system trip conditions do not normally result in motor loads being tripped by AC contactors dropping off under low voltage, resulting in the greatest post-fault generation deficiency.

10.6.8 Induction motor performance studies shall be carried out to demonstrate the ability to start, re-accelerate or restart motor loads without their stalling or tripping under overload. Re-acceleration studies shall determine whether motors re-accelerate after disturbances, for example, when fault conditions or under-voltage conditions have cleared. Where motor restart schemes are required, induction motor performance studies shall be used to define the maximum number and magnitude of the various stages of restart that will be possible after clearance of faults.

10.7 Calculation of harmonic currents and voltages

The content of harmonics in the power system shall be examined.

It may be necessary to feed sensitive equipment from a power system with a restricted content of harmonics, for example from a UPS.

For systems where semiconductors are connected and have a significant portion of the total system rating, it may not be feasible to suppress the harmonics. Consideration should be given to take appropriate measures to attenuate these effects of the distribution system so that safe operation is assured. Care should be taken in selecting consumers supplied from an electric power supply system with a higher harmonic content than specified in IEC 61892-1:2019, 4.5.2.3.

Electrical equipment which requires a higher power quality may need additional provisions to be made locally. Where additional equipment is fitted to this higher power quality supply, it may be required to be duplicated and segregated to the same degree as the electrical equipment it supplies.

Special attention should be paid to the installation of electrical equipment which may influence the quality of power supply on local basis or react with any harmonics present on the general distribution system.

NOTE For further information regarding harmonics, see IEC 61000-2-4 and for EMC, see IEC 60533.

11 Protection

11.1 General

11.1.1 Electrical installations shall be protected against accidental overcurrent, up to and including short-circuit, by appropriate devices. Choice, arrangement and performance of the various protection devices shall provide complete and co-ordinated automatic protection in order to obtain:

- a) continuity of supply;
- b) or at least continuity of service through discrimination or any other system of co-ordinated action of the protective devices to maintain supply to healthy circuits in the event of a fault elsewhere (see Figure 1);
- c) elimination of the effects of faults to reduce damage to the system and the hazard of fire as much as possible.

Under these conditions, the elements of the system shall be designed and constructed to withstand the thermal and electrodynamic stresses caused by the possible overcurrent, including short-circuit, for the admissible duration.

11.1.2 Devices provided for overcurrent protection shall be chosen according to the requirements, especially with regard to:

- a) overload;
- b) short-circuit;

c) earth fault as appropriate.

11.2 Characteristics and choice of protective devices with reference to short-circuit rating

11.2.1 General

Protection against short-circuits shall be provided by circuit-breakers or fuses.

In some cases, and particularly for high-voltage AC systems, it should be noted that certain types of fuses have such characteristics for certain overcurrents that they shall be arranged to cause an associated breaker to trip these overcurrents.

11.2.2 Protective devices

Protective devices for short-circuit protection shall conform to the requirements of IEC Standards concerning circuit-breakers and fuses, but it shall be taken into account that the conditions of the unit's electrical installations may differ from the conditions foreseen in those publications, in particular with reference to:

- a) the short-circuit power factor in an AC system in a unit, which may be lower than that assumed as a basis for short-circuit rating of normal distribution circuit-breakers;
- b) the sub-transient and transient component of the AC short-circuit current;
- c) the AC and DC decrement of short-circuit current;
- d) an eventual non-sinusoidal shape of inverter-fed short-circuit current, for example, a UPS with square waveform short-circuit current.

As a consequence, the ratio between rated breaking capacity and the correlated making capacity of circuit-breakers corresponding to the normal conditions of distribution systems can be inadequate.

In such cases, the circuit-breakers shall be chosen with regard to their short-circuit making capacity, even though their available short-circuit breaking capacity, which complies with normal conditions, may be in excess of that required for the actual application.

Category A circuit-breakers are accepted as feeder to low-voltage distribution switchboards or incomer to distribution switchboards as long as coordination is proven by manufacturer discrimination tables (energy based coordination).

NOTE 1 Discrimination tables can vary and depend on origin of manufacture.

For feeders to transformers where discrimination with downstream protection is required, only category B circuit-breakers should be used. Adjustable relays (internal or external to breaker) are recommended. Fuses and thermal-magnetic relays may be accepted if protection against faults on the secondary side of transformer can be achieved rapidly, and the risk of nuisance tripping on inrush currents is minimized.

NOTE 2 According to IEC 60947-2:2016, 4.4, a circuit-breaker with selectivity category B is a circuit-breaker providing selectivity by having a short-circuit withstand current rating and an associated short-time delay according to 4.3.6.4 of that standard.

NOTE 3 According to IEC 60947-2:2016, 4.4, a circuit-breaker with selectivity category A comprises all other circuit-breakers. These circuit-breakers can provide selectivity under short-circuit conditions by other means.

For final circuits, low-voltage circuit-breakers of category A are acceptable.

High-voltage circuit-breakers shall comply with IEC 62271-100.

11.2.3 Backup protection

The use of a protective device with a short-circuit breaking or making capacity lower than the maximum prospective short-circuit current at the point where it is installed is allowed, provided that it is backed up by fuses or by a circuit-breaker on the supply side, having at least the necessary service short-circuit rating according to IEC 60947-4-2 and not being the generator circuit-breaker.

For low-voltage systems, the short-circuit performance of the arrangement shall at least be equal to the requirements of IEC 60947-2:2016 for a single circuit-breaker having the same short-circuit performance category as the backed up circuit-breaker and rated for the maximum prospective short-circuit level at the supply terminal of the arrangement.

For high-voltage systems, reference shall be made to IEC 62271-100.

When determining the performance requirements for the above-mentioned backup protection arrangement, it is permitted to take into account the impedance of the various circuit elements of the arrangement, such as the impedance of a cable connection when the backed-up circuit-breaker is located away from the backup breaker or fuse.

NOTE For low-voltage switchgear, further information can be found in IEC 60947-2:2016, Annex A.

11.2.4 Rated short-circuit breaking capacity

11.2.4.1 General

The rated short-circuit breaking capacity of every device intended for short-circuit protection shall be not less than the maximum prospective current to be broken at that point in the installation, unless when backup protection is used in accordance with 11.2.3. For low-voltage circuit-breakers, the service short-circuit breaking capacity, I_{CS} , is to be used.

11.2.4.2 Destructive vs non-destructive fault current limiter

A fault current limiter (FCL) should not be used to protect a switchboard's main busbar and connected equipment from excessive short-circuit currents in the electrical installation of a new unit. Only in the event of a lack of adequate area/space and the absence of other suitable design alternatives should the use of destructive, alternatively non-destructive FCL be considered as short-circuit protection.

FCL shall not be used in emergency distribution systems in order to avoid any unwanted out-of-service situations in case of spurious operation of the FCL, unless an alternative means has been installed to avoid such extended out-of-service time.

Figure 11 shows an example of destructive FCL usage in an interconnection between a main switchboard and an emergency switchboard.

Further requirements as to FCL are given in IEC 61892-3:2019, 7.5.4.2.

NOTE 1 A non-destructive FCL does not contain pyrotechnical devices and represents as such a temporary limiting effect of short-circuit fault consequences, with no need for the replacement of parts after operation.

NOTE 2 The main disadvantage of a destructive FCL is the temporary decrease in operational flexibility represented by a destroyed FCL after its intervention. In addition, if one criterion for use of a destructive FCL is the downsizing of a switchboard's main busbar and its connected equipment, this choice could turn out to be a bottleneck in case of future plant expansion.

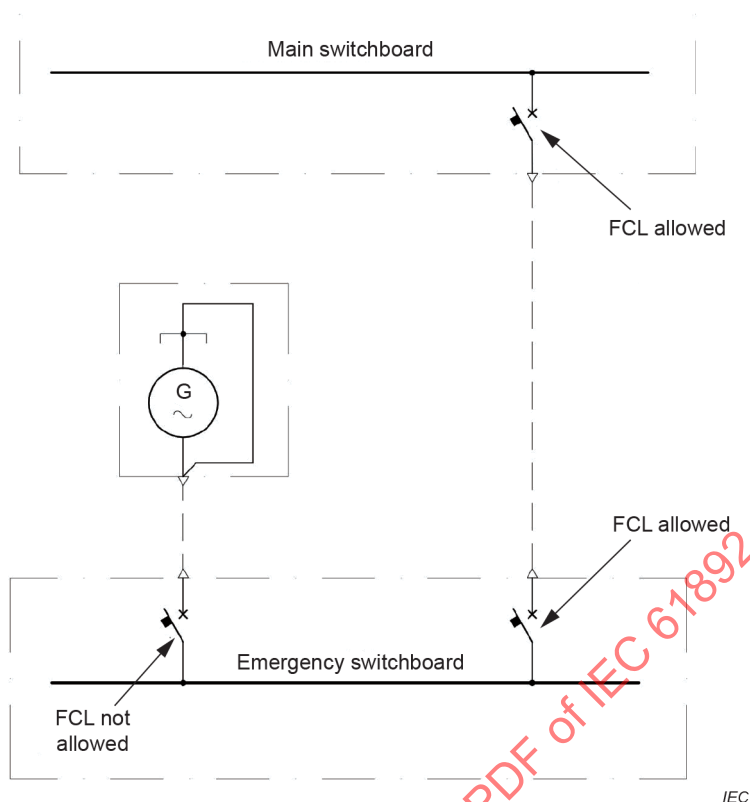


Figure 11 – Use of FCL in emergency switchboard

11.2.4.3 Design countermeasures at high fault level

Several design countermeasures may be pursued when fault current levels reach critical values, in addition to considerations referred to in 4.2.1.

In situations where high levels of calculated short-circuit currents approach or exceed equipment withstand current ratings, or to avoid high ratings of equipment normal current capacity and short-circuit withstand, a split or island network configuration, such as with use of a double busbar (DBB) arrangement, should be evaluated.

NOTE DBB design could also be evaluated when very high requirements as to availability and high flexibility in the operation of electrical distribution exist.

Alternative system design approaches:

- increase distribution voltages (primary distribution, secondary distribution);
- awareness in the early selection of power source impedances, including optimized selection of reactances, for example in alternators and in main power transformers, reactors, etc.;
- use of semiconductor controllers for large rotating loads in order to limit start currents and reverse currents at fault.

11.2.5 Rated short-circuit making capacity

The rated short-circuit making capacity of every mechanical switching device intended to be closed on a short-circuit shall be adequate for the maximum peak value of the prospective short-circuit current at the point of installation (for exceptions, see 11.2.3).

The circuit-breaker shall be able to make the current corresponding to its making capacity without opening within a time corresponding to the maximum time delay required.

11.2.6 Co-ordinated choice of protective devices with regard to discrimination requirements

11.2.6.1 Continuity of supply of healthy circuits under short-circuit conditions shall be achieved by total discrimination.

The requirement for total discrimination versus backup protection has to be decided as a part of the system study. The requirement will, among others, depend on the criticality of the individual consumer.

11.2.6.2 When continuity of service is required, specifically when DP equipment class 2 or 3 is required for station-keeping of the unit, the operating characteristics of protective devices and of the user equipment shall be coordinated and verified to ensure that a loss of position of the unit is not to occur under short-circuit conditions, earth faults or faults caused by the operation of the generator reverse power protection. The switchboard bus configuration (e.g. open-bus, close-bus, or ring-bus) shall be considered while meeting the discrimination requirements.

11.2.6.3 The protective devices shall be capable of carrying, without opening, a current no less than the short-circuit current at the point of application for a time required by a total discrimination, and by partial discrimination up to the given short-circuit current level.

11.3 Choice of protective devices with reference to overload

11.3.1 Protective devices

Protective devices provided for overload protection shall have a tripping characteristic (overcurrent-trip time) adequate for the overload ability of the elements of the system to be protected and for any discrimination requirements. Current driven overload protection may be accomplished by thermal overload protection relay.

NOTE Thermal protection relay is, for example, ANSI 49/Thermal image.

11.3.2 Fuses for overload protection

The use of fuses for overload protection of cables in distribution may be acceptable up to 400 A, provided they have suitable characteristics, but the use of circuit-breakers or similar devices is recommended above 200 A. For high-voltage AC systems, the use of fuses for overload protection is not acceptable.

11.4 Choice of protective devices with regard to their application

11.4.1 General

Overload and short-circuit protection shall be provided in each non-earthed line.

Short-circuit or overload protective devices shall not interrupt earthed lines unless all the non-earthed lines are disconnected at the same time by multipole switching devices.

11.4.2 Generator protection

11.4.2.1 General

Generators shall be protected against short-circuits and overloads by multipole circuit-breakers. In particular, the overload protection shall be adequate for the thermal capacity of the generator.

The overload capability of the generator should be confirmed in relation to the protection.

Consideration should be given to the protective arrangements associated with generators to ensure that they are maintained effective even in the case of substantial reduction of speed. Requirements for acceptable over- and underfrequency shall be identified.

Consideration should be given to the choice of protective device used for overload protection of generators which will permit the power to be restored immediately after operation of the overload protective device.

11.4.2.2 Protection against short-circuits and fault currents on the generator side

It is necessary to take into account the fault currents that would need to be handled by the generator circuit-breakers if a fault was to occur between the generator and its circuit-breaker. This requirement applies to all generators. The protection can be accomplished by use of phase current transformers (CTs) on the neutral side of the generator winding.

Generators shall be equipped with a suitable protective device or systems which will de-excite the generator and open the circuit-breaker in the event of short-circuit in the generator or in the supply cable between the generator and its circuit-breaker.

For impedance earthed generators, a CT located in the conductor between the generator's star-point and impedance earthing can be used for detection of earth faults.

For generators with impedance earthed neutral intended for continuous parallel operation with other impedance earthed power sources, directional earth-fault protection should be considered.

11.4.2.3 Reverse power protection for AC generators

AC generators arranged for parallel operation shall be provided with time delayed reverse active power protection.

Setting of reverse power protection is influenced by the different types and models of machines, especially gas turbines. In the absence of information from the vendor, the following values are recommended: Setting of protection devices in the range of:

- a) 2 % to 6 % of the rated power for turbines; and
- b) 8 % to 15 % of the rated power for diesel engines.

A fall of 50 % in the applied voltage shall not render the reverse power protection inoperative, although it may alter the amount of reverse power required to open the breaker.

The reverse power protection may be replaced by other devices ensuring an adequate protection.

11.4.3 Protection of UPS

11.4.3.1 UPS consumer circuit protection

During a fault in a consumer circuit, protection should activate as fast as possible, preferably in such a manner that a voltage dip does not have adverse effects for other consumers.

11.4.3.2 UPS inverter fault current

All protective devices in a UPS distribution should be able to clear short-circuits fed by the UPS inverter before the UPS shuts down.

11.4.3.3 UPS bypass

Any fault interruption device in the UPS bypass circuit should be coordinated with the consumer circuits. If the static switch requires protection against prolonged fault currents, this is acceptable as long as the UPS is confirmed to revert to inverter mode upon loss of bypass supply.

11.4.4 Protection of transformers

The primary winding of transformers shall be protected against short-circuits by multipole circuit-breakers or by fuses. Circuit-breakers for secondary windings shall be provided when transformers are arranged for parallel operation.

All windings in power transformers shall be overload protected. In two-winding transformers with equally rated windings, protection either on the primary or secondary side is sufficient.

Where power can be fed into secondary windings, short-circuit protection should be considered in the secondary connections.

For transformers with impedance earthed neutral intended for continuous parallel operation with other impedance earthed power sources, directional earth-fault protection should be considered.

11.4.5 Transformers – Isolation of windings

Means shall be provided for the isolation of secondary windings which can be connected to a source of voltage.

A suitable warning label indicating the points of isolation shall be provided near the point of access.

11.4.6 Circuit protection

11.4.6.1 Each distribution circuit shall be protected against overload and short-circuits by means of multipole circuit-breakers or by fuses, according to the requirements of 11.2 and 11.3.

Care should be taken to ensure that the protective arrangements remain effective in the case of the smallest generator supplying power in a system using generators arranged for parallel operation.

11.4.6.2 Cables in parallel formed of conductors of nominal cross-section not less than 50 mm² should be considered, from the point of view of protection, as a single cable.

11.4.6.3 Circuits supplying consuming devices having individual overload protection, for example motors (see 11.4.7), or consuming devices which cannot be overloaded (for example, permanently wired heating circuits) may be provided with short-circuit protection only.

11.4.6.4 Socket outlets for portable lamps and small domestic appliances shall be protected with 30 mA residual current devices (RCD).

11.4.7 Motor protection

11.4.7.1 Motors having a power rating exceeding 1,0 kW shall be individually protected against overload.

11.4.7.2 For motors intended for emergency services, for example motors for fire water pumps, an overload may trigger an alarm and the protection function being enabled during the execution of maintenance periodic tests only.

11.4.7.3 The protective devices shall be designed to allow current to pass during the normal accelerating period of motors according to the conditions corresponding to normal use. When the time-current characteristics of the overload protective device of a motor are not adequate for the starting period of the motor, the overload protecting device may be rendered inoperative during the accelerating period provided that the protection against short-circuits remains operative and that the suppression of the overload protection is only temporary. Making the overload protection inoperative during motor start is to be achieved by automatic means.

11.4.7.4 Protective devices for continuous duty motors shall have a time delay characteristic which ensures reliable thermal protection of the motors for overload conditions.

11.4.7.5 The protective devices shall be set to limit the maximum continuous current to between 105 % and 120 % of the rated current of the protected motor. Special attention shall be paid to ensure that the necessary correct protection settings are selected for motors operational within hazardous areas.

11.4.7.6 For intermittent duty motors, the current setting and the delay characteristic (as a function of time) for protective devices shall be chosen after considering the actual service conditions.

11.4.7.7 When fuses are used to protect polyphase motor circuits, consideration shall be given to protection against single-phasing.

11.4.8 Protection of lighting circuits

Each lighting circuit shall be protected against overload and short-circuit by suitable devices.

11.4.9 Protection of power from external sources

Cables from external power sources to the main, or emergency switchboard shall be protected against overload and short-circuit by fuses or circuit-breakers. For fuses, see limitations in 11.3.2.

11.4.10 Secondary cells and battery protection

Appropriate circuit-breakers or switches shall be provided to disconnect the batteries from all lines of incoming and outgoing circuits and from earth potential.

Batteries, other than engine starting batteries, shall be protected against overload and short-circuits with device placed as near as practicable to the batteries unless double insulated cable is used. Emergency batteries shall have protection for short-circuit only.

For special applications, for example, starting batteries for emergency generators or fire pump engines, protective devices may be omitted. The conductors from the batteries shall then be installed so as to be adequately protected against short-circuits and earth faults and be as short as possible. This requirement can be met by using for example single-core double-insulated cables (see IEC 60092-350:2014, 4.3.1 b) and c)).

11.4.11 Protection of static or solid-state devices

Appropriate protection shall be incorporated in the static or solid-state devices for protection of the cells and to protect against the effects of internal short-circuits in the cells.

Protection of the distribution circuit which connects the static or solid-state device to the source of power shall be given by means of a circuit-breaker whose tripping characteristics are selected to coordinate with the melting characteristics of the fuses, if used, so as to ensure protection of the cells against all injurious overcurrents.

11.4.12 Protection for heat tracing systems

The trace heater branch circuit protection shall be capable of interrupting high-impedance earth faults as well as short-circuit faults. This shall be accomplished by an earth-fault protective device with a nominal 30 mA trip rating or a controller with earth-fault interruption capability for use in conjunction with suitable circuit protection. The trip level for adjustable devices is typically set at 30 mA above any inherent capacitive leakage characteristic of the trace heater as specified by the trace heating supplier.

11.5 Undervoltage protection

11.5.1 Generators

In the case of a generator equipped with undervoltage protection, the operation shall be delayed for discrimination purposes when tripping a breaker. The same protection should also be used to prevent closure of the generator circuit-breaker when the generator is not energized.

11.5.2 AC and DC motors

11.5.2.1 To control the restarting after loss of voltage, motors which are remotely controlled (i.e. fed from the motor control centre (MCC)) shall be provided with either undervoltage protection or undervoltage release. The undervoltage protection may be fitted at busbar level.

For motor re-acceleration and restart, see 10.6.8 and 13.17.

11.5.2.2 The undervoltage motor protective devices should be coordinated with other protection such as undervoltage protection of power sources (motors should be tripped before power source trips), and setting should also be such to avoid spurious trip by voltage drops caused by electrical fault (short-circuit) which are cleared by other protection.

Undervoltage protection need not necessarily be provided for motors which have to be continuously available.

11.6 Overvoltage protection

11.6.1 General

Circuits shall be provided with overvoltage protection to avoid damage to the connected equipment. For external power sources, the effect of external disturbances (e.g. lightning) shall be considered and addressed by suitable protection.

11.6.2 AC machines

Adequate precautions shall be taken in high-voltage AC systems to limit and/or cope with overvoltage due to switching, etc. to ensure protection of AC machines.

11.6.3 DC networks

For DC networks, adequate protection shall be taken to reduce overvoltage due to switching.

12 Lighting

12.1 General

The design of lighting systems shall be based on safety requirements as well as visibility and visual satisfaction for persons working in the relevant environment. In the absence of specific requirements from the appropriate authority regarding required illumination levels, guidance can be found in Annex G.

The lighting system shall be based on the following separation of the system:

- a) general lighting system supplied from the main source of electrical power;
- b) emergency lighting system supplied from the emergency source of electrical power;
- c) escape lighting system supplied from a battery backup source of electrical power.

The general lighting system may be based on the use of all three above-mentioned systems if all systems are generally in use and supplied with power from the main source of electrical power.

The selection of luminaries for installation in potentially hazardous area zones as per IEC 61892-7 and the philosophy for isolation of ignition sources in case of emergencies as given in IEC 61892-1 shall be complied with.

It should be possible to vary the lighting level within the control rooms. This is also related to night view in control rooms with windows to the outside.

12.2 General lighting system

The general lighting illumination levels shall be as required by the appropriate authority. Special considerations shall be made for specific work areas such as reading of gauges, meters and the use of visual display units.

12.3 Emergency lighting system

The location of emergency luminaries shall be based on the need for light in emergency operation situations. Unless otherwise required by the appropriate authority, the emergency lighting level should, as a minimum, be 30 % of the general lighting level requirement.

The emergency lighting system shall either be switched on automatically in the event of failure of the main source of electrical power or designed for continuously operation in normal and emergency mode. The emergency lighting system shall:

- a) ensure illumination for safe operation of emergency systems including manual operation areas;
- b) illuminate all accommodation spaces, control centre, work locations, escape routes, muster stations, helicopter deck and other possible evacuation locations, such as lifeboat stations;
- c) illuminate the sea where life boats and life rafts are to be launched, including search lights, if provided;
- d) illuminate the identification system of the unit;
- e) illuminate all spaces where loss of lighting presents a danger to personnel;
- f) illuminate all locations where operation of safety equipment can be necessary to bring the unit to a safe stage;
- g) ensure illumination for control stations that shall be operative under emergency conditions. Hospitals and emergency hospitals, if any, shall be fully operational at all times.

Distribution boards for emergency lighting shall be equipped for remote alarming of tripped circuit to a manned area.

12.4 Escape lighting system

The location of escape light fixtures shall be based on the need for light in an escape situation. Unless otherwise required by the appropriate authority, the information given in Annex G can be used as a guideline.

The escape lighting system shall either switch on automatically in the event of failure of the main source of electrical power or designed for continuous operation in normal and emergency mode.

The escape lighting systems shall:

- a) have a power supply with a backup time of minimum 30 min supplied by batteries either integrated or centralised and have a supply from an emergency generator. The backup time should take account of the way in which personnel will muster and evacuate a unit, and how such an evacuation is to be carried out, for example, by helicopters and their mobilisation time;
- b) illuminate all accommodation spaces, control centre, work locations, escape routes, helicopter deck and other possible evacuation locations, such as lifeboat stations.

Distribution boards for escape lighting shall be equipped for remote alarming of tripped circuit in a manned location.

12.5 Lighting circuits in machinery spaces, accommodation spaces, open deck spaces, etc.

In spaces such as

- a) main and large machinery spaces,
- b) accommodation spaces,
- c) large galleys,
- d) corridors,
- e) escape routes, and
- f) open deck,

there shall be more than one final circuit for lighting, one of which shall be supplied from the emergency switchboard in such a way that failure of any one circuit does not reduce the lighting to an insufficient level.

Local distribution boards shall be provided for power distribution to the lighting system.

The distribution boards shall, to the extent possible, be located in non-hazardous dry areas.

12.6 Navigation and obstruction signals and lights

Navigation and obstruction signals and lights which may be required for marking of offshore units shall be in accordance with the requirements of IALA, ICAO and the SOLAS convention.

Marine navigation lights (U-lights) and fog horns shall be in accordance with IALA requirements and shall be provided with power for a period of four days (96 h) without external power supply.

Aviation obstruction lights and helideck lights shall be in accordance with ICAO requirements, and they shall be provided with power for a period according to those requirements.

Marine navigation lights shall be in accordance with IMO COLREG requirements, and they shall be provided with power for a period according to those requirements.

NOTE The following publications are relevant:

IALA, *Recommendation O-139 on The Marking of Man-Made Offshore Structures*;

ICAO, *Convention on International Civil Aviation, Annex 14*;

IMO, COLREG: *Convention on the International Regulations for Preventing Collisions at Sea, 1972*, with later amendments.

Other national requirements can also be applicable, depending on the requirements of the appropriate authority.

13 Energy control, monitoring and alarm system

13.1 General

The provisions of Clause 13 are applicable to electrical, electronic and programmable equipment intended for energy control, monitoring, alarm systems and numerical protection relays for use in offshore units. They do not include process control systems, shutdown systems, or fire and gas detection systems.

NOTE 1 Process control systems, shutdown systems, fire and gas detection systems are topics for separate standards and are, to a certain extent, covered by other international standards.

Means shall be defined to provide synchronization of all time references in the control system with time references in the electrical system.

A fault in energy control systems shall not reduce the integrity level of safety systems.

NOTE 2 If control and instrumentation aspects of closures in watertight bulkheads or shell plating, bilge pumping, fire protection, fire extinction, are carried out by electrical methods, attention is drawn to additional requirements in SOLAS, 2014, Chapter II-1, Regulations 15, 16, 17, 21, and Chapter II-2.

NOTE 3 For specific unit systems, see IEC 60092-504 where applicable.

13.2 Alarm system

The acoustic and optical signals and indications used in alarm systems shall meet the requirements of IMO Code on Alerts and Indicators, as far as applicable.

13.3 Network topology

System architecture shall be arranged so that essential functions will continue to operate satisfactorily in the event of a communication failure between any work station or computer and other parts of the system. If data links are redundant, they shall be as far apart as physically practicable. Computers situated in other physical locations may act as backup for a failed computer, provided the main data link is not overloaded.

13.4 Router communication

A single fault in the communication setup shall not reduce the integrity of electrical components used in redundant essential functions, for example in dynamic positioning vessels. Router applications and router communication address structure shall be checked in this respect.

13.5 Communication protocols

The communication protocol shall be suitable for the intended application with respect to traffic rate and priority.

13.6 Monitoring and fault diagnosis

Computer-based systems shall be self-monitoring as far as is practicable. Faults causing loss of an essential function shall be detected, as far as practicable, and an alarm given. The location of a fault shall be indicated to a level compatible with the system designed replacement/repair policy.

The optimum level of modular design, spares holding and fault diagnosis facilities will depend on the particular application and is to be agreed upon between supplier and purchaser.

Interconnected systems shall be capable of testing the communication links and the data exchange management.

Generally, programmable logic controllers shall meet the requirements of IEC 61131-1 and IEC 61131-2.

NOTE The environmental conditions in IEC TR 61131-4 are, in general, less onerous than those in this document. It is the user's responsibility to ensure that the normal service conditions given in IEC TR 61131-4 are not exceeded and to consult with the manufacturer regarding special service conditions (see IEC TR 61131-4).

13.7 Cybersecurity

A framework and procedures to implement cybersecurity shall be implemented. It shall cover the EMCS and other systems, as applicable.

NOTE Relevant standards are, for example, issued by IEC TC 65 and ISO/IEC Joint Technical Committee (JTC) 1.

13.8 Energy management and control systems (EMCS)

13.8.1 General

An EMCS is a comprehensive monitoring and control system covering entire energy systems with a typical focus on operational status, operational forecasts, transfer between operational modes, periodic testing of equipment, and identification of operational fallbacks during a fault. The EMCS refers to the operation of power sources, primary and secondary distribution elements such as high-voltage and low-voltage switchgear, and any external unit grid connections, load controllers such as variable speed drives, soft starters, and transforming equipment and LV auxiliary systems, for example UPS, lighting distribution boards, HVAC. The EMCS integrates entire electrical systems and may also enable seamless integration with the process control system.

13.8.2 EMCS architecture

The EMCS architecture shall be designed to provide maximum system reliability and fault tolerance including cybersecurity. The network topology may be either redundant star or redundant ring topology with distributed architecture complying with industrial standards, for example IEC 62443-2-1 at system level with no single point of failure.

The EMCS network for monitoring and control shall be designed in three separate levels with possibility to design, implement and test each level independently.

Level 0 networks shall interface with intelligent electronic devices (IEDs) at switchgear level in either single or dual redundant communication links. To ensure maximum performance, the communication protocol for the IEDs shall be on an industry standard high reliability and high performance bus system.

The data concentrator shall propose the field-bus data mapping described in the device profile for the field-bus system. Moreover, the data concentrator should provide enhanced redundancy mechanisms allowing the maximizing of field-bus data availability, even in the event of a field-bus communication infrastructure failure. The data concentrator should offer

the possibility to simulate downstream IED communication in order to facilitate upgrade testing and site commissioning.

Level 1 networks shall be designed for individual or a group of substations and shall interface with level 0 equipment within the respective substations. The level 1 network shall be based on redundant industry standard Ethernet high speed bus system and shall open for facilities to control and monitor substation equipment.

In addition to ensuring system reliability and availability, the design and grouping of level 1 networks shall be based on the following main parameters:

- a) number of data points and equipment to be monitored in each substation;
- b) future possibility for expansion;
- c) schedule of implementation and commissioning of substations.

Level 2 networks shall consist of control room level equipment like redundant servers, printers, engineering work stations and operator work stations.

A central GPS clock with simple network time protocol (SNTP) time server shall be provided to time synchronize all the equipment connected to the EMCS network at all the three levels. The central GPS clock shall be the same as the one used for non-electric equipment and systems (automation, telecom, machine monitoring, etc.).

The requirements for load shedding functionality shall be defined in terms of maximum time delay from a situation occurring until the defined feeder or breaker is disconnected. The system topology is to be designed in accordance with these requirements, and it shall be possible to prove its ability to fulfil the requirements.

NOTE For IEC 62443 reference architecture, see Annex I.

13.8.3 Interaction with protection system

Protection functions shall be independent of control and monitoring functions.

Setting of numeric protective devices may be allowed via the control system. This functionality shall be decided by the designer and may apply to unit power systems where interconnection of external power sources (as an alternative to autonomous operation on the local unit's own power sources) may eventually influence the electric fault level to such a degree that it would require a change in the setting of unit protection systems to maintain safe electrical discrimination during variable operational modes.

Standby systems, or other redundancy arrangements, shall be functionally independent.

13.8.4 Performance

Energy control systems shall be designed to fulfil the required performance in accordance with operational modes described in Figure 2.

Consideration should be given to the verification of the integration of multiple components with individual hardware and/or software platforms, for example, by use of enhanced software simulation (see Annex H).

13.9 Electromagnetic compatibility

For equipment in general, electromagnetic compatibility shall be in accordance with IEC 60533.

13.10 Time identification and event logs

Alarm channels shall be provided with real-time identification or suitable time delays. Real-time monitoring systems shall be applied to obtain the correct sequence of event log. Time resolution shall be adequate to support past event analysis.

13.11 Remote controls

13.11.1 Continuous status information

At the remote control station, which, for example, can be the central control room (CCR) on the unit or located at an external unit position, users shall receive continuous status information on the effects of their orders. Filtering of alarms shall be considered to avoid alarm bursts in CCR and the external unit's position.

NOTE Guidelines for alarm management can be found in IEC 62682.

13.11.2 Independent control

Where a process may be controlled from both local and remote locations (CCR), the implementation of a "remote-local" selector switch should be evaluated. This avoids unauthorized operation, if necessary.

The remote active operation from operator stations (OS) shall be accessible from only one OS at a time.

13.11.3 Exclusive control

Where a process may be controlled from several locations, only one location shall be in control of that process at any time, and according to predefined priorities.

13.11.4 Interlocks in operative command

Operating system elements shall include command or other control interlocks when the consequence of erroneous user actions may lead to damage or loss of essential services.

13.12 Human-machine interface

The human-machine interface shall be designed in accordance with IEC 60447.

13.13 Emergency stop

Emergency stop controls for motor-driven fuel-oil transfer and fuel-oil pressure pumps shall be provided at a readily accessible point outside the compartments in which the pumps are situated. The controls shall be of the manual re-set type and shall be suitably labelled.

13.14 Automatic control of electrical power sources

13.14.1 Initiation of starting commands

Commands for automatic starting shall be considered and defined for the following:

- a) no voltage (blackout);
- b) prolonged voltage dip;
- c) prolonged frequency drop;
- d) expected frequency reduction or expected stop of running set;
- e) overload (mechanical or electrical or both);
- f) increase of power demand;

- g) start signal for large electric power consumer(s);
- h) failure of running sets;
- i) pressure drop in exhaust gas boilers;
- j) remote manual start command means.

13.14.2 Pre-starting conditions

Means shall be provided to ensure that proper starting and running conditions exist at any time regarding starting air, fuel, cooling water, etc.

13.14.3 Standby indication

Standby indication shall be arranged at the relevant command position and control panel.

13.15 Automatic connecting onto a dead busbar

13.15.1 Connection at blackout

It shall be ensured when closing a generator circuit-breaker onto a busbar that the generator voltage and other parameters are in accordance with predefined conditions for the actual installation.

13.15.2 Short-circuit

After short-circuit, standby generator circuit-breakers shall be prevented from closing onto a faulty busbar section. A manual reset shall be provided for this facility. A generator circuit-breaker shall not be permitted more than one attempt to close onto short-circuit.

For alternative power sources, the same principle applies. However, the fault current contribution from any such source controlled by semiconductors may hold potential for ultra-fast disconnection and less wear and tear to interconnected components at any sequential attempt of reclosure.

13.16 Delayed disconnection

In systems with automatic power source disconnection upon decrease of load, the disconnection shall be delayed.

13.17 Automatic starting arrangements for electrical motor-driven auxiliaries

13.17.1 Prevention of overload via sequential restart

Controlgear used for the automatic restart of electrical motors shall, where necessary, be provided with an automatic sequence starting system to prevent overloading of the generating equipment at the moment of, and during the procedure of, power restoration after the occurrence of a blackout.

13.17.2 Start inhibit

If the rating of motors is such that more than one generating set or power source is required to be connected to the supply system before the motors may start automatically, a start inhibit system shall be provided.

13.18 General alarm systems

13.18.1 Audibility

The general alarm system shall be clearly audible above the ambient noise in all spaces or have visual indication as identified below.

13.18.2 Minimum sound level

The system shall be capable of generating a minimum sound level of:

- a) 75 dB (A) in interior spaces, and at least 20 dB (A) above the background noise;
- b) 80 dB (A) in exterior spaces, and at least 15 dB (A) above the background noise.

Areas with a background noise level above 85 dB (A) shall in addition have visual indication.

13.18.3 Fault tolerance

The system shall have multiple amplifiers and a distributed arrangement so as not to allow single failures to disrupt the total system.

13.18.4 Power supplies

The alarm systems shall be supplied from the main, essential, emergency and transitional source of power.

Power supply status shall be monitored and indicated and for essential and emergency services an alarm shall be initiated in the event of an abnormal condition.

13.19 System integration

13.19.1 Alarm functions

13.19.1.1 General

Alarms shall be configured such that functions are mutually independent from control systems.

13.19.1.2 Presentation

Alarms shall, when required, be visually presented and shall, when required, be audibly presented, with priority over other information in every operating mode of the system. They shall be clearly distinguishable from other information.

13.19.1.3 Acknowledgement

Acknowledgement of alarms shall be possible only at the location dedicated to respond to the alarm. Unacknowledged alarms shall be readily distinguishable from acknowledged alarms.

13.19.1.4 Essential and emergency alarm functions

Alarm messages for essential and emergency functions shall have priority marking when presented on a decided format.

13.19.1.5 Prioritisation

Alarms shall be displayed in the order in which they occur and shall be traceable by unique area identification and real-time marking.

13.19.2 Essential and emergency control functions

Control of essential and emergency functions shall be available at the authorized control station.

13.20 Software

13.20.1 Version control of software

Modification of programme and data, as well as change of version, shall be documented.

13.20.2 Configuration – Support functions

Where essential and emergency functions can be maintained without the assistance of calculation, simulation or decision support modules, the application software shall be designed such that failure of such modules will not degrade basic functionality.

13.20.3 Documentation

13.20.3.1 General

All documentation shall provide relevant information in a clear and unambiguous manner.

13.20.3.2 Hardware

The following documentation shall be provided:

- a) system block diagram, showing the arrangement of individual parts, input and output devices and interconnections;
- b) wiring connection diagrams;
- c) details of input and output devices;
- d) details of electric power supplies.

13.20.3.3 System functional description

Documentation shall be provided to verify compliance with relevant requirements of this document, for example:

- a) system specification;
- b) availability;
- c) system performance for normal and abnormal equipment operation;
- d) transfer of control;
- e) redundancy or reversionary modes;
- f) test facilities;
- g) failure detection and identification (automatic and manual);
- h) data security;
- i) access restrictions;
- j) firewalls.

In addition, documentation shall be provided concerning procedures for:

- k) start-up;
- l) restoration of functions;
- m) software reload and system regeneration;
- n) failure location and repair.

13.20.3.4 Software quality plan

A plan for software life-cycle activities shall be provided which shall refer to relevant procedures, responsibilities and system documentation, including configuration management.

13.20.3.5 User interface

13.20.3.5.1 Documented design

Control station design and arrangement shall be detailed including drawings, dimensions, pictures, etc. of each user input or output device at a level sufficient to assess the working principles.

NOTE Further information can be found in ISO 8468, IEC 60073, IEC 60447 and ISO 11064 (all parts).

13.20.3.5.2 Screen-based dialogue

Details of screen-based computer dialogue shall be produced, including:

- a) description of the functions allocated to each input device;
- b) details of individual screen views, for example, schematics, colour photos, etc.;
- c) description of menu operation.

13.20.3.6 Test programmes

Test programmes shall be produced according to 13.21.

13.21 Tests

13.21.1 General

All tests shall be documented.

The documentation shall include a description of the test methods, required test results, and test results including tests performed by other suppliers of embedded or interconnected systems.

13.21.2 Hardware

Hardware shall be tested in accordance with the requirements of IEC 60092-504:2016, 10.8.6.

13.21.3 Software

13.21.3.1 Module testing

Software modules shall be tested prior to being installed in the associated hardware.

13.21.3.2 Pre-installation testing

Application software shall be fully tested prior to being installed on board.

13.21.4 System testing

13.21.4.1 Complete system

Testing shall be performed in full on the system comprising actual hardware components, software modules and application software, in accordance with an approved test programme.

13.21.4.2 Function tests

System tests and visual examination shall verify that the system fulfils its functional specification.

13.21.4.3 Fault simulation

Failures shall be simulated as realistically as possible. Alarm and safety limits shall be checked preferably by exceeding the specified limits of monitored parameters.

13.21.4.4 Operating conditions

It shall be verified that the system functions as intended under normal and abnormal operating conditions.

13.21.4.5 Integrated systems

Integrated systems shall be tested to verify that correct functionality has been achieved.

13.21.4.6 On-board testing

Tests shall verify the ability to perform intended functions with all systems interconnected.

14 Special facilities – Swivel/turret

14.1 Standards, codes and regulations

FPSO turrets are part of an offshore petroleum unit; they are covered by appropriate petroleum authority regulations. The turret system is considered in most safety cases to be a safety-critical element. This places an onus on the operator to demonstrate that safety critical elements are fit-for-purpose and remain in good order.

The turret shall fulfil all relevant authority requirements for installations on offshore petroleum producing units. The turret design shall meet defined service requirements for the intended use whether submerged or in open air duty.

Reference standards for design and testing of the electrical power transfers via the electrical slip rings in the swivel stack and the preferred method of information exchange shall be identified by the swivel manufacturer and presented to the turret vendor.

14.2 Bonding and protective earthing of power swivel

There shall in general be a minimum of two individual earth slip rings on the power swivel, the bonding ring and the PE ring. The bonding ring shall align the earth reference potential of equipment structures in the stationary part of the swivel to those of the rotating part.

The PE ring shall be used as electrical system earth reference for the rotating and non-rotating electrical live parts on the swivel.

Further information is given in Annex D.

Annex A (informative)

Essential source of electrical power

When defined as required by the user, the essential source of electrical power shall supply those services that are needed to maintain the unit in a defined state of readiness and habitation for a period defined by the user (typically measured in days) for situations other than normal (production) operation and without recourse to the emergency source of power except than in an emergency situation.

The minimum services that should be supplied by the essential source of power are:

- a) minimum comfortable conditions of habitability;
- b) maintaining control and safety systems and stored energy in a fully charged condition;
- c) machinery space ventilation and liquid cooling system of static power converter;
- d) other services as required by the appropriate authority.

The essential source of power can also supply other user-defined important services, such as:

- e) maintaining full conditions of habitability;
- f) services to re-establish the main source of power;
- g) lifting and handling equipment;
- h) fuel transfer or bunkering operations;
- i) product off-loading operations;
- j) heading control thrusters for turret moored floating units;
- k) flaring reduction (boil-off gas compression);
- l) product viscosity control or hydrate protection systems;
- m) corporate and IT communication systems;
- n) electric trace heating systems;
- o) maintaining services that improve production restart times;
- p) in areas of tropical revolving storms, preservation loads following precautionary evacuation;
- q) arctic region anti-icing protection systems;
- r) loads required during transit or float-out periods;
- s) loads required during turnaround (planned shutdown) campaigns.

While the essential source of power is required to operate without recourse to the emergency source of power, it is recognised that, following the initial loss of the main source of power, the emergency source of power may be established in advance of the essential source of power due to differing starting/switching arrangements. Where the emergency source of power is automatically established before the essential source of power, arrangements shall be made for the two sources of power to be paralleled and for the emergency source of power to be stood down without break of supply to connected loads.

The essential source of power should be sized to maintain emergency loads while in a quiescent condition. The essential source of power need not be sized to support loads only required in an emergency situation, such as electric motor driven firewater pumps, including the periodic testing of those loads.

Annex B

(informative)

Emergency source of electrical power

The emergency source of electrical power shall be sufficient to supply all those services that are considered mandatory and safety oriented in a case of emergency for at least 18 h to 24 h or for the time defined by the appropriate authority. Due regard shall be paid to such services as they may have to operate simultaneously. The most common services are:

- a) lighting of all zones important for survival, such as accommodation area corridors, all area escape ways and areas containing escape route markings, stairways, exits, personnel lift cars and trunks, boat boarding stations;
- b) all navigation lights, sound signal systems and illuminated markings defined by the appropriate authority;
- c) external communication systems;
- d) fire detection, fire alarms, lighting at firefighting equipment stowage positions, and emergency firefighting equipment operating on electric power;
- e) equipment operating on electric power at life-saving stations serving unit disembarkation;
- f) emergency shutdown systems;
- g) safety telecommunication systems;
- h) general alarm;
- i) equipment to be used in connection with the drilling process in case of an emergency, such as any blowout preventer systems and automatic diverter systems;
- j) all equipment necessary to secure the production and drilling operations in progress at any one time in a safe manner, including a well disconnect system;
- k) if a pumping system is required to secure the production and drilling operations, one pump that is not driven by an internal combustion engine that has sufficient capacity to kill any well on the unit;
- l) gas detection and gas alarm;
- m) radio room and all internal communication systems required in an emergency;
- n) any other emergency or load critical systems supported by UPS;
- o) lighting of machinery spaces to allow important operations and observations under emergency conditions and to allow restoration of service;
- p) all power-operated watertight door systems;
- q) for helicopter operations, perimeter and helicopter deck status lights, wind direction indicator illumination, and related obstruction lights, as required by the relevant authority;
- r) all permanently installed battery chargers servicing equipment required to be powered from an emergency source;
- s) sufficient number of bilge and ballast pumps to maintain safe operations during emergency conditions;
- t) light in main control station and in spaces for control of important unit production and drilling processes;
- u) DP computers and controls;
- v) make safe power for deck crane operation (typical when used for personnel transfer).

NOTE The appropriate authority can have specific requirements concerning which limited drilling operations are to be possible upon loss of main power. This can be for example circulation of mud, rotation of drill string tubular, etc.

Annex C (informative)

Applicable examples of HVDC VSC technologies

High-voltage direct current voltage source converter (HVDC VSC) transmissions may be used to transmit electrical power between onshore grids and offshore petroleum units. They may also be used in electrical interconnectors between offshore petroleum units. HVDC VSC transmissions may be used instead of, or in combination with, on-board generators and AC transmission systems.

The dynamics of HVDC VSC converters may hold positive effects in variable load situations with improved overall fuel efficiency even with a reduced number of power sources being engaged.

Compared with internal combustion engines and gas-fired turbines that are often used to drive generators, HVDC VSC transmissions emit no greenhouse gases themselves; have low noise and vibration levels; have a long lifetime (30 to 40 years), and induce low maintenance and operating costs.

An electrical interconnector may provide safe power supply from external sources to the petroleum unit in abnormal situations that place restraints on, or abort the use of local power generation.

Contrary to the conventional HVDC line commutated converter (LCC) transmission technology, HVDC VSC requires no short-circuit power from the grid to allow operation. In fact, the HVDC VSC transmission can be the only source of voltage in the grid it is feeding. It is therefore well suited to feed into island grids, such as an offshore petroleum unit.

Although HVDC VSC transmissions can feed into island grids that do not have their own generating capacity, the availability on site of auxiliary power for control and cooling systems as well as the conditioning of equipment rooms will ordinarily be required. In normal operation, the source of auxiliary power can be the HVDC VSC transmission itself, but for startup – or restart after a blackout – an alternative power source (essential, emergency or other) shall be required. The auxiliary power system shall be adapted to all possible operational scenarios, for example, HVDC VSC transmission in or out of operation, startup, restart after blackout, standby.

An HVDC VSC transmission has the ability to operate in parallel with generators. The generator(s) and its(their) controls shall be specified and designed for such operation. Normally, the HVDC VSC transmission will control the frequency and voltage of the interconnected island grid. Both the HVDC VSC transmission system and any generator(s) should be able to synchronize to one another.

The HVDC VSC converter station has the general ability to control active and reactive power flow independently and within its current and voltage limitations. It is well suited for supply of power in steady state as well as during transients – for example starting direct-on-line (DOL) motors. Startup of large DOL motors should be simulated during transmission system engineering to check that DOL starting is ensured even in high load operational scenarios. Alternative design measures could hold use of individual variable frequency drives for the subagent control of such motors.

The HVDC VSC transmission will limit its output current in case of grid faults/short-circuits. The level and duration of overcurrent capacity in fault situations is limited by the temperature limits of the IGBTs (switching elements) of the converter station. Overcurrent capacity shall be specified and agreed at the design stage. Coordination with protection devices and details of operational strategy is necessary, not only to achieve selective protection but also for

coordination with any generators in operation as generators may speed up during a short-circuit while the HVDC VSC frequency may remain constant.

A typical configuration of an HVDC VSC transmission between an onshore grid and an offshore petroleum unit is shown in Figure C.1.

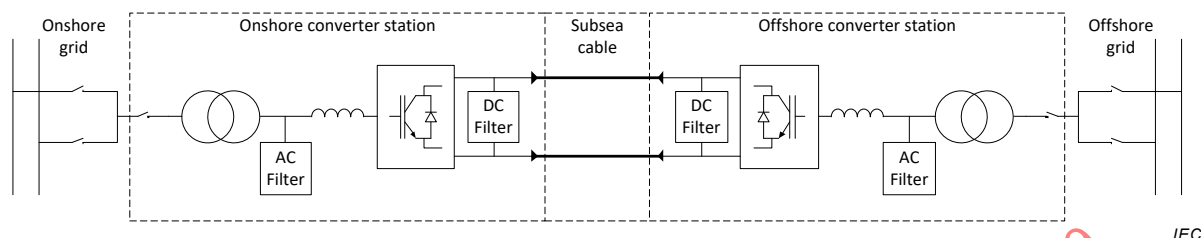
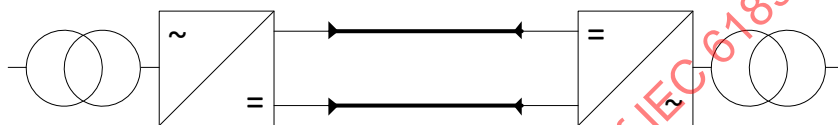


Figure C.1 – Typical HVDC VSC transmission between onshore grid and offshore petroleum unit; symmetric monopole

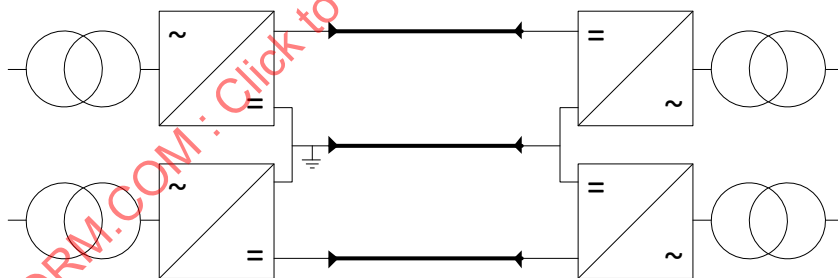
Symmetric monopole



Asymmetric monopole



Bipole



Bipole without mid-point return

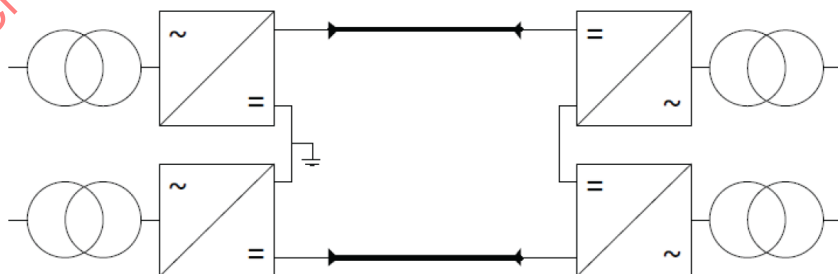


Figure C.2 – Typical symmetric and asymmetric monopole and bipole HVDC VSC arrangement

HVDC VSC transmissions can be designed in various configurations as shown in Figure C.2. All of these configurations can be envisaged for use between onshore grids and offshore petroleum units. The optimum configuration shall be determined in each project, but a few basic characteristics can be pointed out:

- the metallic return/earth conductors of the asymmetric monopole and bipole do not require full insulation as one end will have essentially zero potential and the other end's potential will be relatively small and will depend on the actual DC current flowing (essentially a resistive voltage drop);
- the bipole offers redundancy for 50 % of the total rating;
- the transformers in the asymmetric monopole and bipole configurations shall be designed for DC stress.

The configurations in Figure C.2 are all drawn with metallic return, i.e. no DC current flows through earth. The asymmetric monopole and bipole configurations can also be designed with earth return/electrodes, but this may have environmental effects and require special permissions. Earth return may also lead to challenges with respect to corrosion and cathodic protection. In the case of a bipole configuration, the mid-point return (metallic or through earth) will carry only a small unbalance current in normal operation. If, however, one pole is out of service, the full DC current will return through the earth/neutral conductors or electrodes. Note that the bipole configuration can also be designed with no mid-point return (metallic or through earth) at all, but then the 50 % redundancy benefit will be lost.

The HVDC VSC transmission's converter arms or valves switch on and off at kilohertz rates and with current rise and fall times in the microsecond range. Owing to the high voltage employed, air insulated components are used. HVDC VSC transmissions for offshore petroleum units typically operate with a DC voltage of ± 80 to ± 150 kV. Higher voltages are possible, but require larger air distances. The AC voltage will be in a range corresponding with the DC voltage. HVDC VSC transmission high-voltage equipment rooms shall be separated from other equipment rooms both with respect to access (personnel safety) and EMI mitigation. Further, HVDC VSC transmission equipment rooms require HVAC systems to control relative humidity and temperature of the air as well as to minimize levels of pollution (dust, salt) and to enable detection of possible ingress of hydrocarbon gases.

Typically, many of the HVDC VSC transmission high power components are water cooled. Means for containment of water in case of leakages may be necessary.

In order to maximize HVDC VSC transmission availability, redundancy can be built into the design. Typically, the control and cooling systems are designed with parallel, redundant systems that automatically switch over from a faulty to a healthy system in the event of a failure. Further, converter arms or valves can be designed with redundant switching elements so that uninterrupted operation can continue in case of failure of a switching element. The system should be designed so that stops for maintenance are only necessary at specified intervals. Note that this principle should also be applied to systems and equipment not directly related to the HVDC VSC transmission, for example, to detectors and other auxiliary equipment in the high-voltage equipment rooms, since access to the high-voltage rooms during operation will normally be prohibited. The system should be designed in such a way that maintenance, on all parts other than the high-voltage equipment, may be carried out without the need to shut down and de-energize the transmission system. Other aspects that influence down time and therefore availability include qualification of maintenance personnel; their mobilization time; time for provision of spare parts and tools; and time for failure detection and repair.

The HVDC VSC converter stations may be of the pulse width modulated (PWM) (two- or three-level) or the multi-level types. Figure C.3 shows typical converter topology arrangements for two-level and multi-level types. Variants of the multi-level type exist. Figure C.3 also shows the basic difference in the unfiltered output voltage (AC side) wave forms. Although the control is more complex, the multi-level converter type has a lower requirement for filter volume as well as lower converter losses when compared with the PWM (two-level) type. Both converter types enable bidirectional power flow without change of voltage polarity. Further, both types can supply island grids (grids without generators or rotating compensators) and provide independent reactive power control at each end regardless of active power flow, within equipment and system limits. The optimum type of topology shall be determined in each project.

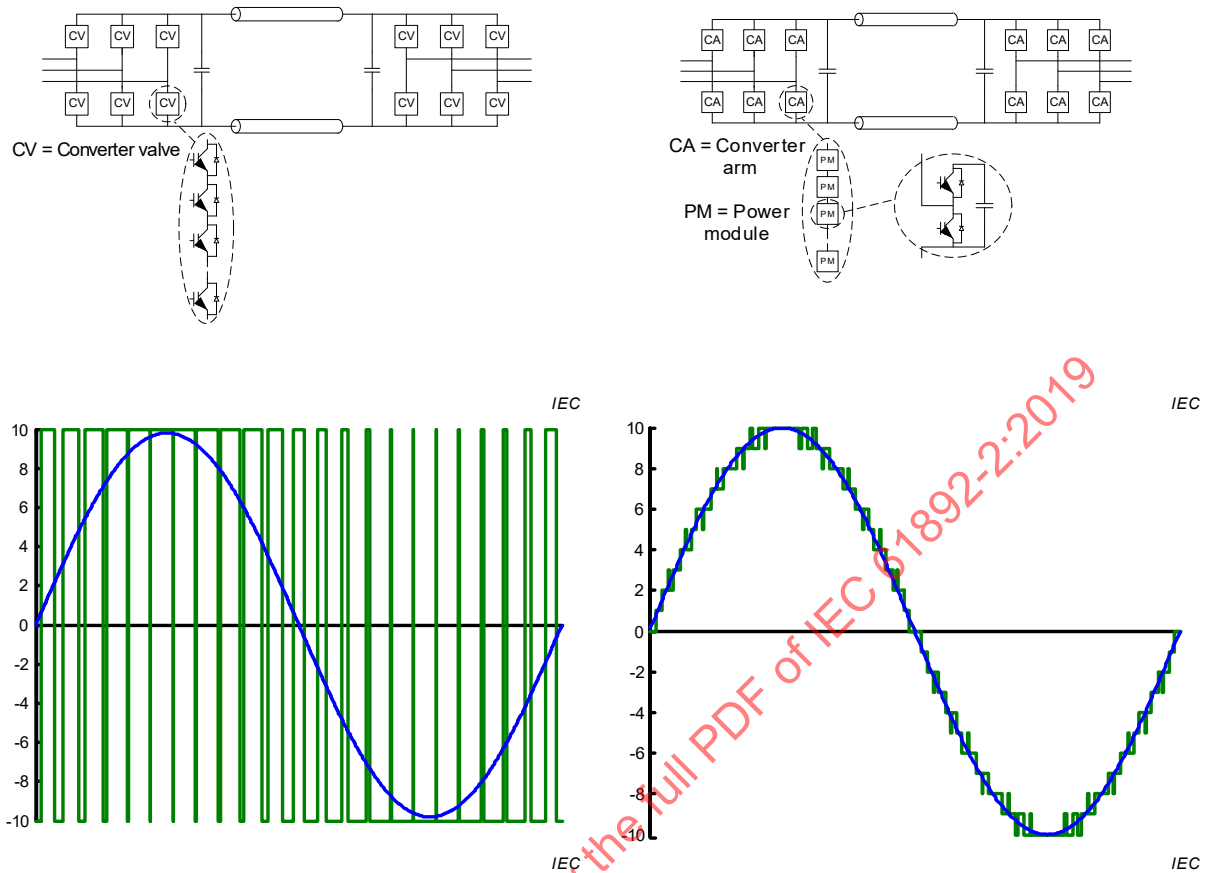


Figure C.3 – Principle drawings of possible topology arrangements for two-level (left) and multi-level (right) types with indication of corresponding filtered (blue) and non-filtered (green) output voltage wave forms

Annex D (informative)

Swivel/turret

D.1 General

Annex D refers to floating offshore units (FPSO, FSO) equipped with turret and swivels with electrical and/or optical slip ring systems, and unit design allowing free weathervaning.

NOTE Further information can be found in the publication of the Health and Safety Executive (GB), *Failure modes, reliability and integrity of floating storage unit (FPSO, FSU) turret and swivel systems*.

Turrets with drag-chains and no swivels constitute alternative designs for floating offshore units with partial weathervaning.

Turrets and swivels with slip-ring systems may be employed on floating offshore units with production, storage and offloading capacity, and in submerged simplified tank buoys.

Such floating units may be kept on station by a single-point-mooring system and usually via an internal or external turret, which allows the vessel to rotate freely or, in limited sector orientation, around the turret in response to weather conditions, waves, and sea currents.

The single-point-mooring may also be combined with active positioning control, adding to essential services loads. The location of a turret relative to hull will influence its weathervaning and positioning response while it is connected in a stationary position. While the vessel is in a fixed heading relative to the seabed, its bow typically heads into the dominant environment which is usually the direction from which the largest waves are coming.

For geostationary floating unit designs where the outbound hull shape is so made that it will not rotate due to weather, waves and the force of sea currents, spread mooring systems may be utilized instead of turrets.

Offshore units in locations where the occurrence and strength of such forces are not predominant may also prefer to use spread mooring systems.

Geostationary unit designs may still make use of disconnectable turret or suitable submerged buoy arrangements in order to ease disconnection/connection to subsea electrical installations.

Dynamic positioned floating units may invariably make use of turret buoys to ease disconnection and connection to reservoir or transport systems.

D.2 Swivel design and service location

Electrical and optical slip rings are preferably located in the high sections of the multipath fluid transfer system and are connected on top of the turret.

The function of the electrical and optical swivel rings is to transfer electrical power and signals to and from the floating offshore unit. At least three categories of these swivel rings exist:

- low-voltage designed electric swivel rings;
NOTE 1 Typical voltage range up to 3 kV; typical current range up to 2 000 A.
- high-voltage designed electric swivel rings;

NOTE 2 Typical voltage range up to 66 kV; typical current range up to 2 000 A.

- optical swivel rings.

NOTE 3 Typically up to 32 optical ways.

The swivel designs will be vendor dependent, and capacities and ratings should be identified by the swivel manufacturer and turret vendor.

The swivel designer may adapt to specific requirements by the use of a number of standardized modules stacked on top of each other.

Alternatives to fibre optical swivels for controls and information exchange may be used.

Each electric swivel system should accommodate a minimum surplus design capacity to allow continuous service and reduce intervention work.

D.3 Fault exposure of high-voltage electrical swivels

Turret suppliers should present design calculations verifying the system requirements in relation to electrical transfers as well as suitable provisions for any optical system transfers abiding by the integrity level of the turret and its swivel functions.

The evolution of turret and swivel technology has substantially increased their power transfer capacity, which may be reflected in electric system design strategies and the preparation of interconnections to external power sources and loads.

A high-voltage swivel transfer to subsea interconnected loads is preferably impedance earthed and all phase enclosures in multiple phase transfers are preferably made in single pole designs. Neutral earth resistors may thus limit the harm of any fault currents due to malfunctions in fluid transfer system (FTS) slip rings or other power transfer arrangements to the turret effectively.

In the event that more phases are installed in one swivel or individual slip ring enclosure, the design should be verified by the turret vendor for its capability to withstand a multiple phase short-circuit fault.

D.4 Enclosure and purging system

For electrical swivels, each circuit should be suitably segregated by means of metal barriers that in combination form enclosures. Each compartment should have a safe functional purging system which may be individually pressurized to achieve Ex (p) requirements. Failure within one circuit should not affect other circuits.

Certified lifting points should be installed for material handling and offshore unit and lifting with the stationary side cables connected.

The enclosure should not be used as the main earth conductor. Bonding should be continuous between the geostationary side and the rotating side.

D.5 Ingress protection

All electric interface connections should, as a minimum, be designed as defined by zone requirements, the intended duty services of the turret, whether internal in hull, external or in a submerged state of operation. The defined ingress protection for static and dynamic conditions should refer to IEC 60529.

D.6 Anti-condensation

Exposed swivel components should be provided with anti-condensation heaters fit for purpose.

D.7 Inspection and functional testing of swivel unit

The power swivel should be inspected and undergo prescribed functional tests as required by the owner and further defined by the turret vendor.

High-voltage withstand testing should be according to IEC 61180 and IEC 62271-200 for low- and high-voltage parts, respectively.

Functional testing of torque arms for slip rings should be performed and logged. Torque support arms support the swivel stack and prevent lateral movement during operation.

Inspection of tension rings should be performed and logged. Springs or intermediate rings provide separation and tension between the individual swivel rings or units on the swivel stack. These prevent vertical movement of the rings which could affect dynamic seal integrity.

Short-circuit testing and impulse voltage testing should be as required by the owner and defined by the turret vendor per case.

Pressure testing of seals should be performed during start-up and following seal replacements.

Insulation resistor measurements should be logged for the assembled swivel before start-up, and repeated after intervention work and a defined period of use.

The maintenance afforded to turret and fluid management systems will depend on their design. As these are specialized systems with dynamic seals and moving components, inspection and maintenance work should interact with swivel and turret manufacturers' recommended practice.

Annex E (informative)

Guidelines for design of unmanned units

E.1 Factors affecting power supply requirements

The requirements for power supply to unmanned units depend on several factors, such as:

- a) power demand on board, during normal operation and during maintenance:
 - 1) engineering of such installations should minimize power consumption in design and selection of components;
 - 2) where possible, HVAC system could be replaced with passive system with heat exchanger to reduce utility consumption;
- b) when personnel are on board, day only or also night;
- c) type of process, utility and safety systems on board;
- d) type of activities on board (e.g. well wireline operation, crane operations);
- e) entering by "walk to work" (W2W) from boat connected by bridge as long as personnel are on board the unit, no helicopter deck;
- f) entering by use of helicopter, helicopter may leave the unit and return later for picking up the personnel;
- g) shelter for personnel;
- h) dead start requirements (remote and/or local dead start).

Based on all factors, the following should be concluded:

- i) the minimum power capacity for the main power;
- j) conclude if separate additional essential power is needed;
- k) conclude if separate emergency source of power is needed;
- l) the UPS requirement (capacity and backup time).

E.2 Guideline for defining power sources requirement

E.2.1 One main power supply and UPS

The main power supply can be a subsea cable from main source of power from another unit (see 4.2).

A local battery backed-up UPS supplies the emergency loads in case of loss of the main power.

NOTE The UPS can be supplied by an umbilical, see E.2.3 b).

This alternative is permitted provided:

- a) there is always a safe way of evacuation for personnel on board available; this can be a vessel which is always bridge connected to the unit as long as personnel are on board ("walk to work"). All rest and meal breaks should be on board the vessel; and
- b) no system or activity on board needs emergency "make safe" power in case of main power failure.

E.2.2 One emergency power supply and UPS

In contrast to E.2.1, there are systems or activities on board the unmanned unit which require emergency "make safe" power.

The "emergency power supply" can be a subsea cable from the emergency source of power's switchboard at another unit (see 4.4).

When the unmanned unit is in normal mode, the power supply from the host unit will be the latter unit's main power and, when the unmanned unit is in emergency mode, the power supply will be the host unit's emergency source of power. Because the supply is from the emergency source of power's switchboard at the host unit, the power capacity to the unmanned unit will be limited. The UPS on board the unmanned unit can include a local battery system.

This alternative can be used provided:

- a) there is always a safe way of evacuation for personnel on board. This can be a vessel which is always bridge connected to the unit as long as personnel are on board ("walk to work"). All rest and meal breaks should be on board the vessel; and
- b) an assessment concludes that the combined supply of main and emergency power in one cable is acceptable for executing the activity on board which needs emergency "make safe" power.

E.2.3 One main power supply, one emergency power supply and UPS

This power configuration: one main power supply, one emergency power supply and UPS can consist of:

- a) main power supply by a subsea cable from main source of power at another unit (see 4.2); and
- b) emergency power supply by a subsea cable from an emergency source of power (see 4.4) at the same unit as for the main power supply, or by a subsea cable from the main source of power at another unit. This supply can be included as part of an interconnecting umbilical; and
- c) a local battery backed-up UPS supplies the emergency loads in case of loss of the main power.

This power configuration is required in the following cases:

- d) if emergency source of power from host unit is too small for supplying the maximum power demand on the unmanned unit, the main power supply needs to be from another source, for example, the host unit's main power system, and there are systems or activities on board the unmanned unit which need emergency "make safe" power in case of main power failure; or
- e) if the assessment (see E.2.2) concludes that the combined single supply of main and emergency power is not accepted for executing the activities on board which need emergency "make safe" power, then main and emergency power supply shall be split into two independent supplies; or
- f) if personnel can be on board the unmanned unit without a vessel connected by bridge. This will normally be the case if entering the unit is by use of helicopter.

E.2.4 Renewable sources of energy

Renewable sources of energy can be used for power supply to units with limited power demand. Wind power turbines constitute a renewable source of main power supply, and cannot by themselves undertake the role of essential or emergency power supply unless redundant main power sources or integrated energy storage systems are installed in addition to the wind generator(s).

UPS and batteries may be defined as being part of both the main and emergency power systems. This may be considered especially for unmanned units with renewable sources of energy as the main power sources and where all the loads are connected to the UPS panel.

E.3 Layout

All main electrical and instrument equipment should be located in a weather protected area.

Location of the room or shelter (container) should be optimized based on prevailing winds such that exposure to gas is minimized.

Depending on the size, complexity and functional priorities of the unit, the following layout arrangements should be considered:

- a) electrical module divided in separate rooms (main switchboard room, emergency switchboard room, control room);
- b) one common electrical and instrumentation room for main and emergency switchboards;
- c) outdoor equipment located under shelter or in a naturally ventilated container, located in an area classified as a hazardous area or a non-hazardous area.

E.4 Switchboard arrangements

Main switchboard and emergency switchboards could be separated or combined in only one switchboard, with or without bus tie, depending on the selection of main sources of power.

If separate main and emergency sources of power are required (see E.2.3), the main and emergency switchboards shall be separated. A crossover between the switchboards shall be implemented to allow for supplying the emergency switchboard from the main power source in normal mode of operation.

The switchboards shall be located in separate rooms (or locations), except if risk analyses conclude that the risk when they are placed in the same location is acceptable.

If the separation of main and emergency sources of power is not required, one combined switchboard is acceptable. It shall then be evaluated to split the switchboard into three sections:

- a) "non-essential busbar" to be disconnected on single gas detection (low level);
- b) "essential busbar" to be disconnected on confirmed gas detection (high level);
- c) "emergency busbar" to be disconnected manually.

NOTE Different solutions as for example a double busbar system or more than two main incomings can be used.

Figure E.1 shows an example with two gas generators as main power generation and an emergency diesel generator with separation between main and emergency switchboards.

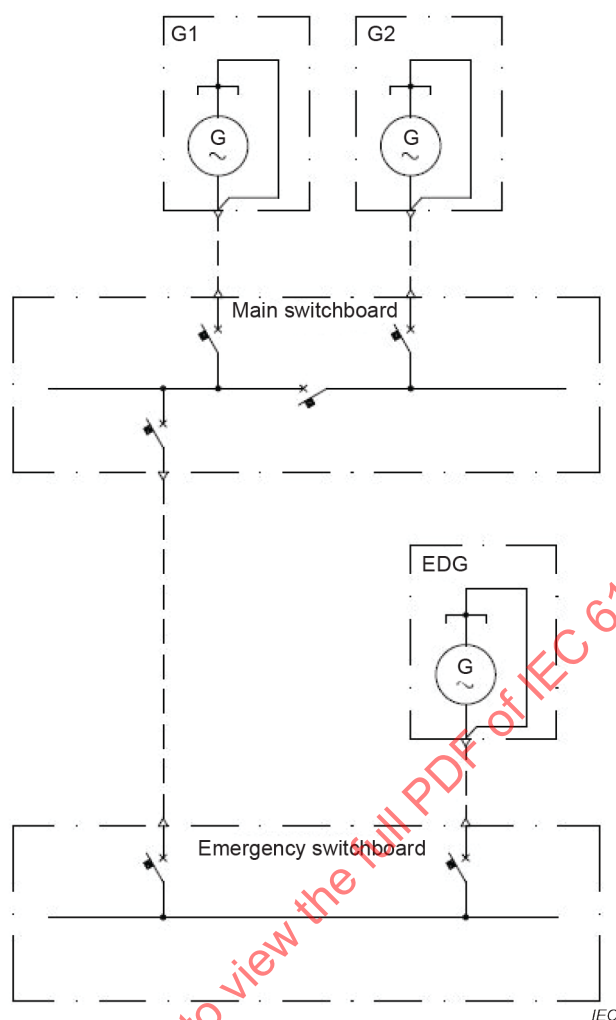


Figure E.1 – Example of electrical arrangement for an unmanned unit

Figure E.2 shows an example of an electrical arrangement for an unmanned unit with single incoming from main generation and an emergency diesel generator, unique distribution board (main and emergency service) and single busbars.

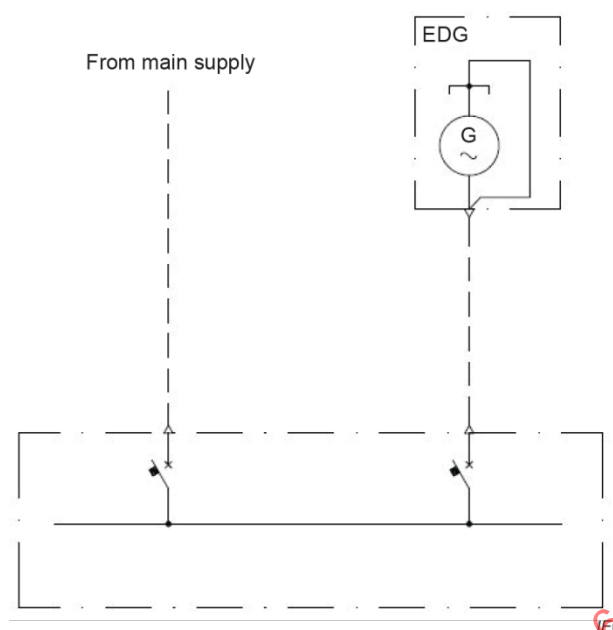


Figure E.2 – Example of electrical arrangement for an unmanned unit

Typical main generation alternatives suggested to adopt this scheme are photovoltaic systems or wind turbines or TEG systems where a generation panel (not shown in Figure E.2) collects the generation sources into one single outgoing.

Figure E.3 shows an example of electrical arrangement for an unmanned unit with two incomings from main generation and one incoming from an emergency diesel generator (in the middle), unique distribution board (main and emergency service), and triple busbar system where the middle busbar is dedicated to emergency loads. Typical main generation systems suggested to adopt this scheme are gas generators, microturbines and CCVT.

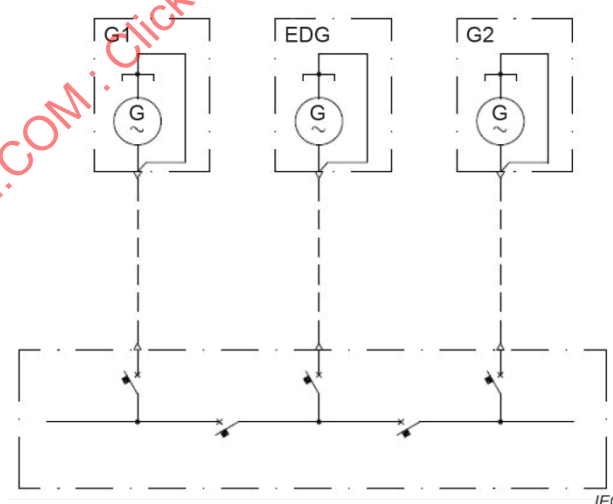


Figure E.3 – Example of electrical arrangement for an unmanned unit

E.5 High-voltage equipment

A source of power from shore or another unit may be high voltage.

The connection to a transformer for adapting to the required switchboard voltage may be without use of HV switchgear. If nominal voltage is maximum 15 kV, an HV junction box (JB) should be installed between the subsea cable hang off and the transformer.

Typical requirements for the JB are:

- a) nominal voltage is maximum 15 kV;
- b) the three phases shall have removable links for manual isolating of the transformer;
- c) the JB shall be equipped with earthing bar;
- d) the three phases shall have facilities for earthing on both sides of the removable links by means of a portable earthing device.

Other arrangements can be used, provided that isolation and earthing of the cable can be performed.

NOTE According to IEC 60079-7:2015, Clause 1, the maximum voltage for equipment with protection level "ec" is 15 kV, while the maximum voltage for equipment with protection level "eb" is 11 kV.

E.6 Lighting system

The detailed requirements for the lighting system should be defined based on the same factors as for power supply (see Clause E.1).

This evaluation can result in a permanent lighting system, or a split of a reduced permanent system including provisions for temporary lighting equipment, such as socket outlets, suspension means, etc.

The permanent lighting system shall as a minimum include:

- a) illumination sufficient for CCTV when CCTV is required;
- b) illumination of unit signs and navigation aids.

The following lighting systems can be temporary, or a combination of permanent and temporary:

- c) illumination at working areas to fulfill environmental illumination requirements;
- d) escape route lighting.

Units designed for temporary personnel activity on board during the night (after sunset, before sunrise) shall have permanent escape route lighting.

When entering a unit by boat, provided that a bridge from boat to unit shall always be available, floodlights from the boat (search lights) can supplement part of the escape lighting, for example, illumination of the sea if evacuation direct to sea is an option.

Annex F (informative)

Alternative sources of electrical power

F.1 General

In small units with low electrical power consumption, new types of power source like photovoltaic cells, wind generators, microturbines, closed cycle vapour turbines (CCVT) or thermoelectric generators (TEG) have become widely used.

Some of these systems, for instance photovoltaic cells and wind generators, characterized by a non-continuous availability during the day should be utilized in a hybrid system with a backup diesel generator to guarantee accumulator battery recharge at any time.

The above-mentioned "alternative source of electrical power" covers a quite wide field of power availability from a few kW to several hundred kW. In addition, some of them are moved by renewable source while others need fuel gas or liquid fuel to run. This dissimilarity should be taken into account during the early phase of design. A combination of two alternative sources in one electrical system to compensate different weak points should be evaluated.

F.2 Photovoltaic system

Photovoltaic (PV) power generating systems consist of components and sub-systems that are used to convert incident solar radiation directly into electrical energy.

The PV systems carry out the full charge and trickle charge of the storage batteries simultaneously with the power supply to the users' loads.

The PV power generating systems may operate in parallel with some other auxiliary power source(s) that are connected to appropriate interface(s). The system may comprise but is not limited to:

- a) photovoltaic array field;
- b) DC conditioner;
- c) charge regulators;
- d) DC/DC load interface;
- e) storage batteries;
- f) inverter and AC/AC interface (in the case of AC loads only).

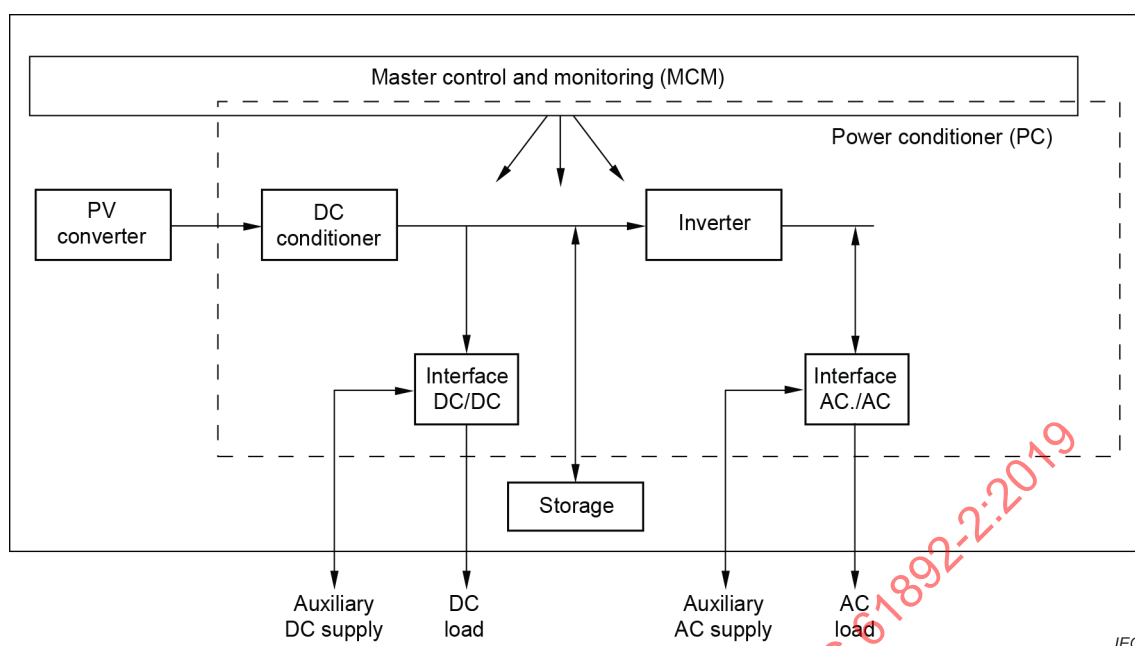


Figure F.1 – PV Power generating system – Major functional elements, subsystems and power flow diagram

The system should be sized in a way that guarantees the power for normal operating conditions and ensures the supply of the loads even in periods of "no sun".

A typical example is shown in Figure F.1.

When designing the system, the following should be taken into consideration:

- 1) environmental conditions;
- 2) requirements of applicable authority;
- 3) solar radiation;
- 4) days foreseen with "no sun";
- 5) required energy by the loads (Wh/day);
- 6) minimum energy delivery capacity for critical loads;
- 7) rated voltage and current;
- 8) photovoltaic module maintenance coefficient;
- 9) ageing factor;
- 10) combined use with optional storage battery.

To allow for periods when there is no sun, an alternative means of charging batteries should be installed, typically a small diesel generator set.

NOTE For further information on photovoltaic design and systems, see IEC 60904 (all parts) and IEC TS 61836.

F.3 Wind turbine system

Wind energy generating systems consist of components and sub-systems that are used to convert wind energy directly into electrical energy. The wind generators carry out the full charge and trickle charge of the storage batteries, simultaneously with the power supply to the users' loads. The wind energy generating systems may operate in parallel with some other auxiliary power source(s) that are connected to appropriate interface(s). The system may comprise but is not limited to:

- a) wind turbines with electric wind generators;
- b) DC conditioner;
- c) charge regulators;
- d) DC/DC load interface;
- e) storage batteries;
- f) inverter and AC/AC interface (in the case of AC loads only).

A typical electrical scheme is similar to that in Figure F.1; however, wind turbines replace the PV converters.

A typical example for an unmanned unit is shown in Figure F.2.

A typical example for a manned unit is shown in Figure F.3.

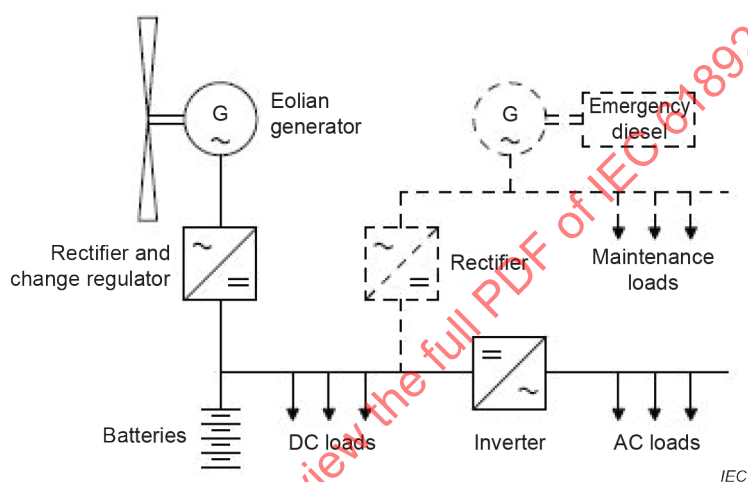
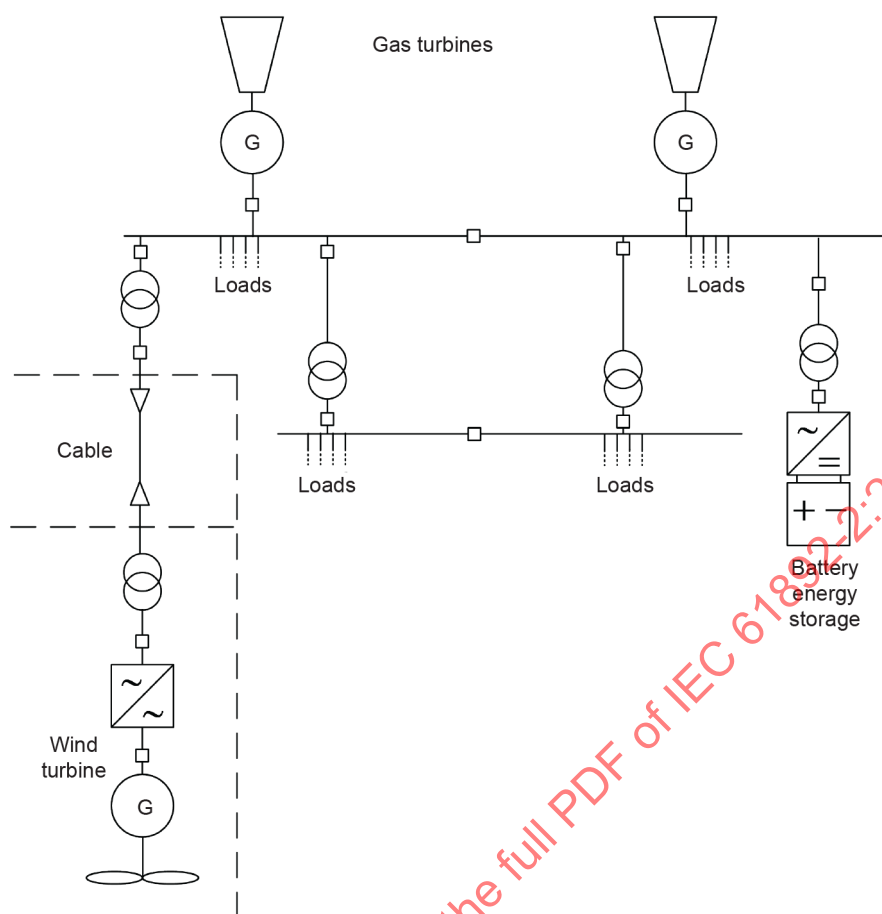


Figure F.2 – Typical diagram for the island function of a wind generation system – Unmanned unit



IEC

Figure F.3 – Typical diagram for the island function of a wind generation system – Manned unit

The system should be sized in a way that guarantees the power for normal operating conditions and ensures the supply of the loads even in periods of low wind.

When designing the system, the following should be taken into consideration:

- 1) environmental conditions;
- 2) requirements of applicable authority;
- 3) cooling and/or heating systems;
- 4) days foreseen with "low wind";
- 5) required energy by the loads (Wh/day);
- 6) minimum energy delivery capacity for critical loads;
- 7) rated voltage and current;
- 8) wind generator maintenance requirements;
- 9) design reserves and identified safety factors;
- 10) combined use with optional storage battery.

To allow for periods when there is no wind, an alternative means of charging batteries should be installed, typically a small diesel generator set.

To allow for safe maintenance of wind generator systems, a suitable means of braking should be fitted to the turbines together with a safe means of access.

NOTE For further information on wind energy systems, see IEC 61400 (all parts) and AWEA standards 3.1 and 6.1.

F.4 Microturbines

This kind of generator derived from aeronautical models can be utilized with different gas or liquid fuel: natural gas, diesel oil, propane, LNG, kerosene, low-grade landfill/digester gases.

The microturbine system includes compressor, exhaust gas heat exchanger, combustor, turbine and permanent magnet alternator. The microturbine engine is air-cooled and supported on air-lubricated compliant foil bearings.

A typical example is shown in Figure F.4.

Power electronics are solid state, double conversion type, producing three-phase alternating current from high frequency alternate current engine output.

The main characteristics are: the ability to feed a variable load from 0 % to 100 % of power rating value without loss of efficiency or any damage, the absence of lubrication system (air-bearing is provided) and cooling systems, low vibration and emissions.

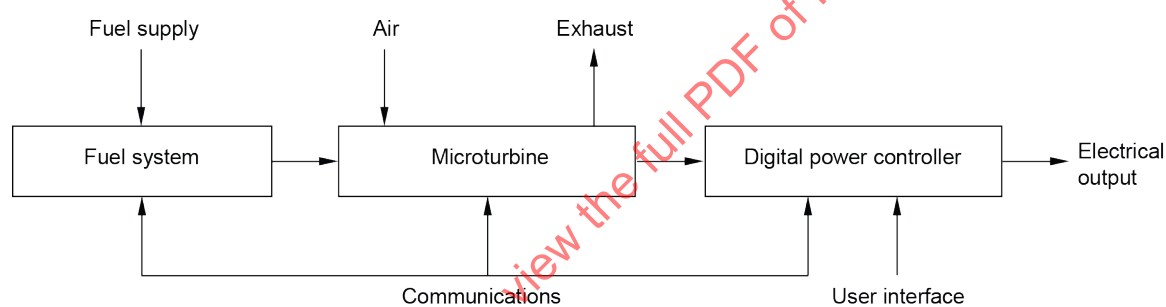


Figure F.4 – Microturbine typical block diagram

The system should be sized in a way that guarantees power for normal operating conditions. Microturbine generation is suitable both for unmanned and for small manned units with a load balance up to a few hundred kW.

NOTE This technology is proven for offshore usage up to 65 kW for a unit.

When designing the system, the following should be taken into consideration:

- environmental conditions;
- requirements of applicable authority;
- cooling and/or heating systems;
- characteristic of fuel gas or liquid fuel;
- required energy by the loads (kW);
- rated voltage and current;
- microturbine maintenance requirements;
- design reserves and identified safety factors;
- combined use with optional storage battery.

Owing to the low inertia of the microturbines' rotor, a dedicated battery system should be added in case of DOL starting of electrical motors or other predictable fast transient that could, for example, give rise to possible peaks of power demand or short gas shortage.

F.5 Closed cycle vapour turbines (CCVT)

The CCVT system provides the transformation of thermal energy, generated by a vapour turbine, to electrical energy delivered from a turbine driven generator group.

The operating principle of the generation units is a closed Rankine cycle with organic fluid.

A typical example is shown in Figure F.5.

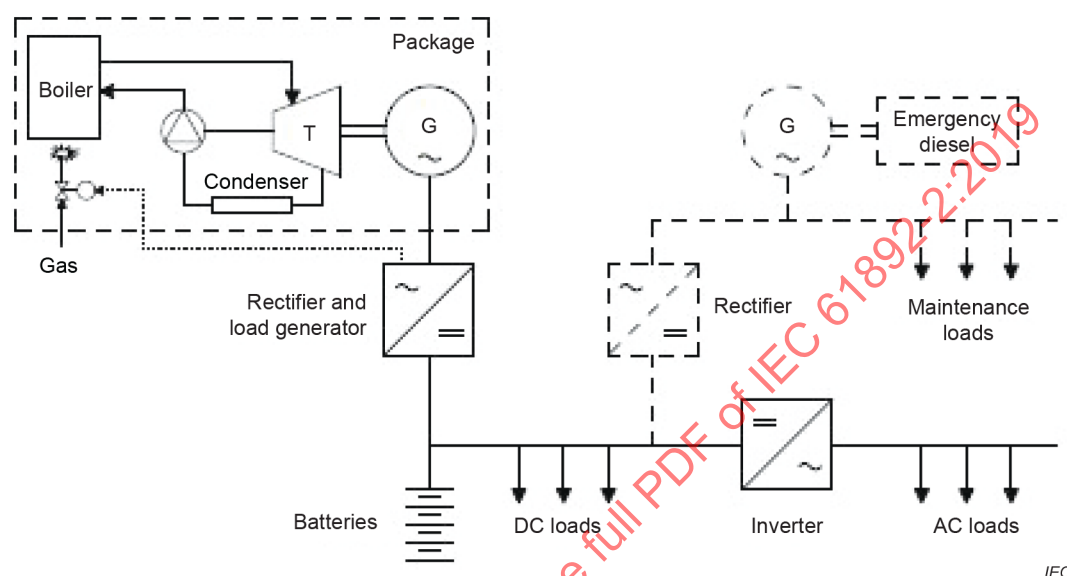


Figure F.5 – CCVT operating principle block diagram

The system should be sized in a way that guarantees power for normal operating conditions in small unmanned units with low power consumption as an alternative to photovoltaic cells or wind generators.

When designing the system, the following should be taken into consideration:

- environmental conditions;
- requirements of applicable authority;
- cooling and/or heating systems;
- characteristic of fuel gas;
- required energy by the loads (kW);
- rated voltage and current;
- CCVT maintenance requirements;
- design reserves and identified safety factors;
- combined use with optional storage battery.

Owing to the low inertia of the CCVT rotor, a dedicated battery system should be added in case of DOL starting of electrical motors or other predictable fast transient that could, for example, give rise to possible peaks of power demand or short gas shortage.

Taking into account the small size of this equipment (this technology has been proven in sizes from 0,5 kW to 6 kW for offshore units), provision for an additional diesel generator for maintenance work should be considered.

F.6 Thermoelectric generators (TEG)

The thermocouple based generator (TEG) produces electrical power through the direct conversion of heat into electric energy directly without moving parts.

It is based on the characteristic of two different metallic materials joined together at one end (thermocouple), when overheated in the junction point (hot junction) with respect to the opposite extremities (cold junction), to produce a voltage proportional to the temperature difference between the hot joint and the cold joint. If a charge (R) is connected between the extremities there is a direct current that can supply the load.

A typical example is shown in Figure F.6.

The produced power ($P = V^2 / R$) varies with the square of the temperature.

The system should be sized in a way that guarantees power for normal operating conditions in small unmanned units with low power consumption as an alternative to photovoltaic cells or wind generators.

TEGs have no moving parts and, like photovoltaic cells, they require a low level of maintenance (once a year). However, more maintenance is required when a TEG's thermopile is damaged due to variation of fuel gas composition or higher fuel gas pressure.

TEGs are suitable for both hazardous (zone 2) and non-hazardous locations.

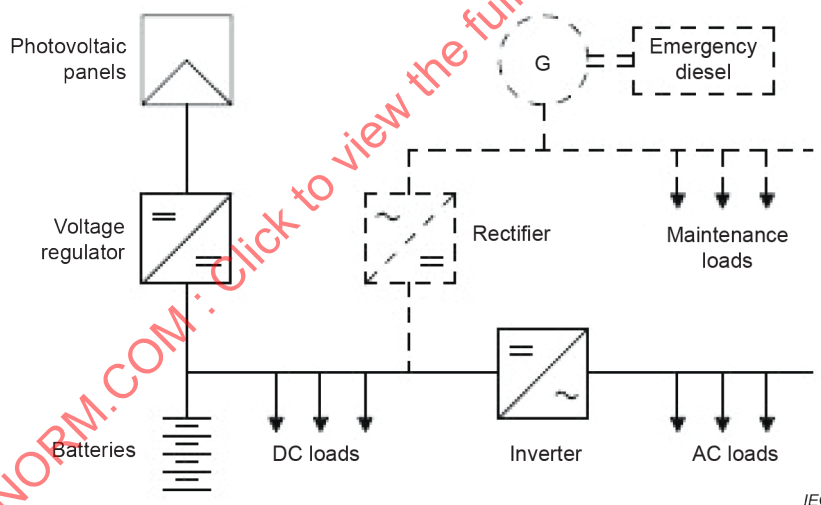


Figure F.6 – Typical diagram for the thermoelectric generation system (TEG)

When designing the system, the following should be taken into consideration:

- environmental conditions;
- requirements of applicable authority;
- cooling and/or heating systems;
- characteristic of fuel gas, propane or butane;
- required energy by the loads (kW);
- rated voltage and current;
- TEG maintenance requirements;
- design reserves and identified safety factors;
- combined use with optional storage battery.

Owing to TEG characteristics a dedicated battery system should be added in case of DOL starting of electrical motors or other predictable fast transient that could occur (for example causing possible peaks of power demand or gas shortage).

Taking into account the small size of this equipment (this technology has been proven in sizes from 20 W to 550 W for offshore units), provision for an additional diesel generator for maintenance work should be considered.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61892-2:2019

Annex G (informative)

Illumination level

G.1 General illumination level

Special consideration should be given regarding selection of the light colour with respect to discrimination of colours, where required.

The average illumination levels mentioned below (see Table G.1) are stated as maintained average illuminance, which is understood as the average illumination level at the time where maintenance is planned to be carried out.

Table G.1 – General lighting illumination levels

Area	Average illuminance (lux)
General outdoor areas	100
General indoor areas, corridors, accommodation, etc.	100
Stairways	150
Process areas	200
Drill floor	350
Control rooms	500
Engine rooms – Pump rooms	200
Auxiliary engine rooms	200
Workshops	500
Switchboard/transformer rooms	200
Offices	500
Laundry and mess area	300
Galley	500
Hospital	Min. 500
Radio rooms	500

NOTE 1 The values in Table G.1 are based on the values in NORSOK S-002:2004, which contains requirements as to illumination levels in several other areas.

NOTE 2 Requirements as to illumination levels on offshore oil and gas structures can also be found in EN 12464-2.

G.2 Emergency lighting

Unless otherwise required by the appropriate authority, the illumination level for emergency lighting should be approximately 30 % of the general illumination level.

NOTE Requirements concerning emergency lighting can be found in EN 1838.

G.3 Escape lighting

Unless otherwise required by the appropriate authority, an illumination level of 1 lux is recommended along defined escape routes. For other areas, the illumination level is to take into account the activities required to be performed during an escape situation.

G.4 Verification of lighting level

Any verification of the lighting levels should be made by measurements one meter above floor level in general areas and at actual work places where appropriate levels are required.

The initial illumination levels should allow for lamp deterioration and dirt accumulation and take all foreseeable conditions into account as a consequence of a critical situation, for example, smoke.

The number of measuring points required for measuring in a given area is based on the area index and on an even grid layout for the whole area. The number of measuring points is given in Table G.2.

The area index is given by the formula (dimensions are given in metres):

$$K = (a \times b) / h(a + b)$$

where

k is the area index;

a and b are the sides of the room/area;

h is the height of luminaires above the work plane.

In addition, all light measurements shall consider any background light at the place of measurement.

Table G.2 – Recommended measuring points for measuring illumination in an area

Area index	Number of points
Below 1	4
1 and up to 2	9
2 and up to 3	16
3 and above	25

Annex H (informative)

Enhanced software simulation

H.1 General

If failure in a control element or part of a system may have severe consequences for the safe and efficient operation of the system or other systems, an enhanced system verification test shall be carried out. Such system verification tests are normally referred to as hardware-in-the-loop (HiL) tests, and are defined as simulating real-time interfaces in control systems, facilitating systematic testing of control system design philosophies, functionality, performance and failure handling capabilities, both in normal and abnormal operating conditions.

HiL testing of software-based control systems involves the use of simulator technology to verify the software functionality of the control systems that are essential for the offshore unit to conduct its operations in a safe and efficient manner. HiL testing consists of test activities conducted or verified by an owner-/operator-approved, system independent third party company – hereafter referred to as OTP – during the construction and maintenance of the offshore unit. The objective is to verify that the control system is fit and built for purpose. The acceptance criteria of the testing shall be based on plant-specific internal HiL testing verified by the OTP.

H.2 Scope of HiL testing

The scope of HiL testing shall be tailored to ensure the essential functionality required for safe and efficient operation of the control system.

As a minimum, all safety critical or operational critical functions or systems shall be included and shall be subject to HiL simulator testing prepared, conducted and documented.

H.3 Schedule and work process

HiL testing shall be conducted before an essential control system is commissioned or modified. This means that HiL testing shall be conducted before or during the factory acceptance test (FAT) as part of:

- a) construction of the offshore unit (new build);
- b) retrofit of any of the essential control systems;
- c) major upgrades of any of the essential control systems, including software upgrades.

The HiL testing shall involve interface testing verified by the OTP at each system's FAT or during a major upgrade for each of the systems in order to verify that the control system's software functionality performs correctly according to the following acceptance criteria:

- 1) the global FDS (functional design specification) for integrated control systems;
- 2) the FDS (functional design specification) for stand-alone control systems;
- 3) other requirements as agreed between owner/operator and the OTP.

H.4 Requirements relating to the control system vendor or system integrator

The vendor or system integrator of a control system that shall be subject to HiL testing shall provide a documented, safe and practical signal interface for connecting an external

third-party HiL simulator to their control system for the purpose of HiL testing of all I/Os. This shall support safe and efficient testing at the factory or on-site.

H.5 Documentation and approval

The acceptance criteria of the testing shall be based on plant-specific internal HiL testing verified by the OTP. The OTP verifying the HiL testing shall not be the ship yard or the vendor or system integrator of any essential control systems on the offshore unit.

Documentation shall follow classification societies' processes and naming conventions, i.e. ensuring consistency with DNV ESV, DNV SV, DNV OS-D203 ISDS, ABS ISQM guidelines or similar as agreed with the OTP.

Documentation shall include verification of software such as enhanced software verification of all functions and interfaces between systems, sub-systems and machinery components. That is to say that verification shall cover all normal and abnormal operational criteria and limits in all situations including but not limited to faults, alarms and shutdown situations.

All plant-specific software development shall be fully documented including extended comments for OTP verification following ISO/IEC/IEEE 12207, ISO 13849-1 and ISO 13849-2 (all parts), IEC 62381, IEEE 1012 or other industrial software standards agreed with the OTP.

The HiL testing shall document that the control system meets the performance requirements and acceptance criteria listed.

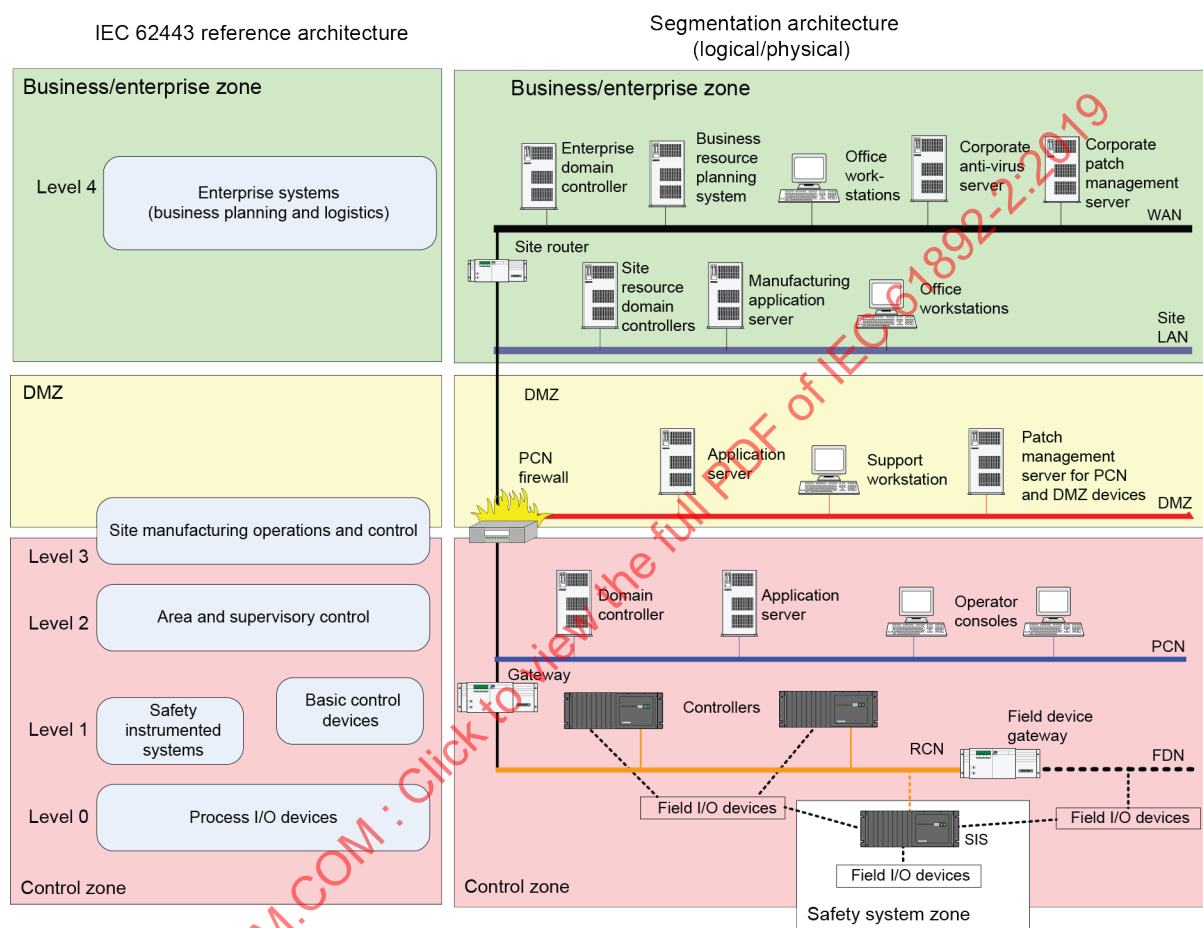
Acceptance criteria of the testing, documentation and plant specific software development shall be approved by the owner/operator.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61892-2:2019

Annex I (informative)

Architecture for energy control, monitoring and alarm system – Level reference and segmentation architecture

Figure I.1 illustrates the level references and the corresponding typical segmentation as described in 13.8.2, EMCS architecture.



IEC

Source: IEC 62443-2-1:2010, Figure A.8.

Figure I.1 – IEC 62443 reference architecture

Bibliography

IEC 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary*
(available at <http://www.electropedia.org>)

IEC 60073, *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification – Coding principles for indicators and actuators*

IEC 60079-7:2015, *Explosive atmospheres – Part 7: Equipment protection by increased safety "e"*

IEC 60092-350:2014, *Electrical installations in ships – Part 350: General construction and test methods of power, control and instrumentation cables for shipboard and offshore applications*

IEC 60092-502, *Electrical installations in ships – Part 502: Tankers – Special features*

IEC 60364-1:2005, *Low-voltage electrical installations – Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions*

IEC 60364-4-41:2005, *Low-voltage electrical installations – Part 4-41: Protection for safety – Protection against electric shock*

IEC 60364-4-43:2008, *Low-voltage electrical installations – Part 4-43: Protection for safety - Protection against overcurrent*

IEC 60364-7-710, *Electrical installations of buildings – Part 7-710: Requirements for special installations or locations – Medical locations*

IEC 60529, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)*

IEC 60617, *Graphical symbols for diagrams* (available at <http://std.iec.ch/iec60617>)

IEC 60904 (all parts), *Photovoltaic devices*

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

IEC TR 61131-4, *Programmable controllers – Part 4: User guidelines*

IEC 61180, *High-voltage test techniques for low-voltage equipment – Definitions, test and procedure requirement, test equipment*

IEC 61400 (all parts), *Wind turbines*

IEC 61660-1, *Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations – Part 1: Calculation of short-circuit currents*

IEC TS 61836, *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols*

IEC 61892-5, *Mobile and fixed offshore units – Electrical installations – Part 5: Mobile units*

IEC 61936-1, *Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules*

IEC TS 61936-2, *Power installations exceeding 1 kV a.c. and 1,5 kV d.c. – Part 2: d.c.*

IEC 62271-200, *High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV*

IEC 62381, *Automation systems in the process industry – Factory acceptance test (FAT), site acceptance test (SAT), and site integration test (SIT)*

IEC 62443-2-1:2010, *Industrial communication networks – Network and system security – Part 2-1: Establishing an industrial automation and control system security program*

ISO/IEC/IEEE 12207, *Systems and software engineering – Software life cycle processes*

IEC 62682, *Management of alarm systems for the process industries*

ISO 3046-1, *Reciprocating internal combustion engines – Performance – Part 1: Declarations of power, fuel and lubricating oil consumptions, and test methods – Additional requirements for engines for general use*

ISO 8468, *Ships and marine technology – Ship's bridge layout and associated equipment – Requirements and guidelines*

ISO 11064 (all parts), *Ergonomic design of control centres*

ISO 13702, *Petroleum and natural gas industries – Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations – Requirements and guidelines*

ISO 13849 (all parts), *Safety of machinery – Safety-related parts of control systems*

ISO 80079-36, *Explosive atmospheres – Part 36: Non-electrical equipment for explosive atmospheres – Basic method and requirements*

ISO 80079-37, *Explosive atmospheres – Part 37: Non-electrical equipment for explosive atmospheres – Non electrical type of protection constructional safety "c", control of ignition source "b", liquid immersion "k"*

American Bureau of Shipping (ABS), *Guide for Integrated Software Quality Management (ISQM)*

AWEA standard, AWEA 3.1, *Design Criteria Recommended Practices: Wind Energy Conversion Systems (1988)*, Washington DC: American Wind Energy Association

AWEA standard, AWEA 6.1, *Recommended Practice for the Installation of Wind Energy Conversion Systems (1989)*, Washington DC: American Wind Energy Association

DNV-OS-D203, *Integrated Software Dependent Systems (ISDS)*

DNV, *Rules for classification of ships, Part 6 Chapter 22, Enhanced System Verification*

EN 1838, *Lighting applications – Emergency lighting*

EN 12464-2, *Light and lighting – Lighting of work places – Part 2: Outdoor work places*

IEEE 1012, *IEEE Standard for System, Software, and Hardware Verification and Validation*

IEEE 1584:2002, *IEEE Guide for Performing Arc Flash Hazard Calculations*

Health and Safety Executive (GB), *Failure modes, reliability and integrity of floating storage unit (FPSO, FSU) turret and swivel systems. Prepared by AEA Technology Engineering Solutions for the Health and Safety Executive*

Health and Safety Executive (GB), *Failure modes, reliability and integrity of floating storage unit (FPSO, FSU) turret and swivel systems, Annexes*

NFPA 20, *Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection, National Fire Protection Association*

NFPA 70E, *Standard for Electrical Safety in the Workplace*

NORSOK S-002:2004, *Working environment*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61892-2:2019

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	118
INTRODUCTION	120
1 Domaine d'application	121
2 Références normatives	122
3 Termes, définitions et abréviations	123
3.1 Termes et définitions	124
3.2 Termes abrégés	131
4 Sources d'énergie électrique pour les unités habitées	132
4.1 Généralités	132
4.2 Sources d'alimentation électrique principales	133
4.2.1 Exigences communes	133
4.2.2 Capacité des alimentations électriques principales et essentielles	133
4.2.3 Dispositif de délestage	134
4.3 Source d'alimentation électrique essentielle	134
4.4 Source d'alimentation électrique de secours	135
4.5 Dispositifs de démarrage des générateurs de secours	138
4.6 Exigences complémentaires relatives aux locaux de machines non surveillés	139
4.7 Source d'énergie des alimentations sans interruption (ASI)	139
4.7.1 Généralités	139
4.7.2 Fonctionnalité des ASI – Alimentation sans interruption pour les charges critiques/sensibles	140
4.7.3 ASI – Problèmes de conception	140
4.8 Systèmes de transmission incluant l'alimentation électrique principale provenant de la côte	142
4.9 Autres sources d'alimentation	144
5 Sources d'énergie électrique pour les unités inhabitées	145
5.1 Généralités	145
5.2 Alimentations électriques	145
5.2.1 Sources à évaluer	145
5.2.2 Câble provenant d'une autre unité ou de la côte	145
5.2.3 Générateur local (à gaz ou diesel)	145
5.2.4 Autres sources d'alimentation	146
5.2.5 ASI	146
5.3 Facteurs affectant les exigences relatives à l'alimentation électrique	146
6 Mise à la terre du système	147
6.1 Exigences générales	147
6.2 Mise à la terre du neutre dans les circuits à courant alternatif jusqu'à 1 000 V inclus	147
6.3 Mise à la terre du neutre dans les circuits à courant alternatif de plus de 1 000 V	148
6.4 Alimentations électriques fonctionnant en parallèle	149
6.5 Résistances de mise à la terre, connexion à la coque/structure	149
7 Systèmes de distribution	151
7.1 Systèmes de distribution en courant continu	151
7.1.1 Types de systèmes de distribution	151
7.1.2 Réseaux TN à courant continu	152

7.1.3	Réseaux IT à courant continu	154
7.1.4	Tensions CC.....	155
7.2	Systèmes de distribution en courant alternatif	156
7.2.1	Systèmes de distribution primaires en courant alternatif	156
7.2.2	Systèmes de distribution secondaires en courant alternatif	156
7.2.3	Réseau TN à courant alternatif	156
7.2.4	Systèmes IT à courant alternatif	158
7.2.5	Tensions CA et fréquences	159
7.2.6	Systèmes de mise à la terre	160
8	Exigences des systèmes de distribution.....	160
8.1	Méthodes de distribution	160
8.2	Equilibre des charges	161
8.2.1	Equilibre des charges dans les réseaux à courant continu à trois fils	161
8.2.2	Equilibre des charges dans les réseaux à courant alternatif à trois ou quatre fils	161
8.3	Circuits terminaux	161
8.3.1	Généralités	161
8.3.2	Circuits terminaux d'éclairage	161
8.3.3	Circuits terminaux de chauffage	161
8.3.4	Circuits terminaux des prises de courant	162
8.4	Circuits de contrôle	162
8.4.1	Circuits d'alimentation et tensions nominales	162
8.4.2	Conception du circuit	163
8.4.3	Protection	163
8.4.4	Disposition des circuits	164
8.5	Circuits des moteurs	164
8.5.1	Démarrage des moteurs	164
8.5.2	Dispositifs de déconnexion	164
8.5.3	Démarreurs à distance des moteurs	164
8.6	Isolation de l'alimentation de la cuisine	165
9	Câbles et systèmes de câblage	165
9.1	Câbles	165
9.2	Chute de tension.....	166
9.3	Facteurs de demande	166
9.3.1	Circuits terminaux.....	166
9.3.2	Circuits autres que les circuits terminaux.....	166
9.3.3	Application des facteurs de diversité et de demande.....	166
9.4	Circuits des moteurs	166
9.5	Sections des conducteurs	166
9.6	Facteurs de correction pour les groupements de câbles.....	167
9.7	Séparation des circuits.....	167
10	Etudes et calculs relatifs aux systèmes.....	168
10.1	Etudes électriques – Généralités	168
10.2	Etude du bilan de puissance	170
10.3	Calculs de transit de puissance.....	170
10.4	Calculs de court-circuit	171
10.5	Etude de la protection et de la sélectivité	173
10.6	Calculs de stabilité dynamique du système d'alimentation électrique	174
10.7	Calcul des courants et des tensions harmoniques	177

11	Protection	177
11.1	Généralités	177
11.2	Caractéristiques et choix des dispositifs de protection par rapport au pouvoir de coupure en court-circuit	178
11.2.1	Généralités	178
11.2.2	Dispositifs de protection	178
11.2.3	Protection de secours	179
11.2.4	Pouvoir de coupure assigné en court-circuit	179
11.2.5	Pouvoir de fermeture assigné en court-circuit	181
11.2.6	Choix coordonné des dispositifs de protection concernant les exigences de sélectivité	181
11.3	Choix des dispositifs de protection par rapport à la surcharge.....	181
11.3.1	Dispositifs de protection	181
11.3.2	Fusibles de protection contre la surcharge.....	181
11.4	Choix des dispositifs de protection selon leur application	182
11.4.1	Généralités	182
11.4.2	Protection des générateurs.....	182
11.4.3	Protection des ASI.....	183
11.4.4	Protection des transformateurs	183
11.4.5	Transformateurs – Isolation des enroulements.....	183
11.4.6	Protection de circuit.....	184
11.4.7	Protection du moteur électrique	184
11.4.8	Protection des circuits d'éclairage.....	185
11.4.9	Protection de l'alimentation provenant de sources externes	185
11.4.10	Protection des accumulateurs et batteries d'accumulateurs	185
11.4.11	Protection des dispositifs statiques ou à semiconducteurs	185
11.4.12	Protection pour les systèmes de réchauffage des conduites	185
11.5	Protection à minimum de tension	186
11.5.1	Générateurs	186
11.5.2	Moteurs à courant alternatif et continu	186
11.6	Protection à maximum de tension	186
11.6.1	Généralités.....	186
11.6.2	Machines à courant alternatif.....	186
11.6.3	Réseaux à courant continu	186
12	Eclairage.....	186
12.1	Généralités	186
12.2	Système d'éclairage général	187
12.3	Système d'éclairage de secours.....	187
12.4	Système d'éclairage d'évacuation	188
12.5	Circuits d'éclairage dans les locaux de machines, les zones d'habitation, les espaces à pont découvert, etc.	188
12.6	Signaux et feux de navigation et d'obstacle.....	188
13	Système de contrôle de l'énergie, de surveillance et d'alarme	189
13.1	Généralités	189
13.2	Système d'alarme	189
13.3	Topologie des réseaux.....	189
13.4	Communication par routeur	190
13.5	Protocoles de communication	190
13.6	Surveillance et diagnostic de défaut.....	190

13.7	Cybersécurité	190
13.8	Systèmes de gestion et de contrôle des réseaux d'énergie (EMCS)	190
13.8.1	Généralités	190
13.8.2	Architecture de l'EMCS	191
13.8.3	Interaction avec le système de protection	192
13.8.4	Performances	192
13.9	Compatibilité électromagnétique	192
13.10	Horodatage et journaux des événements	192
13.11	Commandes à distance	192
13.11.1	Informations d'état en continu	192
13.11.2	Commandes autonomes	192
13.11.3	Commandes exclusives	193
13.11.4	Verrouillages dans les commandes d'exploitation	193
13.12	Interface homme-machine	193
13.13	Arrêt d'urgence	193
13.14	Contrôle automatique des sources électriques	193
13.14.1	Exécution des commandes de démarrage	193
13.14.2	Conditions de prédémarrage	193
13.14.3	Indication de la position d'attente	193
13.15	Connexion automatique à un jeu de barres hors tension	194
13.15.1	Connexion en cas de mise hors service	194
13.15.2	Court-circuit	194
13.16	Déconnexion retardée	194
13.17	Dispositifs de démarrage automatique pour systèmes auxiliaires à motorisation électrique	194
13.17.1	Prévention des surcharges par un redémarrage séquentiel	194
13.17.2	Neutralisation du démarrage	194
13.18	Systèmes d'alarme générale	194
13.18.1	Audibilité	194
13.18.2	Niveau sonore minimal	194
13.18.3	Tolérance aux pannes	195
13.18.4	Sources d'alimentation	195
13.19	Intégration du système	195
13.19.1	Fonctions d'alarme	195
13.19.2	Fonctions de commande essentielles et de secours	195
13.20	Logiciel	195
13.20.1	Contrôle des versions des logiciels	195
13.20.2	Configuration – Fonctions de support	196
13.20.3	Documentation	196
13.21	Essais	197
13.21.1	Généralités	197
13.21.2	Matériel	197
13.21.3	Logiciel	197
13.21.4	Essais des systèmes	197
14	Installations spéciales – Joints tournants/tourelle	198
14.1	Normes, codes et réglementations	198
14.2	Liaison et mise à la terre de protection des joints tournants	198
Annexe A (informative)	Source d'alimentation électrique essentielle	199
Annexe B (informative)	Source d'alimentation électrique de secours	201

Annexe C (informative) Exemples applicables de technologies VSC pour le CCHT	203
Annexe D (informative) Joints tournants/tourelle	208
D.1 Généralités	208
D.2 Conception des joints tournants et emplacement des services	208
D.3 Exposition des têtes de rotation électriques à haute tension aux défauts	209
D.4 Enveloppe et système de purge	210
D.5 Indice de protection	210
D.6 Radiateurs anticondensation	210
D.7 Inspection et essais de fonctionnement de l'unité pivotante	210
Annexe E (informative) Lignes directrices pour la conception des unités inhabitées	212
E.1 Facteurs affectant les exigences relatives à l'alimentation électrique	212
E.2 Recommandations pour définir les exigences des alimentations électriques	212
E.2.1 Une alimentation électrique principale et une ASI	212
E.2.2 Une alimentation électrique de secours et une ASI	213
E.2.3 Une alimentation principale, une alimentation de secours et une ASI	213
E.2.4 Sources d'énergie renouvelables	214
E.3 Disposition	214
E.4 Disposition des tableaux	214
E.5 Equipement à haute tension	218
E.6 Système d'éclairage	218
Annexe F (informative) Autres sources d'énergie électrique	219
F.1 Généralités	219
F.2 Système photovoltaïque	219
F.3 Système d'éoliennes	221
F.4 Microturbines	223
F.5 Turbogénérateurs à vapeur à cycle fermé (CCVT)	224
F.6 Générateurs thermoélectriques (GTE)	225
Annexe G (informative) Niveau d'éclairage	227
G.1 Niveau d'éclairage général	227
G.2 Eclairage de secours	227
G.3 Eclairage d'évacuation	228
G.4 Vérification du niveau d'éclairage	228
Annexe H (informative) Simulation informatique renforcée	229
H.1 Généralités	229
H.2 Domaine d'application de l'essai HiL	229
H.3 Programme et processus de travail	229
H.4 Exigences relatives aux fournisseurs ou aux intégrateurs des systèmes de contrôle	230
H.5 Documentation et approbation	230
Annexe I (informative) Architecture du système de contrôle de l'énergie, de surveillance et d'alarme – Référence de niveau et architecture à segmentation	231
Bibliographie	232
Figure 1 – Continuité d'alimentation/continuité de service	126
Figure 2 – Hiérarchie du système d'alimentation électrique d'une unité en mer	132
Figure 3 – Réseau TN-S à courant continu	152
Figure 4 – Réseau TN-C à courant continu	153
Figure 5 – Réseau TN-C-S à courant continu	154

Figure 6 – Réseau IT à courant continu	155
Figure 7 – Réseau TN-S à courant continu	157
Figure 8 – Réseau TN-C-S à courant alternatif.....	157
Figure 9 – Réseau TN-C à courant alternatif	158
Figure 10 – Réseau IT à courant alternatif	158
Figure 11 – Utilisation de FCL dans un tableau d'urgence.....	180
Figure C.1 – Ligne de transport d'énergie en CCHT par VSC type entre un réseau côtier et une unité pétrolière en mer; monopole symétrique	204
Figure C.2 – Disposition type d'une ligne de transport d'énergie en CCHT par VSC à monopole et à bipôle symétriques et asymétriques	205
Figure C.3 – Schémas de principe des topologies possibles pour les types à deux niveaux (à gauche) et multiniveaux (à droite), avec l'indication des formes d'onde pour les tensions de sortie filtrées (en bleu) et non filtrées (en vert)	207
Figure E.1 – Exemple de dispositif électrique pour une unité inhabitée	216
Figure E.2 – Exemple de dispositif électrique pour une unité inhabitée	217
Figure E.3 – Exemple de dispositif électrique pour une unité inhabitée	217
Figure F.1 – Système de production d'énergie PV – Principaux éléments fonctionnels, sous-systèmes et diagramme de flux d'énergie	220
Figure F.2 – Diagramme type de la fonction de réseau séparé d'un système d'aérogénérateurs – Unité inhabitée	221
Figure F.3 – Diagramme type de la fonction de réseau séparé d'un système d'aérogénérateurs – Unité avec équipage	222
Figure F.4 – Schéma fonctionnel type des microturbines	223
Figure F.5 – Schéma fonctionnel de principe des CCVT.....	224
Figure F.6 – Diagramme type du système des générateurs thermoélectriques (GTE).....	226
Figure I.1 – Architecture de référence de l'IEC 62443	231
Tableau 1 – Résumé des caractéristiques principales des méthodes de mise à la terre du neutre	150
Tableau 2 – Tensions pour les réseaux à courant continu	155
Tableau 3 – Réseaux à courant alternatif de tension nominale comprise entre 100 V et 1 000 V inclus, et équipement lié	159
Tableau 4 – Réseaux triphasés en courant alternatif ayant une tension nominale supérieure à 1 kV et inférieure ou égale 35 kV, et équipement lié	160
Tableau G.1 – Niveaux d'éclairage de l'éclairage général	227
Tableau G.2 – Points de mesure recommandés pour les mesures d'éclairage dans une zone.....	228

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

UNITÉS MOBILES ET FIXES EN MER – INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES –

Partie 2: Conception du système

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique 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. A 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 de l'IEC 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.

La Norme internationale IEC 61892-2 a été établie par le comité d'études 18 de l'IEC: Installations électriques des navires et des unités mobiles et fixes en mer.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 2012. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) l'exigence relative aux sources d'énergie électrique a été réécrite; les exigences sont données à la fois pour les unités habitées et inhabitées; des exigences relatives aux services essentiels de l'énergie électrique ont été ajoutées;
- b) une exigence relative au démarrage depuis l'arrêt complet a été ajoutée;

- c) l'exigence relative à l'arrêt d'urgence des pompes à moteur pour le transfert et la pression du mazout a été ajoutée;
- d) des exigences générales relatives aux câbles et aux systèmes de câblage ont été ajoutées;
- e) la description des interfaces entre l'unité et le système de transmission électrique a été incluse;
- f) les exigences relatives aux systèmes de contrôle de l'énergie, de surveillance et d'alarme ont été réécrites;
- g) de nouveaux articles concernant les joints tournants et la tourelle, ainsi que les installations inhabitées, ont été ajoutés;
- h) des annexes informatives concernant les points suivants ont été ajoutées :
 - source d'alimentation électrique essentielle;
 - source d'alimentation électrique de secours;
 - exemples applicables de convertisseur de source de tension CCHT;
 - joints tournants/tourelle;
 - alimentations électriques pour les unités inhabitées, avec tableau principal et tableau de secours séparés ou combinés;
 - autres sources d'alimentation électrique – exigences générales;
 - niveau d'éclairage;
 - simulation informatique renforcée;
 - architecture du système de contrôle de l'énergie, de surveillance et d'alarme.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
18/1650/FDIS	18/1661/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette Norme internationale.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61892, publiées sous le titre général *Unités mobiles et fixes en mer – Installations électriques*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives au document recherché. A cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

L'IEC 61892 définit une série de Normes internationales destinées à garantir la sécurité de la conception, du choix, de l'installation, de la maintenance et de l'utilisation des matériels électriques destinés à la génération, à la transmission, au stockage, à la distribution et à l'utilisation d'énergie électrique, quelle qu'en soit la finalité, dans les unités en mer utilisées pour l'exploration ou l'exploitation de ressources pétrolières.

La présente partie de l'IEC 61892 comprend et coordonne, dans toute la mesure du possible, les règles existantes et constitue un code d'interprétation, le cas échéant, des exigences de l'Organisation Maritime Internationale (OMI), un guide pour les règlements qui peuvent être préparés à l'avenir et un guide pratique pour les propriétaires, les concepteurs et les installateurs d'unités en mer, ainsi que pour les organismes concernés.

Le présent document s'appuie sur des solutions et méthodes qui sont actuellement en vigueur, mais elle n'a pas pour objet de freiner le développement de nouvelles techniques ou l'amélioration des techniques existantes.

Dans cette révision, les limites de tension ont été supprimées. Elles peuvent toutefois figurer dans les normes d'équipements visées. La suppression des limites de tension a été jugée nécessaire en raison de l'interconnexion des unités en mer et de l'alimentation de ces dernières depuis le quai. Dans de tels cas, des tensions de transmission jusqu'à 132 kV en courant alternatif et 150 kV en courant continu sont utilisées et des tensions plus élevées sont prévues.

La série IEC 61892 a pour objectif de constituer un ensemble de Normes internationales destinées à l'industrie pétrolière en mer, mais elle n'a pas pour objet d'empêcher leur utilisation pour des installations autres que les installations pétrolières.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61892-2:2019

UNITÉS MOBILES ET FIXES EN MER – INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES –

Partie 2: Conception du système

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61892 s'applique à la conception de systèmes concernant les installations et équipements électriques des unités mobiles et fixes en mer, y compris les canalisations, les stations de pompage ou de raclage, les stations de compression et les systèmes d'amarrage à point unique, qui sont utilisés dans l'industrie pétrolière en mer (offshore) pour le forage, la production, les lieux d'habitation, le traitement, le stockage et le déchargement.

Elle s'applique à toutes les installations, qu'elles soient permanentes ou provisoires, transportables ou portatives, aux installations en courant alternatif et aux installations en courant continu sans aucune limitation du niveau de tension. Les normes des équipements référencés peuvent fournir des limites de niveau de tension.

Le présent document spécifie des exigences pour

- les sources d'énergie électrique pour les unités habitées ou inhabitées,
- la mise à la terre du système, à la fois pour les installations à basse et à haute tension,
- l'interface des systèmes de transmission électrique pour l'alimentation électrique depuis la côte, entre les unités en mer interconnectées et pour l'alimentation électrique des installations sous-marines depuis les unités en mer,
- les systèmes de distribution,
- les câbles et les systèmes de câblage,
- les études et les calculs relatifs aux systèmes,
- la protection contre les défauts d'origine électrique,
- l'éclairage,
- les systèmes de contrôle de l'énergie, de surveillance et d'alarme, et
- la tourelle/les joints tournants.

Le présent document fournit des informations et des recommandations à propos de sujets tels que:

- des exemples applicables de convertisseur de source de tension CCHT, et
- des recommandations concernant le niveau d'éclairement.

Le présent document ne s'applique pas

- aux équipements fixes destinés aux applications médicales,
- aux installations électriques des navires-citernes, et
- au contrôle des sources d'incendie autres que celles générées par l'équipement électrique.

NOTE 1 Pour les locaux médicaux, l'IEC 60364-7-710 fournit des exigences spécifiques. Les exigences relatives aux navires-citernes sont données dans l'IEC 60092-502.

NOTE 2 Les recommandations relatives à la protection des équipements non électriques peuvent être consultées dans l'ISO 80079-36, l'ISO 80079-37 et le Code MODU de l'OMI (de 2009), 6.7.

2 Références normatives

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

IEC 60038:2009, *Tensions nominales de la CEI*

IEC 60092-504:2016, *Installations électriques à bord des navires – Partie 504: Automatisation, commande et instrumentation*

IEC 60331-1, *Essais pour câbles électriques soumis au feu – Intégrité des circuits – Partie 1: Méthode d'essai au feu avec chocs pour les câbles de tension assignée au plus égale à 0,6/1,0 kV et de diamètre externe supérieur à 20 mm, à une température d'au moins 830 °C*

IEC 60331-2, *Essais pour câbles électriques soumis au feu – Intégrité des circuits – Partie 2: Méthode d'essai au feu avec chocs pour les câbles de tension assignée au plus égale à 0,6/1,0 kV et de diamètre externe inférieur ou égal à 20 mm, à une température d'au moins 830 °C*

IEC 60331-21, *Essais de câbles électriques soumis au feu – Intégrité des circuits – Partie 21: Procédures et prescriptions – Câbles de tension assignée jusqu'à et y compris 0,6/1,0 kV*

IEC 60447, *Principes fondamentaux et de sécurité pour l'interface homme-machine, le marquage et l'identification – Principes de manœuvre*

IEC 60533, *Electrical and electronic installations in ships – Electromagnetic compatibility (EMC) – Ships with a metallic hull* (disponible en anglais seulement)

IEC 60909-0, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 0: Calcul des courants*

IEC TR 60909-1, *Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909-0*

IEC 60947-2:2016, *Appareillage à basse tension – Partie 2: Disjoncteurs*

IEC 60947-4-2, *Appareillage à basse tension – Partie 4-2: Contacteurs et démarreurs de moteurs – Gradateurs et démarreurs à semiconducteurs de moteurs à courant alternatif*

IEC 61131-1, *Automates programmables – Partie 1: Informations générales*

IEC 61131-2, *Mesurage et contrôle des processus industriels – Automates programmables – Partie 2: Exigences et essais des équipements*

IEC 61363-1, *Installations électriques à bord des navires et des plate-formes mobiles et fixes en mer – Partie 1: Evaluation des courants de court-circuit en c.a. triphasé*

IEC 61892-1:2019, *Unités mobiles et fixes en mer – Installations électriques – Partie 1: Exigences générales et conditions*

IEC 61892-3:2019, *Unités mobiles et fixes en mer – Installations électriques – Partie 3: Equipements*

IEC 61892-4:2019, *Unités mobiles et fixes en mer – Installations électriques – Partie 4: Câbles*

IEC 61892-6:2019, *Unités mobiles et fixes en mer – Installations électriques – Partie 6: Installation*

IEC 61892-7, *Unités mobiles et fixes en mer – Installations électriques – Partie 7: Emplacements dangereux*

IEC 62040-1, *Alimentations sans interruption (ASI) – Partie 1: Exigences de sécurité*

IEC 62040-2, *Alimentations sans interruption (ASI) – Partie 2: Exigences pour la compatibilité électromagnétique (CEM)*

IEC 62040-3:2011, *Alimentations sans interruption (ASI) – Partie 3: Méthode de spécification des performances et exigences d'essais*

IEC 62271-100, *Appareillage à haute tension – Partie 100: Disjoncteurs à courant alternatif*

IALA, *Recommandation O-139 sur la signalisation des structures artificielles en mer*

Convention de l'OACI, *Organisation de l'aviation civile internationale, Annexe 14, Aéroports*

OMI, *Recueil de règles relatives aux alertes et aux indicateurs*

OMI, *Convention on the International Regulations for Preventing Collisions at Sea (COLREG), 1972* (disponible en anglais seulement)

OMI, *International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS)*, édition consolidée de 2014 (disponible en anglais seulement)

OMI, Code MODU de 2009, *Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units, 2009*, édition de 2010 (disponible en anglais seulement)

OMI, MSC/Circ. 645, *Guidelines for vessels with dynamic positioning systems, Annex* (disponible en anglais seulement)

3 Termes, définitions et abréviations

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions ci-dessous ainsi que ceux fournis dans l'IEC 61892-1 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 Termes et définitions

3.1.1

systèmes de distribution à courant alternatif

3.1.1.1

distribution à courant alternatif monophasé à deux fils

réseau à courant alternatif ne comprenant que deux conducteurs entre lesquels est branchée la charge

Note 1 à l'article: Ce réseau peut être utilisé pour le raccordement de la charge entre phases et pour le raccordement de la charge entre la phase et le neutre.

Note 2 à l'article: Dans certains pays, le réseau composé d'un raccordement de la charge entre phases est appelé réseau biphasé.

3.1.1.2

distribution à courant alternatif en triphasé à trois fils

réseau à courant alternatif comprenant trois conducteurs raccordés à une source triphasée

3.1.1.3

distribution à courant alternatif en triphasé à quatre fils

réseau à courant alternatif comprenant quatre conducteurs dont trois sont raccordés à une source triphasée et le quatrième au point neutre de la source de l'alimentation

3.1.2

danger d'arc électrique

situation dangereuse associée à la libération d'énergie provoquée par un arc électrique

[SOURCE: En anglais, IEEE 1584:2002, 3.1]

3.1.3

disponibilité

état d'un dispositif capable de remplir la fonction requise

[SOURCE: IEC 60050-603:1986, 603-05-04]

3.1.4

protection de secours

protection destinée à fonctionner lorsqu'un défaut n'est pas éliminé dans le délai imparti, à cause:

- d'une défaillance ou d'une inaptitude à fonctionner du dispositif de protection le plus proche du défaut, ou
- d'une défaillance d'un autre dispositif de protection qui n'est pas le plus proche du défaut

[SOURCE: IEC 60050-448:1995, 448-11-14, modifié – La définition a été réécrite.]

3.1.5

coupure

<unité en mer> état caractérisé par le fait que

- les opérations normales ont cessé du fait d'une perte imprévue de la source d'alimentation électrique principale,
- le cas échéant, la source d'alimentation électrique essentielle n'a pas été établie dans le délai imparti,
- le(s) générateur(s) de secours n'a/ont pas démarré,

mais le système d'alimentation électrique transitoire est quand même opérationnel, par exemple au moyen des batteries d'accumulateurs des ASI

3.1.6**démarrage depuis l'arrêt complet**

<unité en mer> désigne une restauration de l'alimentation électrique et des services à la suite d'un événement majeur accompagné des situations suivantes:

- i) toutes les sources d'énergie électrique se sont arrêtées, et
- ii) les systèmes de stockage d'énergie ont été entièrement épuisés

3.1.7**commande centralisée**

commande de l'ensemble des opérations d'un système depuis un poste central

3.1.8**système informatique**

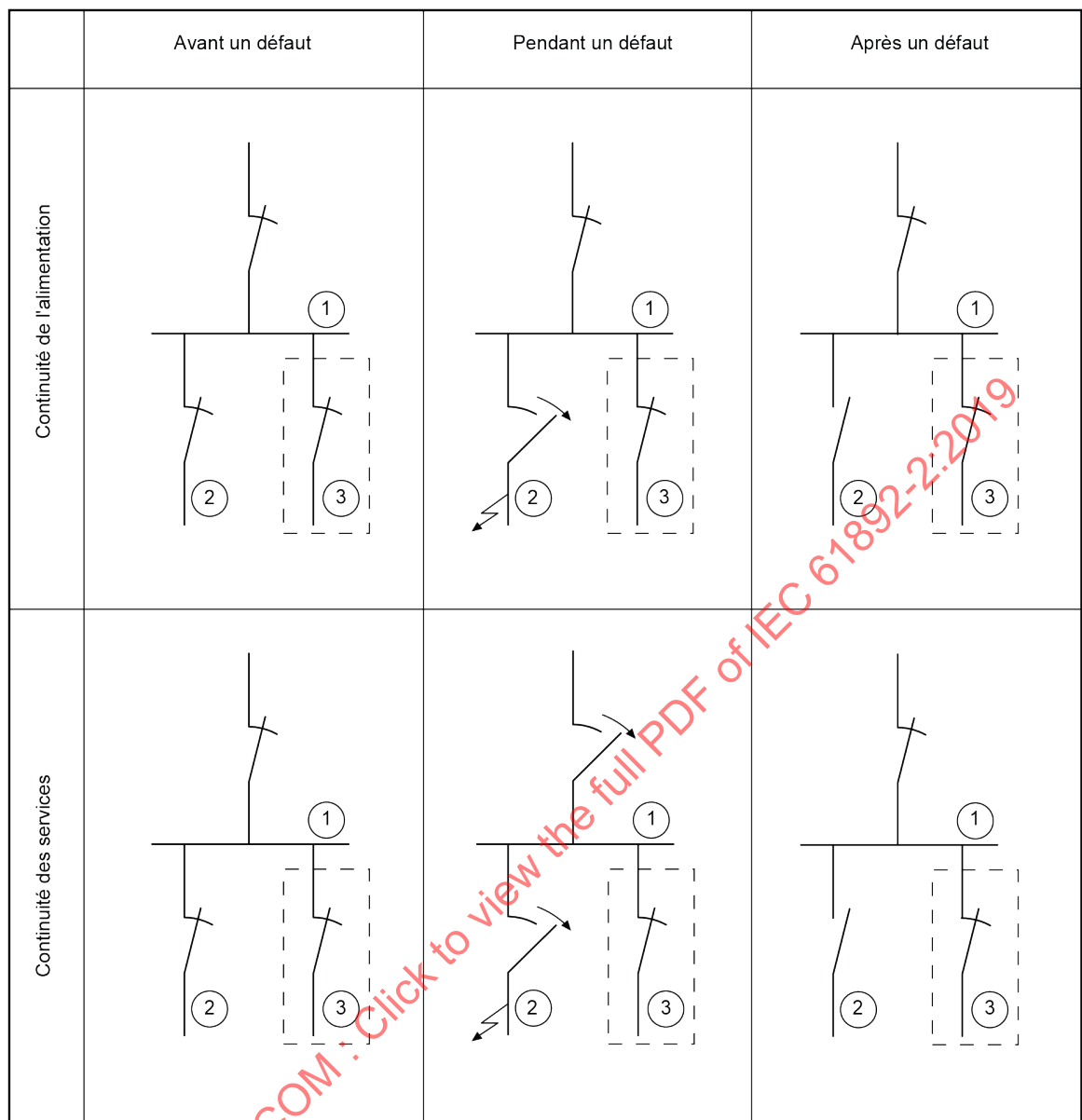
système constitué de plusieurs dispositifs électroniques programmables et de leurs connexions, périphériques et logiciels nécessaires à l'exécution de fonctions automatiquement spécifiées

3.1.9**continuité de service**

condition où l'alimentation des circuits sains est rétablie à la suite de l'élimination d'un défaut dans un circuit

Note 1 à l'article: Voir le circuit 3 à la Figure 1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61892-2:2019



IEC

Figure 1 – Continuité d'alimentation/continuité de service

3.1.10

continuité de l'alimentation

condition où l'alimentation des circuits sains est assurée en permanence pendant et après un défaut dans un circuit

Note 1 à l'article: Voir le circuit 3 à la Figure 1.

3.1.11

fonction de commande

fonctions destinées à réguler le comportement des équipements ou systèmes

3.1.12**poste de conduite****poste de commande**

groupe de dispositifs de commande au moyen duquel un opérateur peut maîtriser les performances d'une machine, d'un appareil, d'un processus ou d'un ensemble de machines et d'appareils

3.1.13**réseau de distribution à courant continu****3.1.13.1****réseau à courant continu à deux fils**

réseau à courant continu ne comprenant que deux conducteurs entre lesquels est branchée la charge

3.1.13.2**réseau à courant continu à trois fils**

réseau à courant continu comprenant deux conducteurs actifs et un conducteur médian, l'alimentation étant assurée par les deux conducteurs actifs, ou par le conducteur médian et l'un des deux conducteurs actifs (le courant du conducteur médian étant la somme algébrique des courants circulant dans les conducteurs actifs)

3.1.14**facteur de demande**

rapport, exprimé en valeur numérique ou en pourcentage, de la puissance maximale appelée par une installation ou un ensemble d'installations, à la puissance installée de cette installation ou de ces installations

[SOURCE IEC 60050-691:1973, 691-10-05, modifiée – L'expression "au cours d'une période déterminée" a été supprimée de la définition et la note à l'article a été effacée.]

3.1.15**facteur de simultanéité**

rapport, exprimé en valeur numérique ou en pourcentage, de la puissance maximale appelée par un ensemble de clients ou un groupe d'appareils électriques, au cours d'une période déterminée, à la somme des puissances maximales individuelles appelées pendant la même période

[SOURCE: IEC 60050-691:1973, 691-10-03, modifié – La note à l'article a été supprimée.]

3.1.16**facteur de diversité**

rapport, exprimé en valeur numérique ou en pourcentage, de la somme des puissances maximales individuelles appelées par un ensemble de consommateurs ou un groupe d'appareils électriques, au cours d'une période déterminée, à la puissance maximale appelée pendant la même période

Note 1 à l'article: Le facteur de diversité est la réciproque du facteur de simultanéité.

3.1.17**comptage transactionnel**

comptage réalisé au point de transaction enregistré à chaque fois que la possession d'une quantité mesurable d'énergie électrique est transférée d'une partie à une autre

3.1.18**fonction**

opération élémentaire réalisée par le système conjointement avec d'autres opérations élémentaires (fonctions système) afin de permettre au système d'exécuter une tâche

3.1.19

haute tension

ensemble des niveaux de tension supérieurs à la basse tension

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-01-27, modifié – Le sens restrictif et l'abréviation du terme ont été omis.]

3.1.20

basse tension

ensemble des niveaux de tension utilisés pour la distribution d'énergie électrique et dont la limite supérieure généralement admise est de 1 000 V en tension alternative ou 1 500 V en tension continue

[SOURCE: IEC 60050-601:1985, 601-01-26, modifié – La tension en courant continu a été ajoutée.]

3.1.21

système de distribution à retour par la coque

système de distribution où des conducteurs isolés sont reliés à l'un des pôles ou à l'une des phases de l'alimentation, la structure de l'unité ou toute autre structure mise à la terre en permanence étant utilisée pour les connexions à l'autre pôle ou à l'autre phase

3.1.22

intégrité

capacité d'un système à exécuter correctement les fonctions exigées dans l'ensemble des conditions énoncées et sur une période définie

3.1.23

salle de commande

salle ou locaux rassemblant les commandes centralisées, les équipements de mesure et de surveillance des équipements principaux et des machines auxiliaires stratégiques, ainsi que les systèmes de communication dédiés

3.1.24

surintensité

courant supérieur au courant assigné

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-11-06]

3.1.25

sélectivité lors d'une surintensité

coordination entre les caractéristiques de fonctionnement de plusieurs dispositifs de protection à maximum de courant de telle façon qu'à l'apparition de surintensités comprises dans des limites données, le dispositif prévu pour fonctionner dans ces limites fonctionne, tandis que le ou les autres demeurent pratiquement intacts

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-17-15, modifié – La note à l'article a été supprimée.]

3.1.26

surcharge

conditions de fonctionnement d'un circuit électriquement sain, qui provoquent une surintensité

[SOURCE: IEC 60050-441:2000, 441-11-08]

3.1.27**sélectivité partielle**

sélectivité lors d'une surintensité dans laquelle, en présence d'au moins deux dispositifs de protection à maximum de courant placés en série, le dispositif de protection le plus proche du défaut assure la protection jusqu'à un niveau donné de courant de court-circuit sans provoquer le fonctionnement des autres dispositifs de protection

3.1.28**sélectivité totale**

sélectivité lors d'une surintensité dans laquelle, en présence d'au moins deux dispositifs de protection à maximum de courant placés en série, le dispositif de protection aval assure la protection sans provoquer le fonctionnement de l'autre dispositif de protection

3.1.29**fiabilité**

probabilité qu'une entité puisse effectuer une fonction exigée pendant un intervalle de temps donné dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.1.30**fonction de sécurité**

fonctions destinées à prévenir tout dommage ou tout risque pour le personnel, pour l'équipement et pour l'unité

3.1.31**court-circuit**

chemin conducteur accidentel ou intentionnel entre deux ou plusieurs parties conductrices forçant les différences de potentiel électriques entre ces parties conductrices à être nulles ou proches de zéro

[SOURCE: IEC 60050-195:1998, 195-04-11]

3.1.32**logiciel**

programme, procédures et documentations associées, relatifs à l'exploitation d'un système informatique et intégrant un programme d'application (utilisateur), un logiciel médiateur (middleware) et un système d'exploitation (firmware)

3.1.33**sources d'énergie électrique****3.1.33.1****source d'alimentation électrique de secours**

source d'énergie électrique destinée à alimenter, en situation d'urgence, le système de secours en cas de défaillance de la source d'alimentation électrique principale

3.1.33.2**source d'alimentation électrique essentielle**

source d'énergie électrique destinée à alimenter les services nécessaires au maintien de l'unité dans une condition habitable, ainsi que l'équipement nécessaire à la préservation, au maintien en état d'attente et au redémarrage des installations

Note 1 à l'article: Une source de carburant ou d'énergie indépendante de l'état de la production doit être disponible.

3.1.33.3**source d'alimentation électrique principale**

source d'énergie électrique destinée à alimenter tous les services nécessaires au maintien de l'unité dans des conditions de fonctionnement et d'habitation normales

3.1.34

système

ensemble de composants organisés de sorte à exécuter une fonction ou un ensemble de fonctions spécifique

3.1.35

système de gestion et de contrôle des réseaux d'énergie

EMCS

système de surveillance et de contrôle complet qui couvre la totalité des réseaux d'énergie, en mettant habituellement l'accent sur l'état de fonctionnement, sur les prévisions de fonctionnement, sur le transfert entre les modes de fonctionnement, sur les essais périodiques des équipements et sur l'identification des solutions opérationnelles d'urgence pendant un défaut

Note 1 à l'article: L'abréviation "EMCS" est dérivée du terme anglais développé correspondant "energy management and control system".

3.1.36

creux de tension

baisse brutale de la tension en un point du réseau, suivie d'un rétablissement de la tension après un court laps de temps de quelques périodes à quelques secondes

[SOURCE: IEC 60050-161:1990, 161-08-10, modifié – L'expression "d'un réseau d'énergie électrique" a été remplacée par "du réseau".]

3.1.37

chute de tension

variation de la tension électrique entre deux bornes données d'un circuit électrique due à une variation des conditions de fonctionnement

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-15-09]

3.1.38

amarrage sur point unique

amarrage au fond marin disposé à un seul emplacement, sur une unité flottante dotée de plusieurs lignes d'amarre

3.1.39

amarrage funiculaire

système d'amarrage en plusieurs points permettant d'ancrer une unité flottante au fond marin à l'aide de plusieurs lignes d'amarre et où les lignes d'amarre peuvent être attachées directement aux points forts de la structure de la coque du navire ou indirectement à l'aide de systèmes d'amarrage conventionnels sur bouée, à la surface de la mer

3.1.40

tourelle

système d'amarrage cylindrique sur point unique, géostationnaire par rapport au fond marin, permettant une rotation de l'unité de FPSO ou de FSO en réponse aux vagues et au vent (évitage)

3.1.41

système de transfert de fluide

FTS

méthode de transfert des fluides par le biais d'une tourelle géostationnaire par rapport à l'usine de traitement de l'unité flottante, ses systèmes de stockage et de transport sous-marin, y compris l'échange d'énergie électrique et d'informations

Note 1 à l'article: L'abréviation "FTS" est dérivée du terme anglais développé correspondant "fluid transfer system".

3.1.42**évitage**

rotation de l'unité flottante autour d'une tourelle géostationnaire en réponse au vent, aux vagues et aux courants marins

3.1.43**évitage libre**

systèmes d'amarrage à tourelle en roue libre qui permettent une rotation à 360° et dont le système de transfert de fluide est doté de têtes de rotation

3.1.44**évitage partiel**

rotation limitée de l'unité flottante autour de la tourelle

EXEMPLE Pour les tourelles munies de systèmes de transfert de fluide avec chaîne de halage, le secteur d'orientation est limité à $\pm 270^\circ$ au maximum dans les deux sens.

3.2 Termes abrégés

Terme abrégé	Français	Anglais
CCVT	turbogénérateurs à vapeur à cycle fermé	closed cycle vapour turbine
TEG	générateur thermoélectrique	thermoelectric generator
PE	terre de protection	protective earth
IE	terre de l'instrument	instrument earth
AVR	régulateur de tension automatique	automatic voltage regulator
FCL	limiteur de courant de défaut	fault current limiter
IED	dispositif électronique intelligent	intelligent electronic device
CCR	salle de commande principale	central control room
HVDC VSC	convertisseur de source de tension en courant continu à haute tension	high-voltage direct current voltage source converter
DOL	direct(e)(s) en ligne	direct on line
FPSO	installations flottantes de production, de stockage et de déchargement	floating production storage and offloading unit
FSO	installations flottantes de stockage et de déchargement	floating storage and offloading unit
HiL	essais de matériel incorporé	hardware-in-the-loop test

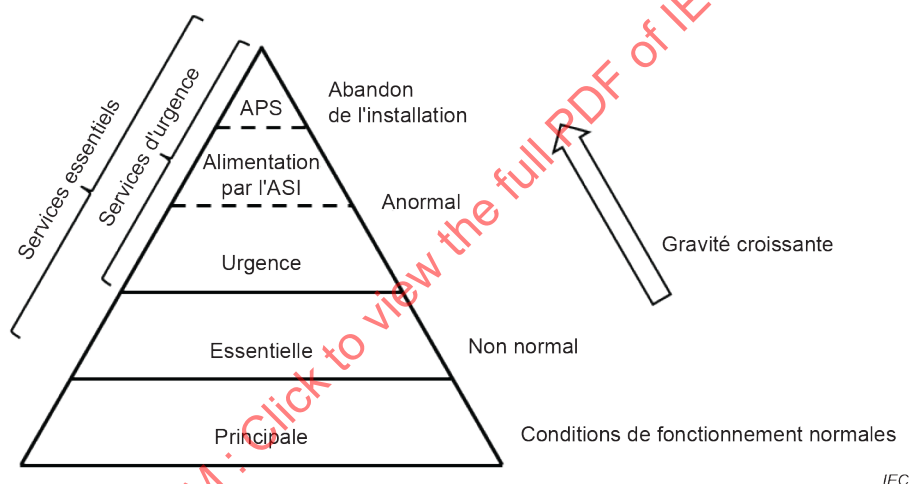
4 Sources d'énergie électrique pour les unités habitées

4.1 Généralités

L'exigence de l'Article 4 s'applique aux unités habitées. Pour les unités inhabitées, les exigences de l'Article 5 s'appliquent.

Les installations électriques doivent être telles que

- tous les services électriques nécessaires au maintien de l'unité en conditions de fonctionnement normales et habitables doivent être assurés sans recourir à la source d'alimentation électrique de secours,
- le circuit électrique des unités en mer doit se présenter sous la forme d'une structure stratifiée, afin de fournir des sources d'énergie électrique de plus en plus résilientes à mesure que l'importance des services augmente avec le niveau d'exigence des conditions de fonctionnement, et
- au minimum, toutes les unités doivent disposer d'une source d'alimentation électrique principale et d'une source d'alimentation électrique de secours, à moins que la source d'alimentation électrique principale ne soit conçue pour servir également de source d'alimentation électrique de secours.



APS (abandon platform shutdown, arrêt pour abandon de la plateforme), ou AVS (abandon vessel shutdown, arrêt pour abandon du navire).

NOTE 1 Le terme APS ne correspond pas à une "alimentation électrique auxiliaire" pour consommateurs, mais il est utilisé pour représenter le fait que certains équipements critiques pour la sécurité peuvent être maintenus en fonctionnement après avoir démarré l'APS et isolé les systèmes de batteries des ASI en utilisant leurs propres batteries. Par exemple, les systèmes d'aide à la navigation maritime et les appareils d'éclairage du parcours d'évacuation équipés de batteries internes.

NOTE 2 Dans le présent document, le terme "unité" est utilisé plutôt que "plateforme". Toutefois, le terme "APS" est couramment utilisé dans ce secteur pour désigner le dernier niveau d'arrêt d'une unité.

Figure 2 – Hiérarchie du système d'alimentation électrique d'une unité en mer

La Figure 2 représente un exemple type de hiérarchie du système d'alimentation électrique d'une unité.

La défaillance d'une source d'énergie électrique à faible priorité ne doit pas empêcher les sources d'énergie électrique à priorité plus élevée de remplir les fonctions exigées. Les ASI doivent être capables de remplir entièrement leurs fonctions pendant toute leur durée de vie utile prévue sans surchauffe du fait d'un manque de ventilation normalement alimenté par des sources d'énergie électrique moins critiques.

Toutes les unités n'exigent pas toutes les catégories de sources d'énergie électrique. L'alimentation électrique essentielle est plus caractéristique des unités habitées de grandes dimensions.

Lorsque des charges spécifiques exigent d'autres tolérances de tensions afin de maintenir les fonctionnalités ou les performances, il convient d'effectuer des calculs spécifiques afin de confirmer les valeurs de la chute de tension, en particulier au niveau des câbles.

Pour les unités mobiles, le Code MODU de l'OMI doit être utilisé comme référence.

4.2 Sources d'alimentation électrique principales

4.2.1 Exigences communes

Au moins deux sources d'alimentation électrique principale indépendantes doivent être disponibles. L'affectation de N+1 dispositifs d'alimentation électrique principaux doit être envisagée.

L'exigence minimale relative aux alimentations électriques principales redondantes peut être remplie par l'exemple suivant:

- a) deux générateurs principaux;
- b) un générateur principal et un générateur essentiel;
- c) deux alimentations externes indépendantes par câbles, depuis la côte ou depuis d'autres unités en mer;
- d) une alimentation électrique externe par câble (normalement, l'alimentation électrique principale) et un générateur local (principal ou essentiel).

Si des transformateurs, des convertisseurs ou d'autres appareils semblables font partie du réseau électrique principal, le réseau doit être conçu de manière à garantir la continuité de l'alimentation stipulée en 4.2.

La sous-division de la capacité électrique exigée en plus de deux alimentations électriques peut améliorer l'efficacité des circuits de production électrique fonctionnant à charge partielle et à charge variable, et elle offre une grande souplesse du circuit pendant toute la durée de vie de l'installation. Ce type de conception (par exemple, $3 \times 50\%$ ou $4 \times 33\%$) peut en outre soulager les développeurs quant aux concentrations élevées de courant de défaut indésirables.

Du fait du délai de livraison prolongé des équipements (tels que les groupes générateurs principaux des turbines à gaz), les décisions prises dès le départ ont une influence ultérieure, par exemple sur le niveau de défaut. Les exigences relatives au circuit électrique doivent être analysées et spécifiées au moment du choix de ces équipements, afin d'écarter tout danger concernant les tolérances de conception du circuit électrique, avec des implications ultérieures majeures.

4.2.2 Capacité des alimentations électriques principales et essentielles

Il convient que la capacité des alimentations électriques principales et essentielles soit telle que si l'une des alimentations électriques devient indisponible, il doive toujours être possible, sans recourir à la source d'alimentation électrique de secours, d'alimenter les services nécessaires pour assurer

- a) des conditions de fonctionnement normales (toutefois, le fait de devoir maintenir la production à plein régime peut ne pas être exigé lorsque l'une des alimentations électriques n'est pas disponible),
- b) des conditions d'habitabilité confortables, et

c) la préservation des équipements pendant une période d'attente prédéfinie.

Il convient de séparer les circuits auxiliaires qui soutiennent les alimentations électriques principales et essentielles autant que possible, afin de réduire les défaillances en mode commun, par exemple les admissions d'air, l'alimentation en carburant, le circuit de refroidissement, le circuit de lubrification et le circuit de commande des groupes générateurs.

Le fonctionnement de la source d'alimentation électrique de secours doit être assuré en cas d'incendie ou de toute autre situation dans l'espace ou les espaces contenant le système d'alimentation électrique principal et/ou essentiel.

4.2.3 Dispositif de délestage

Si l'alimentation électrique est normalement fournie par plusieurs générateurs fonctionnant en parallèle, des dispositions telles qu'un délestage des charges ou une séparation appropriée de la barre omnibus du tableau doivent être prises pour garantir que, en cas de perte de l'un de ces groupes générateurs, le(s) générateur(s) restant(s) continue(nt) de fonctionner sans surcharge pour pouvoir maintenir l'unité en position, la propulser et la manœuvrer, ainsi que pour sa sécurité.

Si la charge se compose de services essentiels et non essentiels, un dispositif de délestage qui exclura automatiquement les services non essentiels lorsque l'un des générateurs passe en état de surcharge, et qui fonctionnera de manière à éviter de dépasser la capacité de surcharge des générateurs, doit être envisagé.

Pour les unités fixes, des niveaux de priorité doivent être affectés aux charges en cas de délestage, afin de réduire le plus possible l'impact du délestage sur le fonctionnement et la production.

Lorsqu'un système de positionnement dynamique (DPS) est utilisé pour maintenir l'unité en position, la disposition du circuit de production d'énergie électrique doit respecter la circulaire de l'OMI MSC/Circ. 645 et la classe d'équipement DP spécifiée par l'autorité compétente.

4.3 Source d'alimentation électrique essentielle

4.3.1 Une source d'alimentation électrique essentielle est une source d'alimentation facultative qui n'est pas une alimentation d'urgence. La sécurité ne dépend pas des performances du système d'alimentation électrique essentiel, car cette fonction est assurée par la ou les source(s) d'alimentation électrique de secours en cas de défaut de la source d'alimentation électrique essentielle.

La mise à disposition d'une source d'alimentation électrique essentielle est plus probable

- a) dans les unités habitées de grandes dimensions,
- b) dans les unités habitées où la source d'alimentation principale est un raccordement par un câble d'alimentation unique importé,
- c) dans les unités où les groupes générateurs principaux ne sont pas adaptés à un fonctionnement hors des conditions de production normales, et
- d) lorsque la puissance exigée pour le redémarrage est trop élevée pour être supportée par la source d'alimentation électrique de secours.

4.3.2 4.3.2 décrit les exigences relatives à la source d'alimentation essentielle, par exemple:

- a) la capacité du générateur essentiel doit respecter au minimum les exigences du 4.2.2 (voir aussi Annexe A);
- b) les exigences relatives à l'emplacement des sources d'alimentation électrique essentielles doivent être définies;

- c) la source d'alimentation électrique essentielle ne doit pas être la même que la source d'alimentation électrique de secours;
- d) lorsque le circuit d'alimentation électrique principal se compose de plusieurs sources de puissance, l'une des sources d'alimentation électrique principales peut être utilisée comme source d'alimentation électrique essentielle si toutes les exigences fonctionnelles relatives aux sources d'alimentation électrique essentielles sont respectées.

Il convient que le générateur essentiel démarre automatiquement en cas de perte de l'alimentation par la source principale du tableau auquel il est connecté.

4.4 Source d'alimentation électrique de secours

4.4.1 Une source d'alimentation électrique de secours autonome doit être fournie selon les exigences de l'autorité compétente. Dès lors que des mesures appropriées sont prises pour préserver un fonctionnement d'urgence indépendant dans toutes les circonstances, la source d'alimentation électrique de secours peut, exceptionnellement et pour une période limitée, être utilisée pour alimenter les circuits qui ne sont pas des systèmes de secours, sous réserve de l'accord de l'autorité compétente.

La source d'alimentation électrique de secours doit être suffisante pour alimenter tous les services jugés obligatoires pour la sécurité en cas d'urgence pendant au moins 18 h ou pendant la durée définie par l'autorité compétente. Le fait que ces services puissent devoir être utilisés simultanément doit être dûment pris en compte.

4.4.2 Le réseau d'alimentation électrique de secours doit combiner une alimentation électrique transitoire (par exemple, des ASI avec éléments de stockage d'énergie) et un générateur entraîné par un moteur diesel. Pour les unités fixes en mer, un câble d'alimentation électrique provenant d'une autre unité indépendante peut être envisagé comme une alternative au générateur électrique diesel, sous réserve de l'accord de l'autorité compétente. Pour les unités où la consommation électrique de secours est limitée, des ASI avec éléments de stockage d'énergie peuvent être utilisés comme sources pour toute la puissance exigée de l'alimentation électrique de secours.

NOTE Un moteur diesel peut avoir plusieurs caractéristiques assignées, par exemple pour le mode d'attente (le fonctionnement à pleine charge ne dépasse pas 5 % du cycle de fonctionnement), le mode intermittent (le fonctionnement à pleine charge ne dépasse pas 50 % du cycle de fonctionnement) et le mode continu. De plus amples informations peuvent être consultées dans l'ISO 3046-1.

Pour obtenir des exemples de charge électrique de secours, voir Annexe B.

Dans les circuits où un générateur de secours séparé est utilisé, il convient que le tableau de secours et que le générateur de secours soient situés dans des salles séparées, mais proches, dans la même zone d'incendie. Il convient que le tableau de répartition de secours principal correspondant à l'éclairage et aux faibles puissances soit situé dans la même salle que le tableau de secours. Aucune restriction semblable ne s'applique aux sous-tableaux de distribution de secours.

Pour les unités où la source d'alimentation électrique principale se trouve en plus d'un endroit, les exigences du 4.4.1 peuvent être jugées satisfaites sans ajout d'une source d'alimentation électrique de secours supplémentaire, sous réserve d'obtenir l'accord de l'autorité compétente et si les conditions a) à f) du 4.4.2 sont remplies:

- a) deux espaces au moins sont attribués aux générateurs; et
- b) pour chaque espace attribué à un générateur, il existe un large espace séparatif entre les admissions d'air des moteurs d'entraînement, leurs systèmes auxiliaires et les câbles d'interconnexion des tableaux de distribution (couplage bus); et
- c) un incendie ou toute autre situation dans l'un des espaces est sans effet sur la distribution provenant des autres espaces, ou vers les services exigés par l'autorité compétente; et

- d) s'il existe deux espaces attribués aux générateurs, au moins deux générateurs sont présents dans chacun des deux espaces; s'il existe trois espaces ou plus attribués aux générateurs, au moins un générateur se trouve dans chaque espace; et
- e) au moins deux générateurs situés dans deux espaces différents satisfont à l'exigence relative aux générateurs de secours décrite en 4.4.4 et 4.4.5, et ces deux espaces attribués aux générateurs disposent de leurs propres circuits, y compris pour la distribution d'électricité et les commandes, qui sont entièrement indépendants des circuits des autres espaces; et
- f) le tableau de secours doit être situé dans une pièce séparée de la zone d'incendie où se trouvent les générateurs, avec des alimentations indépendantes des deux (ou plus) générateurs décrits au point e) du 4.4.2. Le cheminement des câbles d'alimentation doit être séparé.

A la place d'un tableau de secours, les consommateurs du système de secours doivent être redondants, chaque consommateur ayant des alimentations séparées depuis les tableaux principaux selon des zones d'incendie distinctes.

Si un tableau de secours est spécialement désigné pour alimenter les consommateurs du système de secours, ce tableau de secours doit être alimenté par les deux tableaux principaux.

Si les consommateurs à utiliser en cas d'urgence sont redondants, chaque circuit redondant doit être alimenté par différents tableaux principaux.

Dans les deux cas, les circuits redondants, y compris les tableaux associés, doivent être situés dans différentes zones d'incendie.

Le point e) exige normalement un système de contrôle séparé pour ces générateurs, et seulement la protection minimale admise au 4.4.5 lorsqu'ils sont utilisés comme générateurs de secours.

La puissance disponible, la durée de l'alimentation et les services fournis pour la sécurité en cas d'urgence doivent satisfaire aux exigences de l'autorité compétente.

4.4.3 La source d'alimentation électrique de secours et tout équipement associé pour le stockage du carburant et la transformation, le tableau de secours et les câbles associés doivent être séparés de tout local de machines contenant la source d'alimentation électrique principale, à l'aide de cloisons classées selon la définition du Code MODU de l'OMI.

Le générateur de secours, ses admissions d'air destinées à la ventilation et à la combustion, l'appareillage de connexion de secours, les transformateurs et les autres périphériques doivent se trouver au-dessus de la ligne de flottaison du cas d'avarie le plus défavorable, à un endroit facilement accessible où ils ne risquent pas d'entrer en collision avec un autre navire. L'emplacement des ouvertures ne doit pas permettre l'admission d'eau (eau de mer, eau renversée, etc.).

Pour les générateurs diesel avec un ventilateur de radiateur entraîné par le moteur, des précautions particulières doivent être adoptées pour la disposition de l'admission d'air de ventilation de la salle du générateur de secours, afin d'éviter la pénétration d'eau de pluie dans la salle par les lames de l'admission, du fait de la succion favorisée par le ventilateur.

Les lames de l'admission d'air doivent être abritées de façon adéquate et protégées de l'eau.

Le système d'alimentation électrique de secours doit être conçu de manière à permettre la séparation électrique totale du système d'alimentation électrique principal. En fonctionnement normal, l'interconnexion du tableau principal doit alimenter le tableau de secours en énergie, à condition que l'interconnexion s'interrompe automatiquement au niveau du tableau de secours en cas de défaillance de la source d'alimentation électrique principale.

Il convient que les systèmes électriques et les systèmes procédés et utilités restent fonctionnels pendant une brève déconnexion de l'alimentation électrique du tableau de secours. Cette mesure prise à la conception permet de soumettre à l'essai le dispositif de démarrage automatique du générateur de secours sans affecter la production de l'unité ou ses fonctions utilitaires. Il convient d'envisager une autre méthode permettant d'obtenir le même résultat, comme le fonctionnement parallèle temporaire entre la source d'énergie principale et la source de secours, ou des bancs de charges dédiés.

Pour les unités fixes en mer, l'alimentation électrique de secours doit être capable de fonctionner dans les conditions d'avarie décrites dans l'étude de stabilité de l'unité. En l'absence de ces informations, les valeurs données dans l'IEC 61892-5 peuvent être utilisées à titre de recommandations.

Les exigences relatives au fonctionnement du générateur de secours sur les unités mobiles sont décrites dans l'IEC 61892-5.

4.4.4 Lorsque la source d'alimentation électrique de secours est un générateur, elle doit être

- a) pourvue d'un moteur d'entraînement adapté, avec une alimentation autonome en carburant et en fluide de refroidissement,
- b) démarrée automatiquement en cas de défaillance de l'alimentation électrique principale vers le système de secours, et elle doit être automatiquement connectée au système de secours, et
- c) alimentée par une source d'énergie électrique transitoire de secours conformément au Paragraphe 4.7.

NOTE Pour les dispositifs de démarrage des générateurs de secours, voir 4.5.

4.4.5 Les moteurs d'entraînement des générateurs de secours doivent intégrer aussi peu de fonctions automatiques de sécurité que possible afin de garantir un fonctionnement continu. Une protection normale du moteur d'entraînement et du générateur doit être fournie en cas de fonctionnement sans surveillance aux fins des essais du générateur de secours ou d'une utilisation comme générateur portuaire.

4.4.6 Lorsque la source d'alimentation électrique de secours est une batterie d'accumulateurs, les éléments suivants s'appliquent:

- a) la source d'alimentation électrique de secours doit assurer l'alimentation des utilisateurs de secours sans recharge, tout en maintenant la tension de la batterie dans une fourchette de $\pm 15\%$ de sa tension nominale pendant la durée de fonctionnement; lorsque les charges de secours et/ou transitoires de secours sont alimentées par une batterie par l'intermédiaire d'un convertisseur électronique ou d'un onduleur, les variations maximales admises pour la tension en courant continu doivent être choisies de manière à ne pas dépasser les variations acceptables côté charge pour le convertisseur ou l'onduleur;
- b) des tolérances de tension en deçà de -15% peuvent être envisagées dans les systèmes de distribution en courant continu pour les batteries qui tolèrent les décharges poussées, à condition que les charges en courant continu connectées soient spécifiées de manière à assurer leur fonction prévue sans dégradation aux tolérances de tension énoncées;
- c) les exigences décrites dans l'IEC 61892-1:2019, Tableau 3, ne s'appliquent pas aux équipements dotés d'une batterie intégrée; les tolérances de tension en courant continu étendues sont admissibles si l'équipement est spécifié de manière à assurer leur fonction prévue sans dégradation pendant la période d'autonomie exigée;
- d) la source d'alimentation électrique de secours doit se connecter automatiquement au tableau de secours en cas de défaillance de la source d'alimentation électrique principale; et
- e) la source d'alimentation électrique de secours doit fournir l'alimentation immédiate des services exigés pour la source d'énergie électrique transitoire, au moins.

4.4.7 La source d'alimentation électrique transitoire de secours doit se composer d'une batterie d'accumulateurs placée adéquatement en vue d'une utilisation en cas d'urgence. Elle doit fonctionner sans recharge tout en maintenant la tension de la batterie dans une fourchette de $\pm 15\%$ de sa tension nominale pendant la durée de fonctionnement, et être conçue de manière à alimenter automatiquement les services exigés par l'autorité compétente en cas de défaillance de l'alimentation électrique principale, essentielle ou de secours. La batterie doit avoir une capacité de décharge suffisante d'au moins 30 minutes ou pour la durée définie par l'autorité compétente.

4.4.8 La décharge d'une batterie de secours doit déclencher une indication/alarme dans un poste de surveillance.

4.4.9 Le déclenchement de l'alimentation vers l'éclairage de secours doit déclencher une alarme dans un poste de surveillance.

4.4.10 Des dispositions doivent être prises pour permettre la mise à l'essai du système d'alimentation électrique de secours complet à intervalle régulier. Elles doivent comprendre la mise à l'essai des systèmes de démarrage automatique et de tous les systèmes transitoires. Les essais réguliers doivent également couvrir les opérations de charge et de décharge de la batterie.

Un transfert de charge rapide entre l'alimentation de secours et l'alimentation principale, dans les deux sens, n'exige pas de prévoir la tenue au court-circuit calculé avec les deux sources en parallèle, si le temps de transfert est inférieur à trois secondes. Cette disposition ne s'applique pas si l'essai du générateur de secours est réalisé en faisant fonctionner les deux sources d'alimentation en parallèle.

4.4.11 L'ensemble des essais, opérations manuelles, démarrages, transferts d'énergie et arrêt du générateur de secours doivent être réalisables par une seule personne depuis un même emplacement (le panneau de commande du générateur de secours).

4.5 Dispositifs de démarrage des générateurs de secours

4.5.1 Chaque générateur de secours doit être démarré automatiquement et être capable d'alimenter les services exigés en moins de 45 secondes. Les dispositifs de démarrage doivent être acceptables pour l'autorité compétente et disposer d'une capacité de stockage de l'énergie permettant au moins trois démarrages consécutifs. Une deuxième source d'énergie doit être fournie pour trois démarrages supplémentaires dans les 30 minutes.

4.5.2 Si ces dispositifs sont électriques à la fois pour la source d'énergie principale et la source d'énergie secondaire, les circuits doivent être indépendants et inclure deux chargeurs et deux batteries. Si la source d'énergie est pneumatique, les circuits doivent comprendre deux réservoirs d'air comprimé.

Il convient d'envisager la fourniture de deux démarreurs.

NOTE Si le générateur de secours alimente les pompes à incendie, les exigences de la norme NFPA 20 s'appliquent.

4.5.3 Tous les appareils de démarrage, de charge et de stockage de l'énergie doivent se trouver dans la salle du générateur de secours. Ces appareils ne doivent pas être utilisés à d'autres fins que l'exploitation des groupes générateurs de secours. Cette disposition n'exclut pas l'alimentation des réservoirs d'air comprimé du groupe générateur de secours par le circuit d'air comprimé principal ou auxiliaire, par le biais de clapets antiretour installés dans la salle du générateur de secours.

4.5.4 Pour une unité normalement habitée, l'état de disponibilité du générateur de secours pour le démarrage doit être indiqué dans un poste de surveillance, par exemple la salle de commande.

L'intégrité des systèmes de démarrage automatique et de contrôle du générateur de secours doit être garantie en cas d'incendie dans le poste de contrôle avec présence humaine ou dans la salle de commande. L'arrêt d'urgence du générateur de secours doit se trouver dans la salle du générateur de secours. En outre, la fermeture manuelle du robinet d'arrêt du mazout doit être possible depuis l'extérieur de la salle.

4.6 Exigences complémentaires relatives aux locaux de machines non surveillés

4.6.1 Les unités prévues pour fonctionner périodiquement sans surveillance des locaux de machines doivent respecter les exigences des Paragraphes 4.6.2 à 4.6.5 inclus.

NOTE Le terme "non surveillé" est utilisé dans la convention SOLAS de l'OMI, édition consolidée de 2014, et dans le Code MODU 2009 de l'OMI, édition de 2010. Toutefois, aucune de ces publications ne contient de définition du terme.

4.6.2 En cas de défaillance du ou des groupe(s) générateur(s) en service, des dispositions doivent être prises pour démarrer, et connecter automatiquement au tableau principal, un groupe générateur de réserve d'une capacité suffisante pour alimenter les services nécessaires afin de garantir que la sécurité de l'unité en matière de maintien en position, de propulsion et de manœuvre soit au moins équivalente à celle d'une unité dont le local de machines est habité.

4.6.3 Le dispositif doit permettre le redémarrage automatique de tous les services essentiels, qui peuvent être redémarrés de manière séquentielle si nécessaire.

4.6.4 Le système de démarrage automatique et les caractéristiques du groupe générateur de réserve doivent permettre au générateur de réserve de fonctionner à plein régime aussi rapidement que possible du point de vue de la sécurité et de la commodité.

4.6.5 Des dispositifs doivent être prévus pour éviter qu'un disjoncteur donné ne se ferme automatiquement plus d'une (1) fois en conditions de court-circuit au niveau de l'appareillage de connexion du générateur.

4.7 Source d'énergie des alimentations sans interruption (ASI)

4.7.1 Généralités

Plusieurs technologies d'ASI ont été mises au point pour satisfaire aux exigences de continuité et de qualité de l'énergie concernant différents types de charges allant de quelques watts à plusieurs mégawatts.

Les exigences du 4.7 concernent les ASI qui font partie de la source d'alimentation électrique de secours (voir 4.4.2 et 4.4.4). L'exigence relative aux ASI qui font partie d'un système de secours satisfait aux exigences relatives aux sources d'énergie transitoires décrites en 4.4.2 et 4.4.4. Les exigences détaillées concernant les ASI utilisées à d'autres fins doivent être fixées dans le projet. Par exemple, une ASI pour des consommateurs qui peut présenter des dysfonctionnements en cas de tensions transitoires, y compris dans les situations temporaires où la qualité de la tension fournie est réduite.

Les ASI destinées à d'autres utilisations doivent répondre aux mêmes exigences en matière de ventilation, d'installation de batteries et de distribution.

D'autres exigences peuvent exister concernant la durée d'autonomie de secours, l'emplacement, l'arrêt, le type de consommateurs, l'alimentation du chargeur, par exemple l'alimentation principale ou essentielle.

Le présent document cite l'IEC 62040-1, l'IEC 62040-2 et l'IEC 62040-3 comme normes relatives aux équipements d'ASI.

Les lignes directrices normatives concernant les batteries des ASI et les normes relatives à leurs équipements sont citées dans l'IEC 61892-3.

NOTE Les nouvelles technologies de batteries mises au point pour les industries de l'automobile et du transport peuvent être déclarées adaptées au service dans les applications d'ASI sur les unités en mer. La densité d'énergie élevée et les cycles charge-décharge rapides des nouvelles technologies de batteries peuvent ajouter de la souplesse pendant la conception des sources d'énergie de secours, principale ou essentielle, avec des éléments de stockage d'énergie répartis en plusieurs endroits de l'unité. En particulier, les éléments de stockage d'énergie peuvent être assignés et intégrés aux régulateurs de charge répartis, sous réserve d'obtenir l'accord de l'autorité compétente.

Les convertisseurs à semiconducteurs des ASI sont décrits dans l'IEC 62040-3 et les équipements rotatifs des ASI y sont seulement cités.

4.7.2 Fonctionnalité des ASI – Alimentation sans interruption pour les charges critiques/sensibles

Les éléments suivants s'appliquent aux ASI pour les charges critiques/sensibles:

- a) la source d'énergie de type ASI peut être fournie par des ASI à courant alternatif ou à courant continu;
- b) l'ASI doit être conçue avec des éléments de stockage d'énergie;
- c) la durée d'autonomie minimale doit être de 30 min, sauf exigence contraire des autorités compétentes; la durée d'autonomie en tant qu'alimentation électrique des charges critiques/sensibles doit satisfaire aux exigences de la conception et de l'autorité compétente, ou si une autre durée d'autonomie a été définie, celle-ci doit être spécifiée et/ou approuvée par le propriétaire de l'unité;
- d) les besoins en matière de maintenance périodique, de remplacements et de réparations du fait de la durée de vie maximale de conception des composants intégrés des ASI doivent être identifiés et vérifiés selon la déclaration du fabricant.

Les ASI doivent être conçues pour fournir automatiquement une puissance suffisante pour fonctionner pendant une période définie par l'évaluation de sécurité de l'unité en cas de défaillance ou d'arrêt de toutes les autres sources d'énergie électrique.

Les équipements suivants doivent être en fonctionnement après un arrêt d'urgence:

- 1) l'éclairage de secours situé dans les postes de commande, le long de tous les chemins d'évacuation, aux postes de rassemblement, dans les refuges temporaires, dans les zones d'embarquement ou près de tout autre moyen d'évacuation vers la mer;
- 2) les systèmes d'annonces publiques et le système d'alarme d'abandon;
- 3) les hélisurfaces et les systèmes d'alarme d'approche liés;
- 4) les systèmes de communication externe de secours;
- 5) le bloc obturateur de puits, l'unité d'alimentation et les systèmes de contrôle;
- 6) les systèmes d'alarme générale.

Ces charges d'abandon ne doivent pas être déconnectées automatiquement, sauf pour la protection des batteries en fin de décharge.

4.7.3 ASI – Problèmes de conception

Configuration – Les alternatives concernant la conception des ASI sont citées dans l'IEC 62040-3:2011, Annexe A. Il est admis que les réseaux IT sont définis de manière normative pour les services de charge des ASI dans les unités en mer.

En mode de fonctionnement normal, avec les batteries entièrement chargées ou lorsque la dérivation de l'ASI est en fonctionnement, l'ASI doit maintenir la sélectivité totale et l'efficacité de la protection au sein de la distribution. En fonctionnement en mode ASI, il convient de maintenir cet objectif le plus longtemps possible.

Dispositions d'alimentation – Dans les systèmes de secours qui comprennent un générateur de secours, l'ASI doit être chargée depuis le même tableau de secours. En présence de deux ASI redondantes, l'une d'entre elles au moins doit être chargée depuis le tableau de secours.

Pour la recharge des éléments de stockage d'énergie, habituellement des batteries, l'alimentation électrique doit avoir la capacité nécessaire pour recharger les batteries dans un délai spécifié et alimenter simultanément les charges d'ASI réparties. La recharge des éléments de stockage d'énergie est normalement réalisée par les alimentations électriques principales et seulement en cas d'indisponibilité de ces dernières, par l'alimentation électrique de secours. Il convient d'envisager des dispositions permettant de charger les batteries depuis d'autres alimentations électriques, par exemple l'alimentation essentielle.

Pour les ASI qui alimentent les fonctions de sécurité et de secours, une dérivation externe, câblée et à fonctionnement manuel, doit être fournie à l'ASI pour permettre l'isolation de l'ASI pendant la maintenance et le maintien de la continuité de l'alimentation de la charge. Ces ASI sont rechargées par le système de secours.

Sûreté de fonctionnement – Les ASI présentes dans des configurations qui servent à améliorer la fiabilité (par exemple en installant davantage d'ASI parallèles, ou à l'aide de multiples composants d'ASI redondants intégrés, ou grâce à des éléments de stockage d'énergie parallèles plus nombreux dans les ASI) doivent présenter toutes les dispositions nécessaires pour garantir la continuité de service des charges des ASI à la suite d'un défaut dans l'un des éléments redondants.

Emplacement – Les équipements d'ASI doivent être installés dans des salles adaptées aux services de secours et critiques, avec des températures ambiantes contrôlées et un environnement de fonctionnement propre.

Les batteries peuvent être installées dans des salles de batteries ou avec les convertisseurs des ASI et les tableaux de répartition principaux des ASI. Les batteries utilisant une technologie qui émet des gaz explosifs doivent être installées dans des salles de batteries, selon la classification des espaces dangereux.

NOTE Les exigences relatives à l'emplacement des batteries sont données dans l'Article 9 et le Tableau 1 de l'IEC 61892-6:2019.

Ces dispositifs doivent être définis à l'avance:

- a) dispositifs de protection et d'isolation des batteries;
- b) contrôle de l'extinction de la batterie;
- c) reprise après une coupure et démarrage depuis l'arrêt complet;
- d) exposition aux chocs, aux basculements ou aux vibrations;
- e) capacité d'élimination de défaut de charge en mode de stockage d'énergie des ASI (sur batterie).

Distribution de la charge – Les installations à ASI peuvent être disposées de manière centralisée ou décentralisée. Les tableaux de répartition principaux et les sous-tableaux de répartition seront normalement utilisés pour les ASI centralisées dont les caractéristiques assignées ont une valeur élevée. Dans les deux cas, la capacité d'élimination des défauts en toute sécurité doit être vérifiée à la conception pour tous les modes de fonctionnement prévus des ASI, y compris les capacités des ASI à fournir un courant de court-circuit minimal (fonctionnement en mode batterie-onduleur) et maximal (fonctionnement en dérivation ou avec un nombre maximal d'unités en mode batterie-onduleur en service). Dans un réseau de distribution, la sélectivité sera influencée par le courant de court-circuit fourni par l'ASI et par la combinaison des caractéristiques de déclenchement établies dans les tableaux de répartition principaux et les sous-tableaux de répartition. Une attention particulière est exigée pour le courant d'appel et les déformations dues à la saturation dans les éléments consommateurs.

Surveillance – La surveillance complète de l'état de l'ASI est obligatoire car elle fait partie de certains services vitaux ou critiques dans les situations d'urgence ou d'abandon. En cas de défaillance de l'alimentation électrique des fonctions de sécurité et de secours, une alarme doit se déclencher à un emplacement surveillé par un opérateur, à moins que la perte de fonction ne donne lieu à un autre type d'alarme sans ambiguïté. Si les alimentations électriques sont en double ou indépendantes, les deux alimentations doivent être surveillées. Les anomalies/défauts des ASI qui peuvent donner lieu à une perte de l'alimentation par les ASI doivent déclencher une alarme, sous la forme d'une alarme commune ou individuelle, à un emplacement surveillé par un opérateur.

Il convient que les alarmes des ASI respectent un délai d'attente d'une minute à compter de la perte d'alimentation, afin d'éviter les alarmes intempestives avant le démarrage de tout générateur de réserve ou de secours fournissant le circuit d'alimentation.

Les exigences relatives à la capacité de survie, en cas d'incendie et/ou d'explosion, des compartiments contenant les ASI qui alimentent les fonctions de sécurité et de secours ne doivent pas être inférieures aux exigences relatives à la capacité de survie des équipements qu'ils servent, ou doivent être séparés des dangers d'incendie et/ou d'explosion par des murs pare-feu/pare-souffle ou par une distance de sécurité.

Dispositions relatives à la maintenance – Les procédures de maintenance des ASI doivent être définies pour chaque ASI. Les procédures doivent inclure une référence au respect des exigences de service imposées par l'autorité compétente, et les journaux concernant tous les travaux de maintenance réalisés par les opérateurs ou par des techniciens d'entretien externes représentant le fournisseur ou le fabricant des ASI.

L'utilisation d'ASI à courant continu peut être une alternative aux ASI à courant alternatif. Pour les services pouvant fonctionner en courant continu, la capacité à fournir la tension CC des ASI dans les tolérances nominales acceptables peut se révéler avantageuse en matière de simplicité de conception.

Calculs de disponibilité des ASI – Lorsque le niveau d'intégrité de fiabilité des ASI est exigé, il doit être guidé par l'IEC 62040-3:2011, Annexe K.

4.8 Systèmes de transmission incluant l'alimentation électrique principale provenant de la côte

4.8.1 Le 4.8 énonce des exigences supplémentaires concernant les unités interconnectées électriquement, y compris les unités alimentées depuis la côte.

4.8.2 Pour les unités en mer qui importent/reçoivent seulement l'électricité par le biais d'un ou plusieurs interconnecteur(s) électrique(s) et qui ne réexportent pas l'énergie importée, les mesures de conception et de contrôle du fonctionnement du système sont simplifiées. Par exemple, il peut s'agir d'installations de production connectées à un complexe central ou à d'autres installations de traitement en mer ou côtières, à des unités de stockage flottantes, à des appareils de forage autoélevateurs, à des unités en mer inhabitées comme les unités d'exploitation pilotées à distance et les unités satellites.

En cas de réexportation de l'énergie importée vers une autre unité, des mesures supplémentaires s'appliquent à la conception et au fonctionnement du système. Les longues distances peuvent créer le besoin d'ajouter des équipements de compensation et de contrôle pour l'interconnecteur ou les interconnecteurs de l'autre unité. Les mesures de conception et de contrôle doivent également couvrir toute influence séquentielle sur l'interconnecteur d'importation.

Pour les unités en mer de grandes dimensions où l'échange bidirectionnel d'énergie entre les groupes générateurs situés sur plusieurs installations doit être possible, une analyse complète des mesures de conception et de contrôle doit avoir lieu pour définir les exigences du système, les limites opérationnelles qui peuvent influencer la conception du câble d'interconnexion et des équipements primaires raccordés, pour tous les modes de fonctionnement prévus, avec et sans l'interconnexion.

Tout effet de pompage entre les régulateurs et les différents contrôleurs de sources dans un équipement primaire connecté doit être évité à la conception de ces systèmes.

Pour les installations interconnectées électriquement, un centre de commande électrique général doit être installé dans une unité au minimum, avec une hiérarchie des manœuvres des disjoncteurs qui clarifie les priorités de fonctionnement par le biais de l'interconnecteur ou des interconnecteurs électrique(s) vers toutes les installations connectées. Le comptage transactionnel du transport d'énergie et les divers coûts de fonctionnement liés à l'utilisation de l'interconnecteur ou des interconnecteurs doivent être surveillés et consignés par les diverses installations, lorsque cela est jugé nécessaire. Les interconnecteurs peuvent être équipés d'une protection à distance pour identifier et éliminer rapidement les défauts de câble.

NOTE 1 Pour les installations de conversion en mer, lorsque les exigences du présent document peuvent être insuffisantes, des recommandations peuvent être consultés dans l'IEC 61936-1 et l'IEC TS 61936-2.

NOTE 2 Pour les aspects de la fourniture d'énergie électrique liés aux systèmes, des recommandations peuvent être consultées dans les normes rédigées par l'IEC TC 8. Pour les systèmes à haute tension à courant continu, des recommandations peuvent être consultées dans les normes rédigées par l'IEC TC 115.

4.8.3 Il est admis que, dans les systèmes d'alimentation électrique régis par des réseaux terrestres, les réseaux à neutre à la terre sont régulièrement utilisés pour le transfert de haute tension, où les coûts d'isolation sont élevés. Dans cette solution, un trajet à faible impédance est fourni pour que les courants de défaut à la terre se ferment et, par conséquent, leur magnitude est comparable à celle des courants de défaut en triphasé. Puisque le neutre reste à un potentiel proche de la terre, les tensions dans les phases non affectées restent à un niveau similaire à celui d'avant le défaut.

Pour les câbles sous-marins de grande longueur, la capacité à transférer une puissance active est réduite par le couplage capacitif à la terre. Des contre-mesures doivent être définies pour compenser les courants réactifs au cas où la charge totale du câble dépasse ses limites de fonctionnement admissibles. L'influence de la réduction du refroidissement dans les eaux peu profondes, à l'air libre, dans les colonnes montantes et les J-tubes, et dans les zones de pont exposées au soleil peut effectivement déclasser la capacité thermique calculée pour un câble sous-marin.

La tension de transmission choisie dépend des conditions spécifiques du projet et peut nécessiter une simulation et une vérification à l'aide de calculs de dimensionnement ou en utilisant les données de l'expérience en matière de conception.

Les points de connexion de l'interface de transmission doivent être définis à proximité des entrées de câbles de l'unité en mer. Les dispositions sûres pour l'installation et le raccordement au système de distribution de l'unité doivent être identifiées et alignées sur les exigences relatives aux zones dangereuses pertinentes pour l'unité en mer.

Des stratégies de protection doivent être définies pour le système de transmission, en vue du fonctionnement autonome de chaque unité sans recourir à l'interconnexion, et pour les unités autonomes, avec l'interconnexion.

L'emplacement de tout équipement de compensation dans un système de transmission doit être optimisé pour les modes de fonctionnement appropriés. Ils seront habituellement installés à l'une des deux extrémités, ou aux deux extrémités d'un câble sous-marin, mais des dispositifs pour la compensation efficaces peuvent également être installés dans les systèmes de production ou de distribution qui sont interconnectés.

Les équipements à haute tension qui font partie d'un système de transmission par câble sous-marin doivent intégrer des moyens sûrs pour l'isolation et la mise à la terre du câble sous-marin et de tous les équipements de compensation associés avant que des opérateurs puissent accéder aux parties du système potentiellement sous tension.

Pour les systèmes de transmission compensés, une résistance de mise à la terre du neutre (NER, neutral earthing resistor) n'est normalement pas utilisée du côté des câbles sous-marins. Pour les systèmes de transmission de courte distance avec séparation électrique et sans compensation, une NER peut être installée pour surveiller le système de transmission et le protéger contre les défauts à la terre.

La transmission de courant alternatif de basse fréquence (LFAC) peut être évaluée pour augmenter la capacité de transfert de puissance active des conducteurs métalliques dans les câbles sous-marins, ou pour augmenter la distance parcourue par ces interconnecteurs. Le choix du concept de mise à la terre du système de transmission ne fera pas obstruction à l'utilisation d'une fréquence réduite.

Les équipements soumis à des essais de type et utilisés dans les voies ferrées électrifiées (16 2/3 Hz, 25 Hz) peuvent être envisagés comme composants pour la conception de la LFAC.

Pour les systèmes de transmission de courant continu, la mise à la terre des pôles des câbles et les stratégies de fonctionnement des convertisseurs à semiconducteurs font l'objet de propositions des fabricants concernés, selon les exigences des autorités compétentes. Des exemples de technologies applicables sont donnés à l'Annexe C.

4.9 Autres sources d'alimentation

Des sources d'alimentation électrique alternatives peuvent être utilisées comme source d'alimentation principale ou essentielle, sous réserve de satisfaire aux exigences du 4.2.2 et d'obtenir l'accord de l'autorité compétente. Une source alternative peut également être utilisée comme source d'alimentation électrique de secours, sous réserve de satisfaire aux exigences du 4.4 et d'obtenir l'accord de l'autorité compétente.

Une source d'alimentation électrique renouvelable peut constituer une source d'alimentation électrique alternative. Une source d'alimentation électrique renouvelable peut ne pas satisfaire aux exigences de disponibilité des sources d'alimentation principales ou essentielles. Cela peut être le cas au moyen d'éléments de stockage d'énergie de conception et de capacité adaptés.

Il convient d'accorder une attention particulière à la capacité de l'installation de stockage d'énergie sur les unités dont le positionnement fait appel à des propulseurs.

5 Sources d'énergie électrique pour les unités inhabitées

5.1 Généralités

L'Article 5 contient les exigences spécifiques relatives à l'alimentation et à la production électrique des unités en mer inhabitées.

Les unités fixes en mer inhabitées répondent généralement aux caractéristiques suivantes:

- a) commandées à distance sans nécessiter de présence humaine pour l'aptitude au fonctionnement;
- b) absence de pompes à incendie;
- c) les travaux de maintenance exigent seulement la présence de l'opérateur, avec les limitations indiquées dans les deux points suivants:
 - 1) absence de quartiers d'habitation et d'autres installations permanentes permettant un contrôle avec présence humaine en continu ou par quarts;
 - 2) présence possible d'un abri de survie afin de sécuriser les opérations de maintenance d'une journée.

5.2 Alimentations électriques

5.2.1 Sources à évaluer

Au moins une source d'alimentation principale doit être disponible. Plusieurs sources d'alimentation électrique sont à évaluer:

- a) câble provenant d'une autre unité (unité hôte) ou de la côte;
- b) générateur local (à gaz ou diesel);
- c) sources alternatives.

NOTE Les informations concernant les autres sources d'énergie électrique sont données à l'Annexe F.

5.2.2 Câble provenant d'une autre unité ou de la côte

Le câble peut faire partie de l'ombilical venant d'une autre unité/de la côte. Il convient que la conception tienne alors compte de la possibilité de corrosion dans tout tuyau isolé de l'ombilical, du fait du courant capacitif généré par la tension présente dans le câble. Les exigences du 4.8 peuvent être utilisées comme lignes directrices.

Cette méthode d'alimentation électrique (câble sous-marin) est préférable si l'alimentation électrique ne peut se faire en utilisant une source alternative de petite taille.

NOTE En l'absence de tout câble d'alimentation électrique provenant d'une autre unité, le démarrage à distance depuis l'arrêt complet ne peut pas avoir lieu.

5.2.3 Générateur local (à gaz ou diesel)

Il convient d'éviter que l'alimentation générale/de secours soit fournie à l'aide d'un générateur local seulement (sans câble sous-marin) si la distance permet d'importer de l'électricité depuis une autre installation en utilisant un câble sous-marin. En effet, le moteur à gaz/diesel exige une maintenance et offre une disponibilité moindre, et il est nécessaire de prendre des mesures pour assurer le contrôle de cette source d'incendie potentielle.

Le générateur local est une alternative au câble sous-marin en cas de longue distance ou d'indisponibilité de l'électricité dans l'unité hôte (unité exportatrice d'énergie). Un générateur local peut alors remplacer les câbles sous-marins mentionnés dans les différentes alternatives de l'Annexe E.

5.2.4 Autres sources d'alimentation

Elles peuvent être utilisées pour l'alimentation électrique des unités où la puissance appelée est très limitée.

Les sources renouvelables suivantes sont pertinentes:

- a) cellules photovoltaïques;
- b) éoliennes;
- c) microturbines;
- d) CCVT;
- e) GTE.

Il convient d'envisager des méthodes permettant de satisfaire aux exigences liées à l'arrêt de ces alimentations électriques.

5.2.5 ASI

Une ASI doit être installée pour garantir l'alimentation électrique des consommateurs critiques pour la sécurité (détection d'incendie ou de gaz, arrêt d'urgence) pendant une durée limitée en cas de perte de l'alimentation électrique principale, selon les exigences relatives au fonctionnement et à la sécurité. L'ASI peut se trouver sur une autre unité en mer.

Les exigences de redondance doivent être identifiées dans le projet.

Pour fournir une architecture de réseau d'ASI optimisée, le choix du type d'ASI et de la tension de sortie doit tenir compte des caractéristiques de l'alimentation électrique principale et des exigences des divers consommateurs en matière d'alimentation électrique. Si un éclairage du parcours d'évacuation est exigé, il convient que ces appareils soient également alimentés par l'ASI, afin de réduire le plus possible la maintenance.

Il convient d'équiper le système d'aide à la navigation d'une ASI séparée.

La durée d'autonomie des batteries de secours doit être spécifiée et/ou approuvée par le propriétaire de l'unité. Une attention particulière doit être accordée à tous les modes où du personnel est présent à bord, afin de garantir une autonomie suffisante pour traiter la mise à l'arrêt et l'évacuation du personnel en toute sécurité.

5.3 Facteurs affectant les exigences relatives à l'alimentation électrique

Des informations supplémentaires concernant les facteurs affectant les exigences relatives à l'alimentation électrique et des lignes directrices concernant la définition des exigences relatives aux sources d'alimentation électrique sont données à l'Annexe E.

6 Mise à la terre du système

6.1 Exigences générales

6.1.1 L'Article 6 énonce les exigences et les recommandations relatives à la mise à la terre du système, c'est-à-dire la connexion volontaire du point neutre du système d'alimentation électrique à la coque ou à la structure.

L'une des méthodes suivantes doit être utilisée pour le régime de neutre:

- a) directement relié à la terre (réseau TN);
- b) non directement relié à la terre (réseau IT);
- c) isolé (réseau IT).

La méthode choisie doit s'appuyer sur les facteurs techniques et opérationnels.

NOTE 1 Les principales caractéristiques de ces méthodes sont présentées dans le Tableau 1.

NOTE 2 Pour les systèmes de distribution électrique, le type dit "non mis à la terre" ou "isolé" est mis à la terre par des condensateurs dont les capacités sont réparties dans tout le système, associés à tout condensateur d'antiparasitage.

6.1.2 Lorsque des réseaux directement reliés à la terre ou non directement reliés à la terre sont utilisés dans un système de distribution pouvant être divisé en deux ou plusieurs réseaux séparés, des moyens de mise à la terre du neutre doivent être fournis pour chaque réseau séparé.

NOTE Pour les installations dans des emplacements dangereux, voir l'IEC 61892-7.

Pour les systèmes d'alimentation électrique de secours, y compris les ASI, le besoin de fonctionnement continu des consommateurs en présence d'un défaut à la terre doit être pris en compte. Si le fonctionnement continu en présence d'un défaut à la terre est exigé, le réseau utilisé doit être isolé ou à impédance élevée (IT). Dans le cas contraire, le réseau peut être à impédance faible ou directement relié à la terre. Pour les réseaux à impédance élevée, il convient que le courant de défaut à la terre ne dépasse pas 5 A.

6.1.3 Dans le cas d'un réseau à neutre non directement relié à la terre, le défaut à la terre maximal doit être limité au courant auquel le circuit magnétique d'un générateur peut habituellement résister pendant une durée définie sans endommagement du noyau.

6.2 Mise à la terre du neutre dans les circuits à courant alternatif jusqu'à 1 000 V inclus

6.2.1 Dans les réseaux à neutre à la terre direct, le point neutre doit être directement connecté à la terre.

Il convient de calculer l'impédance de boucle de terre à partir des références suivantes:

- a) pour les réseaux TN, l'IEC 60364-4-41:2005, 411.4;
- b) pour les réseaux IT, l'IEC 60364-4-41:2005, 411.6.

6.2.2 Lorsque des charges sont alimentées entre phase et neutre, les réseaux doivent être à neutre directement mis à la terre.

6.2.3 Des dispositifs de déclenchement automatique doivent être fournis pour déconnecter les circuits qui présentent un défaut à la terre. Lorsque le courant de défaut à la terre ne peut pas dépasser 5 A, un indicateur peut être fourni comme alternative au dispositif de déclenchement, si et seulement si la condition d'élimination du défaut par les dispositifs de protection de la phase est remplie et vérifiée, au cas où un deuxième défaut se produirait.

Il convient que le temps de coupure maximal des réseaux TN respecte les exigences de l'IEC 60364-4-41:2005, 411.3.2.2 et 411.3.2.3.

6.3 Mise à la terre du neutre dans les circuits à courant alternatif de plus de 1 000 V

6.3.1 Les réseaux à neutre directement mis à la terre ne doivent pas être utilisés. Pour les autres réseaux, par exemple les unités interconnectées, avec une alimentation électrique provenant de sources externes, le choix de la mise à la terre du système doit être précisé dans les documents relatifs à la philosophie de conception.

Pour le régime de neutre dans les entraînements à vitesse variable à semiconducteurs, il convient de suivre la conception normale du fabricant.

6.3.2 Dans les réseaux non directement reliés à la terre, le courant de défaut à la terre doit être limité à un niveau acceptable, soit en insérant une impédance dans le raccordement du neutre à la terre, soit à l'aide d'un transformateur de mise à la terre.

Si un transformateur de mise à la terre est utilisé, le courant de défaut est le même, quel que soit le nombre de générateurs. Le courant limite doit être défini par les études techniques.

6.3.3 En cas de mise à la terre à forte résistance, il convient que la valeur de résistance soit telle que le courant résistif de défaut à la terre soit supérieur au courant de défaut capacitif total du réseau, dans toutes les configurations de fonctionnement/quel que soit le nombre de générateurs en fonctionnement. Lors du calibrage de la résistance de mise à la terre, il convient de tenir compte également de la sélectivité de la protection contre les défauts à la terre.

Si le courant de défaut capacitif total est "élevé" (du fait, par exemple, de la grande longueur du câble sous-marin) de sorte que le courant de défaut capacitif total du réseau dépasse le courant résistif de défaut à la terre de la NER, ce problème peut être traité en équipant de relais de protection directionnelle de terre les départs qui alimentent de grandes longueurs de câbles.

En l'absence de données précises sur l'équipement concernant les caractéristiques assignées des résistances de mise à la terre du neutre, une valeur de 20 A par générateur et par transformateur peut être utilisée à titre de recommandation. Cette valeur peut être utilisée pour la production locale, lorsque la tension ne dépasse normalement pas 15 kV.

NOTE La limitation de courant sera déterminée en fonction de la longueur totale du réseau et de son courant capacitif total.

6.3.4 Dans les réseaux IT isolés, des moyens efficaces doivent être fournis pour détecter les défauts dans l'isolation du système.

Des dispositifs de déclenchement automatique doivent être fournis pour déconnecter les circuits qui présentent un défaut à la terre. Lorsque le courant de défaut à la terre ne peut pas dépasser 5 A, un indicateur peut être fourni comme alternative au dispositif de déclenchement.

Pour l'alimentation des emplacements dangereux, des exigences supplémentaires sont énoncées dans l'IEC 61892-7.

6.4 Alimentations électriques fonctionnant en parallèle

6.4.1 Lorsque des générateurs à raccordement direct au réseau fonctionnent ou peuvent fonctionner parallèlement à des transformateurs de sources, la mise à la terre du neutre doit couvrir les deux systèmes lorsqu'ils fonctionnent indépendamment. Dans la mesure du possible, les caractéristiques assignées de l'équipement de mise à la terre du neutre doivent être identiques pour toutes les alimentations électriques.

6.4.2 Les résistances doivent réduire le courant de défaut à un niveau suffisant pour déclencher la protection via la terre du système de distribution et permettre une sélectivité adéquate.

6.4.3 Lorsque les caractéristiques assignées du transformateur de la source et des générateurs fonctionnant en parallèle présentent des différences significatives, le choix des caractéristiques assignées des résistances doit garantir que la protection contre les défauts à la terre de plus faible sensibilité de tout circuit entrant ou sortant fonctionne avec la plus petite source possible de courant de défaut à la terre connectée au réseau.

6.4.4 Dans les systèmes de distribution à neutre à la terre, les fabricants de générateurs doivent être informés de sorte que les machines puissent être conçues convenablement afin d'éviter les courants de circulation excessifs. Ce point est particulièrement important si les machines sont de tailles et de marques différentes.

6.5 Résistances de mise à la terre, connexion à la coque/structure

6.5.1 Les résistances de mise à la terre doivent être pourvues d'une isolation adéquate pour la tension entre phases dans les réseaux auxquels elles sont connectées. Il convient qu'elles soient conçues pour transporter leur courant de défaut assigné pendant au moins 10 s en plus de toute charge permanente, sans effet destructeur sur leurs composants.

6.5.2 Les résistances de mise à la terre doivent être connectées à la structure ou à la coque de l'unité. Il convient de fournir des branchements déconnectables à des fins de mesure.

Le point de connexion doit être séparé de celui prévu pour les circuits de la radio, du radar et des communications sur la structure ou la coque de l'unité, afin d'éviter les interférences.

Tableau 1 – Résumé des caractéristiques principales des méthodes de mise à la terre du neutre

Moyens de mise à la terre	Non relié à la terre (isolé) "IT"	Non directement relié à la terre "IT"	Directement relié à la terre "TN"
Tension du système	Toutes les méthodes sont potentiellement applicables. La mise à la terre directe du neutre est régulièrement utilisée dans les réseaux de transport de haute tension, où l'isolation engendre des coûts élevés. Pour les installations des unités en mer, les niveaux de défaut en court-circuit normalement associés et le contrôle vital des incendies prévu dans la conception rendraient les réseaux à neutre à la terre moins attractifs. Les systèmes isolés et les systèmes non directement reliés à la terre sont plus courants dans ces unités.		
Surtensions	Les surtensions les plus significatives sont moins influencées par la méthode de mise à la terre du neutre.		
Risque de choc électrique	Toutes les installations majeures sont potentiellement mortelles quelle que soit la méthode de mise à la terre du neutre utilisée.		
Utilisation de dispositifs à courant différentiel résiduel pour la sécurité électrique	Ne fonctionnera normalement pas.	Acceptable	Acceptable
Utilisation d'une source triphasée à 4 fils	Inacceptable	Inacceptable	Acceptable
Valeur du courant de défaut à la terre	Dépend de la capacité du système mais habituellement très basse, par exemple: 1 A dans un réseau BT.	Dépend habituellement de la valeur d'impédance. Impédance élevée: Moins de 5 A	Peut être jusqu'à 50 % supérieure à la valeur triphasée symétrique.
Fonctionnement en continu avec défaut à la terre	Possible, le défaut doit être localisé et découplé dans les plus brefs délais.	Peut être possible mais non conseillé, selon la valeur de l'impédance.	Impossible
Protection minimale en cas de défaut à la terre exigée	Suivant le courant maximal de défaut à la terre, alarme/indication (< 5 A) ou relais directionnel de mise à la terre (> 5 A).	Alarme/indication, relais directionnel de mise à la terre, protection contre les surintensités, suivant l'impédance	Protection contre les surintensités
Caractéristiques assignées de l'appareillage de connexion en cas de défaut	Peuvent être assignées selon la valeur normale entre phases ou selon la valeur de défaut symétrique en triphasé.		Peuvent devoir être assignées selon la valeur phase-terre pour le monophasé ou entre phases et phase-terre
Localisation des défauts à la terre	Les défauts non évidents peuvent normalement être localisés manuellement, à moins que des transformateurs homopolaires ne soient installés.	Si des relais sont installés, les défauts sont évidents. Dans le cas contraire, ils doivent être localisés manuellement.	Les défauts sont évidents dans les surintensités.
Risque d'incendie	Très faible, à condition que le courant de défaut à la terre ne dépasse pas 1 A. Les défauts prolongés peuvent représenter un danger.	Risque d'inflammation des gaz inflammables. Les défauts à impédance élevée peuvent provoquer des brûlures à l'emplacement du défaut.	
Danger d'éclair (phase-terre)	Faible -----Croissant -----Elevé		
Disponibilité des équipements adéquats	Des équipements de production et de distribution similaires sont applicables à tous les systèmes.		Permet l'utilisation d'équipement terrestre conçu pour les systèmes TN-S.

7 Systèmes de distribution

7.1 Systèmes de distribution en courant continu

7.1.1 Types de systèmes de distribution

Les types de systèmes de distribution suivants sont réputés normaux:

- a) réseaux à deux fils avec un pôle à la terre mais sans retour par la coque ou par la structure – réseau TN;
- b) réseaux à trois fils avec le conducteur médian mis à la terre mais sans retour par la coque ou par la structure – réseau TN;
- c) réseaux à deux fils isolés – système IT.

Le système de distribution à retour par la coque ou par la structure ne doit pas être utilisé.

Cette exigence n'exclut pas, sous des conditions approuvées par l'autorité compétente, l'utilisation de:

- systèmes de protection cathodique par courant imposé;
- systèmes limités et localement mis à la terre, par exemple, systèmes de démarrage des moteurs;
- dispositifs de surveillance du niveau d'isolation à condition que le courant de circulation ne dépasse pas 30 mA dans les conditions les plus défavorables.

Il convient de tenir compte de la corrosion électrochimique dans les réseaux à courant continu mis à la terre.

Lorsque les Figure 3 à 6 ci-dessous indiquent la mise à la terre d'un pôle particulier dans un réseau à courant continu à deux fils, il convient de décider de mettre le pôle positif ou le pôle négatif à la terre selon les circonstances opérationnelles ou d'autres considérations.

NOTE 1 Les codes relatifs aux circuits de distribution sont conformes à l'IEC 60364-1:2005. Les codes relatifs aux circuits de distribution utilisés ont la signification suivante:

Première lettre – Relation entre le système d'alimentation électrique et la terre:

T = connexion directe d'un point à la terre;

I = toutes les parties actives sont isolées de la terre, ou un point est connecté à la terre à l'aide d'une impédance.

Deuxième lettre – Relation entre les parties conductrices accessibles de l'installation et la terre:

T = connexion électrique directe des parties conductrices accessibles à la terre, indépendante de la mise à la terre de tout point du système d'alimentation électrique;

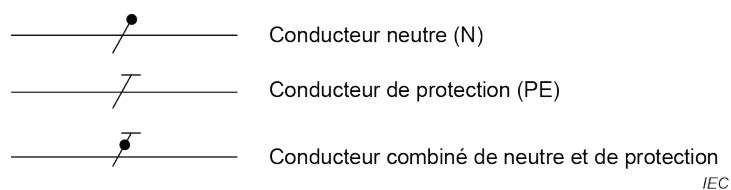
N = connexion électrique directe des parties conductrices accessibles au point à la terre du système d'alimentation électrique (dans les réseaux à courant alternatif, le point à la terre est normalement le point neutre ou, en l'absence de point neutre, un conducteur de phase).

Lettre(s) suivante(s), le cas échéant – disposition des conducteurs neutres et de protection:

S = fonction de protection fournie par un conducteur séparé du neutre ou du conducteur de ligne à la terre (ou dans les réseaux à courant alternatif, de la phase mise à la terre);

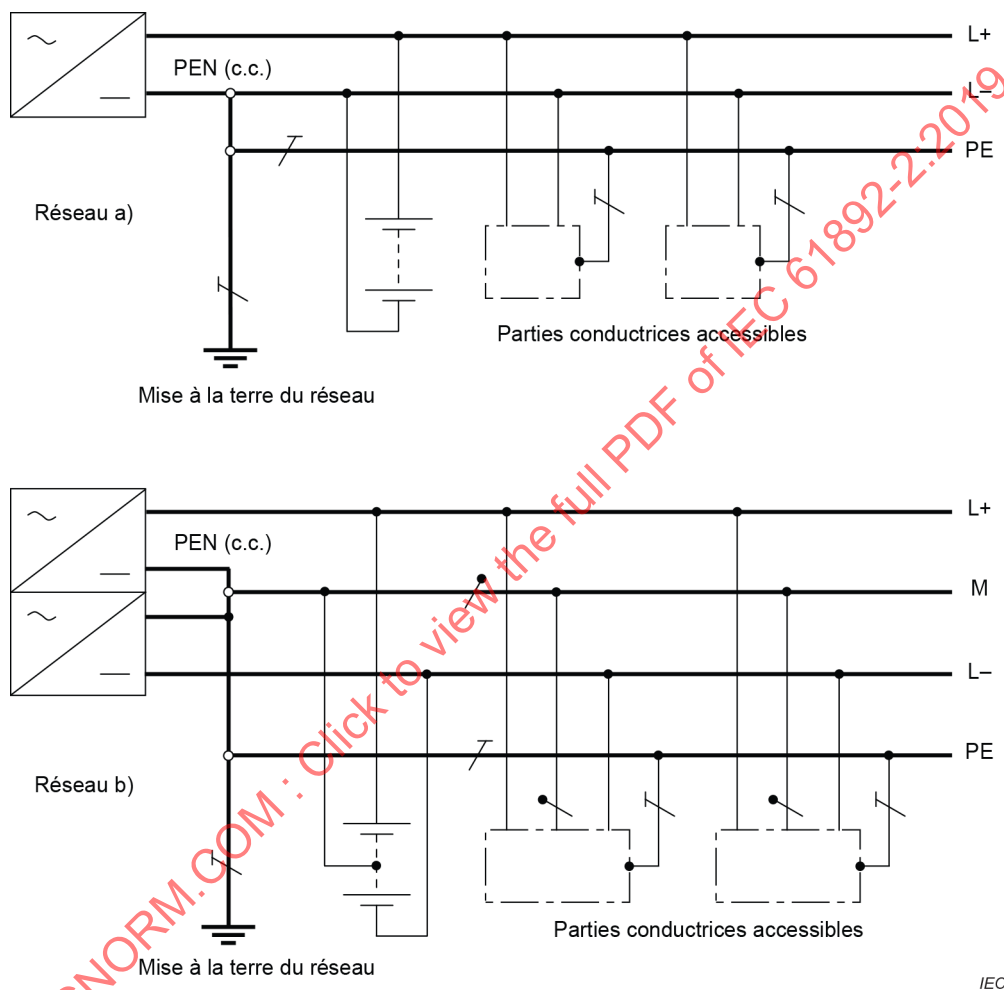
C = fonctions neutre et de protection combinées dans un seul conducteur (conducteur PEN).

NOTE 2 Les pages suivantes contiennent une explication des symboles utilisés de la Figure 3 à la Figure 10 incluse (voir IEC 60617-S00446:2001-07; IEC 60617-S00447:2001-07; IEC 60617-S00449:2001-07):



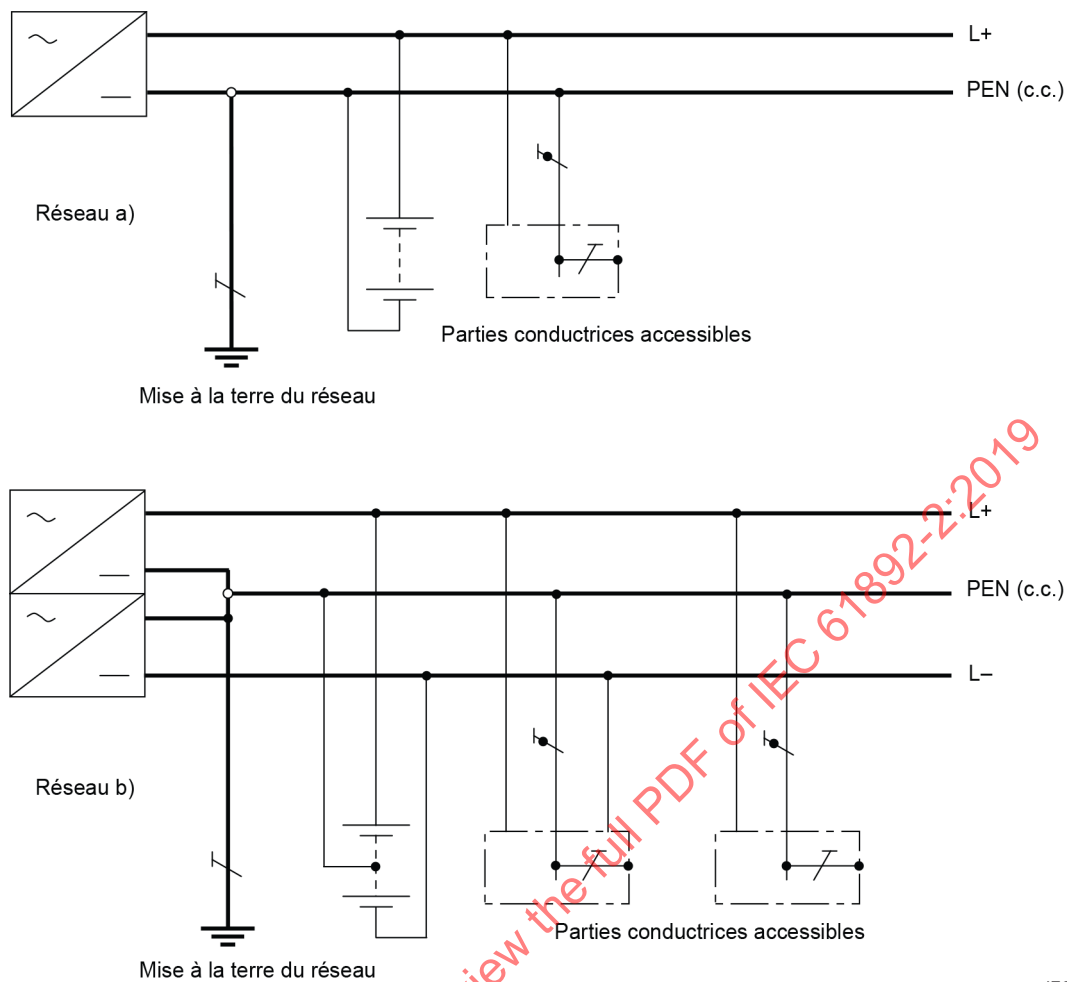
7.1.2 Réseaux TN à courant continu

La Figure 3, la Figure 4 et la Figure 5 représentent respectivement un réseau TN-S à courant continu, un réseau TN-C à courant continu et un réseau TN-C-S à courant continu.



NOTE Le conducteur de ligne à la terre (par exemple, L-) dans le réseau a) ou le conducteur médian à la terre (M) dans le réseau b) sont séparés du conducteur de protection dans tout le réseau.

Figure 3 – Réseau TN-S à courant continu

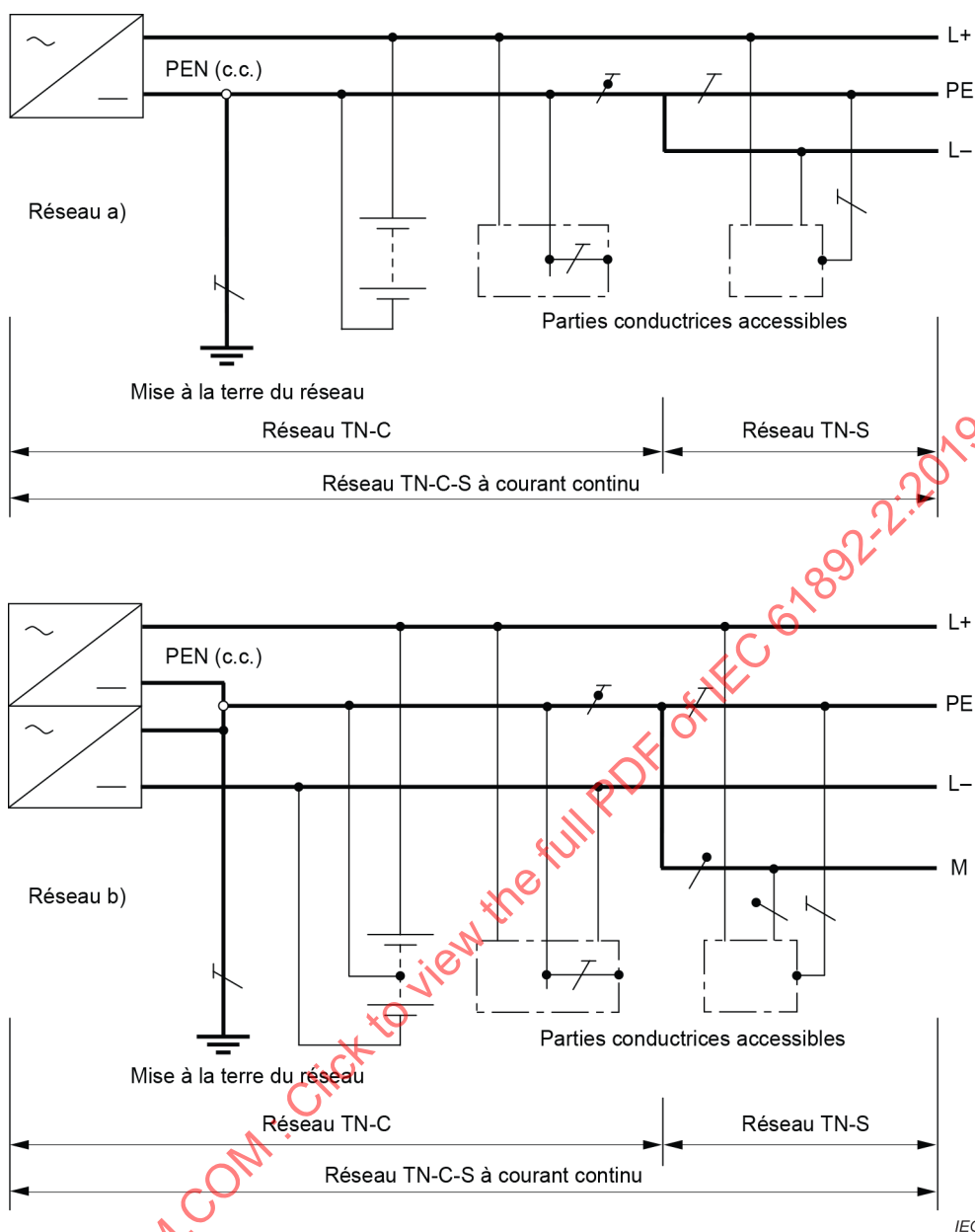


IEC

Les réseaux TN-C ne sont pas admis dans les zones dangereuses (voir l'IEC 61892-7).

NOTE Les fonctions du conducteur de ligne à la terre (par exemple, L-) dans le réseau a) et du conducteur de protection sont combinées dans un même conducteur PEN (CC) dans tout le réseau, ou le conducteur médian à la terre (M) dans le réseau b) et le conducteur de protection sont combinés dans un même conducteur PEN (CC) dans tout le réseau.

Figure 4 – Réseau TN-C à courant continu



NOTE Les fonctions du conducteur de ligne à la terre (par exemple, L-) dans le réseau a) et du conducteur de protection sont combinées dans un même conducteur PEN (CC) dans plusieurs parties du réseau, ou le conducteur médian à la terre (M) dans le réseau b) et le conducteur de protection sont combinés dans un même conducteur PEN (CC) dans plusieurs parties du réseau.

Figure 5 – Réseau TN-C-S à courant continu

7.1.3 Réseaux IT à courant continu

La Figure 6 représente un réseau IT à courant continu.

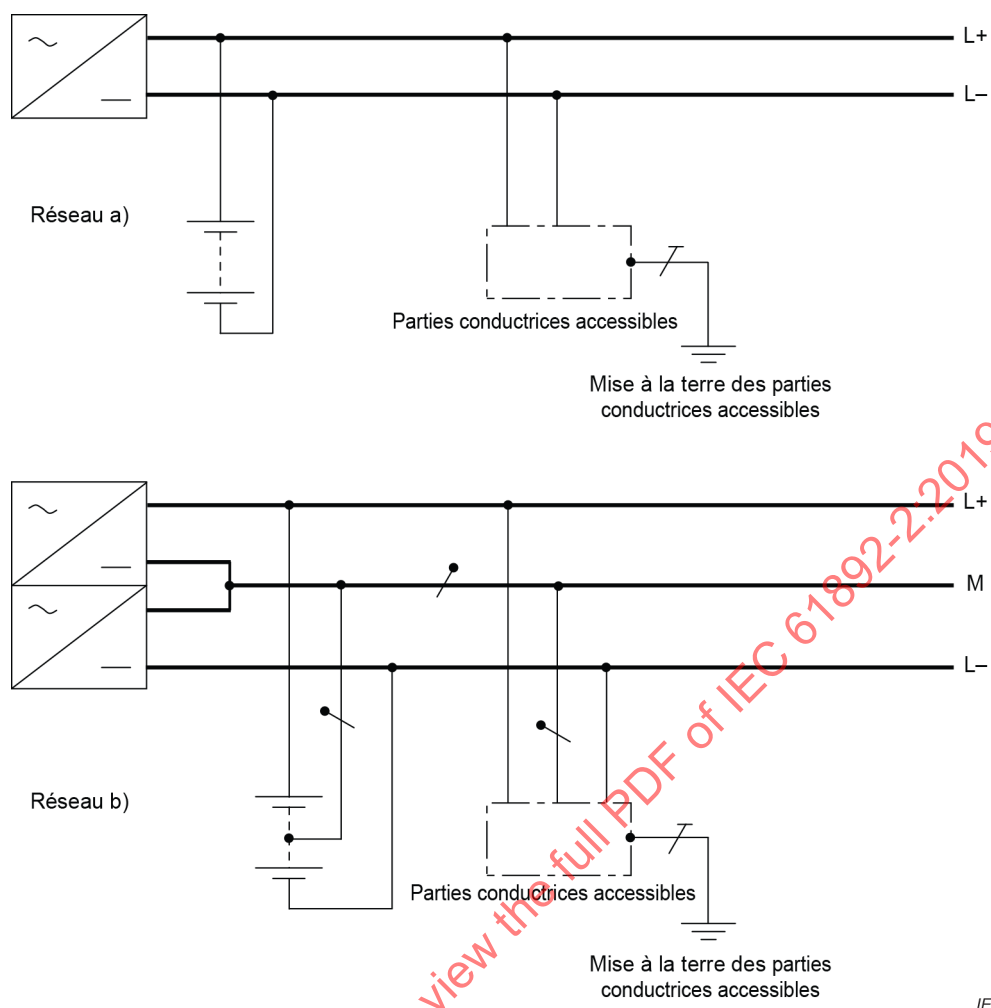


Figure 6 – Réseau IT à courant continu

7.1.4 Tensions CC

Le Tableau 2 donne les valeurs recommandées des tensions nominales et des tensions maximales admises pour les réseaux d'alimentation des unités.

Tableau 2 – Tensions pour les réseaux à courant continu

Application	Tensions nominales	Tensions maximales
	V	V
Alimentation	110, 220, 600, 750, 1 000	1 500
Cuisine, chauffage	110, 220;	500
Eclairage et prises de courant	24, 110, 220	500
Communication	6, 12, 24, 48, 110, 220	250
Alimentation des canots de sauvetage et embarcations similaires	12, 24, 48	55
Instrumentation	24, 110, 220	250

Pour l'alimentation électrique provenant de la côte et pour les unités interconnectées, la tension est normalement spécifique à chaque projet, avec toutefois une tension nominale des équipements habituellement choisie parmi les valeurs normalisées et avec une tension de service des câbles choisie pour optimiser leurs fonctions opérationnelles.

7.2 Systèmes de distribution en courant alternatif

7.2.1 Systèmes de distribution primaires en courant alternatif

Les systèmes suivants sont reconnus comme normaux pour la distribution primaire:

- triphasé à trois fils, isolé ou non directement relié à la terre – réseau IT;
- triphasé à trois fils avec neutre à la terre – réseau TN;
- triphasé à trois fils avec neutre à la terre mais sans retour par la coque ou par la structure – réseau TN.

7.2.2 Systèmes de distribution secondaires en courant alternatif

Les systèmes suivants sont reconnus comme normaux pour la distribution secondaire:

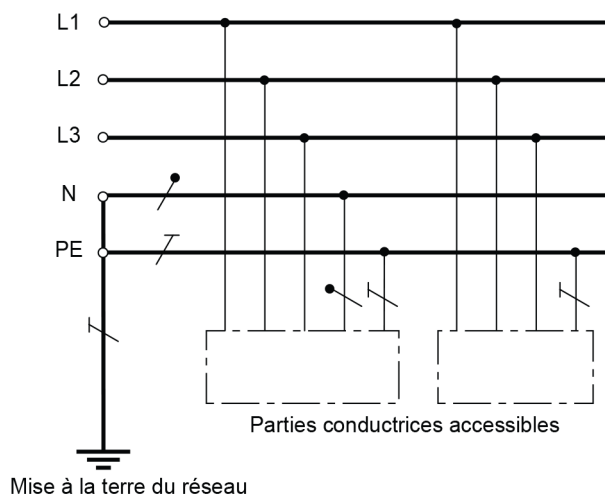
- triphasé à trois fils, isolé ou non directement relié à la terre – réseau IT;
- triphasé à trois fils avec neutre à la terre – réseau TN;
- triphasé à trois fils avec neutre à la terre, mais sans retour par la coque ou par la structure – réseau TN;
- monophasé à deux fils isolés – réseau IT;
- monophasé à deux fils avec un pôle à la terre – réseau TN;
- monophasé à deux fils avec point milieu du réseau mis à la terre pour alimenter l'éclairage et les prises de courant – réseau TN;
- monophasé à trois fils avec point milieu du réseau mis à la terre, mais sans retour par la coque ou par la structure – réseau TN.

NOTE Pour la définition des codes des systèmes de distribution, voir 7.1.1, Note 1.

7.2.3 Réseau TN à courant alternatif

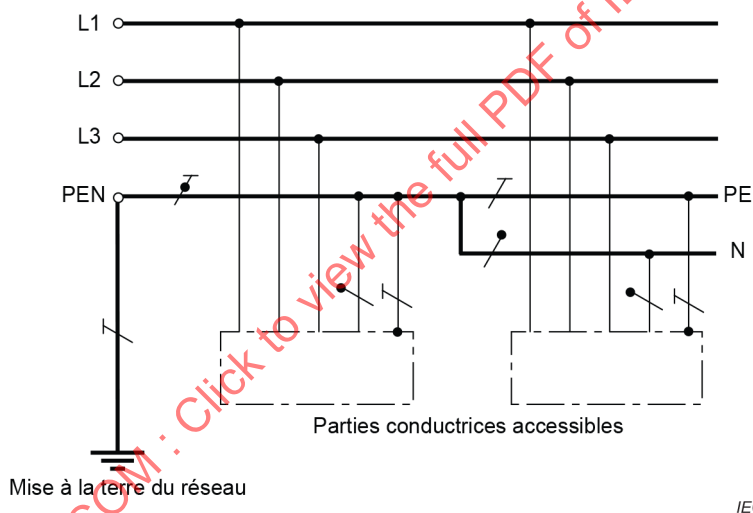
Les réseaux d'alimentation électrique TN ont un point directement relié à la terre, les parties conductrices accessibles de l'installation étant connectées à ce point par des conducteurs de protection. Trois types de réseaux TN sont pris en compte selon la disposition du neutre et des conducteurs de protection:

- réseau TN-S (voir Figure 7), où un conducteur de protection séparé est utilisé dans tout le réseau;
- réseau TN-C-S (voir Figure 8), où les fonctions de neutre et de protection sont combinées dans un même conducteur dans une partie du réseau;
- réseau TN-C (voir Figure 9), où les fonctions de neutre et de protection sont combinées dans un même conducteur dans tout le réseau.



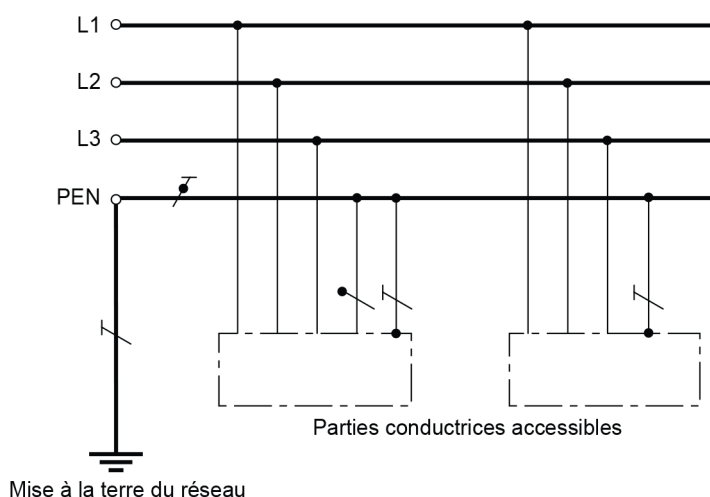
NOTE Des neutres et conducteurs de protection séparés sont utilisés dans tout le réseau.

Figure 7 – Réseau TN-S à courant continu



NOTE Les fonctions de neutre et de protection sont combinées dans un même conducteur dans une partie du réseau.

Figure 8 – Réseau TN-C-S à courant alternatif



NOTE Les fonctions de neutre et de protection sont combinées dans un même conducteur dans tout le réseau.

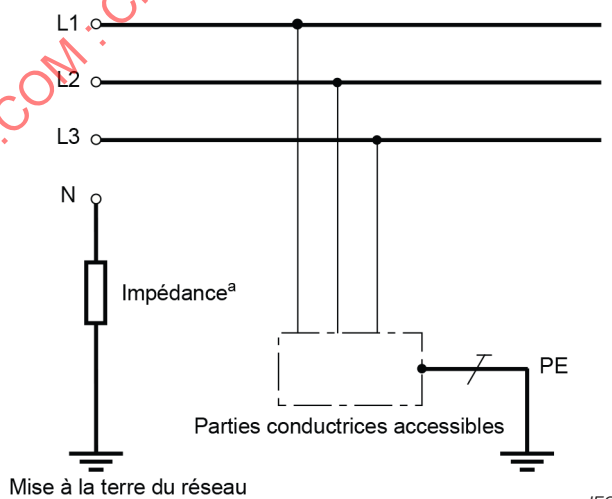
Les réseaux TN-C ne sont pas admis dans les zones dangereuses (voir l'IEC 61892-7).

Figure 9 – Réseau TN-C à courant alternatif

7.2.4 Systèmes IT à courant alternatif

Le système d'alimentation électrique IT présente des parties actives isolées de la terre ou un point connecté à la terre par une impédance, les parties conductrices accessibles de l'installation électrique étant mises à la terre de manière indépendante ou collective en étant reliées à la mise à la terre du réseau (voir Figure 10).

La connexion PE peut également être réalisée de la même manière que dans un réseau TN-S, c'est-à-dire par un conducteur ou une armure tressée dans le câble d'alimentation ou le câble séparé du tableau de distribution.



^a Le réseau peut être isolé de la terre. Le neutre peut être ou peut ne pas être réparti.

Figure 10 – Réseau IT à courant alternatif

7.2.5 Tensions CA et fréquences

Le Tableau 3 et le Tableau 4 indiquent les tensions maximales admises et les valeurs nominales de tension et de fréquence recommandées pour les réseaux d'alimentation de service des unités.

La tension et la fréquence doivent être choisies conformément à l'IEC 60038:2009. Les valeurs applicables sont indiquées dans le Tableau 3 et le Tableau 4.

Dans le Tableau 3, les réseaux triphasés à quatre fils et les réseaux monophasés à trois fils contiennent des circuits monophasés (extensions, services, etc.) connectés à ces réseaux. Les valeurs les plus faibles des deux premières colonnes du Tableau 4 sont les tensions phase-neutre et les valeurs les plus élevées sont les tensions entre phases. Lorsqu'une seule valeur est indiquée, elle se rapporte aux systèmes triphasés et spécifie la tension entre phases. La valeur la plus faible de la troisième colonne est la tension phase-neutre et la valeur la plus élevée est la tension entre lignes.

Deux séries de tensions maximales pour les équipements sont indiquées dans le Tableau 4, une pour les réseaux à 50 Hz et 60 Hz (Série I) et l'autre pour les réseaux à 60 Hz (Série II – pratique nord-américaine). Il convient, à titre de recommandation, d'utiliser une seule de ces séries dans un même pays. Il est également recommandé qu'il convienne d'utiliser une seule des deux séries de tensions nominales données pour la Série I dans un même pays.

Pour l'alimentation électrique provenant de la côte et pour l'interconnexion des installations, des tensions plus élevées peuvent être utilisées. La tension est spécifique au projet; il est toutefois recommandé que les tensions soient choisies conformément à l'IEC 60038:2009, Tableaux 4 et 5.

NOTE Le Tableau 3 et le Tableau 4 sont conformes à l'IEC 60038:2009, à l'exception de la Note 1 et de la Note 2 du Tableau 3 qui ont été ajoutées.

Tableau 3 – Réseaux à courant alternatif de tension nominale comprise entre 100 V et 1 000 V inclus, et équipement lié

Réseaux triphasés à quatre fils ou à trois fils		Réseaux monophasés à trois fils
Tension nominale V		Tension nominale V
50 Hz	60 Hz	60 Hz
–	120/208	120/240 ^c
230 ^b	240	–
230/400 ^a	230/400 ^a	–
400/690	277/480	–
–	480	–
1 000	347/600	–
	600	–
	690	

NOTE 1 Les réseaux à 440 V, 660 V et 690 V sont également utilisés comme réseaux à 60 Hz, par exemple pour les applications de forage et les FPSO.

NOTE 2 Les valeurs de 690 V 60 Hz sont utilisées dans les unités en mer.

^a La valeur de 230/400 V est le résultat pour les réseaux à 220/380 V et 240/415 V qui ont été arrêtés en Europe et dans de nombreux autres pays. Toutefois, les réseaux à 220/380 V et 240/415 V existent toujours.

^b La valeur de 220 V est également utilisée dans certains pays.

^c Les valeurs de 100/200 V sont également utilisées dans certains pays dans les réseaux à 50 Hz ou 60 Hz.

Tableau 4 – Réseaux triphasés en courant alternatif ayant une tension nominale supérieure à 1 kV et inférieure ou égale 35 kV, et équipement lié ^a

Série I (50/60 Hz)			Série II (60 Hz)	
Tension la plus élevée pour l'équipement	Tension nominale du réseau		Tension la plus élevée pour l'équipement	Tension nominale du réseau
kV	kV		kV	kV
3,6 ^b	3,3 ^b	3 ^b	4,40 ^b	4,16 ^b
7,2 ^b	6,6 ^b	6 ^b	–	–
12	11	10	–	–
–	–	–	13,2 ^c	12,47 ^c
–	–	–	13,97 ^c	13,2 ^c
–	–	–	14,52 ^b	13,8 ^b
17,5	–	15	–	–
24	22	20	–	–
–	–	–	26,4 ^{c,e}	24,94 ^{c,e}
36 ^d	33 ^d	30 ^d	–	–
–	–	–	36,5 ^c	34,5 ^c
40,5 ^d	–	35 ^d	–	–

Il est convenu, à titre de recommandation, que dans un même pays, le rapport entre deux tensions nominales adjacentes soit d'au moins deux.

NOTE Dans un réseau normal de la Série I, l'écart entre la tension la plus élevée ou la moins élevée et la tension nominale du réseau ne dépasse pas $\pm 10\%$. Dans un réseau normal de la Série II, la tension la plus élevée ne dépasse pas la tension nominale du réseau $+5\%$ et la tension la moins élevée n'est pas inférieure à la tension nominale du réseau -10% .

^a Il s'agit généralement de réseaux à trois fils, sauf indication contraire. Les valeurs indiquées sont les tensions entre phases.

^b Il convient de ne pas utiliser ces valeurs pour les nouveaux réseaux de distribution publics.

^c Il s'agit généralement de réseaux à quatre fils et les valeurs indiquées sont les tensions entre phases. La tension phase-neutre est égale à la valeur indiquée divisée par 1,73.

^d L'unification de ces valeurs est à l'étude.

^e Les valeurs de 22,9 kV comme tension nominale et de 24,2 kV ou 25,8 kV comme tension la plus élevée pour l'équipement sont également utilisées dans certains pays.

7.2.6 Systèmes de mise à la terre

Une mise à la terre séparée est exigée pour la mise à la terre de protection (PE), la mise à la terre des instruments (IE) et la sécurité intrinsèque (IS). Cette exigence n'exclut pas l'utilisation d'une barre de terre combinée IE/IS, comme représentée dans l'IEC 61892-3:2019, Figure 2. Les exigences sont données dans l'IEC 61892-3:2019, 4.14.

8 Exigences des systèmes de distribution

8.1 Méthodes de distribution

8.1.1 La sortie de la source d'alimentation électrique principale de l'unité peut être fournie aux consommateurs de courant selon l'une des méthodes suivantes:

- a) réseau arborescent ou dit en antenne ou radial, ou
- b) réseau maillé ou en boucle (ouverte ou fermée).

8.1.2 Les câbles ou les barres blindées d'un réseau à boucle ou de tout autre circuit à boucle (par exemple, les tableaux divisionnaires d'interconnexion dans un circuit continu) doivent se composer de conducteurs ayant une capacité suffisante en matière de courant admissible et de court-circuit pour toutes les charges et toutes les configurations d'alimentation possibles.

8.2 Equilibre des charges

8.2.1 Equilibre des charges dans les réseaux à courant continu à trois fils

Les parties consommatrices de courant raccordées entre un connecteur externe et le conducteur médian doivent être groupées de façon que, en conditions normales, la charge sur les deux moitiés du réseau soit aussi équilibrée que possible, dans la limite de 15 % de leur charge respective au niveau de la distribution individuelle et des tableaux divisionnaires aussi bien qu'au niveau du tableau principal.

8.2.2 Equilibre des charges dans les réseaux à courant alternatif à trois ou quatre fils

Pour les réseaux à courant alternatif à trois ou quatre fils, les parties consommatrices de courant doivent être groupées dans les circuits terminaux de façon que, en conditions normales, la charge sur chaque phase soit aussi équilibrée que possible, dans la limite de 15 % de leur charge respective au niveau de la distribution individuelle et des tableaux divisionnaires aussi bien qu'au niveau du tableau principal.

8.3 Circuits terminaux

8.3.1 Généralités

Un circuit terminal séparé doit être prévu pour chaque moteur destiné à un service essentiel ou d'urgence, et pour chaque moteur de puissance nominale égale ou supérieure à 1kW. Les circuits terminaux assignés à plus de 16 A ne doivent pas alimenter plus d'un appareil. Une exception s'applique pour l'équipement électrique de terrain comme les circuits des prises de courant et de réchauffage des conduites.

8.3.2 Circuits terminaux d'éclairage

Les circuits terminaux d'éclairage ne doivent pas alimenter les appareils de chauffage et les prises de courant. Des exceptions sont admises si une protection contre les défauts à la terre de 30mA est mise en œuvre, par exemple pour les chambres à coucher dans les quartiers d'habitation.

Afin de déterminer les dimensions des conducteurs dans les circuits d'éclairage, le calcul du courant à transporter doit s'appuyer sur la puissance maximale figurant sur l'étiquette ou sur la fiche technique de toutes les douilles associées au circuit. Il convient d'ajouter une tolérance de 10 % pour les connexions ultérieures.

En l'absence d'informations précises concernant les charges d'éclairage des circuits terminaux, il convient de prendre pour hypothèse que chaque douille exige un courant équivalent à la charge maximale susceptible d'y être connectée.

8.3.3 Circuits terminaux de chauffage

Chaque radiateur doit être connecté à un circuit terminal différent, mais jusqu'à dix petits radiateurs peuvent être connectés au même circuit terminal si le courant assigné total connecté ne dépasse pas 16 A.

8.3.4 Circuits terminaux des prises de courant

Les prises de courant pour les lampes portatives et les petits appareils domestiques peuvent être groupées.

Le courant assigné des prises de courant pour les circuits de plus de 250 V ne doit pas être inférieur à 16 A.

Il convient d'utiliser des prises de courant avec des socles/fiches particuliers pour la distribution des ASI. Il convient que les fiches destinées aux socles du réseau principal/d'urgence ne soient pas compatibles avec les socles du circuit de distribution des ASI. Les fiches destinées aux socles du système de distribution des ASI peuvent également être compatibles avec les socles du réseau principal/d'urgence. Cette exigence ne s'applique pas aux prises de courant à l'intérieur des armoires électriques.

Les prises de courant assignées au-dessus de 16 A comme les prises de courant destinées au soudage peuvent être groupées et n'ont pas besoin d'avoir des caractéristiques assignées permettant une charge complète simultanée dans toutes les prises. La protection du circuit doit faire en sorte que tous les composants du circuit, y compris les câbles, soient entièrement protégés, quelle que soit la charge réelle possible.

8.4 Circuits de contrôle

8.4.1 Circuits d'alimentation et tensions nominales

Comme l'étendue et la complexité des circuits de contrôle peuvent varier, il n'est pas possible de mettre en place des recommandations détaillées pour le type d'alimentation et la tension, mais il convient de tenir compte des indications du Tableau 3 et du Tableau 4 pour choisir un réseau à courant continu ou à courant alternatif et les tensions nominales.

Diverses alternatives peuvent être utilisées pour l'alimentation de l'équipement en tension de commande; toutefois, pour les services essentiels ou d'urgence, il est recommandé d'utiliser des ASI redondantes.

Pour les circuits essentiels/d'urgence avec des alimentations en tension de commande en double (ou plus), les méthodes suivantes peuvent être évaluées.

- a) Lorsque deux alimentations sont prises de deux sources d'ASI en courant alternatif indépendantes, une commutation automatique entre l'ASI qui alimente le service en pleine charge et l'ASI en mode d'attente à chaud doit être mise en place. Ces sources d'ASI n'ont pas besoin d'être synchronisées comme les ASI redondantes avec une capacité de charge commune en mode de normal fonctionnement. Le consommateur doit accepter une perte de l'alimentation électrique pendant la commutation;
- b) Les ASI redondantes capables de fonctionner en parallèle en mode d'opération normal peuvent être munies d'un départ dédié pour chacune des alimentations des circuits redondants;
- c) Lorsque les circuits de contrôle exigent une tension en courant continu et que l'alimentation externe fournit une tension en courant alternatif, deux redresseurs indépendants ($2 \times 100\%$) reliés chacun directement à des alimentations externes séparées doivent alimenter les circuits de commande en parallèle, fusionnés à l'aide des diodes adéquates;
- d) En variante, si une distribution des ASI CC est disponible, le consommateur doit être équipé de deux alimentations externes indépendantes en courant continu, couplées à l'aide de diodes adéquates;

- e) Chaque alimentation externe doit être surveillée au moyen d'une alarme signalant la perte de disponibilité. Si des redresseurs sont utilisés pour l'alimentation de circuit de contrôle, chaque redresseur doit être équipé d'une alarme de défaut (y compris pour la disponibilité de l'alimentation). Les signaux d'alarme doivent être fournis sous la forme de contacts secs câblés sur bornes. Un circuit sain doit correspondre à un signal de circuit fermé. Un signal d'alarme commun pour tous les défauts d'alimentation de la tension de commande est acceptable.

La perte d'alimentation de contrôle doit généralement déclencher l'équipement/consommateur qu'elle contrôle (sauf les disjoncteurs du système de distribution équipés de bobines à émission).

8.4.2 Conception du circuit

Les circuits de contrôle doivent être conçus de manière à ce que, dans la mesure du possible, les défauts survenant dans ces circuits n'entravent pas la sécurité du réseau.

En particulier, les circuits de commande doivent être conçus, disposés et protégés de manière à limiter les dangers résultant d'un défaut entre le circuit de commande et les autres éléments conducteurs susceptibles de provoquer un dysfonctionnement (par exemple, un fonctionnement intempestif) de l'appareil contrôlé.

NOTE L'attention est attirée sur les circuits de commande, afin de maintenir la disponibilité des services essentiels en cas de défaut dans un circuit de commande externe à l'équipement.

8.4.3 Protection

Une protection contre les courts-circuits doit être fournie pour les circuits de contrôle, y compris les dispositifs de signalisation.

Si un défaut d'un dispositif de signalisation est susceptible d'entraver le fonctionnement des services essentiels et d'urgence, ce dispositif doit être protégé séparément:

- a) la protection des dispositifs d'indication et de mesure doit être garantie par des fusibles ou des disjoncteurs;
- b) pour les autres circuits, il convient d'omettre la protection contre les surintensités dans les circuits tels que ceux des régulateurs de tension lorsque le manque de tension pourrait avoir des conséquences graves; si la protection contre les surintensités est omise, des moyens doivent être fournis pour prévenir le risque d'incendie dans la partie non protégée de l'installation;
- c) il convient de protéger les régulateurs de tension séparément de tous les autres circuits de mesure;
- d) la protection contre les surintensités doit être placée aussi proche que possible de la prise d'alimentation.

Les circuits des tensions de commande doivent être séparés à l'aide de dispositifs de protection adéquats, par exemple des disjoncteurs miniatures (MCB) pour garantir la fiabilité de la commande. L'objectif est qu'un défaut dans un composant de moindre importance ne doive pas provoquer de manque de tension de commande pour les autres éléments critiques.

L'utilisation de MCB doit être envisagée pour séparer les éléments suivants des circuits de contrôle:

- 1) tension de commande des différentes unités (par exemple des moteurs différents);
- 2) tension des circuits redondants (par exemple, un disjoncteur avec plusieurs bobines de déclenchement);
- 3) tension permettant de faire passer un système en mode de sécurité (par exemple, circuit de déclenchement d'un moteur d'entraînement);

- 4) tension de fermeture des circuits;
- 5) tension de surveillance;
- 6) tension des composants auxiliaires (radiateurs, moteurs de charge de ressort, etc.)
- 7) autre.

8.4.4 Disposition des circuits

Pour les services de charge essentielle, la surveillance des circuits de contrôle associés doit être envisagée pour s'assurer que ces circuits sont directement disponibles pour le service.

8.5 Circuits des moteurs

8.5.1 Démarrage des moteurs

Chaque moteur au-dessus de 1,0 kW doit être muni d'un appareillage de commande qui garantit un démarrage satisfaisant du moteur concerné. Suivant la capacité du générateur ou du réseau de câbles, il peut être nécessaire dans certains cas de limiter le courant de démarrage à une valeur acceptable.

Sauf dans les cas où le redémarrage automatique est exigé, les circuits de contrôle du moteur doivent être conçus de manière à empêcher tout redémarrage automatique intempestif du moteur après un arrêt.

Si le moteur bénéficie d'un freinage par contre-courant, des dispositions doivent être prises pour empêcher l'inversion du sens de rotation à la fin du freinage, si cette inversion peut occasionner un danger.

L'alimentation des circuits auxiliaires de l'appareillage de commande du moteur ou la conception de cet équipement doit être telle que le fonctionnement ne soit pas affecté par le creux de tension dans le circuit principal pendant le démarrage.

Si des démarreurs étoile-triangle sont utilisés, il convient de tenir compte du risque de court-circuit pendant le passage à la connexion en triangle, si le disjoncteur de ligne est fermé à cause d'une discordance de phases dans la force électromotrice du moteur.

8.5.2 Dispositifs de déconnexion

Des dispositifs omnipolaires montés sur ou adjacents à un tableau principal ou à un tableau de distribution auxiliaire doivent être fournis pour assurer l'isolation totale de l'alimentation. Un sectionneur installé dans le tableau peut être utilisé à cet effet. A défaut, un sectionneur situé dans le coffret de commande ou dans un coffret séparé doit être fourni.

NOTE Pour les ensembles débrochables, la déconnexion est effective lorsque les unités de départ sont en position débrochée.

8.5.3 Démarreurs à distance des moteurs

Lorsque le démarreur ou tout autre appareil permettant de déconnecter le moteur se trouve à distance du moteur, l'un des dispositifs suivants au moins doit être installé, ou une sécurité égale doit être obtenue:

- a) un dispositif doit permettre de verrouiller la déconnexion du circuit en position "arrêt"; ou
- b) il convient qu'un sectionneur supplémentaire soit installé à proximité du moteur; ou
- c) il convient de disposer les fusibles de tous les conducteurs actifs de manière à en permettre un retrait aisé.

8.6 Isolation de l'alimentation de la cuisine

Des dispositifs permettant de couper l'alimentation électrique de la cuisine en cas d'incendie doivent être installés à l'extérieur de la cuisine, à chaque sortie et à des emplacements qui ne sont pas censés devenir inaccessibles en cas d'incendie.

9 Câbles et systèmes de câblage

9.1 Câbles

Les conditions d'environnement doivent être prises en compte lors de la conception du système de câbles et de ses composants, y compris les zones dangereuses, les facteurs mécaniques, chimiques et thermiques.

Les câbles doivent être conformes aux exigences générales de l'IEC 61892-4. L'installation en général doit être conforme aux exigences de l'IEC 61892-6.

Pour les systèmes d'urgence où le maintien de l'intégrité du circuit électrique en cas d'incendie est exigé, par exemple:

- a) les systèmes de détection d'incendie et de gaz;
- b) les systèmes fixes d'extinction;
- c) les systèmes d'alarme générale et d'annonces publiques;
- d) les systèmes d'arrêt d'urgence;
- e) l'éclairage d'évacuation alimenté par batterie commune;
- f) éclairage d'urgence;
- g) l'alerte DP,

les câbles doivent satisfaire aux exigences de résistance au feu des normes IEC 60331-1, IEC 60331-2 ou IEC 60331-21 conformément aux indications de la norme de produit adéquate.

L'utilisation de câbles non ignifuges avec les systèmes d'urgence doit être évitée autant que possible. Lorsque cela est impossible, il convient d'adopter d'autres moyens de protection. Il doit s'agir d'une redondance de moyens, par exemple un doublage, un cheminement des câbles éloigné des zones à risque élevé d'incendie, l'utilisation de systèmes à autosurveillance ou à sûreté intégrée. L'utilisation de câbles non ignifuges est normalement soumise à l'approbation de l'autorité compétente.

NOTE 1 Une liste informative des systèmes d'urgence est donnée à l'Annexe B. De plus amples informations peuvent également être obtenues en consultant l'ISO 13702.

NOTE 2 Les câbles soumis à l'essai selon les normes de la série IEC 60331 le sont à une température de 830 °C, alors que la température d'un feu d'hydrocarbure peut atteindre environ 1 100 °C. Il n'existe aucune norme internationale concernant les essais de câbles à cette température. Toutefois, l'IEC 61892-4:2019, Annexe A, contient des recommandations relatives aux essais de câbles à cette température.

NOTE 3 Certains types de câbles n'existent pas en version ignifuge, comme les câbles pour pompes à incendie submersibles.

Dans la mesure du possible, il convient de positionner les systèmes de câbles et leurs composants à des endroits garantissant leur protection face aux dommages mécaniques, à la corrosion, aux influences chimiques (solvants par exemple) ou aux effets de la chaleur. Lorsqu'une telle exposition est inévitable, des mesures de protection, par exemple l'installation dans un conduit, doivent être adoptées ou des câbles adaptés choisis.

Lorsque les systèmes de câbles ou de conduits sont soumis à des vibrations, ils doivent être conçus de sorte à les supporter sans présenter de détérioration.

9.2 Chute de tension

En l'absence de limites spécifiques concernant la conception ou de limites fixées par l'autorité compétente, les sections des conducteurs doivent être déterminées de manière à ce que la chute de tension entre les jeux de barres du tableau principal ou du tableau d'urgence et un point quelconque de l'installation, lorsque les conducteurs transportent le courant maximal en conditions normales de service, ne dépasse pas la limite donnée dans l'IEC 61892-1:2019, 4.5.2.

NOTE Pour les éclairages de navigation, il peut être nécessaire de limiter les chutes de tension à des valeurs plus faibles afin de maintenir le rendement lumineux et la couleur exigés.

9.3 Facteurs de demande

9.3.1 Circuits terminaux

Les câbles des circuits terminaux doivent être assignés pour la charge connectée.

9.3.2 Circuits autres que les circuits terminaux

Les circuits alimentant deux circuits terminaux ou plus doivent posséder des caractéristiques assignées pour la charge totale et, si cela est justifiable, être corrigés par les facteurs de diversité et de demande conformément au 9.3.3.

Si des circuits de réserve sont placés dans un tableau divisionnaire ou de répartition, il faut prévoir l'addition d'une charge supplémentaire à la charge totale connectée, avant d'appliquer un quelconque facteur de diversité. Cela doit être calculé en se fondant sur le fait que chaque circuit de réserve nécessite au moins la puissance moyenne sur chacun des circuits actifs assignés correspondants.

9.3.3 Application des facteurs de diversité et de demande

Un facteur de diversité et un facteur de demande peuvent être appliqués lors du calcul des sections des conducteurs et lors de l'établissement des valeurs assignées des appareillages de connexion, si les conditions connues ou prévues d'une partie particulière d'une installation électrique sont adaptées à l'application de la diversité.

9.4 Circuits des moteurs

Le facteur de demande doit être déterminé selon les circonstances. La pleine charge normale doit être déterminée en fonction des caractéristiques assignées figurant sur les plaques signalétiques des moteurs.

Lors de l'évaluation des facteurs de demande des circuits de moteur à courant alternatif, la diminution relativement légère de la consommation de courant des moteurs fonctionnant à charge partielle doit être prise en compte.

9.5 Sections des conducteurs

La section choisie pour chaque conducteur doit être suffisamment grande pour remplir les conditions suivantes.

- La charge la plus élevée transportée par le câble doit être calculée à partir des appels de charge et des facteurs de demande.
- Le "courant assigné corrigé" calculé en appliquant les facteurs de correction appropriés au "courant assigné pour les services permanents" ne doit pas être inférieur au courant le plus élevé susceptible d'être transporté par le câble. Les facteurs de correction à appliquer sont ceux de l'Article 9 et ceux de l'IEC 61892-4:2019, 4.4.4 et 4.4.5.

- c) La section du conducteur doit être capable de résister aux effets mécaniques et thermiques d'un courant de court-circuit et à l'effet des courants de démarrage de moteurs après une chute de tension (voir 9.2 et l'IEC 61892-4:2019, 4.5).
- d) La connexion en parallèle est admise seulement pour les sections égales ou supérieures à 10 mm². La connexion de câbles en parallèle est admise seulement lorsque les câbles présentent:
- 1) une impédance égale;
 - 2) une section égale;
 - 3) des températures maximales admissibles de conducteur égales;
 - 4) un cheminement presque identique ou s'ils sont très proches les uns des autres.
- Lorsqu'une impédance égale ne peut pas être garantie, un facteur de 0,9 doit être appliqué.
- NOTE Les exigences concernant l'installation des câbles connectés en parallèle sont données dans l'IEC 61892-6:2019, 14.2
- e) La section nominale du conducteur de terre doit respecter les indications de l'IEC 61892-6:2019, Tableau 5. L'une des autres méthodes pour déterminer la section de chaque conducteur de terre s'appuie sur les caractéristiques assignées du fusible ou du dispositif de protection du circuit installé pour protéger le circuit. Si cette méthode est utilisée, la section nominale finalement choisie doit être la plus grande des sections déterminées par chacune des méthodes.
- f) La section nominale doit être suffisante pour garantir la disponibilité de la puissance nécessaire pour déclencher la protection contre les courts-circuits la plus proche au niveau minimal de court-circuit à l'extrémité finale des câbles les plus longs.

9.6 Facteurs de correction pour les groupements de câbles

Pour les groupes de conducteurs isolés ou de câbles, les courants admissibles des tableaux sont soumis aux facteurs de correction de groupe de l'IEC 61892-4:2019, 4.4.3.

Les facteurs de réduction de groupe sont applicables aux groupes de conducteurs isolés ou de câbles ayant la même température maximale de fonctionnement.

Pour les groupes qui contiennent des câbles ou des conducteurs isolés ayant des températures maximales de fonctionnement différentes, le courant admissible de tous les câbles ou de tous les conducteurs isolés du groupe doit s'appuyer sur la température maximale de fonctionnement la plus basse de tous les câbles du groupe, avec le facteur de réduction de groupe approprié.

Lorsque les conditions de fonctionnement sont connues, et qu'un câble ou un conducteur isolé n'est pas prévu pour transporter un courant supérieur à 30 % de la valeur assignée calculée pour le groupe, il peut être ignoré dans la détermination du facteur de correction pour le reste du groupe. De même, si les câbles ne sont pas chargés simultanément, il est admis de tenir compte de la charge réelle appliquée.

NOTE Les câbles sont dits groupés lorsque deux ou plus sont contenus dans un même conduit, une même goulotte ou une même gaine, ou en l'absence d'enveloppe, s'ils ne sont pas séparés physiquement les uns des autres.

9.7 Séparation des circuits

Des câbles séparés physiquement doivent être utilisés pour tous les circuits exigeant une protection individuelle contre les courts-circuits et les surintensités, avec les exceptions suivantes:

- a) les circuits de contrôle dérivés du circuit principal (par exemple pour un moteur électrique) peuvent être disposés dans le même câble que le circuit principal si les circuits de contrôle principal et secondaire sont contrôlés par un isolateur commun;

- b) les circuits non essentiels de tension inférieure ou égale à la "très basse tension" définie dans l'IEC 61892-3:2019, 3.5;

Par ailleurs, les caractéristiques relatives à la tenue au feu et aux perturbations électromagnétiques doivent être prises en compte.

10 Etudes et calculs relatifs aux systèmes

10.1 Etudes électriques – Généralités

10.1.1 Le début de la conception du système électrique doit normalement avoir lieu aux étapes du projet telles que l'étude de faisabilité conceptuelle et les activités préalables qui mènent à l'ingénierie préliminaire. Dans ces travaux, les activités habituelles sont les suivantes:

- a) schémas unifilaires préliminaires;
- b) concept du système de mise à la terre;
- c) mode opératoire du système d'alimentation électrique, y compris le démarrage depuis l'arrêt complet;
- d) analyse des systèmes principal, essentiel et d'urgence;
- e) plan d'implantation des équipements dans les locaux techniques;
- f) méthodes d'installation.

Le choix définitif des conditions à prendre en compte pour les études et les calculs relatifs aux systèmes doit être convenu avec le propriétaire de l'unité, selon les exigences de l'autorité compétente. Les études et les calculs doivent refléter la puissance assignée installée et la complexité du système d'alimentation électrique. Les ajouts et les modifications sur le système électrique existant, temporaire ou permanent, doivent être évalués de la même manière.

10.1.2 Il convient de rédiger un document décrivant la stratégie de protection et la coordination des relais dès les premières phases du projet. L'objet de ce document est de guider et de coordonner l'achat et la conception des systèmes de protection dans les tableaux d'appareillages et les autres équipements.

Il convient que cette stratégie contienne au moins

- a) le résumé des modes opérationnels pertinents du système d'alimentation électrique et la description de la relation entre la protection et les modes de fonctionnement,
- b) les principes de coordination à appliquer (stratégie de déclenchement par basse tension/déclenchement par dérivation pour préparer le réseau au démarrage d'autres alimentations électriques), et
- c) la description des fonctions et des équipements de protection électrique en vue de dresser des catégories représentatives des objets protégés, de préférence sous la forme de schémas unifilaires des protections.

10.1.3 Pour confirmer la conception du système électrique et les caractéristiques assignées de l'équipement, certaines études de systèmes doivent être réalisées. Les études de systèmes doivent être choisies parmi les options suivantes:

- a) étude du bilan de puissance: pour déterminer les caractéristiques assignées de l'équipement principal pendant toute la durée de vie de l'unité;
- b) calculs de transit de puissance: pour vérifier les profils de tension et la charge des circuits dans les conditions de régime établi;

- c) calculs de court-circuit: pour analyser les courants de défaut pouvant circuler dans diverses conditions de défaut symétrique, asymétrique et de déséquilibre. Ils doivent être utilisés aux fins de la spécification des équipements et pour l'application et la configuration des relais de commande et de protection;
- d) étude de la sélectivité des protections: pour déterminer les paramètres de protection électrique permettant de fournir une protection correcte de l'installation et une sélectivité adéquate pour isoler la plus petite partie possible de l'installation en cas de défaut;
- e) calculs dynamiques du système d'alimentation électrique: pour analyser les réponses en régime transitoire et les performances dynamiques des systèmes d'alimentation électrique après d'importantes variations de la charge et des perturbations liées aux défauts. Ils doivent servir à vérifier la capacité du système à rester synchrone dans les cas suivants:
- 1) stabilité du moteur à induction après le démarrage;
 - 2) stratégies de réaccélération et de redémarrage;
 - 3) besoin et efficacité des stratégies de délestage en cas de sous-fréquence;
 - 4) élimination des défauts;
 - 5) diminution soudaine de la charge;
 - 6) perte soudaine d'une partie de la production d'énergie ou du câble d'alimentation externe, en cas de fonctionnement en parallèle.

Les études de systèmes doivent également servir à prendre en compte les avantages techniques des éléments suivants:

- 7) stratégies de permutation automatique des sources;
 - 8) fonctionnement en parallèle ou à couplage ouvert, ou en antenne;
 - 9) fonctionnement des dispositifs de limitation des défauts;
 - 10) insertion de bobines d'inductance ou de condensateurs commutés;
 - 11) mise sous tension des câbles sous-marins.
- f) calcul des courants et des tensions harmoniques: pour analyser la valeur et l'emplacement des distorsions harmoniques au sein du système d'alimentation électrique;
- g) calculs des courts-circuits selon l'IEC 60909-0, l'IEC TR 60909-1 ou l'IEC 61363-1, ou selon un programme informatique accepté. Une seule norme doit être utilisée pour toute l'installation;
- h) il convient d'envisager une appréciation du danger concernant le danger d'éclair dans les tableaux de distribution. Il convient d'effectuer les calculs concernant les arcs électriques et le marquage des tableaux conformément à l'IEEE 1584 ou aux normes IEC correspondantes.

NOTE L'objectif de l'appréciation du danger d'éclair est d'améliorer la sécurité du personnel en déterminant l'exposition à l'énergie incidente de l'arc pendant le travail sur ou à proximité de l'équipement électrique. Les résultats sont utilisés pour mettre en place des mesures de sûreté intégrée telles que

- limiter de l'énergie incidente par la conception du système et le choix de l'équipement (réduire le plus possible la valeur du courant de défaut),
- intégrer des barrières de sécurité dans les équipements en utilisant des dispositifs de protection à action rapide réglés pour interrompre les courants d'arc et envisager un système de détection des arcs (réduire le plus possible la durée du défaut),
- tenir compte des exigences de commande à distance, et
- fournir des informations spécifiques aux fins de l'appréciation des risques opérationnels pour déterminer les conséquences à la suite d'incidents liés aux éclairs d'arc.

La norme NFPA 70E peut être consultée pour évaluer quelle initiative est appropriée pour la protection du personnel. Dans les systèmes électriques où du personnel effectue des travaux de maintenance/réparation ou utilise des équipements électriques, il convient de limiter l'énergie incidente de l'arc à laquelle les personnes peuvent être exposées à 8 cal/cm^2 .

10.1.4 Pour les unités alimentées en électricité depuis la côte, et pour les unités interconnectées électriquement, les études doivent également couvrir les interactions entre les systèmes et être mises en place selon les exigences des 10.1 à 10.7.

Les études et les calculs relatifs aux systèmes sont des documents d'exploitation importants. Il convient de les mettre à jour si nécessaire lorsque des modifications sont apportées à l'installation électrique.

10.2 Etude du bilan de puissance

Une liste des charges électriques doit être préparée pour établir les exigences de l'unité entière en matière d'alimentation électrique.

D'après l'analyse, un délestage doit être appliqué lorsqu'il est nécessaire afin d'éviter une coupure. Le délestage peut être appliqué en isolant des consommateurs ou des groupes de consommateurs à l'aide d'une séparation appropriée au niveau des jeux de barres du tableau.

Il convient de faire en sorte que le temps de réponse soit suffisant pour permettre au système de délestage de remplir sa fonction et de maintenir la stabilité du système électrique.

Les charges doivent être estimées, par exemple pour:

- a) les services de forage exploités;
- b) la consommation électrique maximale, en incluant tous les systèmes électriques de l'unité;
- c) la consommation électrique normale exigée en fonctionnement à pleine capacité;
- d) l'assistance vitale (mode essentiel);
- e) les cas d'urgence;
- f) la charge minimale exigée en fonctionnement à pleine capacité alors que les charges à faible priorité sont déconnectées.

Il convient de préparer un profil de charge électrique et de le tenir à jour pour toutes les conditions de fonctionnement pertinentes (pour les recommandations, voir Figure 2); en mode principal, essentiel, d'urgence et d'abandon, pendant toute la durée de vie de l'unité.

Il convient de réaliser des études de charge séparées pour déterminer les exigences de charge temporaires pendant les phases préalables à l'exploitation, par exemple:

- 1) mise en service et mise à l'essai sur terre;
- 2) mise à l'eau;
- 3) accouplement en mer;
- 4) raccordement sur site et mise en service sur la côte;
- 5) remorquage;
- 6) raccordement sur site et mise en service en mer;
- 7) séjour au port/amarrage;
- 8) démarrage depuis l'arrêt complet.

NOTE La liste des charges contient normalement des informations concernant la charge active et réactive, le facteur de puissance, le facteur utilitaire, la continuité de la charge, etc.

10.3 Calculs de transit de puissance

Des calculs de transit de puissance en régime établi doivent être effectués pour les conditions de fonctionnement qui donnent la charge de pointe maximale et la charge minimale, selon les charges déterminées au 10.2.

Il convient de calculer les données suivantes:

- a) valeur et angle de phase des tensions aux jeux de barres;
- b) production de puissance active et réactive et charge aux jeux de barres;
- c) débit de puissance active et réactive dans les câbles et les transformateurs;
- d) pertes de puissance;
- e) courant permanent admissible dans les jeux de barres et les câbles, à une température ambiante donnée;
- f) paramètres recommandés pour les prises des transformateurs;
- g) montée de tension dans les grandes longueurs de câbles à haute tension.

10.4 Calculs de court-circuit

10.4.1 Les courants de défaut qui circulent en raison de courts-circuits doivent être calculés à chaque tension du système pour les conditions de court-circuit tripolaire, et de défaut "entre phases" et "phase-terre". Ces courants calculés doivent être utilisés pour choisir l'équipement aux caractéristiques assignées adéquates et pour permettre le choix et la configuration des dispositifs de protection afin de faire en sorte que la résolution sélective des défauts soit réussie.

Le courant de défaut doit être calculé pour l'alimentation maximale et minimale du système.

Les calculs de court-circuit doivent inclure le fonctionnement parallèle des alimentations électriques, si le système est conçu pour les fonctionnements parallèles en continu.

Les outils d'étude et de calcul utilisés par le concepteur doivent être traçables à des fins de vérification. La contribution des moteurs à induction doit être incluse dans l'étude, de préférence par modélisation dynamique directe. Il convient que les études comprennent les points de coupure et de fermeture pour le niveau de défaut. Pendant la phase de conception, il est important de faire en sorte que les tolérances des équipements soient prises en compte, et aussi qu'une marge de conception soit prévue pour tenir compte des ajouts ultérieurs. La marge est mieux évaluée si les études sont réalisées en montrant des charges supplémentaires ultérieures en service et représentées par des moteurs à induction. L'utilisation de programmes informatiques validés selon une norme reconnue est recommandée pour les calculs de court-circuit, mais si aucun programme informatique n'est disponible ou si les calculs sont faits manuellement, les méthodes de calcul de court-circuit sont fournies dans l'IEC 61363-1, l'IEC 60909-0, l'IEC TR 60909-1 et l'IEC 61660-1. Ces méthodes ont toutes une précision limitée et le choix de la méthode préférentielle ainsi que les décisions prises à partir des résultats dépendent de la compétence de l'ingénieur qui réalise les calculs.

Le calcul des courants de défaut alimentés par les onduleurs des ASI doit être traité spécifiquement selon le comportement de l'ASI (courant de court-circuit et forme d'onde disponibles). Les courants de court-circuit alimentés par les onduleurs peuvent être réduits significativement du fait du déphasage des transformateurs. Les mécanismes de déclenchement magnétique des disjoncteurs sont sensibles au courant de crête dans la forme d'onde, mais pas à la valeur quadratique moyenne (valeur efficace, RMS).

10.4.2 La perturbation de la tension maintenue pendant les défauts et après leur élimination doit également être vérifiée pour garantir que les perturbations transitoires ne provoquent pas de pertes d'alimentation du fait des basses tensions ou une surcharge de l'isolation de l'installation du fait des hautes tensions.

Lors de l'évaluation des performances transitoires du système, une modélisation fidèle de tout AVR est exigée. Il serait également nécessaire de modéliser le système régulateur de tous les générateurs synchrones. (Voir également 10.6.2.)

10.4.3 Le calcul des courants de défaut doit inclure les contributions des générateurs et des moteurs synchrones et à induction au courant de défaut, et la prise en compte dès le premier instant du courant de défaut doit être spécifiée pour les semiconducteurs de puissance. Les composantes symétriques à courant alternatif et les composantes asymétriques à courant continu des courants de défaut doivent être calculées pour toutes les tensions du système. Les calculs pour les unités en mer alimentées depuis la côte par un réseau public doivent tenir compte des valeurs des courants de défauts communiquées par l'exploitant du réseau. Elles doivent exclure tout décrétement lié à la durée du défaut, mais il convient d'obtenir des valeurs maximale et minimale cohérentes par rapport aux cycles de charge annuels, et d'anticiper les conditions de déclenchement des systèmes du réseau public.

NOTE 1 Les niveaux de défaut des réseaux publics sont soumis à des variations liées au nombre d'installations de production pouvant être connectées, et ils pourraient aussi être soumis à des variations du fait de la manière dont le réseau est exploité (par exemple, l'indisponibilité des lignes affectera les niveaux de défaut, en raison de l'ouverture de jeux de barres).

NOTE 2 Pour les réseaux à courant alternatif dont il manque des informations précises sur leurs caractéristiques, la contribution des moteurs à induction pour la détermination de la valeur de crête maximale atteignable par le courant de court-circuit (c'est-à-dire la valeur du courant à ajouter à la valeur de crête maximale du court-circuit provoqué par les générateurs) peut être $8 I_n$ où I_n est la somme des courants assignés des moteurs selon une estimation normale lorsqu'ils sont simultanément en service (I_n est une valeur quadratique moyenne). Pour le calcul préliminaire, l'IEC 61363-1 donne les valeurs suivantes:

- Pour les moteurs assignés à plus de 100 kW:
courant de court-circuit subtransitoire: $6,25 I_n$;
courant de court-circuit symétrique à $T/2$: $4 I_n$;
Valeur de crête du courant de court-circuit: $10 I_n$.
- Pour les moteurs assignés à moins de 100 kW:
courant de court-circuit subtransitoire: $5 I_n$;
courant de court-circuit symétrique à $T/2$: $3,2 I_n$;
Valeur de crête du courant de court-circuit: $8 I_n$.

Les calculs qui s'appuient sur ces chiffres peuvent être confirmés.

NOTE 3 Pour les réseaux à courant continu, en l'absence d'informations précises, la contribution des moteurs dans la détermination de la valeur maximale atteinte par le courant de court-circuit peut être prise comme égale à six fois la somme des courants assignés des moteurs dont il est estimé qu'ils fonctionnent normalement simultanément.

10.4.4 Les courants de défaut triphasés équilibrés doivent être calculés pour obtenir les conditions de fonctionnement présumées du disjoncteur et doivent inclure:

- a) le pouvoir de fermeture asymétrique, exprimé en ampères crête et calculé un demi-cycle après l'apparition du défaut; les décrétements du courant alternatif et continu doivent être inclus pour le demi-cycle;
- b) le pouvoir de coupure asymétrique à la séparation des contacts, exprimé en ampères RMS et calculé au moment où les contacts du disjoncteur sont censés se séparer, en laissant au maximum la moitié d'un cycle pour le déclenchement de la protection instantanée; les décrétements du courant alternatif et continu doivent être inclus pour la durée choisie;
- c) le pouvoir de coupure symétrique, exprimé en ampères RMS et calculé au moment défini en 10.4.4; il prend pour hypothèse la présence de composants à courant continu nul et doit permettre les décrétements du courant alternatif pendant la durée choisie.

NOTE L'utilisation comme alternative de disjoncteurs statiques (composants commutés par des semiconducteurs) peut impliquer d'autres exigences pour ces types de dispositifs concernant la fonction de coupure.

10.4.5 Dans les systèmes où les courants de défaut à la terre sont limités par un équipement de mise à la terre du neutre, il convient que, par hypothèse, les courants ne comprennent pas de décrétement, et ils doivent être déterminés constants quelle que soit la valeur de résistance à la terre entre le point de connexion de l'équipement de mise à la terre et l'emplacement du défaut.

10.4.6 Les composants à courant alternatif et à courant continu des contributions des moteurs au courant de défaut doivent être calculés et inclus dans les calculs de courant de défaut présumé.

A l'instant de l'apparition du défaut, la composante alternative symétrique et la composante continue du courant de crête doivent être identiques. Les deux valeurs doivent être comprises comme étant la valeur crête du courant de démarrage direct, celui-ci dépendant de la réactance du rotor bloqué du moteur. Ces deux courants doivent être pris avec une décroissance exponentielle au fil du temps, en utilisant les constantes de temps des courts-circuits en courant alternatif et continu, respectivement. Il convient de déterminer la constante de temps en courant alternatif en utilisant le rapport entre la réactance du rotor bloqué et la résistance du rotor à l'arrêt. Il convient de déterminer la constante de temps en courant continu en utilisant la réactance du rotor bloqué et la résistance du stator.

NOTE Lorsque les défauts ne sont pas directement aux bornes des moteurs, ces constantes de temps sont modifiées pour tenir compte des impédances externes au point de défaut.

10.4.7 Le calcul des contributions individuelles au courant de défaut doit être effectué pour chaque moteur dont les caractéristiques assignées sont significatives pour le système d'alimentation électrique. Il convient de traiter tous les autres moteurs du système comme un certain nombre de moteurs types équivalents dont les caractéristiques assignées totales sont égales aux charges tournantes connectées, à différents emplacements. Les caractéristiques assignées de ces moteurs équivalents doivent être choisies de manière à ce qu'elles soient cohérentes par rapport à celles des entraînements réels à un endroit donné.

Généralement, il convient de représenter les moteurs ayant des caractéristiques assignées de 1 000 kW ou plus comme des machines individuelles. Toutefois, lorsque plusieurs de ces machines se trouvent sur un même jeu de barres, elles peuvent également être représentées par des paramètres localisés.

10.4.8 Le fait que la puissance disponible soit suffisante pour qu'un court-circuit puisse être relâché à l'extrémité finale du câble de tout système d'alimentation électrique par la protection la plus proche doit être vérifié.

Le temps d'élimination maximal doit être tel que la contrainte mécanique et thermique causée par un défaut électrique la plus élevée possible soit supportable pour tous les câbles et composants. Pour les câbles situés dans un emplacement dangereux, la température de court-circuit du câble ne doit pas dépasser la classe de température relative à la zone concernée.

NOTE Voir l'IEC 60364-4-41:2005, Tableau 41.1, et l'IEC 60364-4-43:2008, 434.5.2, pour plus d'informations sur le temps d'élimination.

10.5 Etude de la protection et de la sélectivité

Une étude de coordination doit être menée pour déterminer les paramètres des relais de protection et des disjoncteurs à action directe. Voir Article 11.

Il convient que l'étude de coordination contienne les éléments suivants:

- a) stratégie de protection ou référence pertinente;
- b) liste des anomalies ou des constatations liées à la protection et à la sélectivité;

- c) liste des types de circuits et des types de disjoncteurs à relais/bloc déclencheur utilisés, avec leurs repères d'identification;
- d) méthodes et critères utilisés pour déterminer les paramètres qui respectent la stratégie de protection de manière adéquate;
- e) modèles des relais de protection, modèle par marque/type de protection et par type d'équipement à protéger;
- f) carnets de réglages des protections pour les sources d'alimentations, et la distribution électrique, les consommateurs à haute tension et les départs distribution principaux des tableaux basse tension; les paramètres de protection de chaque consommateur à basse tension peuvent être consignés séparément;
- g) tableaux de sélectivité utilisés pour le choix et la coordination des disjoncteurs à basse tension de catégorie A dans leur utilisation finale dans toute l'installation électrique;
- h) diagramme des caractéristiques temps/courant avec échelles logarithmiques pour documenter la sélectivité temps/courant.

Les diagrammes temps/courant doivent être faciles à comprendre et doivent contenir au minimum les éléments suivants:

- i) identification des circuits étudiés en association avec les circuits amont et aval concernés;
- j) schéma unifilaire de la partie du réseau étudiée;
- k) un nombre limité de niveaux de protection pour les disjoncteurs en série, pour préserver la lisibilité;
- l) toutes les fonctions de protection des relais basées sur le courant (surcharge thermique, surintensité, court-circuit, protection contre le calage, etc.);
- m) courants de court-circuit;
- n) informations sur le courant d'appel des transformateurs;
- o) valeurs limites de tenue thermique des équipements protégés.

NOTE L'objectif de l'étude de coordination est le maintien de la continuité du système en protégeant les installations électriques des pannes d'électricité et des surintensités possibles, afin de réduire le plus possible les effets du défaut. Les calculs d'énergie d'arc sont affectés par l'étude de coordination des relais, et par le système de détection/protection contre les arcs.

10.6 Calculs de stabilité dynamique du système d'alimentation électrique

10.6.1 Une analyse de stabilité du système d'alimentation électrique doit être effectuée et elle doit contenir des simulations du comportement transitoire du système à la suite de perturbations pendant les modes de fonctionnement prévus pour l'unité.

Il convient que la simulation contienne les éléments suivants:

- a) démarrage direct en ligne des plus gros moteurs;
- b) court-circuit sur départs avec élimination retardée du défaut, en appliquant la temporisation du relais de protection ou le délai de fusion des fusibles;
- c) court-circuit d'un générateur avec élimination du défaut et déclenchement du générateur après la temporisation du relais de protection selon l'analyse, un délestage peut être exigé;
- d) déclenchement de l'alimentation électrique; selon l'analyse, un délestage peut être exigé;
- e) déclenchement du plus gros moteur (ou groupe de moteurs) de l'usine de traitement;
- f) commutation des inductances/condensateurs;
- g) calculs des courants d'appel des transformateurs;
- h) mise sous tension des câbles sous-marins d'interconnexion.

L'analyse doit être réalisée selon les conditions les plus défavorables concernant la stabilité du système, lesquelles doivent être déterminées séparément pour chaque projet.

L'analyse doit prouver que le système se restabilise à la suite des perturbations spécifiées, et que les variations de tension et de fréquence transitoires, le glissement, les temps de réaccélération et de démarrage du moteur respectent les limites acceptables.

Pour vérifier la stabilité du système, l'étude dynamique doit être coordonnée étroitement avec l'étude de la protection et de la sélectivité.

10.6.2 Les études doivent être menées à l'aide de logiciels et d'outils de calcul éprouvés. Il convient de détailler et de vérifier suffisamment les modèles des alimentations électriques, des générateurs, des AVR, des régulateurs, des moteurs, des transformateurs, des câbles et des charges pour permettre d'avoir confiance vis-à-vis des résultats des études.

Des modèles et des données concernant des circuits de générateurs et de moteurs équivalents seront exigés. Les modèles de générateurs utilisés pour les calculs dynamiques peuvent exiger des modèles concernant les performances des régulateurs et des AVR. Dans certains cas, les données concernant ces modèles ne seront pas directement disponibles pour le système réellement à l'étude. Il sera donc nécessaire, dans une certaine mesure, de baser son jugement sur un ensemble de paramètres adéquat pour réaliser les calculs dynamiques nécessaires pour l'installation.

Il convient que les vérifications adéquates concernant l'assistance et la validation du logiciel soient disponibles pour tout modèle de circuit équivalent provenant d'un programme informatique utilisé pour les études et les calculs.

10.6.3 Des diagrammes de fonctionnement des générateurs doivent être préparés pour aider à faire en sorte que les générateurs soient toujours susceptibles de fonctionner dans leurs limites de stabilité prescrites.

En supplément des diagrammes de fonctionnement des générateurs, il convient de vérifier les modèles dynamiques des appareils moteurs et des commandes associées, dans la mesure du possible, en les comparant aux résultats des essais de groupe avec acceptation et réjection de charge liés aux groupes générateurs réels.

Il convient de présenter les diagrammes de fonctionnement pour les tensions comprises entre 0,95 par unité et 1,05 par unité, avec des graduations de 0,05 par unité. Il convient également que les diagrammes contiennent les principaux paramètres des machines à partir desquelles les diagrammes sont construits, par exemple X_d , X_q .

Il est également important que lors de l'examen des modèles de stabilité du système, le modèle spécifique pour les paramètres utilisés ait été validé. Par exemple, si des AVR et des régulateurs sont utilisés sur des machines particulières, il convient de modéliser la disposition de l'usine et de l'essai sur site afin de pouvoir comparer le comportement présumé ou réel de la machine ou du système avec le modèle. De cette manière, une certaine forme d'assurance peut être obtenue à partir du système étudié.

10.6.4 Des études de stabilité transitoire doivent être réalisées sur les systèmes qui contiennent les éléments suivants:

- a) alimentations électriques dissemblables;
- b) générateurs fonctionnant en parallèle avec un réseau externe;
- c) moteurs synchrones;
- d) lorsque les jeux de barres liés à la production électrique sont interconnectés par une impédance appréciable;
- e) usines de traitement de grandes dimensions représentant un pourcentage significatif de la capacité d'alimentation.

Ces études doivent être utilisées pour déterminer si les machines synchrones sont susceptibles de perdre leur synchronisme à la suite d'une perturbation unique de la plus grande gravité.

Les arrêts du procédé ou les arrêts d'urgence partiels ou complets peuvent représenter un problème de stabilité majeur s'ils sont lancés en une seule étape. Il convient de réaliser plusieurs simulations de déconnexion causées par des défauts localisés en divers endroits.

NOTE Généralement, les défauts les plus graves sont des défauts en triphasé appliqués aux jeux de barres des générateurs pendant une durée déterminée par l'appareillage de connexion de protection, et dont la résolution entraîne la déconnexion de leur principal contributeur unique du système.

10.6.5 Lorsque des études de stabilité transitoire sont menées, pour apprécier la capacité des générateurs à rester synchrones à la suite d'une perturbation liée à un défaut, les conditions de fonctionnement en régime établi avant l'application du défaut doivent être telles que la réserve tournante de génération soit maintenue au minimum du fait d'une hypothétique maintenance du plus grand générateur du site ou de la principale alimentation électrique concernée.

Il convient que l'objectif principal soit d'identifier le temps de résolution maximal acceptable du défaut, mais il convient que des objectifs secondaires, comme la détermination du meilleur emplacement pour les points de section à bus ouvert du système et de la relation entre la mise à la terre par impédance et la stabilité, soient également vérifiés par le biais de ces études. Ces études seraient utilisées à l'appui de la conception d'un système particulier et également pour faire en sorte que les dispositifs de protection ne compromettent pas les performances prévues du système. Aux fins de ce dernier objectif, les études peuvent être menées avec les dispositifs de protection réels, s'ils sont connus. Ce faisant, il convient de noter que si les paramètres de protection venaient à changer, la réponse du système aux conditions de défaut pourrait nécessiter d'être réétudiée.

10.6.6 Les études de stabilité du système doivent être menées pour analyser les performances du système en matière de tension et de fréquence après une perturbation majeure, pendant la période située entre l'apparition du défaut et le moment où l'équilibre est atteint en régime établi. Ces études doivent exiger la modélisation détaillée de l'AVR et du régulateur, car ces éléments aident au retour au régime établi et réagissent positivement dans les échelles chronologiques susceptibles d'être prises en comptes.

Ces études sont censées représenter la récupération réussie du système. L'obtention d'une tension ou d'une fréquence oscillatoire décroissante dont la moyenne est dans les limites acceptables indique des performances satisfaisantes.

10.6.7 Les études de stabilité du système doivent être menées pour tenir compte de l'effet de la perte du plus gros composant d'alimentation électrique dans des conditions de défaut qui ne provoquent pas d'autre perturbation électrique. Lorsque l'écart de fréquence transitoire pressenti dépasse les valeurs indiquées dans l'IEC 61892-1:2019, Tableau 2, des stratégies de délestage en cas de sous-fréquence doivent être envisagées. Les études de stabilité doivent être utilisées pour définir le nombre et la valeur minimaux des diverses étapes de délestage qui seront nécessaires pour maintenir la perte de fréquence dans les limites acceptables.

NOTE Les défauts à la terre ou le déclenchement du système mécanique ne provoquent normalement pas le déclenchement des charges de moteur du fait du passage des contacteurs à courant alternatif en basse tension, ce qui entraînerait la plus importante déficience de la production à la suite d'un défaut.

10.6.8 Les études de performances du moteur à induction doivent être menées pour démontrer sa capacité à démarrer, à réaccélérer ou à relancer les charges de moteur sans calage ni déclenchement sous l'effet d'une surcharge. Les études de réaccélération doivent déterminer si les moteurs réaccélèrent après les perturbations, par exemple, lorsque les conditions de défaut ou de sous-tension ont disparu. Lorsque des stratégies de redémarrage sont exigées, les études de performances des moteurs à induction doivent être utilisées pour définir le nombre et la valeur maximaux des diverses étapes de redémarrage qui seront possibles à la suite de l'élimination des défauts.

10.7 Calcul des courants et des tensions harmoniques

Le contenu des harmoniques présents dans le système d'alimentation électrique doit être examiné.

Il peut être nécessaire d'alimenter les équipements sensibles depuis une source d'alimentation électrique ayant un contenu d'harmoniques limité, par exemple depuis une ASI.

Pour les systèmes où des semiconducteurs sont connectés et représentent une grande part des caractéristiques assignées totales du système, la suppression des harmoniques peut être irréalisable. Il convient de veiller à prendre des mesures adéquates pour atténuer ces effets du système de distribution de manière à assurer une exploitation sûre. Il convient de veiller à choisir les consommateurs alimentés par un système dans lequel le taux d'harmoniques est supérieur à celui indiqué dans l'IEC 61892-1:2019, 4.5.2.3.

Les équipements électriques exigeant une électricité de qualité supérieure peuvent nécessiter la réalisation en local de dispositions complémentaires. Lorsque sont installés des équipements supplémentaires pour obtenir cette qualité supérieure, il peut être nécessaire de les dupliquer et de les séparer au même degré que l'équipement électrique qu'ils alimentent.

Il convient d'accorder une attention particulière à l'installation de l'équipement électrique qui peut influencer la qualité de l'alimentation localement ou réagir à des harmoniques présentes sur le système de distribution général.

NOTE Pour plus d'informations sur les harmoniques, voir l'IEC 61000-2-4, et pour la CEM voir l'IEC 60533.

11 Protection

11.1 Généralités

11.1.1 Les installations électriques doivent être protégées contre les surintensités accidentelles, jusqu'au court-circuit inclus, par des dispositifs appropriés. Le choix, la disposition et les performances des divers dispositifs de protection doivent fournir une protection automatique complète et coordonnée, afin d'obtenir:

- a) la continuité de l'alimentation;
- b) ou au moins la continuité du service au moyen de la sélectivité ou de tout autre système d'action coordonnée des dispositifs de protection pour maintenir l'alimentation des circuits sains en cas de défaut à un autre endroit (voir Figure 1);
- c) l'élimination des effets des défauts pour réduire les dommages au système et le danger d'incendie autant que possible.

Dans ces conditions, les éléments du système doivent être conçus et construits pour résister aux contraintes thermiques et électrodynamiques provoquées par les surintensités possibles, y compris les courts-circuits, pendant la durée admissible.

11.1.2 Les dispositifs fournis pour la protection contre les surintensités doivent être choisis selon les exigences, particulièrement en ce qui concerne:

- a) la surcharge;
- b) le court-circuit;
- c) le défaut à la terre, le cas échéant.

11.2 Caractéristiques et choix des dispositifs de protection par rapport au pouvoir de coupure en court-circuit

11.2.1 Généralités

La protection contre les courts-circuits doit être fournie par des disjoncteurs ou des fusibles.

Dans certains cas, et particulièrement pour les systèmes à courant alternatif à haute tension, il convient de noter que certains types de fusibles présentent des caractéristiques relatives à certaines surintensités telles qu'ils doivent être disposés de manière à provoquer le déclenchement d'un disjoncteur associé en présence de ces surintensités.

11.2.2 Dispositifs de protection

Les dispositifs de protection contre les courts-circuits doivent respecter les exigences des normes IEC concernant les disjoncteurs et les fusibles, mais le fait que les conditions de l'installation électrique de l'unité puissent être différentes des conditions prévues dans ces publications doit être pris en compte, en particulier en ce qui concerne:

- a) le facteur de puissance en court-circuit dans un système en courant alternatif d'une unité, qui peut être inférieur à celui qui est admis par hypothèse pour le pouvoir de coupure en court-circuit des disjoncteurs en distribution normale;
- b) la composante transitoire ou subtransitoire du courant de court-circuit en courant alternatif;
- c) le décrétement du courant alternatif et continu en courant de court-circuit;
- d) une forme non sinusoïdale du courant de court-circuit fourni par les onduleurs, par exemple, une ASI avec un courant de court-circuit à ondes carrées.

Par conséquent, le rapport entre le pouvoir de coupure assigné et le pouvoir de fermeture corrélé des disjoncteurs correspondant aux conditions normales des systèmes de distribution peut être inadéquat.

Dans de tels cas, les disjoncteurs doivent être choisis en fonction de leur pouvoir de fermeture en court-circuit, même si leur pouvoir de coupure en court-circuit disponible, qui convient aux conditions normales, peut être excessif par rapport aux exigences pour l'application réelle.

Les disjoncteurs de catégorie A sont acceptés pour les départs distribution dans les tableaux basse tension ou pour le raccordement aux tableaux de distribution à condition que la coordination soit prouvée par les tableaux de sélectivité du fabricant (coordination liée à l'énergie).

NOTE 1 Les tableaux de sélectivité peuvent varier et dépendre de l'origine de la fabrication.

Pour les départs vers les transformateurs pour lesquels une sélectivité et une protection en aval sont exigées, il convient d'utiliser des disjoncteurs de catégorie B seulement. Les relais réglables (internes ou externes au disjoncteur) sont recommandés. Les fusibles et les relais magnétothermiques peuvent être acceptés si la protection contre les défauts du côté secondaire du transformateur peut être obtenue rapidement, et si le risque de déclenchement intempestif dû aux courants d'appel est réduit le plus possible.

NOTE 2 Selon l'IEC 60947-2:2016, 4.4, un disjoncteur ayant une sélectivité de catégorie B est un disjoncteur qui fournit une sélectivité du fait de son courant assigné de tenue au court-circuit et du retard de courte durée associé, selon le Paragraphe 4.3.6.4 de la même norme.

NOTE 3 Selon l'IEC 60947-2:2016, 4.4, la catégorie de sélectivité A englobe tous les autres disjoncteurs. Ces disjoncteurs peuvent fournir une sélectivité en conditions de court-circuit par d'autres moyens.

Pour les circuits terminaux, les disjoncteurs à basse tension de catégorie A sont acceptables.

Les disjoncteurs à haute tension doivent être conformes à l'IEC 62271-100.

11.2.3 Protection de secours

L'utilisation d'un dispositif de protection avec pouvoir de coupure ou de fermeture en court-circuit inférieur au courant de court-circuit présumé maximal au point de son installation est admise, à condition qu'il soit sécurisé par un fusible ou par un disjoncteur côté alimentation, ayant au moins le pouvoir de coupure en court-circuit nécessaire en service, conformément à l'IEC 60947-4-2 et séparé du disjoncteur de générateur.

Pour les systèmes à basse tension, les performances du dispositif en court-circuit doivent être au moins égales aux exigences de l'IEC 60947-2:2016 pour un seul disjoncteur de la même catégorie de performances en court-circuit que le disjoncteur sécurisé et spécifiées pour le niveau de court-circuit présumé maximal à la borne d'alimentation du dispositif.

Pour les systèmes à haute tension, la référence doit être l'IEC 62271-100.

Lors de la détermination des exigences de performance du dispositif de protection de secours précité, il est admis de prendre en compte l'impédance des différents éléments du circuit du dispositif, comme l'impédance d'une connexion de câble lorsque le disjoncteur sécurisé se trouve à distance du disjoncteur ou du fusible de secours.

NOTE Pour l'appareillage de commande à basse tension, de plus amples informations peuvent être consultées dans l'IEC 60947-2:2016, Annexe A.

11.2.4 Pouvoir de coupure assigné en court-circuit

11.2.4.1 Généralités

Le pouvoir de coupure assigné en court-circuit de chaque dispositif destiné à la protection contre les courts-circuits ne doit pas être inférieur au courant présumé maximal à couper au point concerné de l'installation, à moins qu'une protection de secours ne soit utilisée conformément au 11.2.3. Pour les disjoncteurs à basse tension, le pouvoir de coupure de service en court-circuit, I_{CS} , est à utiliser.

11.2.4.2 Limiteur de courant de défaut destructif ou non destructif

Il convient de ne pas utiliser de limiteur de courant de défaut (FCL) pour protéger le jeu de barres principal d'un tableau et les équipements qui y sont connectés en cas de courants de court-circuit excessifs dans l'installation électrique d'une nouvelle unité. Il convient d'envisager l'utilisation de FCL destructifs ou non destructifs pour la protection contre les courts-circuits seulement en cas de manque d'emplacement/d'espace adéquat et en l'absence de solutions alternatives appropriées.

Les FCL ne doivent pas être utilisés dans les systèmes de distribution d'urgence afin d'éviter les mises "hors service" inopinées en cas de fonctionnement parasite des FCL, à moins que d'autres moyens aient été installés pour éviter ces plages "hors service" étendues.

La Figure 11 représente un exemple d'utilisation de FCL destructif dans une interconnexion entre un tableau principal et un tableau d'urgence.

D'autres exigences relatives aux FCL sont données dans l'IEC 61892-3:2019, 7.5.4.2.

NOTE 1 Un FCL non destructif ne contient pas de dispositif pyrotechnique et présente donc un effet limitatif temporaire sur les conséquences des défauts de court-circuit, sans nécessiter de remplacement des pièces après son fonctionnement.

NOTE 2 Le principal inconvénient d'un FCL destructif est la diminution temporaire de la souplesse de fonctionnement représentée par un FCL détruit après son intervention. En outre, si l'un des critères d'utilisation d'un FCL destructif est la réduction du jeu de barres principal d'un tableau de distribution et des équipements connectés, ce choix peut constituer un frein en cas d'extension ultérieure de l'usine.

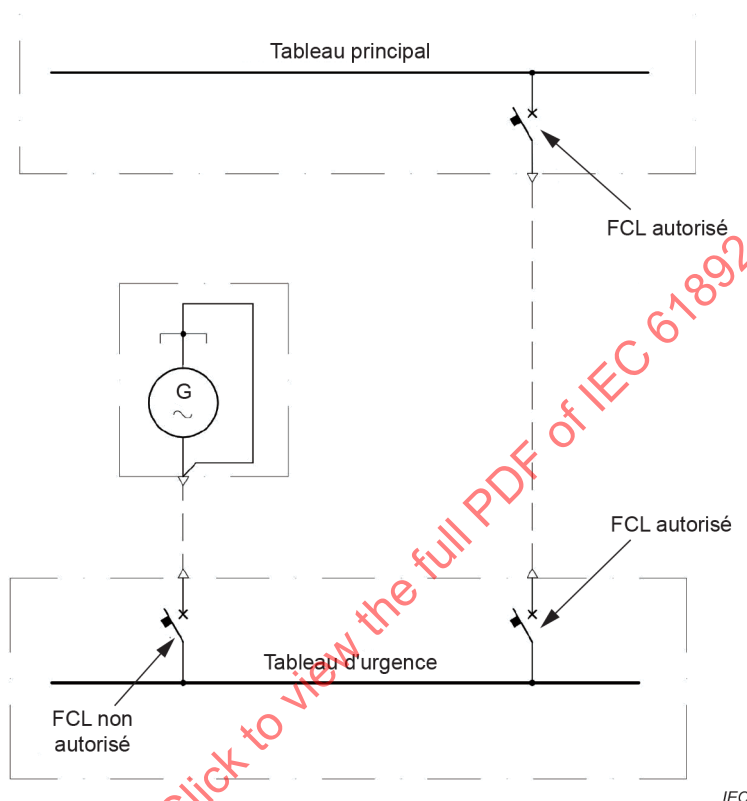


Figure 11 – Utilisation de FCL dans un tableau d'urgence

11.2.4.3 Contre-mesures de conception en cas de niveau de défaut élevé

Plusieurs contre-mesures de conception peuvent être recherchées lorsque les niveaux de défaut atteignent des valeurs critiques, en plus des considérations citées au 4.2.1.

Dans les situations où les hauts niveaux de courants de court-circuit calculés approchent ou dépassent les courants de tenue assignés des équipements, ou pour éviter les valeurs élevées pour le pouvoir assigné en courant normal ou la tenue au court-circuit, il convient d'envisager une configuration en réseau fractionné ou séparé, par exemple avec l'utilisation d'une disposition à deux jeux de barres (DBB).

NOTE La conception DBB pourrait également être envisagée lorsque les exigences relatives à la disponibilité et à la flexibilité en fonctionnement de la distribution électrique sont très élevées.

Autres approches pour la conception du système:

- augmentation des tensions de distribution (distribution primaire, distribution secondaire);
- choix des impédances des sources d'alimentation en connaissance de cause, dès le début de la conception, y compris un choix optimisé des réactances, par exemple dans les alternateurs et dans les transformateurs de puissance principaux, les inductances, etc.;

- c) utilisation de contrôleurs à semiconducteurs pour les gros moteurs afin de limiter les courants de démarrage et courants inverses lors de défaut.

11.2.5 Pouvoir de fermeture assigné en court-circuit

Le pouvoir de fermeture assigné en court-circuit de tout dispositif de coupure mécanique destiné à être fermé en cas de court-circuit doit être adéquat pour la valeur de crête maximale du courant de court-circuit présumé au point de son installation (pour les exceptions, voir 11.2.3)

Le disjoncteur doit être capable de tenir un courant correspondant à son pouvoir de fermeture sans couper pendant une durée correspondant au retard de temps maximal exigé.

11.2.6 Choix coordonné des dispositifs de protection concernant les exigences de sélectivité

11.2.6.1 La continuité de l'alimentation des circuits sains en conditions de court-circuit doit être obtenue grâce à la sélectivité totale.

L'exigence de sélectivité totale par opposition à une protection de secours doit être décidée dans le cadre de l'étude du système. Cette exigence dépend, entre autres, de la criticité de chaque consommateur.

11.2.6.2 Lorsque la continuité du service est exigée, en particulier lorsque des équipements DP de classe 2 ou 3 sont exigés pour le maintien en position de l'unité, les caractéristiques de fonctionnement des dispositifs de protection et de l'équipement utilisateur doivent être coordonnées et vérifiées pour garantir qu'aucune perte de position de l'unité n'a lieu en conditions de court-circuit, de défaut à la terre ou de défaut provoqué par le fonctionnement de la protection du générateur contre le retour de puissance. La configuration des bus du tableau de distribution (par exemple, bus ouvert, bus fermé ou boucle) doit être prise en compte dans le respect des exigences de sélectivité.

11.2.6.3 Les dispositifs de protection doivent être capables de transporter, sans couper, un courant au moins égal au courant de court-circuit au point d'application pendant la durée exigée par la sélectivité totale, et par la sélectivité partielle jusqu'au niveau de courant de court-circuit donné.

11.3 Choix des dispositifs de protection par rapport à la surcharge

11.3.1 Dispositifs de protection

Les dispositifs de protection contre la surcharge doivent avoir une caractéristique de déclenchement (temps de déclenchement lors d'une surintensité) adéquate pour la capacité de surcharge des éléments du système à protéger et pour les exigences de sélectivité. Une protection contre la surcharge activée par le courant peut être obtenue à l'aide de relais thermiques de protection contre la surcharge.

NOTE Les relais thermiques de protection sont, par exemple, les modèles ANSI 49/Image thermique.

11.3.2 Fusibles de protection contre la surcharge

L'utilisation de fusibles pour la protection des câbles contre la surcharge dans le circuit de distribution peut être acceptable jusqu'à 400 A, à condition qu'ils disposent des caractéristiques adéquates, mais l'utilisation de disjoncteurs ou de dispositifs semblables est recommandée au-dessus de 200 A. Pour les réseaux à courant alternatif à haute tension, l'utilisation de fusibles pour la protection contre la surcharge n'est pas acceptable.

11.4 Choix des dispositifs de protection selon leur application

11.4.1 Généralités

Une protection contre la surcharge et les courts-circuits doit être fournie pour chaque ligne non mise à la terre.

Les dispositifs de protection contre la surcharge et les courts-circuits ne doivent pas interrompre les lignes mises à la terre, à moins que toutes les lignes non mises à la terre soient déconnectées en même temps par des dispositifs de coupure multipolaires.

11.4.2 Protection des générateurs

11.4.2.1 Généralités

Les générateurs doivent être protégés contre les courts-circuits et les surcharges par des disjoncteurs multipolaires. En particulier, la protection contre la surcharge doit être adéquate pour la capacité thermique du générateur.

Il convient de confirmer la capacité de surcharge du générateur par rapport à la protection.

Il convient de tenir compte des dispositions de protection associées aux générateurs pour vérifier qu'elles restent efficaces même en cas de réduction substantielle de la vitesse. Les exigences relatives à la surfréquence et à la sous-fréquence acceptables doivent être identifiées.

Il convient d'envisager de choisir un dispositif de protection des générateurs contre la surcharge qui permettra de rétablir le courant immédiatement après le fonctionnement du dispositif de protection contre la surcharge.

11.4.2.2 Protection contre les courts-circuits et les courants de défaut côté générateur

Il est nécessaire de tenir compte des courants de défaut qui nécessiteraient d'être traités par les disjoncteurs de générateur si un défaut se produit entre le générateur et son disjoncteur. Cette exigence s'applique à tous les générateurs. La protection peut être obtenue en utilisant des transformateurs de courant (TC) du côté neutre de l'enroulement du générateur.

Les générateurs doivent être équipés d'un dispositif ou de systèmes de protection convenables qui désexcitent le générateur et ouvrent le disjoncteur en cas de court-circuit dans le générateur ou dans le câble d'alimentation entre le générateur et son disjoncteur.

Pour les générateurs non directement reliés à la terre, un TC situé sur le conducteur entre le point neutre du générateur et la mise à la terre par impédance peut être utilisé pour détecter les défauts à la terre.

Pour les générateurs à neutre non directement reliés à la terre destinés à fonctionner en continu parallèlement à d'autres alimentations électriques à neutre non directement reliées à la terre, il convient d'envisager une protection directionnelle contre les défauts à la terre.

11.4.2.3 Protection du générateur de courant alternatif contre le retour de puissance

Les générateurs de courant alternatif fonctionnant en parallèle doivent être pourvus d'une protection différée contre le retour de puissance active.

Le réglage de la protection contre le retour de puissance est influencé par les différents types et modèles de machines, particulièrement les turbines à gaz. En l'absence d'informations provenant du fournisseur, les valeurs suivantes sont recommandées: réglage des dispositifs de protection dans une plage de:

- a) 2 % à 6 % de la puissance assignée pour les turbines; et
- b) 8 % à 15 % de la puissance assignée pour les moteurs diesel.

Une chute de 50 % de la tension appliquée ne doit pas rendre la protection contre le retour de puissance inopérante, bien qu'elle puisse altérer la valeur de retour de puissance exigée pour ouvrir le disjoncteur.

La protection contre le retour de puissance peut être remplacée par d'autres dispositifs garantissant une protection adéquate.

11.4.3 Protection des ASI

11.4.3.1 Protection des circuits consommateurs des ASI

Lors d'un défaut dans un circuit consommateur, il convient que la protection agisse le plus rapidement possible, de préférence de telle manière qu'un creux de tension n'ait pas de répercussion négative sur les autres consommateurs.

11.4.3.2 Courant de défaut dans les onduleurs des ASI

Il convient que tous les dispositifs de protection présents dans la distribution des ASI soient capables d'éliminer les courts-circuits alimentés par l'onduleur de l'ASI avant l'arrêt de l'ASI.

11.4.3.3 Dérivation des ASI

Il convient de coordonner tout dispositif d'interruption des défauts présent dans le circuit de dérivation des ASI avec les circuits consommateurs. Si le commutateur statique exige une protection contre les courants de défaut prolongés, cette exigence est acceptable à condition que le retour de l'ASI en mode onduleur soit confirmé à la suite de la perte d'alimentation en dérivation.

11.4.4 Protection des transformateurs

L'enroulement primaire des transformateurs doit être protégé contre les courts-circuits par des disjoncteurs multipolaires ou par des fusibles. Des disjoncteurs doivent être fournis pour les enroulements secondaires lorsque les transformateurs sont disposés pour un fonctionnement en parallèle.

Tous les enroulements des transformateurs de puissance doivent être protégés contre la surcharge. Dans les transformateurs à double enroulement dont les deux enroulements ont des caractéristiques assignées égales, la protection du côté primaire ou secondaire est suffisante.

Lorsque le courant peut être amené dans les enroulements secondaires, il convient d'envisager une protection contre les courts-circuits dans les connexions secondaires.

Pour les transformateurs à neutre non directement reliés à la terre destinés à fonctionner en continu parallèlement à d'autres alimentations électriques à neutre non directement reliées à la terre, il convient d'envisager une protection directionnelle contre les défauts à la terre.

11.4.5 Transformateurs – Isolation des enroulements

Des dispositions doivent être prises pour isoler les enroulements secondaires qui peuvent être reliés à une source de tension.

Une étiquette d'avertissement adéquate indiquant les points d'isolation doit être placée à proximité du point d'accès.

11.4.6 Protection de circuit

11.4.6.1 Chaque circuit de distribution doit être protégé contre la surcharge et les courts-circuits par le biais de disjoncteurs multipolaires ou de fusibles, selon les exigences des 11.2 et 11.3.

Il convient de faire en sorte que les dispositions de protection restent efficaces dans les cas où le plus petit générateur produit de l'électricité dans un système composé de générateurs disposés pour un fonctionnement parallèle.

11.4.6.2 Du point de vue de la protection, il convient de considérer les câbles parallèles formés de conducteurs de section nominale d'au moins 50 mm² comme un seul câble.

11.4.6.3 Les circuits qui alimentent les dispositifs consommateurs disposant de leur propre protection contre la surcharge, par exemple les moteurs (voir 11.4.7) ou les dispositifs consommateurs qui ne peuvent pas être en surcharge (par exemple les circuits de chauffage câblés en permanence) peuvent être dotés d'une protection contre les courts-circuits seulement.

11.4.6.4 Les prises de courant pour les lampes portatives et les petits appareils domestiques doivent être protégées par des dispositifs à courant différentiel résiduel de 30 mA (DDR).

11.4.7 Protection du moteur électrique

11.4.7.1 Les moteurs dont la puissance assignée est supérieure à 1,0 kW doivent être protégés individuellement contre la surcharge.

11.4.7.2 Pour les moteurs destinés aux services d'urgence, par exemple les moteurs pour les pompes à incendie, une surcharge peut déclencher une alarme, et la fonction de protection peut être activée pendant l'exécution des essais périodiques de maintenance seulement.

11.4.7.3 Les dispositifs de protection doivent être conçus pour permettre au courant de passer pendant la période d'accélération normale des moteurs selon les conditions correspondant à une utilisation normale. Lorsque les caractéristiques temps-courant du dispositif de protection d'un moteur contre la surcharge ne sont pas adéquates pour la période de démarrage du moteur, le dispositif de protection contre la surcharge peut être rendu inopérant pendant la période d'accélération, à condition que la protection contre les courts-circuits reste opérationnelle et que la suppression de la protection contre la surcharge soit seulement temporaire. La désactivation d'une protection contre la surcharge au démarrage du moteur doit reposer sur des moyens automatiques.

11.4.7.4 Les dispositifs de protection pour les moteurs en service continu doivent posséder une caractéristique de synchronisation permettant une protection thermique fiable du moteur en condition de surcharge.

11.4.7.5 Les dispositifs de protection doivent être réglés de manière à limiter le courant permanent maximal à une valeur comprise entre 105 % et 120 % du courant assigné pour le moteur protégé. Une attention particulière doit être portée au choix des paramètres de protection nécessaires adéquats pour les moteurs fonctionnant aux emplacements dangereux.

11.4.7.6 Pour les moteurs en fonctionnement intermittent, le courant de réglage et la caractéristique de synchronisation (en fonction du temps) des dispositifs de protection doivent être choisis en tenant compte des conditions de service réelles.

11.4.7.7 Lorsque des fusibles sont utilisés pour protéger les circuits de moteurs polyphasés, la protection contre le fonctionnement en monophasé doit être prise en compte.

11.4.8 Protection des circuits d'éclairage

Chaque circuit d'éclairage doit être protégé contre la surcharge et les courts-circuits par des dispositifs adéquats.

11.4.9 Protection de l'alimentation provenant de sources externes

Les câbles des alimentations électriques externes reliées au tableau principal ou d'urgence doivent être protégés contre la surcharge et contre les courts-circuits par des fusibles ou par des disjoncteurs. Pour les fusibles, voir les limites en 11.3.2.

11.4.10 Protection des accumulateurs et batteries d'accumulateurs

Des disjoncteurs ou des commutateurs adéquats doivent être prévus pour déconnecter les batteries de toutes les lignes de circuits entrants et sortants et du potentiel de terre.

Les batteries, hormis les batteries de démarrage des moteurs, doivent être protégées contre la surcharge et les courts-circuits à l'aide de dispositifs placés aussi près que possible des batteries, à moins d'utiliser un câble à double isolation. Les batteries d'urgence doivent disposer d'une protection contre les courts-circuits seulement.

Pour les applications particulières, par exemple les batteries de démarrage de générateurs de secours ou de moteurs de pompes à incendie, les appareils de protection peuvent être omis. Les conducteurs des batteries doivent alors être installés de manière à bénéficier d'une protection adéquate contre les courts-circuits et les défauts à la terre, et être aussi courts que possible. Cette exigence peut être respectée en utilisant par exemple des câbles unipolaires à double isolation [voir IEC 60092-350:2014, 4.3.1 b) et c)].

11.4.11 Protection des dispositifs statiques ou à semiconducteurs

Une protection adéquate doit être intégrée aux dispositifs statiques ou à semiconducteurs afin de protéger les éléments et aux fins de la protection contre les effets des courts-circuits à l'intérieur des éléments.

La protection du circuit de distribution qui connecte le dispositif statique ou à semiconducteurs à une source d'alimentation doit être assurée par un disjoncteur dont les caractéristiques de déclenchement choisies sont coordonnées aux caractéristiques de fusion des fusibles, le cas échéant, afin de garantir la protection des éléments contre toutes les surintensités dangereuses.

11.4.12 Protection pour les systèmes de réchauffage des conduites

La protection électrique du circuit terminal de la résistance de traçage doit permettre d'interrompre les défauts à la terre à haute impédance et de court-circuit. Cela doit être obtenu avec un dispositif de protection contre les défauts à la terre ayant un courant conventionnel de déclenchement de 30 mA en nominal, ou avec un appareil de contrôle de capacité d'interruption correspondante, lequel est utilisé en parallèle du système de protection adapté au circuit. Le niveau de déclenchement pour les dispositifs réglables est habituellement fixé à 30 mA au-dessus de la caractéristique de fuite capacitive inhérente à la résistance conforme aux instructions du fournisseur des résistances de traçage.

11.5 Protection à minimum de tension

11.5.1 Générateurs

Si le générateur est équipé d'une protection à minimum de tension, son fonctionnement doit être différé aux fins de la sélectivité lors du déclenchement d'un disjoncteur. Il convient d'utiliser également la même protection pour éviter la fermeture d'un disjoncteur de générateur lorsque le générateur n'est pas sous tension.

11.5.2 Moteurs à courant alternatif et continu

11.5.2.1 Pour contrôler le redémarrage à la suite d'un manque de tension, les moteurs commandés à distance (c'est-à-dire depuis la salle de commandes machines, MCC) doivent être équipés d'une protection à minimum de tension ou d'un déclencheur à minimum de tension. La protection à minimum de tension peut être installée au niveau du jeu de barres.

Pour la réaccélération et le redémarrage des moteurs, voir 10.6.8 et 13.17.

11.5.2.2 Il convient de coordonner les dispositifs de protection à minimum de tension des moteurs avec d'autres protections, par exemple les protections à minimum de tension pour les alimentations électriques (il convient que les moteurs soient déclenchés avant l'alimentation électrique), et il convient également que les réglages évitent les déclenchements parasites provoqués par des chutes de tension dues à un défaut électrique (court-circuit) éliminé par l'autre protection.

Il n'est pas nécessaire d'équiper les moteurs qui doivent être disponibles en permanence d'une protection à minimum de tension.

11.6 Protection à maximum de tension

11.6.1 Généralités

Les circuits doivent être dotés d'une protection à maximum de tension pour éviter d'endommager les équipements connectés. Pour les alimentations électriques externes, l'effet des perturbations extérieures (la foudre, par exemple) doit être pris en compte et traité par une protection adéquate.

11.6.2 Machines à courant alternatif

Des précautions adéquates doivent être prises dans les réseaux à courant alternatif à haute tension pour limiter les surtensions de manœuvre, etc. et/ou pour leur résister, afin de garantir la protection des machines à courant alternatif.

11.6.3 Réseaux à courant continu

Dans les réseaux à courant continu, une protection doit être mise en place pour réduire la surtension de manœuvre.

12 Eclairage

12.1 Généralités

La conception des systèmes d'éclairage doit respecter les exigences de sécurité, et assurer dans les lieux de travail un éclairage et un confort visuel satisfaisants. En l'absence d'exigences spécifiques de l'autorité compétente concernant les niveaux d'éclairement exigés, des recommandations peuvent être trouvées à l'Annexe G.

Le système d'éclairage doit s'appuyer sur la séparation du système suivante:

- a) le système d'éclairage général alimenté par la source d'alimentation électrique principale;
- b) le système d'éclairage de secours alimenté par la source d'alimentation électrique d'urgence;
- c) le système d'éclairage d'évacuation alimenté par une source d'alimentation électrique de réserve sur batterie.

Le système d'éclairage principal peut s'appuyer sur l'utilisation des trois réseaux précités si tous les réseaux sont généralement en service et alimentés par la source d'alimentation électrique principale.

Le choix des luminaires à installer dans les emplacements potentiellement dangereux selon l'IEC 61892-7 et la stratégie d'isolation des sources d'inflammation en cas d'urgence selon l'IEC 61892-1 doivent être respectés.

Il convient de permettre de varier le niveau d'éclairement depuis les salles de commande. Cette recommandation concerne également la visibilité de nuit dans les salles de commande disposant d'une fenêtre sur l'extérieur.

12.2 Système d'éclairage général

Les niveaux d'éclairement de l'éclairage général doivent respecter les exigences de l'autorité compétente. Les zones de travail spéciales doivent faire l'objet de considérations spéciales, par exemple pour lire les jauges ou les appareils de mesure et utiliser les consoles de visualisation.

12.3 Système d'éclairage de secours

L'emplacement des luminaires d'urgence doit s'appuyer sur le besoin de lumière en situation de manœuvre d'urgence. Sauf exigence contraire de l'autorité compétente, il convient que le niveau d'éclairement d'urgence soit au minimum de 30 % du niveau d'éclairement général exigé.

Le système d'éclairage de secours doit être activé automatiquement en cas de panne de la source d'alimentation électrique principale ou conçu pour fonctionner en permanence en mode de fonctionnement normal et en mode d'urgence. Le système d'éclairage de secours doit:

- a) assurer l'éclairement nécessaire pour que les systèmes d'urgence fonctionnent de manière sûre, y compris dans les zones où les manœuvres sont manuelles;
- b) éclairer tous les espaces d'habitation, le centre de commande, les postes de travail, les parcours d'évacuation, les postes de rassemblement, l'hélicoptère et les autres lieux d'évacuation possibles, comme les postes d'abandon;
- c) éclairer la mer aux endroits où les canots de sauvetage et les radeaux de sauvetage doivent être mis à l'eau, y compris à l'aide de phares de recherche, le cas échéant;
- d) éclairer le système d'identification de l'unité;
- e) éclairer tous les espaces où la perte d'éclairage représente un danger pour le personnel;
- f) éclairer tous les emplacements où la manœuvre d'équipements de sécurité peut être nécessaire pour que l'unité retrouve un état sûr;
- g) assurer l'éclairement des postes de commande qui doivent rester opérationnels en conditions d'urgence. Les hôpitaux ou les services d'urgence, le cas échéant, doivent rester opérationnels en permanence.

Les tableaux de répartition de l'éclairage de secours doivent être équipés pour émettre des alarmes vers un poste de surveillance en cas de déclenchement dans un circuit.

12.4 Système d'éclairage d'évacuation

L'emplacement des luminaires pour l'éclairage d'évacuation doit s'appuyer sur le besoin de lumière en situation d'évacuation. Sauf exigence contraire de l'autorité compétente, les informations de l'Annexe G peuvent être utilisées comme lignes directrices.

Le système d'éclairage d'évacuation doit être activé automatiquement en cas de panne de la source d'alimentation électrique principale ou conçu pour fonctionner en permanence en mode de fonctionnement normal et en mode d'urgence.

Le système d'éclairage d'évacuation doit:

- a) disposer d'une alimentation électrique ayant une réserve minimale de 30 min, fournie par des batteries intégrées ou centralisées, et disposer d'une alimentation par un générateur d'urgence. Il convient que la durée de la réserve tienne compte de la manière dont le personnel se regroupe et évacue l'unité, et de la manière dont cette évacuation est menée, par exemple par hélicoptère et la durée de mobilisation de ces derniers;
- b) éclairer toute les zones d'habitation, le centre de commande, les postes de travail, les parcours d'évacuation, l'hélicoptère et les autres lieux d'évacuation possibles, comme les postes d'abandon.

Les tableaux de répartition de l'éclairage d'évacuation doivent être équipés pour émettre des alarmes vers un poste de surveillance en cas de déclenchement dans un circuit.

12.5 Circuits d'éclairage dans les locaux de machines, les zones d'habitation, les espaces à pont découvert, etc.

Dans les espaces tels que

- a) les locaux des machines principales et de grandes dimensions,
- b) les zones d'habitation,
- c) les grandes cuisines,
- d) les couloirs,
- e) les parcours d'évacuation, et
- f) le pont extérieur,

plus d'un circuit terminal doit être affecté à l'éclairage, et l'un d'entre eux doit être alimenté par le tableau d'urgence de telle sorte qu'une défaillance dans l'un des circuits ne réduise pas l'éclairement à un niveau insuffisant.

Des tableaux de répartition locaux doivent être fournis pour la distribution d'électricité au système d'éclairage.

Les tableaux de répartition doivent, autant que possible, se trouver dans des zones sèches non dangereuses.

12.6 Signaux et feux de navigation et d'obstacle

Les signaux et feux de navigation et d'obstacle qui peuvent être exigés pour le marquage des unités en mer doivent être conformes aux exigences de l'IALA, de l'OACI, et de la convention SOLAS.

Les feux de navigation maritime (U-lights) et les cornes de brume doivent être conformes aux exigences de l'IALA et ils doivent être alimentés en électricité pendant quatre jours (96 h) sans alimentation électrique externe.