

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Railway applications – Fixed installations – Stationary energy storage system for DC traction systems

Applications ferroviaires – Installations fixes – Système stationnaire de stockage d'énergie pour les systèmes de traction en courant continu

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62924:2017



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2017 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
Fax: +41 22 919 03 00
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 corrigenda or an amendment might have been published.

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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 also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing 20 000 terms and definitions 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

65 000 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.

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: csc@iec.ch.

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.

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

Recherche de publications IEC - www.iec.ch/searchpub

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 aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient 20 000 termes et définitions 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

65 000 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.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Railway applications – Fixed installations – Stationary energy storage system for DC traction systems

Applications ferroviaires – Installations fixes – Système stationnaire de stockage d'énergie pour les systèmes de traction en courant continu

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 45.060.01

ISBN 978-2-8322-3860-8

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms, definitions and abbreviations	9
3.1 Terms and definitions.....	9
3.2 Abbreviations	13
4 Configuration of stationary energy storage systems	13
4.1 General.....	13
4.2 Example system configuration using an electronic power converter	14
4.3 Example system configuration without an electronic power converter.....	14
4.4 Accessory and auxiliary components.....	15
5 Service conditions	15
5.1 Environmental conditions	15
5.2 Electrical service conditions	15
6 Investigation before the installation of stationary ESS	15
6.1 General.....	15
6.2 Decision on the installation location and capacity of the stationary ESS.....	16
6.3 Evaluation of the positive effects of introducing a stationary ESS.....	16
6.4 Coordination with other systems	16
7 Performance requirements.....	16
7.1 General requirements	16
7.1.1 Rating.....	16
7.1.2 System capability to conform with the specified duty cycle.....	18
7.1.3 Short-time withstand current capability	18
7.1.4 Calculation of charge-discharge efficiency	18
7.1.5 Temperature rise	19
7.1.6 Lifetime requirements	19
7.2 Control and protection functions.....	19
7.2.1 Charge/discharge control functions.....	19
7.2.2 Short circuit protection function	20
7.2.3 Earth-fault protection function.....	20
7.2.4 Overload protection function	20
7.2.5 Disconnection functions.....	20
7.3 Electromagnetic compatibility (EMC).....	20
7.4 Failure conditions for the stationary ESS	20
7.5 Mechanical characteristics	21
7.5.1 General	21
7.5.2 Earthing.....	21
7.5.3 Degree of protection	21
7.6 Rating plate	22
7.7 Terminals of the main circuit	22
8 Tests	22
8.1 Types of test.....	22
8.1.1 General	22
8.1.2 Type test	23

8.1.3	Routine test	23
8.1.4	Commissioning test	23
8.1.5	Test categories	23
8.2	Tests	24
8.2.1	Visual inspection	24
8.2.2	Degree of protection test	24
8.2.3	Test of accessory and auxiliary components	24
8.2.4	Insulation test	24
8.2.5	Start and stop sequence test	25
8.2.6	Checking of the protective devices	25
8.2.7	Charge/discharge control functions test	25
8.2.8	Light load functional test	25
8.2.9	Temperature rise test	25
8.2.10	Measurement of charge-discharge efficiency	26
8.2.11	Noise measurement	26
8.2.12	EMC test	26
8.2.13	Harmonic measurement	27
Annex A (normative)	Methods of simulation and measurement on site	28
A.1	General	28
A.2	System design to use simulation software	28
A.2.1	General	28
A.2.2	Simulation software	28
A.2.3	Input parameters for simulation	28
A.2.4	Evaluation of simulation results	30
A.3	Validation of the effect of installing an actual ESS	30
A.3.1	General	30
A.3.2	Before installation	30
A.3.3	After installation	31
Annex B (informative)	State of charge (SOC) and state of energy (SOE) for batteries and capacitors	32
B.1	Content of capacity and energy	32
B.1.1	General	32
B.1.2	Theoretical energy	33
B.1.3	Rated energy	33
B.1.4	Usable energy	33
B.1.5	Theoretical, rated and usable capacity	34
B.2	Content of SOC and SOE	34
B.2.1	General	34
B.2.2	Theoretical purpose	35
B.2.3	Common purpose	35
B.2.4	Effective or practical purpose	35
B.2.5	Coefficient of usage	36
Annex C (informative)	Duty cycle examples	37
Bibliography		40
Figure 1	– Common system configuration of stationary ESS	13
Figure 2	– Example system configuration using an electronic power converter	14
Figure 3	– Example system configuration without an electronic power converter	15

Figure B.1 – Difference of capacity and energy content	32
Figure C.1 – Duty cycle for class I to class III	38
Figure C.2 – Duty cycle for class IV to class VI	38
Figure C.3 – Duty cycle for class VII and class VIII	38
Figure C.4 – Duty cycle for class IX	39
Table 1 – Immunity level	21
Table 2 – List of tests	24
Table A.1 – Operational data	29
Table A.2 – Rolling stock data	29
Table A.3 – DC power supply network data	30
Table A.4 – Measurement data	31
Table C.1 – Duty cycle	37

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62924:2017

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**RAILWAY APPLICATIONS – FIXED INSTALLATIONS – STATIONARY
ENERGY STORAGE SYSTEM FOR DC TRACTION SYSTEMS****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 62924 has been prepared by IEC technical committee 9: Electrical equipment and systems for railways.

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

FDIS	Report on voting
9/2221/FDIS	9/2244/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.

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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62924:2017

INTRODUCTION

To save natural resources and counteract global warming, techniques to save energy and/or to improve environmental characteristics are drawing strong interest. In the railway industry, electric rail vehicles fitted with regenerative braking systems have been introduced, not only to save energy, but also to ease maintenance and to reduce the adverse effects of heat generated during braking (especially in tunnels).

However, in DC electric railways, when a train regenerates power, usually the power has to be consumed within the DC network, because DC power supply substations are usually not reversible. There is no guarantee that adequate load exists for regenerative braking trains; in such a circumstance, regenerative braking becomes ineffective, either in part or in whole. In this situation, the power supply network is unreceptive. Among the emerging technologies to improve receptivity is stationary energy storage systems (ESSs). A stationary ESS charges regenerative energy when the power supply network is unreceptive and stores it for use at a later time.

International Standards for stationary ESSs have not been issued. Before ESSs become widely used, international standardization of the basic system structure and measurement method for efficiency, etc., will serve as a guideline for users and manufacturers who want to introduce ESSs.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62924:2017

RAILWAY APPLICATIONS – FIXED INSTALLATIONS – STATIONARY ENERGY STORAGE SYSTEM FOR DC TRACTION SYSTEMS

1 Scope

This document specifies the requirements and test methods for a stationary energy storage system to be introduced as a trackside installation and used in a power supply network of a DC electrified railway. This system can take electrical energy from the DC power supply network, store the energy, and supply the energy back to the DC power supply network when necessary. This document does not apply to onboard energy storage systems.

This document applies to systems which are installed to achieve one or more of the following objectives.

- Absorption of regenerative energy:
 - effective use of regenerative energy (saving energy);
 - reduction of rolling stock maintenance (reduction of brake shoe/pad wear, etc.);
 - avoidance of adverse effects of heat generated during braking (e.g. in tunnels, etc.).
- Power compensation:
 - compensation of line voltage;
 - reduction of peak power;
 - reduction in the requirement of the rectifier ratings.

If this system is combined with one or more of the following functions, this document may be used as a guideline:

- reverse transmission of regenerated power to the upstream power supply network (e.g. inverting or reversible substations);
- use of the regenerated energy for purposes other than the running of trains, such as for station facilities, etc.;
- resistive consumption of regenerated power.

Although it is assumed that the system uses the following typical energy storage technologies, this document also applies to other existing or future technologies:

- batteries (lithium-ion, nickel metal hydride, etc.);
- capacitors (electric double layer capacitors, lithium-ion capacitors, etc.);
- flywheels.

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 60146 (all parts), *Semiconductor converters*

IEC 60529, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)*

IEC 60850, *Railway applications – Supply voltages of traction systems*

IEC 61936-1, *Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules*

IEC 61992-7-1:2006, *Railway applications – Fixed installations – DC switchgear – Part 7-1: Measurement, control and protection devices for specific use in d.c. traction systems – Application guide*

IEC 62236 (all parts), *Railway applications – Electromagnetic compatibility*

IEC 62236-1, *Railway applications – Electromagnetic compatibility – Part 1: General*

IEC 62236-5, *Railway applications – Electromagnetic compatibility – Part 5: Emission and immunity of fixed power supply installations and apparatus*

IEC 62590:2010, *Railway applications – Electronic power converters for substations*

3 Terms, definitions and abbreviations

3.1 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60146 (all parts) 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>

3.1.1

energy storage system

ESS

system that can take electrical energy from the DC power supply network, store the energy, and supply the energy back to the DC power supply network when necessary

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

3.1.2

regenerative braking

electro-dynamic braking in which the energy produced by the motors is fed into the contact line or into energy storage on-board devices

Note 1 to entry: Examples of storage devices: batteries, flywheels, etc.

[SOURCE: IEC 60050-811:—, 811-06-25]

3.1.3

regenerative energy

electric energy that is supplied from railway vehicles to the contact lines when power is generated by regenerative braking

3.1.4

energy storage unit

ESU

device to which electrical energy is charged and from which electrical energy is discharged

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

3.1.5

electronic power converter

operative unit for electronic power conversion, comprising one or more electronic valve devices, transformers and filters if necessary and auxiliaries if any

[SOURCE: IEC 60050-551:1998, 551-12-01]

3.1.6

charge-discharge characteristics

characteristics given to the controller of the ESS so that the energy management of the ESS is properly performed under the required duty cycle

3.1.7

duty cycle

time pattern of power supplied to or returned from the electronic power converter or the ESU

3.1.8

short-time withstand current capability

capability to deliver current for a specified short period of time under specified usage and operating conditions

3.1.9

charge-discharge efficiency

<ESS> ratio of discharge energy to charge energy of an ESS through its electrical terminals

Note 1 to entry: The efficiency is calculated using the equation described in 7.1.4.

3.1.10

type test

conformity test made on one or more items representative of the production

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-16]

3.1.11

routine test

conformity test made on each individual item during or after manufacture

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-17]

3.1.12

commissioning test

test on an item carried out on site, to prove that it is correctly installed and can operate correctly

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-24]

3.1.13

system charge current

current flowing from the power supply network to the ESS

3.1.14

system discharge current

current flowing from the ESS to the power supply network

3.1.15

system charge power

power flowing from the power supply network to the ESS

3.1.16**system discharge power**

power flowing from the ESS to the power supply network

3.1.17**end of life****EOL**

point at which the ESU cannot fulfil the required functionality or duty cycle as initially agreed between the user and the manufacturer

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

3.1.18**capacity**

electrical charge that can be delivered from the ESU

Note 1 to entry: In case of a battery, the electrical charge is often expressed in ampere-hours (Ah).

Note 2 to entry: In case of a capacitor, the electrical charge is often expressed in coulomb (C).

Note 3 to entry: Capacitance is measured in farad (F), which is charge (C) divided by voltage (V), and is different from capacity.

3.1.19**theoretical capacity**

maximum capacity available without loss

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.17.2]

3.1.20**rated capacity**

available capacity measured according to the “rating” conditions as expressed in the relevant standard

Note 1 to entry: Refer to IEC 62928.

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.17.3]

3.1.21**usable capacity**

capacity available to be discharged depending upon applications

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.17.4]

3.1.22**theoretical energy**

maximum energy available without loss stored in the ESU

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.18.1]

3.1.23**rated energy**

energy available measured according to the “rating” conditions as expressed in the relevant standard

Note 1 to entry: Practical definitions of rated energy are dependent upon chosen technologies.

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.18.2]

3.1.24

usable energy

energy available to be discharged depending upon applications

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.18.3]

3.1.25

state of charge

SOC

remaining capacity to be discharged, normally expressed as a percentage of full capacity as expressed in relevant standards

Note 1 to entry: Practical definitions of SOC are dependent upon chosen technologies. SOC is applicable to batteries.

Note 2 to entry: For detailed description, see Annex B.

Note 3 to entry: This note applies to the French language only.

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.13, modified – Note 1 to entry was modified and Notes 2 and 3 to entry were added.]

3.1.26

state of energy

SOE

remaining energy to be discharged, normally expressed as a percentage of full energy as expressed in relevant standards

Note 1 to entry: Practical definitions of SOE are dependent upon chosen technologies. SOE is applicable to all storage technologies.

Note 2 to entry: For detailed description, see Annex B.

Note 3 to entry: This note applies to the French language only.

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.14, modified – Note 1 to entry was modified and Notes 2 and 3 to entry were added.]

3.1.27

charge energy

<ESS> energy supplied to the ESS through its electrical terminals

3.1.28

discharge energy

<ESS> energy returned from the ESS through its electrical terminals

3.1.29

rate of energy exchange

<ESS> maximum energy that can be charged into or discharged from the ESS during a defined time period under rating conditions

3.1.30

self-discharge

reduction of charge or energy of an ESU that occurs in a period of time during which no energy is either charged into or discharged from the ESU

3.1.31

stand-by losses

losses of an ESS that occur when no power is either charged into or discharged from the ESS under its operation

3.1.32 per unit p.u.

methodology used to simplify equations and the presentation of electrical parameters by expressing them as a fraction of a reference parameter:

$$\text{p.u.value} = \left(\frac{\text{actual}}{\text{base}} \right)$$

where the actual and base values are of the same quantity, e.g. voltage, current, impedance, etc.

[SOURCE: IEC TR 61000-2-14:2006, 3.13]

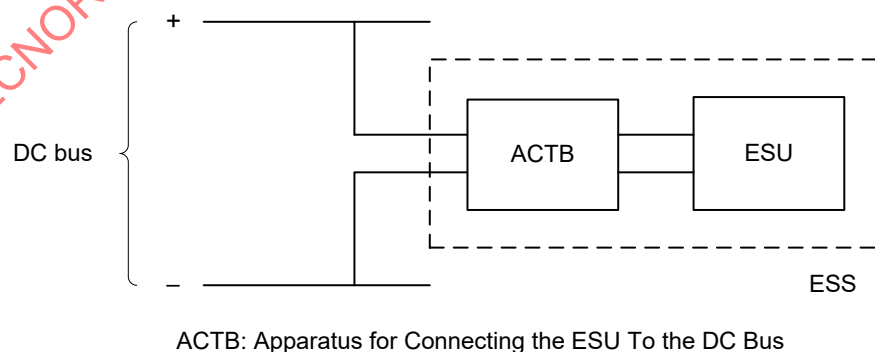
3.2 Abbreviations

ATO	automatic train operation
ATP	automatic train protection
BOL	beginning of life
DCCB	DC circuit breaker
EDLC	electric double-layer capacitor
EOL	end of life
ESU	energy storage unit
ESS	energy storage system
IP	international protection (against ingress) / ingress protection
SOC	state of charge
SOE	state of energy

4 Configuration of stationary energy storage systems

4.1 General

The stationary energy storage systems to which this document is applicable shall have the common system configuration shown in Figure 1.



IEC

Figure 1 – Common system configuration of stationary ESS

In Figure 1, ESU may be of any available storage technology, such as batteries (lithium-ion, nickel metal hydride, etc.), capacitors (electric double layer capacitors, lithium-ion capacitors, etc.) or flywheels. Also, in Figure 1, there may be a wide variety of the detailed configuration marked as ACTB (apparatus for connecting the ESU to the DC bus).

The configuration of ESS shall be categorized into the following two categories:

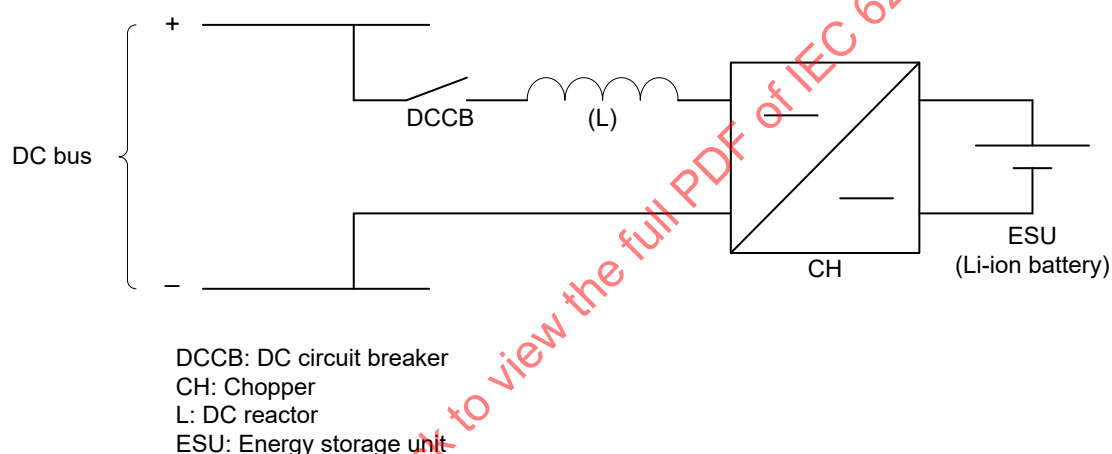
- a) system using an electronic power converter in the ACTB; and
- b) directly connected system without an electronic power converter in the ACTB.

To give an overview of how an ESS can be implemented, two example configurations are explained in more detail in 4.2 and 4.3, representing categories a) and b), respectively. These examples are not meant to give constraints on the final architecture of the ESS.

4.2 Example system configuration using an electronic power converter

Figure 2 shows an example system configuration in which a power converter and an ESU are combined.

In this configuration, the system charge and/or discharge currents can be controlled by the DC/DC converter. Also, many actual examples can be found in which no reactor L is used in the position shown in Figure 2.



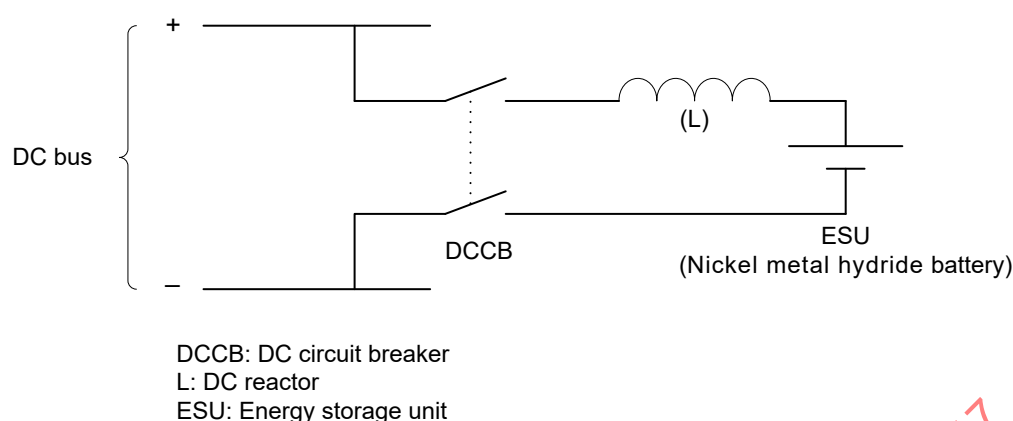
IEC

Figure 2 – Example system configuration using an electronic power converter

4.3 Example system configuration without an electronic power converter

Figure 3 shows an example system configuration in which an ESU is used without any electronic power converter.

In this configuration, the ESS has no ability to control the system charge and/or discharge currents; they are determined by the voltage of the power supply network and the voltage and internal resistance of the ESU. Also, the DCCBs are used on both the positive-side and the negative-side connections for improved safety.



IEC

Figure 3 – Example system configuration without an electronic power converter

4.4 Accessory and auxiliary components

There may be many different configurations for accessory and auxiliary components and their power supplies. Examples of such components which it is indispensable to integrate into the stationary ESS include, but are not limited to:

- control and protection devices;
- cooling systems, including, for example, cooling fans or heat pumps; and
- heating systems.

The power of these components may be supplied by connecting the auxiliary power supply unit to the same DC bus as the main circuit of the stationary ESS itself, or by any kind of external power sources separated from the main circuit.

5 Service conditions

5.1 Environmental conditions

The environmental conditions specified in 5.2 of IEC 62590:2010 shall be applied.

5.2 Electrical service conditions

The electrical service conditions specified in 5.3 of IEC 62590:2010 shall be applied.

6 Investigation before the installation of stationary ESS

6.1 General

The major aspects of system design for a stationary ESS are as follows:

- a) decision on the installation location and capacity of the ESS;
- b) evaluation of the positive effects of introducing an ESS;
- c) coordination with other systems;
- d) other investigations.

The design of the ESS and the power supply network into which the ESS is introduced shall be performed using an appropriate evaluation method. A simulation tool whose validity has

been either proved through preceding projects or agreed upon between the user and the manufacturer should be used to perform the evaluation.

6.2 Decision on the installation location and capacity of the stationary ESS

In determining the optimum installation location and capacity of the stationary ESS, the charge and discharge characteristics of the ESU as well as the duty cycle, the rated capacity and the usable capacity defined in 7.1.1.7, 7.1.1.8 and 7.1.1.9, respectively, shall be fully considered.

The methods of simulation and/or measurement at the site are given in Annex A.

These decisions may also be made based on the actual measurement data obtained by temporarily installing an ESS at the site.

6.3 Evaluation of the positive effects of introducing a stationary ESS

If any simulation tool is used to evaluate the positive effects of the introduction, the simulation results obtained in the simulation described in 6.2 shall be used.

The methods of simulation and/or measurement at the site are given in Annex A.

These evaluations may be performed based on the actual measurement data obtained by temporarily installing an ESS at the site.

6.4 Coordination with other systems

Upon evaluating the harmonic content in the system charge/discharge current and its effects on other systems, especially the signalling and/or communication systems, an effective simulation tool shall be used to simulate and verify the effects before the delivery of the ESS unless otherwise agreed between the user and the manufacturer.

These evaluations may also be performed using the actual measurement data obtained by operating an ESS.

The manufacturer shall request the user to specify the frequency band that might adversely affect their signalling and/or communication systems.

7 Performance requirements

7.1 General requirements

7.1.1 Rating

7.1.1.1 General

The rated values of the ESS are the values determined in the system design such that the system can deliver the output without exceeding any specified limit values, including those of the parts used, or without causing any damage, when the system is operated under the specified operating conditions.

Unless otherwise specified, any rated value shall be indicated on the rating plate according to 7.6.

The parameters described in 7.1.1.2 to 7.1.1.10 shall also apply to systems without electronic power converters. To achieve them, control functions realized by electronic power converters are not always necessary.

7.1.1.2 Rated system voltage

The rated system voltage shall be $U_{\max 1}$ as specified in IEC 60850. If any other value is to be selected as the rated system voltage in order to select an optimum capacity, the details shall be discussed and agreed between the user and the manufacturer.

7.1.1.3 Rated system charge current

The rated system charge current is defined as the maximum system charge current under normal operating conditions.

7.1.1.4 Rated system discharge current

The rated system discharge current is defined as the maximum system discharge current under normal operating conditions.

7.1.1.5 Rated system charge power

The rated system charge power is defined as the product of the rated system voltage defined in 7.1.1.2 and the rated system charge current defined in 7.1.1.3.

7.1.1.6 Rated system discharge power

The rated system discharge power is defined as the product of the rated system voltage defined in 7.1.1.2 and the rated system discharge current defined in 7.1.1.4.

7.1.1.7 Duty cycle

The system shall be specified with the required duty cycle of operation, based upon which the charging and discharging operations shall be performed. This duty cycle shall be agreed between the user and the manufacturer. Examples of such duty cycles are shown in Annex C.

7.1.1.8 Rated capacity/energy

The rated capacity or the rated energy are as defined in 3.1.20 or in 3.1.23. They are the available capacity or energy measured according to the “rating” conditions as expressed in relevant standards.

The rated capacity or the rated energy shall be specified together with the rated system charge/discharge power.

7.1.1.9 Usable charge/discharge capacity/energy

The usable charge/discharge capacity or the usable charge/discharge energy are as defined in 3.1.21 or in 3.1.24. They are the usable portion of available capacity/energy within a pre-defined range of SOC or voltage limits. The maximum and minimum limits are parameters typically defined by the user or the manufacturer.

The usable capacity or the usable energy shall be specified together with the rated system charge/discharge power.

7.1.1.10 Rate of energy exchange

The rate of energy exchange, normally expressed in kWh/h, shall be determined by the maximum energy that can be charged into the ESS during a defined time period under rating conditions. This parameter may be used to show or evaluate the effective ability of the ESS to exchange energy from/to the DC railway power supply network.

$$\text{Rate of energy exchange} = \frac{\int_0^T P_C(t) dt}{T}$$

where

$P_C(t)$ is the system charge power at time t under rated conditions; and

T is the time period defined for integration.

NOTE If the system discharge power is greater than 0, then $P_C(t) = 0$.

Unless otherwise specified based on the agreement between the user and the manufacturer, the length of the time period T shall be 1 h (= 3 600 s).

The manufacturer shall indicate the duty cycle to be used for evaluating the above equation.

7.1.2 System capability to conform with the specified duty cycle

When the system is operated under the specified duty cycle condition, any specification limit including that of the parts used shall not be exceeded and no damage shall occur.

NOTE Tests that are related to 7.1.2 are specified in 8.2.7 and 8.2.9.

7.1.3 Short-time withstand current capability

The manufacturer shall describe the short-time withstand current capability of the system.

Unless otherwise agreed upon between the user and the manufacturer, the manufacturer shall describe the short-time withstand current capability of the system for the following short circuit conditions, based on the specifications at 6.7.2.4 of IEC 62590:2010:

- after the normal operation;
- for a short circuit period of 0,15 s; and
- with the factor of 1,6 between the sustained short circuit current and peak short circuit current.

NOTE Annex A of IEC 62589:2010 is referenced for calculation of the short circuit current for a given application.

Any controlled converters that have a current limiting characteristic are not required to have a short-time withstand current capability. Such converters shall be provided with a protection device that can detect a short circuit condition in the switch system or feeder system, which may not be detectable by a standard DC feeder excess current protection device when limiting the current.

7.1.4 Calculation of charge-discharge efficiency

The charge-discharge efficiency of an ESS shall be obtained for the specified single duty cycle or the series of duty cycles repeated for as many times as agreed between the user and the manufacturer. It shall be calculated using the following equation:

$$\text{Charge-discharge efficiency} = \frac{\int_{t_S}^{t_E} P_D(t) dt}{\int_{t_S}^{t_E} P_C(t) dt} \times 100 \%$$

where

$P_D(t)$ is the system discharge power at time t ;

$P_C(t)$ is the system charge power at time t ;

t_S is the time at which the single duty cycle or the first of the repeated duty cycles starts;

t_E is the time at which the single duty cycle or the last of the repeated duty cycles ends.

NOTE If $P_D(t) > 0$, then $P_C(t) = 0$. If $P_C(t) > 0$, then $P_D(t) = 0$.

In calculating the charge-discharge efficiency, the SOC and/or SOE at the beginning and at the end of each duty cycle or at the end of all repeated duty cycles should be balanced with compensation after operation. The compensation may be performed by off-line charging/discharging.

Self-discharge and/or stand-by losses shall be included in this charge-discharge efficiency. The power consumption at the auxiliary power supply unit shall not be included in this calculation, regardless of whether the auxiliary power supply unit receives power from the main DC bus or from a separate external source.

7.1.5 Temperature rise

7.1.5.1 Temperature rise in the electronic power converter

The temperature of each semiconductor device used in the electronic power converter shall not exceed the allowable maximum temperature specified by the manufacturer of the semiconductor device. The allowable upper limit temperature of any accessory or auxiliary equipment of the electronic power converter shall comply with the standards for the equipment.

7.1.5.2 Temperature rise in the ESU

The temperature of the ESU shall not exceed the allowable maximum temperature specified by the manufacturer of the ESU.

7.1.6 Lifetime requirements

Lifetime determination should be considered for the ESU. The data from the manufacturer of the component may be used. For the lifetime modelling, the duty cycle shall be considered. The lifetime determination and modelling of the ESU depends on its usage and agreement between the user and the manufacturer of the components of the ESS (including the ESU) and the manufacturer of the ESS if necessary.

The end of life (EOL) is defined in 3.1.17, and shall be agreed upon between the user and the manufacturer. For the determination of the requirements of EOL, the following examples are given.

EXAMPLE 1 Component oriented EOL definition for EDLC: Aging causes decreasing capacitance and increasing internal resistance. Therefore, the user and the manufacturer may agree that "when the capacitance is below certain percentage X of the initial capacitance or the internal resistance is Y times higher than the initial resistance, then EOL is reached". The values of X , Y or other parameters are agreed between the user and the manufacturer according to the project.

EXAMPLE 2 Component oriented EOL definition for batteries: Similarly to EDLC, aging of batteries causes decreasing capacity and increasing internal resistance. Therefore, the user and the manufacturer may agree that "when the capacity is below certain percentage X of the initial capacity or the internal resistance is Y times higher than the initial resistance, then EOL is reached". The values of ' X ', ' Y ' or other parameters are agreed between the user and the manufacturer according to the project.

EXAMPLE 3 Duty cycle oriented EOL definition: Based on the duty cycle supplied by the user and the lifetime estimation for the duty cycle supplied by the manufacturer, the user and the manufacturer may agree that "when the number of defined duty cycles exceeds X times, then EOL is reached". The values of X or other parameters are agreed between the user and the manufacturer according to the project.

7.2 Control and protection functions

7.2.1 Charge/discharge control functions

The charge and discharge control functions appropriate to the specific characteristics of the ESU shall be devised.

The details of the charge and discharge control functions shall be in accordance with the agreement between the user and the manufacturer.

Under any circumstance, the SOC and/or SOE of the ESS shall be within the designed range. The definition of this designed range shall be agreed between the user and the manufacturer.

7.2.2 Short circuit protection function

The ESS shall be provided with appropriate short circuit protection.

7.2.3 Earth-fault protection function

The ESS shall be provided with appropriate earth-fault protection.

7.2.4 Overload protection function

The ESS shall be provided with appropriate overload protection.

7.2.5 Disconnection functions

During maintenance or for safety, part or all of the ESS, especially around the ESU, shall be able to be disconnected according to the requirements agreed between the user and the manufacturer.

7.3 Electromagnetic compatibility (EMC)

The ESS shall comply with the immunity and emission requirements described in IEC 62236 (all parts).

Any additional requirements shall be specified in the procurement specifications by the user.

If the routing of cables, including AC and DC power cables, auxiliary cables, control cables, and cables for filtering, is made by the user or any other third party, the instructions provided by the manufacturer of the ESS as well as the requirements specified in IEC 62236-5 shall be followed.

Any control system or protection system shall be individually tested according to the respective standards.

7.4 Failure conditions for the stationary ESS

The manufacturer of the system shall present the design concept regarding the various failures that could occur in the system by indicating the immunity level given in Table 1, which shall be agreed upon with the user.

Such failures that could occur in the system shall include not only a single failure of individual system components but also other failures that could occur externally, as well as outage of control power supply, such as due to interruption of the external power supply or lightning surge. In addition, combined failures of the above, as specified by the user, shall be included.

The system shall be constructed so as to indicate failures and to provide means of control when a failure occurs in the system according to the applicable immunity level as specified in Table 1.

Table 1 – Immunity level

Immunity level	Consequence	Information and control
R: Redundancy	No immediate consequence, full performance maintained	Warning signal
F: Functional	Degraded performance (e.g. reduced current-carrying capacity)	Warning signal or tripping signal
T: Tripping	Interruption of service due to protection devices	Tripping signal
D: Damage	Interruption of service due to damage	Tripping signal

7.5 Mechanical characteristics

7.5.1 General

The electronic power converter may be either an enclosed-type unit or an open-type unit. Any frame or enclosure used shall be made of metal.

The enclosures of the converter and the ESU shall be designed to enable safe and easy operation during normal use, inspection and maintenance services, parts replacement, earthing of cables or buses, and voltage tests.

The quality and grade of all materials used shall be designed for operation under the specified conditions. Special attention shall be given to the capability to withstand moisture and fire. Unless the burning behaviour class F0 of IEC 61936-1 is acceptable, the materials used shall be made of metal or with self-extinguishing properties.

The materials shall be selected to minimize atmospheric corrosion and electrolytic corrosion.

7.5.2 Earthing

To ensure safety during maintenance work, all parts of the main circuit for which access is required or provided shall be properly earthed. This requirement does not apply to any part that can be accessed only after it is separated from the enclosure by drawing out or removing it.

For the DC power supply network, the method used to earth the enclosure or frame of the converter and ESU shall be specified by the user according to 6.5.8 of IEC 61992-7-1:2006.

NOTE In the case of DC power supply network, the term "earthing" means connection to the earth or to the return circuit, according to the earthing requirements for the network.

The metal portion of the enclosure or frame shall be connected to an appropriate earthing terminal located at an accessible position, such that the terminal can be connected to the main earthing system of the substation. The earthing terminals shall be properly protected from corrosion.

7.5.3 Degree of protection

The user shall specify the degree of protection according to IEC 60529.

Inspection windows and ventilation holes of the enclosure shall be protected from entry of foreign objects, etc., at least according to the specified degree of protection.

NOTE 1 Unless otherwise agreed upon between the user and the manufacturer, the degree of protection for the enclosure of the converter is assumed to be valid for the doors and walls of the enclosure. Regarding specific requirements for the converter in relation to the cooling, AC and DC cables, and bus connection, IP00 is considered the ordinary degrees of protection for the top and bottom parts of the enclosure.

NOTE 2 For converters that are installed indoors, a degree of protection will not normally be specified for ingress of water.

7.6 Rating plate

Each converter unit to be delivered as an assembly as well as each assembly to be delivered individually shall include the following information on the rating plate:

- a) name of the manufacturer;
- b) the number of this document;
- c) type (defined by the manufacturer);
- d) serial number;
- e) rated system voltage;
- f) rated system charge current;
- g) rated system discharge current;
- h) rated system charge power;
- i) rated system discharge power;
- j) specification of duty cycle;
- k) rated capacity and/or energy;
- l) usable charge and discharge capacity and/or energy;
- m) rate of energy exchange;
- n) period during which m) is evaluated;
- o) short-time withstand current capability;
- p) cooling system;
- q) rated voltage and power of auxiliaries.

Other information to be provided when necessary:

- r) cooling conditions (temperature, flow rate of coolant);
- s) mass, mass of the coolant (if any);
- t) degree of protection (IP-Code).

7.7 Terminals of the main circuit

The terminals of the main circuit shall indicate the DC polarity.

8 Tests

8.1 Types of test

8.1.1 General

The following three types of test are used:

- a) type test;
- b) routine test;
- c) commissioning test.

If the user requires the manufacturer to present test reports for these tests, or if it is necessary for the user to witness the tests, the test items and other details shall be determined through discussion between the user and the manufacturer before the implementation of the tests.

The accuracy of the measuring equipment used in the test shall be of sufficiently high level so that the purpose of the measurements is fulfilled. The measuring equipment shall be

calibrated upon performing a test. This accuracy level shall be agreed upon between the user and the manufacturer both before and after such measurements take place.

8.1.2 Type test

The type test is implemented in order to verify the ratings, characteristics, and performance of a newly developed system.

If the manufacturer has prepared a type test report that covers all the test items for a similar system, the type test may be omitted through an agreement with the user.

8.1.3 Routine test

Routine tests are carried out to verify that the product is correctly assembled and that all components and/or the system function correctly and operate safely.

Routine tests shall be performed by the manufacturer on each item. After the performance has been verified in the type tests, only routine tests shall be required for later products that are produced based on the same design.

8.1.4 Commissioning test

The commissioning test is implemented at the site for the device or system, in order to verify conformance to the performance requirements specified by this document and/or other specifications. The test items to be covered shall be determined through discussion between the user and the manufacturer.

8.1.5 Test categories

The test categories are as given in Table 2.

Specifications for any special requirements of the user shall be agreed upon between the user and the manufacturer.

Table 2 – List of tests

Test item	Type test	Routine test	Commissioning test	Applicable subclause
Visual inspection	M	M		8.2.1
Degree of protection test	M	O		8.2.2
Test of accessory and auxiliary components	M	M		8.2.3
Insulation test	M	M		8.2.4
Start and stop sequence test	M	M	M	8.2.5
Checking of the protective devices	M	M	M	8.2.6
Charge/discharge control functions test	M ^a	M ^a	M ^a	8.2.7
Light load functional test	M ^a	M ^a		8.2.8
Temperature rise test	M			8.2.9
Measurement of charge-discharge efficiency	M			8.2.10
Noise measurement	M	O	O	8.2.11
EMC test	M			8.2.12
Harmonic measurement	M ^{a,b}	O ^{a,b}	M	8.2.13
M: mandatory, and O: optional.				
^a Not applicable to a system without electronic power converter.				
^b Simulation-based verification may be used.				

8.2 Tests

8.2.1 Visual inspection

The visual inspection shall be carried out to ensure that the equipment or assembly is correctly built and, so far as ascertained, meets all the specified requirements. A visual inspection shall be made to check features such as compliance of the rating plate to 7.6, accessibility for maintenance, safety, compliance of the dimensions and their tolerances to the design, etc.

8.2.2 Degree of protection test

The degree of protection, as specified in 7.5.3, shall be verified according to the test method and criteria specified in IEC 60529.

8.2.3 Test of accessory and auxiliary components

The test of accessory and auxiliary components shall be carried out according to their relevant standards.

8.2.4 Insulation test

Insulation tests shall be conducted in order to verify the insulation condition of the completed assembly.

For general requirements of this test, refer to IEC 62590:2010, 7.2.1.

The ESU shall be disconnected during the insulation test, unless it is used by direct connection to the feeder.

8.2.5 Start and stop sequence test

The objective of the sequence test is to check that the specified operation sequence is followed correctly.

The following operation sequences shall be checked:

- a) system startup;
- b) system stop;
- c) sequences upon system failure, e.g. system stop, changing to degraded operation, etc.;
- d) other sequences, as agreed between the user and the manufacturer.

8.2.6 Checking of the protective devices

Checking of protective devices shall be done as far as possible without stressing the ESS and/or its components above their rated values.

Due to the wide variety of protective devices and their combinations, it is not possible to state any general rules for the checking of these devices. However, if a system control equipment is designed to protect the system from overloads, overcharging and/or over-discharging, its ability in this respect shall be checked.

Routine tests shall be performed to check the operation of protective devices. However, the operation of devices such as fuses, etc., where the operation is based on destruction of the operating component, need not be checked.

8.2.7 Charge/discharge control functions test

The objective of the charge/discharge control functions test is to check that the charge/discharge functions determined and agreed upon between the user and the manufacturer are demonstrated.

Because there are various strategies and schemes for the control of ESS, it is not possible to state any general rules for the testing of charge/discharge control functions, which are governed by choice. Therefore, the test procedure shall be agreed upon between the user and the manufacturer.

EXAMPLE An ESS is devised with a charge/discharge control in which the charging or the discharging is triggered depending on the line voltage. In the charge/discharge control functions test for this ESS, as a type test, the line voltage is altered using an external voltage source to test if the charging or discharging is triggered at the defined threshold voltage with defined voltage accuracy and response time.

This test is not applicable to directly connected systems without an electronic power converter.

8.2.8 Light load functional test

For a light load functional test of the electronic power converter in the ESS, refer to IEC 62590:2010, 7.2.2.

This test is not applicable to a directly connected system without an electronic power converter.

8.2.9 Temperature rise test

The temperature rise of the electronic power converter and ESU shall be measured under the test conditions specifically matched to the duty cycle used.

For the temperature rise test of the electronic power converter in the ESS, refer to IEC 62590:2010, 7.2.5.1. For the temperature rise test of the ESU, refer to relevant standards for the storage technology used.

8.2.10 Measurement of charge-discharge efficiency

8.2.10.1 General

The charge/discharge efficiency of the ESS under a specified duty cycle shall be measured. To determine the charge/discharge efficiency, the following shall be done:

- a) voltage and current on the electrical terminals of the ESS shall be measured;
- b) power through the terminals of the ESS shall be calculated using the measured voltage and current; and
- c) power shall be integrated to obtain energy for the specified duty cycle.

If required, components of the ESS may also be measured upon agreement between the user and the manufacturer.

8.2.10.2 Preparation

The initial level of energy in the ESS before starting the specified duty cycle shall be determined.

8.2.10.3 Measurement

The specified duty cycles shall be repeated for the specified number of times to measure the charge-discharge efficiency.

After testing, the stored energy in ESS and the difference from the initial level shall be measured and calculated.

SOC/SOE at the beginning and at the end of each duty cycle or at the end of all repeated duty cycles should be balanced with compensation after operation. The compensation may be performed by off-line charging/discharging.

The duty cycle for the tests shall be the same as the one used for the calculation of the rate of energy exchange as stated in 7.1.1.10.

If required, the user and the manufacturer may agree to use different duty cycles for this purpose.

8.2.10.4 Calculating charge-discharge efficiency of ESS

The charge-discharge efficiency shall be calculated by the equation specified in 7.1.4 using the results of the measurement.

8.2.11 Noise measurement

The test conditions and test methods for noise measurement shall be determined through agreement between the user and the manufacturer.

8.2.12 EMC test

This test shall be performed in accordance with IEC 62236-1 and IEC 62236-5.

Compatibility with other systems, such as signalling systems, shall be agreed between the user and the manufacturer.

8.2.13 Harmonic measurement

8.2.13.1 General

The harmonic measurement shall be conducted both as the type test and the commissioning test.

Before conducting this measurement, it shall be confirmed that the switching frequency of the electronic power converter will not interfere with other systems, such as signalling systems.

This measurement may also be performed as the routine test, based on the agreement between the user and the manufacturer. In this case, it shall be conducted by applying the rated current according to the specified duty cycle.

At least two separate measurements shall be done, one when the ESS is charging and the other when the ESS is discharging.

Simulation results may be used to perform this measurement as the type test and the routine test based on the agreement between the user and the manufacturer.

8.2.13.2 Type test

The measurement shall be carried out to obtain the harmonic characteristics. This may be performed in conjunction with the test defined in 8.2.12.

Additional requirements for the type test may be set according to the agreement between the user and the manufacturer.

8.2.13.3 Commissioning test

The measurement shall be carried out to demonstrate that no interference is caused to other systems, such as signalling systems.

Refer to 8.2.12 for the requirements on the harmonic contents at the terminals of the ESS. Any other requirements may be set based on the agreement between the user and the manufacturer.

This measurement shall also be performed for a direct connection type system, because transient phenomena in the system at the time of charging and discharging could have effects on other systems.

Annex A

(normative)

Methods of simulation and measurement on site

A.1 General

Annex A provides information to support the system design of the ESS. It includes considerations for the installation location and capacity of the system, by studying the expected effects upon system introduction based on either simulation or measurements obtained from a temporarily installed ESS.

A.2 System design to use simulation software

A.2.1 General

Various conditions for using simulation software in the system design of the ESS are presented in A.2.

A.2.2 Simulation software

The simulation software to be used shall have a proven track record. In principle, the simulator shall have the capability of considering the movements of trains and the electrical interaction within the power supply network. The time step of the simulation calculation should be 1 s or less.

A.2.3 Input parameters for simulation

A.2.3.1 General

The input parameters for the simulation used to study the implementation of an ESS are described in A.2.3.2 to A.2.3.5.

A.2.3.2 Track profile data

The conditions of the route including the gradients, curve radii, speed limits, station locations, and whether it is a single track or double track, etc. shall be incorporated.

A.2.3.3 Operational data

The conditions given in Table A.1 shall be used for the operational data wherever possible.

Table A.1 – Operational data

No.	Input condition	Remarks
1	Operation timetable a) Peak hours b) Off-peak hours	At least these two periods in a day, i.e. a) and b), shall be used. The use of an actual timetable is desirable if it is an existing route.
2	Passenger loading	
3	Station stop time	
4	Run time between stations	May be defined along with the Automatic Train Operation (ATO) system.
5	Signal block section	Optional, because: a) cases in which train operation is disturbed are not generally considered in the simulation of power supply network for railways, and b) in moving block signalling there is no such concept.
6	Automatic Train Protection / Automatic Train Operation speed regulation	Automatic Train Protection (ATP) /Automatic Train Operation (ATO) may limit speed at each position. Optional as signal block section. However, train running profile may be determined by the ATO control system, and the limit speed of a particular section of the railway may be imposed by the ATP; in these cases ATP/ATO-based restrictions shall be considered in the input of other parameters when using simulation tools without ATP/ATO models.
7	Train running profile	The use of a realistic train running profile is desirable if it is an existing route.

A.2.3.4 Rolling stock data

The conditions given in Table A.2 shall be used as the rolling stock data wherever possible.

Table A.2 – Rolling stock data

No.	Input condition	Remarks
1	Train set configuration	
2	Tare weight (empty) / train weight (laden)	
3	Train length	
4	Auxiliary power	Differences in conditions related to climate and/or seasons should be taken into account.
5	Acceleration	
6	Deceleration (regular, maximum, emergency)	Emergency deceleration data is optional.
7	Control method	Examples: inverter-fed asynchronous motor drive, chopper-controlled DC motor drive, etc.
8	Constant voltage limiter (low-voltage limiting characteristics)	
9	Over-voltage limiter (low-load regenerative characteristics)	Electric brake effort versus voltage characteristics (with increasing voltage).
10	Motor capacity and the number of motors	Optional.
11	Starting resistance	
12	Curve resistance	
13	Running resistance formula	For example, expressed by the Davis coefficients.
14	Powering characteristics	Speed–tractive effort characteristics and speed–current characteristics at different line voltage.
15	Regenerative characteristics	Speed–electric brake effort characteristics and speed–current characteristics at different line voltage.

A.2.3.5 DC power supply network data

The conditions given in Table A.3 shall be used as the DC power supply network data wherever possible.

Table A.3 – DC power supply network data

No.	Input condition	Remarks
1	Power supply network topology	Substation positions, junction positions, track paralleling positions, adoption of track bonding and/or overhead bonding, etc.
2	Installed capacity (rectifier capacity)	The actual rectifier capacity shall be entered for an existing route.
3	Number of operational rectifier facilities	
4	Supply voltage	The actual supply voltage shall be entered for an existing route.
5	DC voltage regulation	The actual DC voltage regulation data shall be entered for an existing route.
6	Characteristics of the ESS	
7	Resistance of the positive supply network	For simulation using simplified equivalent circuit, positive and negative resistance is considered as the sum.
8	Resistance of the negative supply network	See remark to No. 7.

A.2.4 Evaluation of simulation results

Based on the simulation results, at least the following details regarding the ESS shall be decided and evaluated:

- a) capacity and number of units;
- b) installation locations;
- c) energy saving effects.

The energy saving effects shall be evaluated by comparing the energy consumption before and after the installation of ESS.

A.3 Validation of the effect of installing an actual ESS

A.3.1 General

If an actual ESS is to be temporarily installed in order to validate the effect of installation, the following details should be referenced. It may also be applied to the measurements of the already commissioned ESS.

A.3.2 Before installation

The amount of electric energy consumed and the supply voltage before installing an actual system shall be measured and prepared as the baseline data. Because such prior measurements can be significantly affected by the season, temperature, and other factors, it is desirable to measure and prepare as much data as possible to facilitate later comparison.

When an ESS is to be installed in an existing substation, the energy consumption and supply voltage should be measured, not only for the target substation, but also for other substations at the same time.

A.3.3 After installation

Verification shall be made by measuring the supply voltage and the energy consumption of substations and the ESS. These measurements shall also be performed for other substations at the same time.

It is recommended to use as much energy consumption data as possible for the purpose of comparison before and after installation. It is also recommended to obtain train operational data to facilitate the evaluation.

The parameters listed in Table A.4 should be measured and evaluated.

Table A.4 – Measurement data

No.	Measurement item	Remarks
A	Measurements carried out at each individual substation	
1	DC bus voltage	
2	DC current of each individual rectifier unit	
3	Total DC current	
4	Charge/discharge current to/from the ESS	After installation
5	AC side input voltage	
6	AC side input current(s) to the rectifier transformer	
7	Temperature and weather conditions	
B	Operational conditions	
1	Number of trains operated and distance covered	
2	Passenger loading	

Annex B (informative)

State of charge (SOC) and state of energy (SOE) for batteries and capacitors

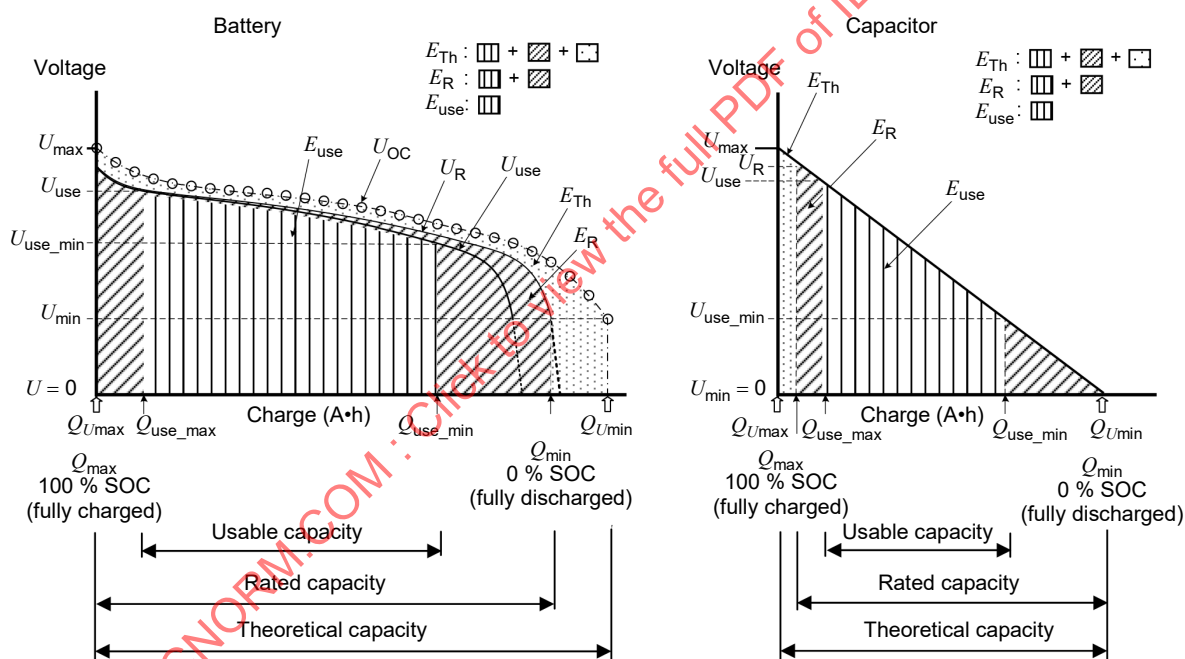
B.1 Content of capacity and energy

B.1.1 General

NOTE Annex B has been copied from IEC 62864-1:2016, Annex A for the convenience of the reader of this document.

In this document, capacity and energy are defined in three distinct contexts: theoretical, rated, and usable. The primary purpose of Annex B is to detail and clarify the definitions or relations applied in the ESU with batteries and/or capacitors as the adopted storage technologies.

For example, Figure B.1 illustrates the difference of each definition containing capacity and energy for the battery and the capacitor.



IEC

Key

E_{Th}	Theoretical energy	E_R	Rated energy	E_{use}	Usable energy
Q_{max}	Maximum charge	Q_{min}	Minimum charge		
Q_{Umax}	Charge at the maximum voltage	Q_{Umin}	Charge at the minimum voltage		
Q_{use_max}	Maximum usable charge	Q_{use_min}	Minimum usable charge		
U	Voltage	U_{OC}	Voltage at the open circuit		
U_R	Rated voltage	U_{max}	Maximum voltage	U_{min}	Minimum voltage
U_{use}	Maximum usable voltage	U_{use_min}	Minimum usable voltage		

NOTE For batteries: for very small currents, the usable energy content is similar to the rated energy.

Figure B.1 – Difference of capacity and energy content

B.1.2 Theoretical energy

Theoretical energy, E_{Th} , is defined in 3.1.22. It is the amount of energy at a very low value of discharging current (that can be discharged from the energy storage device without energy loss, for example, via joule or ohmic heating) representing the maximum amount of energy being stored in the ESU.

For the capacitor, theoretical energy is based on maximum voltage:

$$E_{Th} = \frac{1}{2} C U_{max}^2$$

where

E_{Th} is the theoretical energy;

C is the capacitance;

U_{max} is the maximum voltage.

NOTE For measurement of capacitance, refer to IEC 61881-3.

For the capacitor technology, all electric charge can be removed or discharged from the electrode pair and the corresponding theoretical minimum voltage is therefore zero, i.e. $U_{min} = 0$.

B.1.3 Rated energy

Rated energy is defined in 3.1.23. It is the amount of energy that can be discharged from the ESU under the “rating” conditions.

For the battery, rated energy is the integral of the product of constant current in discharge test and measured voltage (e.g. C_5 rate).

For example, for a lithium-ion battery, refer to IEC 62928 for rated energy and according to IEC 62620.

For the capacitor, rated energy is practically based on rated voltage:

$$E_R = \frac{1}{2} C U_R^2$$

where

E_R is the rated energy;

C is the capacitance;

U_R is the rated voltage.

NOTE For EDLC E_R is not fully obtained due to loss of equivalent series resistance.

B.1.4 Usable energy

The usable energy is defined in 3.1.24. It is the usable portion of available energy within a pre-defined range of SOC or voltage limits. The maximum and minimum limits are parameters typically defined by the user or the manufacturer.

For example, parameters such as power, current or maximum and minimum voltage limit for the equipment used may be defined.

For the battery, the usable energy is the energy which can be used without limiting the duty cycle initially agreed between the user and the manufacturer.

For the capacitor, the usable energy is effectively the difference between energies at charged voltage and minimum usable voltage:

$$E_{\text{use}} = \frac{1}{2}CU_{\text{use}}^2 - \frac{1}{2}CU_{\text{use_min}}^2$$

where

E_{use} is the usable energy;

C is the capacitance;

U_{use} is the maximum usable voltage;

$U_{\text{use_min}}$ is the minimum usable voltage.

NOTE For EDLC E_{use} is not fully obtained due to loss of equivalent series resistance.

B.1.5 Theoretical, rated and usable capacity

The theoretical, rated and usable capacity are defined in 3.1.19, 3.1.20 and 3.1.21, respectively. Using the symbols in Figure B.1, they can be expressed by the following equations:

$$CH_{\text{TH}} = Q_{U_{\text{max}}} - Q_{U_{\text{min}}}$$

$$CH_{\text{R}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}}$$

$$CH_{\text{use}} = Q_{\text{use_max}} - Q_{\text{use_min}}$$

where

$Q_{U_{\text{max}}}$ is the charge at the maximum voltage;

$Q_{U_{\text{min}}}$ is the charge at the minimum voltage;

Q_{max} is the maximum charge;

Q_{min} is the minimum charge;

$Q_{\text{use_max}}$ is the maximum usable charge;

$Q_{\text{use_min}}$ is the minimum usable charge.

B.2 Content of SOC and SOE

B.2.1 General

As several definitions of capacity and energy exist, state of charge (SOC) and state of energy (SOE) as a combination of the contents of capacity and energy can also be defined as discussed herein.

An appropriate definition should be selected by the user for the intended purposes and applications.

In general, SOC is a relative ratio of the amount of capacity remaining in the ESU to the maximum amount available per definition (i.e. theoretical, rated, or usable). The quantity of SOC is typically expressed in decimals (0,0 to 1,0) or as a percentage (%). A SOC value of 1,0 or 100 % represents the fully charged state, whereas 0,0 or 0 % represents the fully discharged state. Similarly, SOE is a measure of relative energy available in the ESU, and also expressed in decimals or as a percentage.

B.2.2 Theoretical purpose

For the theoretical purpose the following definitions are appropriate:

$$\text{SOC}_{\text{Th}} = \frac{CH_{\text{Th_remaining}}}{CH_{\text{Th}}}$$

$$\text{SOE}_{\text{Th}} = \frac{E_{\text{Th_remaining}}}{E_{\text{Th}}}$$

where

- CH_{Th} is the theoretical capacity, in Ah;
- $CH_{\text{Th_remaining}}$ is the remaining theoretical capacity, in Ah;
- E_{Th} is the theoretical energy, in Wh;
- $E_{\text{Th_remaining}}$ is the remaining theoretical energy, in Wh.

B.2.3 Common purpose

For the common purpose the following definitions are appropriate:

$$\text{SOC} = \frac{CH_{\text{R_remaining}}}{CH_{\text{R}}}$$

$$\text{SOE} = \frac{E_{\text{R_remaining}}}{E_{\text{R}}}$$

where

- CH_{R} is the rated capacity, in Ah;
- $CH_{\text{R_remaining}}$ is the remaining rated capacity, in Ah;
- E_{R} is the rated energy, in Wh;
- $E_{\text{R_remaining}}$ is the remaining rated energy, in Wh.

B.2.4 Effective or practical purpose

For the effective or practical purpose the following definitions are appropriate:

$$\text{SOC}_{\text{Ef}} = \frac{CH_{\text{use_remaining}}}{CH_{\text{use}}}$$

$$\text{SOE}_{\text{Ef}} = \frac{E_{\text{use_remaining}}}{E_{\text{use}}}$$

where

- CH_{use} is the usable capacity, in Ah;
- $CH_{\text{use_remaining}}$ is the remaining usable capacity, in Ah;
- E_{use} is the usable energy, in Wh;
- $E_{\text{use_remaining}}$ is the remaining usable energy, in Wh.

B.2.5 Coefficient of usage

For the coefficient of usage purpose the following definitions are appropriate, applicable for both beginning of life (BOL) and end of life (EOL).

$$\text{COU}_{\text{SOC}} = \frac{CH_{\text{use}}}{CH_{\text{R}}}$$

$$\text{COU}_{\text{SOE}} = \frac{E_{\text{use}}}{E_{\text{R}}}$$

where

CH_{R} is the rated capacity, in Ah;

CH_{use} is the usable capacity, in Ah;

E_{R} is the rated energy, in Wh;

E_{use} is the usable energy, in Wh.

NOTE Other combinations as ratios of different contents of capacity or energy can be used if needed.

$$\text{COU}_{\text{SOC_R_Th}} = \frac{CH_{\text{R}}}{CH_{\text{Th}}}$$

$$\text{COU}_{\text{SOE_R_Th}} = \frac{E_{\text{R}}}{E_{\text{Th}}}$$

$$\text{COU}_{\text{SOC_use_Th}} = \frac{CH_{\text{use}}}{CH_{\text{Th}}}$$

$$\text{COU}_{\text{SOE_use_Th}} = \frac{E_{\text{use}}}{E_{\text{Th}}}$$

Annex C (informative)

Duty cycle examples

Table C.1 provides examples of the possible definitions of duty cycles in 7.1.1.7.

Any rated duty cycle pattern other than those specified in Table C.1 may be used upon agreement between the user and the manufacturer. In this case, the agreed duty cycle pattern is regarded as a special rating and is denoted by "X".

The system charge/discharge power of 1 (p.u.) is the rated system charge/discharge power. The system charge/discharge power of 0,5 (p.u.) is 50 % of the rated system charge/discharge power.

The cycle time in the table is for one cycle of charge and discharge. The cycle time should be specified even if a special rating is used.

Any time values in the table are given as examples. Lower or higher values may be applied upon agreement between the user and the manufacturer.

Table C.1 – Duty cycle

Class	Charge	Discharge	Cycle time s	Typical application
I	1 (p.u.), 10 s	1 (p.u.), 10 s	180	Automated people mover / light rail transit Monorail
II	1 (p.u.), 15 s	1 (p.u.), 15 s	180	Mass rapid transit
III	1 (p.u.), 30 s	1 (p.u.), 30 s	300	Inter-city suburban rail Steep slope section
IV	1 (p.u.), 10 s + 0,5 (p.u.), 10 s	0,5 (p.u.), 30 s	180	Mass rapid transit Monorail Automated people mover / light rail transit
V	1 (p.u.), 10 s + 0,5 (p.u.), 30 s	0,5 (p.u.), 50 s	180	Inter-city suburban rail Steep slope section
VI	1 (p.u.), 10 s + 0,5 (p.u.), 40 s	0,5 (p.u.), 60 s	300	Inter-city suburban rail Steep slope section
VII	1 (p.u.) to 0 (p.u.), 30 s	0 (p.u.) to 0,8 (p.u.), 5 s + 0,8 (p.u.), 10 s	180	Automated people mover / light rail transit Monorail
VIII	1 (p.u.) to 0 (p.u.), 40 s	1 (p.u.) to 0,8 (p.u.), 10 s + 0,8 (p.u.), 20 s	300	Mass rapid transit
IX	0,2 (p.u.), 10 s + 1 (p.u.), 10 s + 0,2 (p.u.), 10 s	0,2 (p.u.), 20 s + 0,6 (p.u.), 10 s + 0,2 (p.u.), 20 s	180	Mass rapid transit Monorail Automated people mover / light rail transit

Figure C.1 shows the duty cycle for classes I through III in Table C.1.

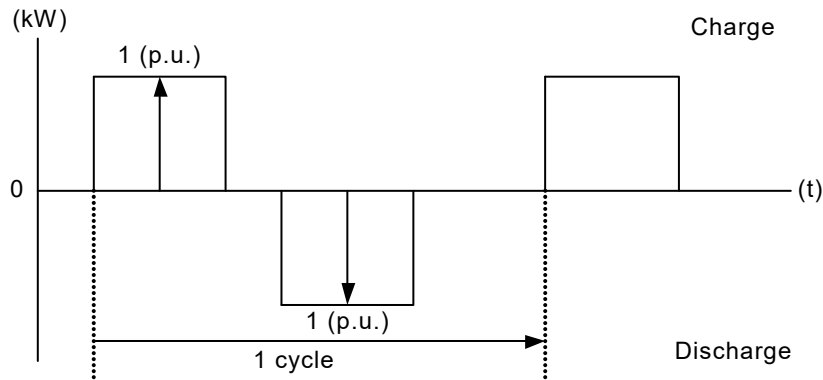


Figure C.1 – Duty cycle for class I to class III

Figure C.2 shows the duty cycle for classes IV through VI in Table C.1.

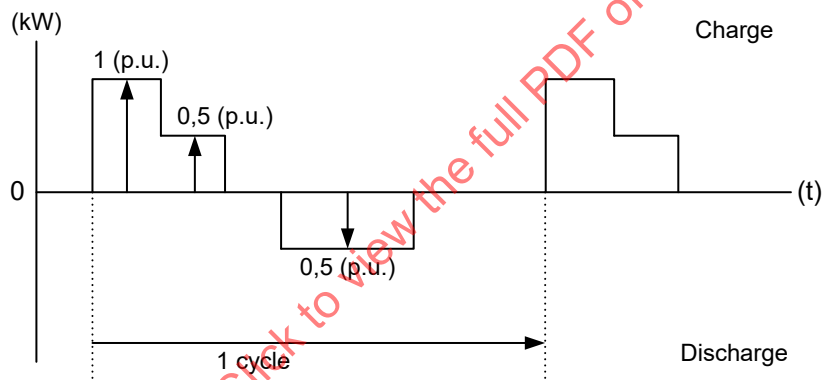


Figure C.2 – Duty cycle for class IV to class VI

Figure C.3 shows the duty cycle for classes VII and VIII in Table C.1.

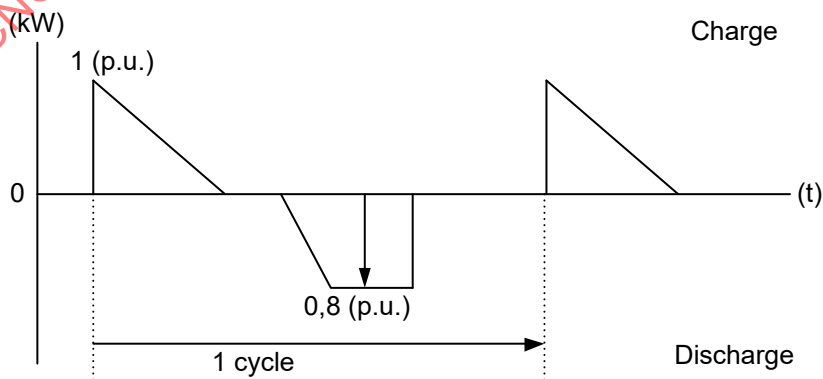


Figure C.3 – Duty cycle for class VII and class VIII

Figure C.4 shows the duty cycle for class IX in Table C.1.

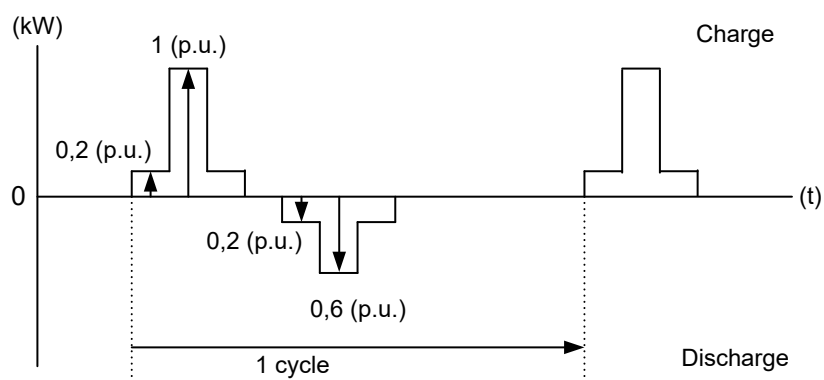


Figure C.4 – Duty cycle for class IX

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62924:2017

Bibliography

IEC 60050-151:2001, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 151: Electrical and magnetic devices* (available at: <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-551:1998, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 551: Power electronics* (available at: <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-811:—¹, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 811: Electric traction* (available at: <http://www.electropedia.org>)

IEC 60146-2:1999, *Semiconductor converters – Part 2: Self-commutated semiconductor converters including direct d.c. converters*

IEC 61881-3, *Railway applications – Rolling stock equipment – Capacitors for power electronics – Part 3: Electric double-layer capacitors*

IEC 62589:2010, *Railway applications – Fixed installations – Harmonisation of the rated values for converter groups and tests on converter groups*

IEC 62620, *Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes – Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications*

IEC 62864-1:2016, *Railway applications – Rolling stock – Power supply with onboard energy storage system – Part 1: Series hybrid system*

IEC 62928², *Railway applications – Rolling stock equipment – Onboard lithium-ion traction batteries*

¹ Under preparation. Stage at time of publication: IEC APUB 60050-811:2017.

² Under preparation. Stage at time of publication: IEC AFDIS 62928:2017.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62924:2017

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	45
INTRODUCTION.....	47
1 Domaine d'application	48
2 Références normatives	48
3 Termes, définitions et abréviations	49
3.1 Termes and définitions.....	49
3.2 Abréviations.....	53
4 Configuration des systèmes stationnaires de stockage d'énergie.....	53
4.1 Généralités	53
4.2 Exemple de configuration de système utilisant un convertisseur électronique de puissance	54
4.3 Exemple de configuration de système sans convertisseur électronique de puissance	55
4.4 Accessoires et composants auxiliaires	55
5 Conditions de service	56
5.1 Conditions liées à l'environnement.....	56
5.2 Conditions de fonctionnement électrique.....	56
6 Investigation avant l'installation de l'ESS stationnaire.....	56
6.1 Généralités	56
6.2 Choix de l'emplacement d'installation et de la capacité de l'ESS stationnaire.....	56
6.3 Évaluation des effets positifs de l'introduction d'un ESS stationnaire	56
6.4 Coordination avec d'autres systèmes.....	57
7 Exigences de performances.....	57
7.1 Exigences générales.....	57
7.1.1 Caractéristiques assignées.....	57
7.1.2 Capacité du système à se conformer au cycle de service spécifié	59
7.1.3 Capacité de courant de courte durée admissible.....	59
7.1.4 Calcul du rendement en charge-décharge.....	59
7.1.5 Échauffement	60
7.1.6 Exigences de durée de vie.....	60
7.2 Fonctions de commande et de protection	60
7.2.1 Fonctions de commande de charge/décharge	60
7.2.2 Fonction de protection contre les courts-circuits	61
7.2.3 Fonction de protection contre les défauts de terre	61
7.2.4 Fonction de protection contre les surcharges.....	61
7.2.5 Fonctions de déconnexion	61
7.3 Compatibilité électromagnétique (CEM)	61
7.4 Conditions de défaut de l'ESS stationnaire.....	61
7.5 Caractéristiques mécaniques	62
7.5.1 Généralités.....	62
7.5.2 Mise à la terre	62
7.5.3 Degré de protection	62
7.6 Plaque signalétique	63
7.7 Bornes du circuit principal.....	63
8 Essais	63
8.1 Types d'essais	63

8.1.1	Généralités	63
8.1.2	Essai de type	64
8.1.3	Essai individuel de série	64
8.1.4	Essai de mise en service	64
8.1.5	Catégories d'essai	64
8.2	Essais	65
8.2.1	Examen visuel	65
8.2.2	Essai de degré de protection	65
8.2.3	Essai des accessoires et des composants auxiliaires	65
8.2.4	Essai d'isolement	65
8.2.5	Essai de séquence de démarrage et d'arrêt	66
8.2.6	Vérification des dispositifs de protection	66
8.2.7	Essai de commandes de fonctions de charge/décharge	66
8.2.8	Essai de fonctionnement à puissance réduite	66
8.2.9	Essai d'échauffement	66
8.2.10	Mesurage du rendement en charge-décharge	67
8.2.11	Mesurage du bruit	67
8.2.12	Essai CEM	67
8.2.13	Mesurage d'harmoniques	68
Annexe A (normative)	Méthodes de simulation et de mesure sur site	69
A.1	Généralités	69
A.2	Conception du système pour utiliser le logiciel de simulation	69
A.2.1	Généralités	69
A.2.2	Logiciel de simulation	69
A.2.3	Paramètres d'entrée pour la simulation	69
A.2.4	Évaluation des résultats de la simulation	72
A.3	Validation de l'effet de l'installation d'un ESS réel	72
A.3.1	Généralités	72
A.3.2	Avant l'installation	72
A.3.3	Après l'installation	73
Annexe B (informative)	État de charge (SOC) et état d'énergie (SOE) des batteries et des condensateurs	74
B.1	Contenu de la capacité et de l'énergie	74
B.1.1	Généralités	74
B.1.2	Énergie théorique	75
B.1.3	Énergie assignée	75
B.1.4	Énergie utilisable	75
B.1.5	Capacités théoriques, assignées et utilisables	76
B.2	Contenu du SOC et du SOE	76
B.2.1	Généralités	76
B.2.2	Objectif théorique	77
B.2.3	Objectif commun	77
B.2.4	Objectif efficace ou pratique	77
B.2.5	Coefficient d'utilisation	78
Annexe C (informative)	Exemples de cycles de service	79
Bibliographie		83
Figure 1 – Configuration de système commune de l'ESS stationnaire		54

Figure 2 – Exemple de configuration de système utilisant un convertisseur électronique de puissance	55
Figure 3 – Exemple de configuration de système sans convertisseur électronique de puissance	55
Figure B.1 – Différence de capacité et de contenu énergétique.....	74
Figure C.1 – Cycle de service pour la classe I à la classe III.....	81
Figure C.2 – Cycle de service pour la classe IV à la classe VI	81
Figure C.3 – Cycle de service pour la classe VII et la classe VIII	81
Figure C.4 – Cycle de service pour la classe IX	82
Tableau 1 – Niveau d'immunité	62
Tableau 2 – Liste des essais.....	65
Tableau A.1 – Données opérationnelles.....	70
Tableau A.2 – Données du matériel roulant	71
Tableau A.3 – Données du réseau d'alimentation à courant continu.....	72
Tableau A.4 – Données de mesure	73
Tableau C.1 – Cycle de service	80

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62924:2017

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**APPLICATIONS FERROVIAIRES – INSTALLATIONS FIXES –
SYSTÈME STATIONNAIRE DE STOCKAGE D'ÉNERGIE POUR
LES SYSTÈMES DE TRACTION EN COURANT CONTINU**

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 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 62924 a été établie par le comité d'études 9 de l'IEC: Matériels et systèmes électriques ferroviaires.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
9/2221/FDIS	9/2244/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.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62924:2017

INTRODUCTION

Afin d'économiser les ressources naturelles et lutter contre le réchauffement climatique, des techniques d'économie d'énergie et/ou d'amélioration des caractéristiques environnementales suscitent un grand intérêt. Dans l'industrie ferroviaire, des véhicules ferroviaires électriques équipés de systèmes de freinage par récupération ont été mis en service, non seulement pour économiser l'énergie, mais également pour faciliter la maintenance et réduire les effets néfastes de la chaleur générée au moment du freinage (particulièrement dans les tunnels)

Toutefois, dans le secteur ferroviaire électrique en courant continu, lorsqu'un train régénère de la puissance, cette dernière doit en général être consommée à l'intérieur du réseau à courant continu, les sous-stations d'alimentation à courant continu n'étant en général pas réversibles. Il n'y a aucune garantie que la charge adéquate existe pour les trains en freinage par récupération, et dans un tel cas, le freinage par récupération devient inefficace, en partie ou en totalité. Dans ce cas, le réseau d'alimentation n'est pas réceptif. Les systèmes stationnaires de stockage d'énergie (ESS) comptent parmi les technologies émergentes permettant d'améliorer la réceptivité. Un ESS stationnaire charge l'énergie de récupération lorsque le réseau d'alimentation n'est pas réceptif, et la stocke pour l'utiliser ultérieurement.

Les Normes internationales relatives aux ESS stationnaires n'ont pas été publiées. En attendant que les ESS ne soit largement utilisé, la normalisation internationale relative à la structure de base du système et à la méthode de mesure du rendement, etc. servira de ligne directrice pour les utilisateurs et les fabricants souhaitant introduire l'ESS.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62924:2017

APPLICATIONS FERROVIAIRES – INSTALLATIONS FIXES – SYSTÈME STATIONNAIRE DE STOCKAGE D'ÉNERGIE POUR LES SYSTÈMES DE TRACTION EN COURANT CONTINU

1 Domaine d'application

Le présent document spécifie les exigences et les méthodes d'essai d'un système stationnaire de stockage d'énergie à intégrer dans une installation sur la voie, et utilisé dans le réseau d'alimentation électrique à courant continu. Ce système peut prélever l'énergie électrique du réseau d'alimentation à courant continu, la stocker et la renvoyer au réseau d'alimentation à courant continu, le cas échéant. Le présent document ne s'applique pas aux systèmes de stockage d'énergie embarqués.

Ce document s'applique aux systèmes qui sont installés en vue d'atteindre un ou plusieurs des objectifs suivants.

- Absorption de l'énergie de récupération:
 - utilisation efficace de l'énergie de récupération (économie d'énergie);
 - réduction de la maintenance du matériel roulant (réduction de l'usure des semelles/garnitures de frein, etc.);
 - évitement des effets néfastes de la chaleur générée au moment du freinage (dans les tunnels, par exemple).
- Compensation de puissance:
 - compensation de la tension d'alimentation;
 - réduction de la puissance de crête;
 - réduction des exigences relatives aux caractéristiques assignées du redresseur.

Si ce système est combiné avec une ou plusieurs des fonctions suivantes, ce document peut être utilisé comme guide:

- transmission inverse de la puissance récupérée vers le réseau d'alimentation électrique en amont (onduleur ou sous-stations réversibles);
- utilisation de l'énergie récupérée pour d'autres besoins que le fonctionnement des trains (les installations du poste, par exemple);
- consommation résistive de la puissance récupérée.

Même si le système est censé utiliser les technologies classiques de stockage d'énergie suivantes, le présent document s'applique également à d'autres technologies existantes ou futures:

- batteries (lithium-ion, nickel-métal-hydrure, etc.);
- condensateurs (condensateurs électriques à double couche, condensateurs lithium-ion, etc.);
- volants d'inertie.

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 60146 (toutes les parties), *Convertisseurs à semiconducteurs*

IEC 60529, *Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP)*

IEC 60850, *Applications ferroviaires – Tensions d'alimentation des réseaux de traction*

IEC 61936-1, *Installations électriques en courant alternatif de puissance supérieure à 1 kV – Partie 1: Règles communes*

IEC 61992-7-1:2006, *Applications ferroviaires – Installations fixes – Appareillage à courant continu – Partie 7-1: Appareils de mesure, de contrôle et de protection pour usage spécifique dans les systèmes de traction à courant continu – Guide d'application*

IEC 62236 (toutes les parties), *Applications ferroviaires – Compatibilité électromagnétique*

IEC 62236-1, *Applications ferroviaires – Compatibilité électromagnétique – Partie 1: Généralités*

IEC 62236-5, *Applications ferroviaires – Compatibilité électromagnétique – Partie 5: Emission et immunité des installations fixes d'alimentation de puissance et des équipements associés*

IEC 62590:2010, *Applications ferroviaires – Installations fixes – Convertisseurs électroniques de puissance pour sous-stations*

3 Termes, définitions et abréviations

3.1 Termes and définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés de l'IEC 60146 (toutes les parties) ainsi que les suivants, s'appliquent.

L'ISO et l'IEC maintiennent des bases de données terminologiques pour utilisation dans la normalisation aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia disponible à <http://www.electropedia.org/>
- ISO Plateforme de consultation en ligne <http://www.iso.org/obp>

3.1.1

système de stockage d'énergie

ESS

système pouvant prélever l'énergie électrique du réseau d'alimentation à courant continu, la stocker et la renvoyer au réseau d'alimentation à courant continu, le cas échéant

Note 1 à l'article: L'abréviation «ESS» est dérivée du terme anglais développé correspondant «energy storage system»

3.1.2

freinage par récupération

freinage électrodynamique dans lequel les moteurs de traction fournissent de l'énergie à la ligne de contact ou à des dispositifs d'accumulation d'énergie à bord

Note 1 à l'article: Exemples de dispositifs d'accumulation d'énergie: batteries, volants, etc.

[SOURCE: IEC 60050-811:—, 811-06-25]

3.1.3

énergie de récupération

énergie électrique fournie par les véhicules ferroviaires aux lignes de contact lorsque la puissance est générée par le freinage par récupération

3.1.4

unité de stockage d'énergie

ESU

dispositif vers lequel l'énergie électrique est chargée et à partir duquel l'énergie électrique est déchargée

Note 1 à l'article: L'abréviation «ESU» est dérivée du terme anglais développé correspondant «energy storage unit»

3.1.5

convertisseur électronique de puissance

ensemble fonctionnel assurant la conversion électronique de puissance, constitué d'une ou de plusieurs valves électroniques, de transformateurs et de filtres si nécessaire et éventuellement d'accessoires

[SOURCE: IEC 60050-551:1998, 551-12-01]

3.1.6

caractéristiques de charge-décharge

caractéristiques données au contrôleur de l'ESS visant à gérer correctement l'énergie de l'ESS dans le cycle de service exigé

3.1.7

cycle de service

modèle temporel de la puissance fournie ou renvoyée de/vers le convertisseur électronique de puissance ou l'ESU

3.1.8

capacité de courant de courte durée admissible

capacité à délivrer du courant pendant une courte période de temps spécifiée et dans les conditions spécifiées d'utilisation et de fonctionnement

3.1.9

rendement en charge-décharge

<ESS> rapport entre l'énergie de décharge et l'énergie de charge de l'ESS à ses bornes électriques

Note 1 à l'article: Le rendement est calculé à l'aide de l'équation présentée en 7.1.4.

3.1.10

essai de type

essai de conformité effectué sur une ou plusieurs entités représentatives de la production

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-16]

3.1.11

essai individuel de série

essai de conformité effectué sur chaque entité en cours ou en fin de fabrication

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-17]

3.1.12**essai de mise en service**

essai d'une entité, effectué sur son lieu d'implantation, et destiné à vérifier qu'elle est correctement installée et en bon état de marche

[SOURCE: IEC 60050-151:2001, 151-16-24]

3.1.13**courant de charge du système**

courant circulant du réseau d'alimentation vers l'ESS

3.1.14**courant de décharge du système**

courant circulant de l'ESS vers le réseau d'alimentation

3.1.15**puissance de charge du système**

puissance circulant du réseau d'alimentation vers l'ESS

3.1.16**puissance de décharge du système**

puissance circulant de l'ESS vers le réseau d'alimentation

3.1.17**fin de vie****EOL**

stade auquel l'ESU ne peut pas satisfaire à la fonctionnalité exigée ou au cycle de service exigé, tel que convenu(e) initialement entre l'utilisateur et le fabricant

Note 1 à l'article: L'abréviation «EOL» est dérivée du terme anglais développé correspondant «end of life»

3.1.18**capacité**

charge électrique qui peut être délivrée par l'ESU

Note 1 à l'article: Dans le cas d'une batterie, la charge électrique est souvent exprimée en ampères-heures (Ah).

Note 2 à l'article: Dans le cas d'un condensateur, la charge électrique est souvent exprimée en coulomb (C).

Note 3 à l'article: La capacité (capacitance, en anglais) est mesurée en farad (F), qui est la charge (C) divisée par la tension (V), et qui est différente de la capacité (capacity, en anglais).

3.1.19**capacité théorique**

capacité maximale disponible sans perte

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.17.2]

3.1.20**capacité assignée**

capacité disponible mesurée selon les conditions "assignées" exprimées dans la norme correspondante

Note 1 à l'article: Se référer à l'IEC 62928.

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.17.3]

3.1.21**capacité utilisable**

capacité restante disponible à décharger en fonction des applications

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.17.4]

3.1.22

énergie théorique

énergie maximale disponible sans perte stockée dans l'ESU

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.18.1]

3.1.23

énergie assignée

énergie disponible mesurée selon les conditions "assignées" exprimées dans la norme correspondante

Note 1 à l'article: Les définitions pratiques de l'énergie assignée dépendent des technologies choisies.

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.18.2]

3.1.24

énergie utilisable

énergie restante disponible à décharger en fonction des applications

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.18.3]

3.1.25

état de charge

SOC

capacité de charge disponible, normalement exprimée en pourcentage de la capacité totale telle qu'elle est exprimée dans les normes applicables

Note 1 à l'article: Les définitions pratiques de l'état de charge dépendent des technologies choisies. Le SOC concerne les batteries.

Note 2 à l'article: Pour une description détaillée, voir l'Annexe B.

Note 3 à l'article: L'abréviation «SOC» est dérivée du terme anglais développé correspondant «state of charge».

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.13, modifié – La Note 1 à l'article a été modifiée et les Notes 2 et 3 à l'article ont été ajoutées.]

3.1.26

état d'énergie

SOE

capacité d'énergie disponible, normalement exprimée en pourcentage de l'énergie totale telle qu'elle est exprimée dans les normes applicables

Note 1 à l'article: Les définitions pratiques de l'état d'énergie dépendent des technologies choisies. Le SOE concerne toutes les technologies de stockage.

Note 2 à l'article: Pour une description détaillée, voir l'Annexe B.

Note 3 à l'article: L'abréviation «SOE» est dérivée du terme anglais développé correspondant «state of energy»

[SOURCE: IEC 62864-1:2016, 3.1.14, modifié – La Note 1 à l'article a été modifiée et la Note 2 à l'article a été ajoutée.]

3.1.27

énergie de charge

<ESS> énergie fournie à l'ESS par l'intermédiaire de ses bornes électriques

3.1.28**énergie de décharge**

<ESS> énergie renvoyée par l'ESS par l'intermédiaire de ses bornes électriques

3.1.29**taux d'échange d'énergie**

<ESS> énergie maximale qui peut être chargée dans l'ESS ou déchargée de l'ESS au cours d'une période définie et dans les conditions de caractéristiques assignées

3.1.30**autodécharge**

réduction de charge ou d'énergie d'une ESU, qui se produit au cours d'une période de temps au cours de laquelle aucune énergie n'est chargée dans l'ESU ou déchargée de l'ESU

3.1.31**puissance de maintien**

pertes d'un ESS qui se produit lorsqu'aucune puissance n'est chargée dans l'ESS ni déchargée de l'ESS dans le cadre de son fonctionnement

3.1.32**par unité****p.u.**

méthodologie utilisée pour simplifier les équations et la présentation des paramètres électriques en les exprimant sous la forme d'une fraction d'un paramètre de référence:

$$\text{valeur par unité} = \left(\frac{\text{réelle}}{\text{de base}} \right)$$

où les grandeurs des valeurs réelles et des valeurs de base sont identiques (tension, courant, impédance, par exemple)

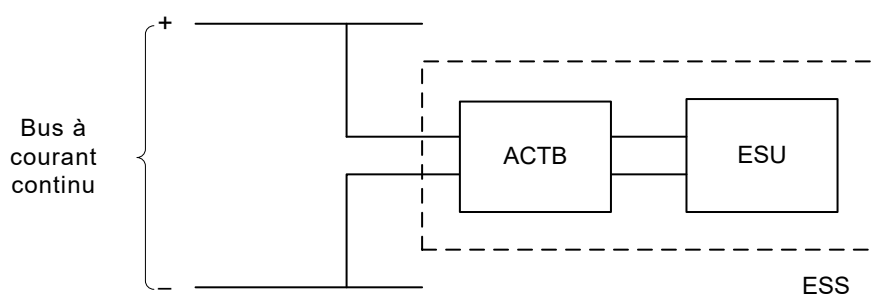
[SOURCE: IEC TR 61000-2-14:2006, 3.13 – Cette source n'existe que dans la langue anglaise.]

3.2 Abréviations

Abréviation	Français	Anglais
ATO	conduite automatique de train	automatic train operation
ATP	protection automatique de train	automatic train protection
BOL	début de vie	beginning of life
DCCB	disjoncteur à courant continu	DC circuit breaker
EDLC	condensateurs électriques à double couche	electric double-layer capacitor
EOL	fin de vie	end of life
ESU	unité de stockage d'énergie	energy storage unit
ESS	système de stockage d'énergie	energy storage system
IP	protection internationale (contre la pénétration) / protection de la pénétration	international protection (against ingress) / ingress protection
SOC	état de charge	state of charge
SOE	état d'énergie	state of energy

4 Configuration des systèmes stationnaires de stockage d'énergie**4.1 Généralités**

Les systèmes stationnaires de stockage d'énergie auxquels s'applique le présent document doivent présenter une configuration de système commune (voir la Figure 1).



ACTB: Appareillage de connexion de l'ESU au bus à courant continu

Figure 1 – Configuration de système commune de l'ESS stationnaire

A la Figure 1, l'ESU peut relever de n'importe quelle technologie de stockage disponible, comme des batteries (lithium-ion, nickel-métal-hydrure, etc.), des condensateurs (condensateurs électriques à double couche, condensateurs lithium-ion, etc.) ou des volants d'inertie. De même, à la Figure 1, il peut exister un large éventail de configurations détaillées appelées ACTB (appareillage de connexion de l'ESU au bus à courant continu).

La configuration de l'ESS doit être classée dans les deux catégories suivantes:

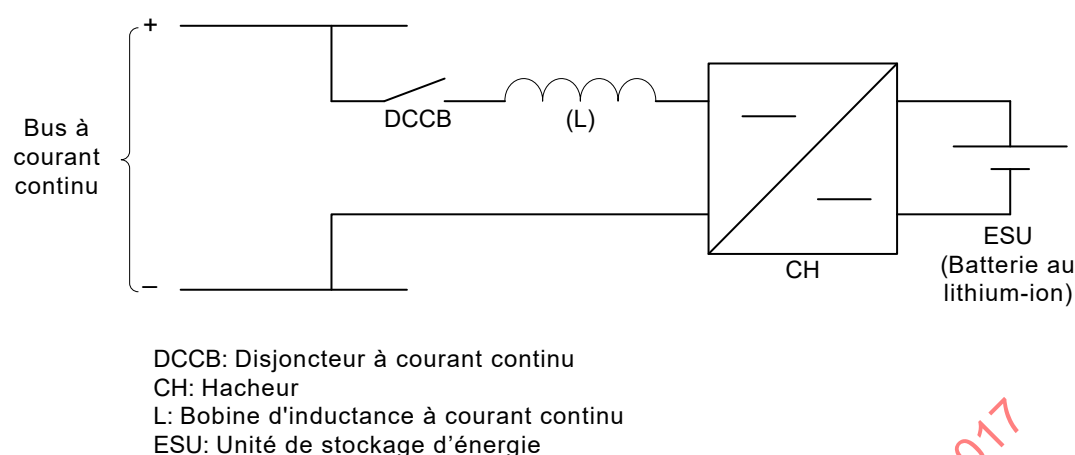
- a) système utilisant un convertisseur électronique de puissance dans l'ACTB; et
- b) système directement connecté sans convertisseur électronique de puissance dans l'ACTB.

Un aperçu de la manière dont un ESS peut être mis en œuvre est donné par deux exemples de configuration détaillés en 4.2 et 4.3, représentant respectivement les catégories a) et b). Ces exemples ne sont pas censés contraindre l'architecture finale de l'ESS.

4.2 Exemple de configuration de système utilisant un convertisseur électronique de puissance

La Figure 2 donne un exemple de configuration de système dans laquelle un convertisseur de puissance et une ESU sont combinés.

Dans cette configuration, les courants de charge et/ou de décharge du système peuvent être commandés par le convertisseur courant continu-courant continu. De même, de nombreux exemples peuvent être trouvés dans lesquels aucune bobine d'inductance L n'est utilisée dans la position représentée à la Figure 2.



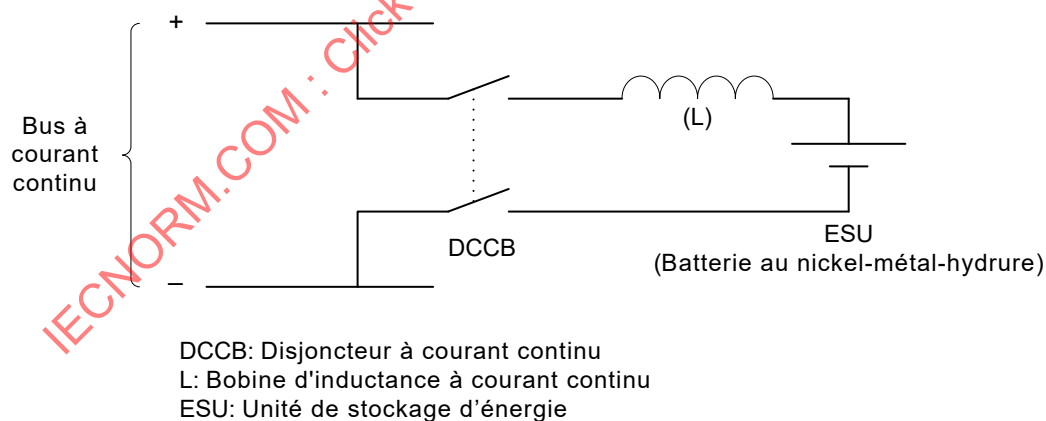
IEC

Figure 2 – Exemple de configuration de système utilisant un convertisseur électronique de puissance

4.3 Exemple de configuration de système sans convertisseur électronique de puissance

La Figure 3 donne un exemple de configuration de système dans laquelle une ESU est utilisée sans convertisseur électronique de puissance.

Dans cette configuration, l'ESS n'a pas les moyens de commander les courants de charge et/ou de décharge du système, lesquels sont déterminés par la tension du réseau d'alimentation et par la tension et la résistance interne de l'ESU. De même, les DCCB sont utilisés sur les connexions côté positif et côté négatif pour améliorer la sécurité.



IEC

Figure 3 – Exemple de configuration de système sans convertisseur électronique de puissance

4.4 Accessoires et composants auxiliaires

Les accessoires et composants auxiliaires et leurs alimentations peuvent faire l'objet de différentes configurations. Des exemples de ce type de composants indispensables à intégrer dans l'ESS stationnaire sont, sans toutefois s'y limiter:

- les dispositifs de commande et de protection;

- les systèmes de refroidissement, y compris, par exemple, les ventilateurs de refroidissement ou les pompes à chaleur; et
- les systèmes de chauffage.

Ces composants peuvent être alimentés en connectant le bloc d'alimentation auxiliaire au même bus à courant continu que le circuit principal de l'ESS stationnaire lui-même ou à l'aide d'une source d'alimentation externe séparée du circuit principal.

5 Conditions de service

5.1 Conditions liées à l'environnement

Les conditions liées à l'environnement spécifiées en 5.2 de l'IEC 62590:2010 doivent être appliquées.

5.2 Conditions de fonctionnement électrique

Les conditions de fonctionnement électrique spécifiées en 5.3 de l'IEC 62590:2010 doivent être appliquées.

6 Investigation avant l'installation de l'ESS stationnaire

6.1 Généralités

Les principaux aspects de conception du système d'un ESS stationnaire sont les suivants:

- a) choix de l'emplacement d'installation et de la capacité de l'ESS;
- b) évaluation des effets positifs de l'introduction d'un ESS;
- c) coordination avec d'autres systèmes;
- d) autres investigations.

L'ESS et le réseau d'alimentation dans lequel il est introduit doivent être conçus à l'aide d'une méthode d'évaluation appropriée. Pour procéder à l'évaluation, il convient d'utiliser un outil de simulation dont la validité a été démontrée dans le cadre de précédents projets ou convenue entre l'utilisateur et le fabricant.

6.2 Choix de l'emplacement d'installation et de la capacité de l'ESS stationnaire

Dans le cadre de la détermination de l'emplacement optimal de l'installation et de la capacité de l'ESS stationnaire, les caractéristiques de charge et de décharge de l'ESU, ainsi que le cycle de service, la capacité assignée et la capacité utile définis en 7.1.1.7, 7.1.1.8 et 7.1.1.9, respectivement, doivent être intégralement pris en compte.

Les méthodes de simulation et/ou de mesure sur le site sont données à l'Annexe A.

Ces décisions peuvent aussi être prises sur la base des données de mesure réelles obtenues lors de l'installation temporaire d'un ESS sur le site.

6.3 Évaluation des effets positifs de l'introduction d'un ESS stationnaire

Si un outil de simulation est utilisé pour évaluer les effets positifs de l'introduction, les résultats de la simulation décrite en 6.2 doivent être utilisés.

Les méthodes de simulation et/ou de mesure sur le site sont données à l'Annexe A.

Ces évaluations peuvent aussi être réalisées sur la base des données de mesure réelles obtenues lors de l'installation temporaire d'un ESS sur le site.

6.4 Coordination avec d'autres systèmes

Lors de l'évaluation du contenu harmonique dans le courant de charge/décharge du système et de ses effets sur d'autres systèmes (notamment les systèmes de signalisation et/ou de communication), un outil de simulation efficace doit être utilisé pour simuler et vérifier les effets avant la livraison de l'ESS, sauf accord contraire entre l'utilisateur et le fabricant.

Ces évaluations peuvent aussi être réalisées en utilisant les données de mesure réelles obtenues en faisant fonctionner un ESS.

Le fabricant doit demander à l'utilisateur d'indiquer la bande de fréquences susceptible d'avoir un impact négatif sur ses systèmes de signalisation et/ou de communication.

7 Exigences de performances

7.1 Exigences générales

7.1.1 Caractéristiques assignées

7.1.1.1 Généralités

Les valeurs assignées de l'ESS sont les valeurs déterminées lors de la conception du système lui permettant de pouvoir délivrer la puissance sans dépasser les valeurs limites spécifiées (y compris celles des parties utilisées) ou sans provoquer de dommages, lorsque le système fonctionne dans les conditions spécifiées.

Sauf spécification contraire, une valeur assignée doit être indiquée sur la plaque signalétique (voir 7.6).

Les paramètres décrits dans les paragraphes 7.1.1.2 à 7.1.1.10 doivent également s'appliquer aux systèmes ne comportant pas de convertisseur électronique de puissance. Pour ce faire, des fonctions de commande exécutées par des convertisseurs électroniques de puissance ne sont pas toujours nécessaires.

7.1.1.2 Tension assignée du système

La tension assignée du système doit être $U_{\max 1}$ (voir l'IEC 60850). Si une autre valeur doit être retenue comme la tension assignée du système afin de choisir une capacité optimale, les détails doivent être précisés et convenus entre l'utilisateur et le fabricant.

7.1.1.3 Courant de charge assigné du système

Le courant de charge assigné du système est défini comme étant le courant de charge maximal du système dans les conditions de fonctionnement normal.

7.1.1.4 Courant de décharge assigné du système

Le courant de décharge assigné du système est défini comme étant le courant de décharge maximal du système dans les conditions de fonctionnement normal.

7.1.1.5 Puissance de charge assignée du système

La puissance de charge assignée du système est définie comme étant le produit de la tension assignée du système (voir 7.1.1.2) et du courant de charge assigné du système (voir 7.1.1.3).

7.1.1.6 Puissance de décharge assignée du système

La puissance de décharge assignée du système est définie comme étant le produit de la tension assignée du système (voir 7.1.1.2) et du courant de décharge assigné du système (voir 7.1.1.4).

7.1.1.7 Cycle de service

Le système doit être spécifié avec le cycle de service exigé, en fonction duquel les opérations de charge et de décharge doivent être réalisées. Ce cycle de service doit être convenu entre l'utilisateur et le fabricant. Des exemples de ces types de cycles de service sont présentés à l'Annexe C.

7.1.1.8 Capacité/énergie assignée

La capacité assignée ou l'énergie assignée est définie en 3.1.20 ou en 3.1.23. Il s'agit de la capacité ou de l'énergie disponible mesurée selon les conditions "assignées" exprimées dans les normes correspondantes.

La capacité assignée ou l'énergie assignée doit être spécifiée avec la puissance de charge/décharge assignée du système.

7.1.1.9 Capacité/énergie de charge/décharge utilisable

La capacité de charge/décharge utilisable ou l'énergie de charge/décharge utilisable est définie en 3.1.21 ou en 3.1.24. Il s'agit de la partie utilisable de la capacité/l'énergie disponible dans une plage prédéfinie de limites de l'état de charge (SOC) ou de tension. Les limites maximales et minimales sont en général des paramètres définis par l'utilisateur ou le fabricant.

La capacité utilisable ou l'énergie utilisable doit être spécifiée avec la puissance de charge/décharge assignée du système.

7.1.1.10 Taux d'échange d'énergie

Le taux d'échange d'énergie, en principe exprimé en kWh/h, doit être déterminé par l'énergie maximale qui peut être chargée dans l'ESS au cours d'une période définie, dans les conditions assignées. Ce paramètre peut être utilisé pour représenter ou évaluer l'aptitude effective de l'ESS à échanger de l'énergie à partir de/vers le réseau d'alimentation à courant continu.

$$\text{Taux d'échange d'énergie} = \frac{\int_0^T P_C(t) dt}{T}$$

où

$P_C(t)$ est la puissance de charge du système à l'instant t dans les conditions assignées; et

T est la période définie pour l'intégration.

NOTE Si la puissance de décharge du système est supérieure à 0, alors $P_C(t) = 0$.

Sauf spécification contraire dans le cadre d'un accord entre l'utilisateur et le fabricant, la durée de la période T doit être 1 h (= 3 600 s).

Le fabricant doit indiquer le cycle de service à utiliser pour évaluer l'équation ci-dessus.

7.1.2 Capacité du système à se conformer au cycle de service spécifié

Lorsque le réseau fonctionne dans les conditions de cycle de service spécifiées, toutes les limites de spécification, y compris celles des parties utilisées, ne doivent pas être dépassées et aucun dommage ne doit se produire.

NOTE Les essais liés à 7.1.2 sont spécifiés en 8.2.7 et 8.2.9.

7.1.3 Capacité de courant de courte durée admissible

Le fabricant doit décrire la capacité de courant de courte durée admissible du système.

Sauf spécification contraire dans le cadre d'un accord entre l'utilisateur et le fabricant, ce dernier doit décrire la capacité de courant de courte durée admissible du système pour les conditions de court-circuit suivantes, selon les spécifications indiquées en 6.7.2.4 de l'IEC 62590:2010:

- après le fonctionnement normal;
- pendant une période de court-circuit de 0,15 s; et
- avec le facteur de 1,6 entre le courant de court-circuit permanent et la valeur de crête du courant de court-circuit.

NOTE L'Annexe A de l'IEC 62589:2010 est citée en référence pour le calcul du courant de court-circuit d'une application donnée.

Il n'est pas exigé que tout convertisseur contrôlé présentant une caractéristique de limitation de courant dispose d'une capacité de courant de courte durée admissible. Ces convertisseurs doivent être équipés d'un dispositif de protection, qui peut détecter une condition de court-circuit dans le système de commutation ou le système d'alimentation, et qu'un dispositif de protection habituel contre les surintensités du câble d'alimentation à courant continu peut ne pas détecter lors de la limitation du courant.

7.1.4 Calcul du rendement en charge-décharge

Le rendement en charge-décharge d'un ESS doit être obtenu pour le cycle de service spécifié ou la série de cycles de service répétés dans la mesure de ce qui a été convenu entre l'utilisateur et le fabricant. Il doit être calculé à l'aide de l'équation suivante:

$$\text{Rendement en charge-décharge} = \frac{\int_{t_S}^{t_E} P_D(t) dt}{\int_{t_S}^{t_E} P_C(t) dt} \times 100 \%$$

où

$P_D(t)$ est la puissance de décharge du système à l'instant t ;

$P_C(t)$ est la puissance de charge du système à l'instant t ;

t_S est le moment de début du cycle de service unique ou le premier des cycles de service répétés;

t_E est le moment de fin du cycle de service unique ou le dernier des cycles de service répétés.

NOTE Si $P_D(t) > 0$, alors $P_C(t) = 0$. Si $P_C(t) > 0$, alors $P_D(t) = 0$.

Dans le calcul du rendement en charge-décharge, il convient que le SOC et/ou le SOE au début et à la fin de chaque cycle de service ou à la fin de tous les cycles de service répétés soient équilibrés par compensation après fonctionnement. La compensation peut être réalisée par charge/décharge hors ligne.

Ce rendement en charge-décharge doit prendre en compte l'autodécharge et/ou la puissance de maintien. La consommation d'énergie au niveau du bloc d'alimentation auxiliaire ne doit pas être prise en compte dans ce calcul, que le bloc d'alimentation auxiliaire reçoive l'énergie du bus à courant continu principal ou d'une autre source externe.

7.1.5 Échauffement

7.1.5.1 Échauffement dans le convertisseur électronique de puissance

L'échauffement de chaque dispositif à semiconducteurs utilisé dans le convertisseur électronique de puissance ne doit pas dépasser la température maximale admissible spécifiée par le fabricant du dispositif à semiconducteurs. La température limite supérieure admissible d'un accessoire ou d'un équipement auxiliaire du convertisseur électronique de puissance doit satisfaire aux normes correspondant à l'équipement.

7.1.5.2 Échauffement dans l'ESU

L'échauffement de l'ESU ne doit pas dépasser la température maximale admissible spécifiée par le fabricant de l'ESU.

7.1.6 Exigences de durée de vie

Il convient de prendre en compte la détermination de la durée de vie de l'ESU. Les données provenant du fabricant du composant peuvent être utilisées. Pour modéliser la durée de vie, le cycle de service doit être pris en compte. La détermination et la modélisation de la durée de vie de l'ESU dépendent de son utilisation et de l'accord convenu entre l'utilisateur et le fabricant des composants de l'ESS (y compris l'ESU) et le fabricant de l'ESS, le cas échéant.

La fin de vie (EOL) est définie en 3.1.17 et doit faire l'objet d'un accord entre l'utilisateur et le fabricant. Pour déterminer les exigences de l'EOL, les exemples suivants sont donnés.

EXEMPLE 1 Définition de l'EOL orientée composant pour l'EDLC: Le vieillissement provoque la diminution de la capacité et l'augmentation de la résistance interne. Par conséquent, l'utilisateur et le fabricant peuvent convenir que "lorsque la capacité est inférieure à un certain pourcentage X de la capacité initiale ou que la résistance interne est Y fois supérieure à la résistance initiale, l'EOL est atteinte". Les valeurs de X , de Y ou d'autres paramètres font l'objet d'un accord entre l'utilisateur et le fabricant, selon le projet.

EXEMPLE 2 Définition de l'EOL orientée composant pour les batteries: De la même manière que l'EDLC, le vieillissement des batteries diminue la capacité et augmente la résistance interne. Par conséquent, l'utilisateur et le fabricant peuvent convenir que "lorsque la capacité est inférieure à un certain pourcentage X de la capacité initiale ou que la résistance interne est Y fois supérieure à la résistance initiale, l'EOL est atteinte". Les valeurs de X , de Y ou d'autres paramètres font l'objet d'un accord entre l'utilisateur et le fabricant, selon le projet.

EXEMPLE 3 Définition de l'EOL orientée cycle de service: En fonction du cycle de service défini par l'utilisateur et de l'estimation de la durée de vie correspondant au cycle de service défini par le fabricant, l'utilisateur et le fabricant peuvent convenir que "lorsque le nombre de cycles de service définis est supérieur à X fois, l'EOL est atteinte." Les valeurs de X ou d'autres paramètres font l'objet d'un accord entre l'utilisateur et le fabricant, selon le projet.

7.2 Fonctions de commande et de protection

7.2.1 Fonctions de commande de charge/décharge

Les fonctions de commande de charge/décharge adaptées aux caractéristiques spécifiques de l'ESU doivent être indiquées.

Les détails des fonctions de commande de charge et de décharge doivent être conformes à l'accord conclu entre l'utilisateur et le fabricant.

Dans tous les cas, le SOC et/ou le SOE de l'ESS doivent être dans les limites de la plage indiquée. La définition de cette plage indiquée doit être convenue entre l'utilisateur et le fabricant.

7.2.2 Fonction de protection contre les courts-circuits

L'ESS doit comporter une protection appropriée contre les courts-circuits.

7.2.3 Fonction de protection contre les défauts de terre

L'ESS doit comporter une protection appropriée contre les défauts de terre.

7.2.4 Fonction de protection contre les surcharges

L'ESS doit comporter une protection appropriée contre les surcharges.

7.2.5 Fonctions de déconnexion

Lors de la maintenance ou pour des raisons de sécurité, tout ou partie de l'ESS, et particulièrement dans son environnement proche, doit pouvoir être déconnecté(e) selon les exigences convenues entre l'utilisateur et le fabricant.

7.3 Compatibilité électromagnétique (CEM)

L'ESS doit satisfaire aux exigences d'immunité et d'émission décrites dans l'IEC 62236 (toutes les parties).

Toutes les exigences supplémentaires doivent être indiquées par l'utilisateur dans les spécifications d'approvisionnement.

Si l'acheminement des câbles, y compris les câbles d'alimentation à courant alternatif et à courant continu, les câbles auxiliaires, les câbles de commande et les câbles de filtrage, est assuré par l'utilisateur ou par un tiers, les instructions fournies par le fabricant de l'ESS et les exigences spécifiées dans l'IEC 62236-5 doivent être satisfaites.

Tous les systèmes de commande ou systèmes de protection doivent être soumis à l'essai individuellement selon les normes correspondantes.

7.4 Conditions de défaut de l'ESS stationnaire

Le fabricant du système doit présenter le principe de conception concernant les différentes défaillances qui peuvent se produire dans le système en indiquant le niveau d'immunité donné au Tableau 1, qui doit faire l'objet d'un accord avec l'utilisateur.

Ce type de défaillances qui peut se produire dans le système doit inclure non seulement une seule défaillance des composants individuels du système, mais également d'autres défaillances qui peuvent se produire en externe, ainsi que la coupure de l'alimentation de commande due, par exemple, à l'interruption de l'alimentation externe ou à un coup de foudre. De plus, les défaillances combinées ci-dessus, telles que spécifiées par l'utilisateur, doivent être incluses.

Le système doit être construit de manière à indiquer les défaillances et à offrir des moyens de commande en cas de défaillance dans le système, en fonction du niveau d'immunité applicable spécifié au Tableau 1.

Tableau 1 – Niveau d'immunité

Niveau d'immunité	Conséquence	Informations et commande
R: Redondance	Pas de conséquence immédiate, performances totales maintenues	Signal d'avertissement
F: Fonctionnel	Performances dégradées (courant admissible réduit, par exemple)	Signal d'avertissement ou signal de déclenchement
T: Déclenchement	Interruption de service due aux dispositifs de protection	Signal de déclenchement
D: Dommages	Interruption de service due à des dommages	Signal de déclenchement

7.5 Caractéristiques mécaniques

7.5.1 Généralités

Le convertisseur électronique de puissance peut être une unité fermée ou une unité ouverte. Le châssis ou l'enveloppe utilisé(e) doit être en métal.

Les enveloppes du convertisseur et de l'ESU doivent être conçues pour permettre un fonctionnement sûr et aisé en utilisation normale, et au cours des services d'inspection et de maintenance, du remplacement des pièces, de la mise à la terre des câbles ou des bus et des essais de tension.

La qualité et le niveau de tous les matériaux utilisés doivent permettre un fonctionnement dans les conditions spécifiées. Une attention particulière doit être portée à l'aptitude à résister à l'humidité et au feu. À moins que la classe de comportement en combustion F0 de l'IEC 61936-1 ne soit acceptable, les matériaux utilisés doivent être en métal ou présenter des propriétés d'autoextinction.

Les matériaux doivent être choisis pour limiter le plus possible la corrosion atmosphérique et la corrosion électrolytique.

7.5.2 Mise à la terre

Pour assurer la sécurité lors des travaux de maintenance, toutes les parties du circuit principal dont l'accès est exigé ou prévu doivent être correctement mises à la terre. Cette exigence ne s'applique pas aux parties qui peuvent être accessibles uniquement après avoir été séparées de l'enveloppe en les retirant ou en les déposant.

Pour le réseau d'alimentation à courant continu, la méthode utilisée pour mettre à la terre l'enveloppe ou le châssis du convertisseur et de l'ESU doit être spécifiée par l'utilisateur conformément à 6.5.8 de l'IEC 61992-7-1:2006.

NOTE Dans le cas d'un réseau d'alimentation à courant continu, le terme "mis à la terre" signifie la connexion à la terre ou au circuit de retour, conformément aux exigences de mise à la terre pour le réseau.

La partie métallique de l'enveloppe ou du châssis doit être connectée à la borne de terre appropriée placée dans une position accessible, de manière à pouvoir connecter la borne à l'installation de mise à la terre principale de la sous-station. Les bornes de terre doivent être correctement protégées contre la corrosion.

7.5.3 Degré de protection

L'utilisateur doit spécifier le degré de protection conformément à l'IEC 60529.

Les trappes de visite et les orifices de ventilation de l'enveloppe doivent être protégés contre l'entrée d'objets étrangers, etc., au moins selon le degré de protection spécifié.

NOTE 1 Sauf accord contraire entre l'utilisateur et le fabricant, le degré de protection de l'enveloppe du convertisseur est censé être valide pour les portes et les parois de l'enveloppe. Concernant les exigences spécifiques relatives au convertisseur en matière de refroidissement, de câbles à courant alternatif et à courant continu et de connexion de bus, l'IP00 est estimé comme étant le degré de protection correspondant aux parties haute et basse de l'enveloppe.

NOTE 2 Pour les convertisseurs installés en intérieur, aucun degré de protection n'est en principe spécifié pour la pénétration d'eau.

7.6 Plaque signalétique

La plaque signalétique de chaque unité de convertisseur à livrer sous forme d'assemblage et de chaque assemblage à livrer individuellement doit comporter les informations suivantes:

- a) nom du fabricant;
- b) numéro du présent document;
- c) type (défini par le fabricant);
- d) numéro de série;
- e) tension assignée du système;
- f) courant de charge assigné du système;
- g) courant de décharge assigné du système;
- h) puissance de charge assignée du système;
- i) puissance de décharge assignée du système;
- j) spécification du cycle de service;
- k) capacité et/ou énergie assignée;
- l) capacité et/ou énergie de charge et de décharge utilisable;
- m) taux d'échange d'énergie;
- n) période d'évaluation de m);
- o) capacité de courant de courte durée admissible;
- p) système de refroidissement;
- q) tension assignée et puissance assignée des auxiliaires.

Autres informations à fournir, si nécessaire:

- r) conditions de refroidissement (température, débit du fluide de refroidissement);
- s) poids, poids du fluide de refroidissement (le cas échéant);
- t) degré de protection (code IP).

7.7 Bornes du circuit principal

Les bornes du circuit principal doivent indiquer la polarité en courant continu.

8 Essais

8.1 Types d'essais

8.1.1 Généralités

Les trois types d'essais suivants sont utilisés:

- a) essai de type;
- b) essai individuel de série;
- c) essai de mise en service.

Si l'utilisateur exige que le fabricant présente des rapports pour chacun de ces essais ou s'il s'avère nécessaire que l'utilisateur assiste aux essais, les éléments soumis à l'essai et les autres détails doivent être déterminés dans le cadre d'une discussion entre l'utilisateur et le fabricant avant la mise en œuvre des essais.

La précision de l'équipement de mesure utilisé dans l'essai doit être d'un niveau suffisamment élevé pour que l'objectif des mesures soit atteint. L'équipement de mesure doit être étalonné lors de l'essai. Ce niveau de précision doit être convenu entre l'utilisateur et le fabricant avant et après l'exécution de tels essais.

8.1.2 Essai de type

L'essai de type est mis en œuvre afin de vérifier les caractéristiques assignées, les caractéristiques et les performances d'un système qui vient d'être développé.

Si le fabricant a préparé un rapport d'essai de type qui couvre tous les éléments soumis à l'essai d'un système similaire, l'essai de type peut être ignoré par suite d'un accord avec l'utilisateur.

8.1.3 Essai individuel de série

Les essais individuels de série sont réalisés pour vérifier que le produit est correctement assemblé et que tous les composants et/ou que le système fonctionne(nt) correctement et en toute sécurité.

Les essais individuels de série doivent être réalisés par le fabricant sur chaque élément. À l'issue de la vérification des performances dans les essais de type, seuls les essais individuels de série doivent être exigés pour les produits suivants conçus de la même manière.

8.1.4 Essai de mise en service

L'essai de mise en service est mis en œuvre sur site afin de vérifier la conformité aux exigences de performances spécifiées par le présent document et/ou d'autres spécifications. Les éléments soumis à l'essai concernés doivent être déterminés par suite d'un accord entre l'utilisateur et le fabricant.

8.1.5 Catégories d'essai

Les catégories d'essai sont données au Tableau 2.

Les spécifications relatives aux exigences particulières de l'utilisateur doivent être convenues entre l'utilisateur et le fabricant.

Tableau 2 – Liste des essais

Élément soumis à l'essai	Essai de type	Essai individuel de série	Essai de mise en service	Paragraphe applicable
Examen visuel	O	O		8.2.1
Essai de degré de protection	O	F		8.2.2
Essai des accessoires et des composants auxiliaires	O	O		8.2.3
Essai d'isolement	O	O		8.2.4
Essai de séquence de démarrage et d'arrêt	O	O	O	8.2.5
Vérification des dispositifs de protection	O	O	O	8.2.6
Essai de commandes de fonctions de charge/décharge	O ^a	O ^a	O ^a	8.2.7
Essai de fonctionnement à puissance réduite	O ^a	O ^a		8.2.8
Essai d'échauffement	O			8.2.9
Mesurage du rendement en charge-décharge	O			8.2.10
Mesurage du bruit	O	F	F	8.2.11
Essai CEM	O			8.2.12
Mesurage des harmoniques	O ^{a,b}	F ^{a,b}	O	8.2.13
O = obligatoire et F = facultatif.				
^a Non applicable à un système sans convertisseur électronique de puissance.				
^b Une vérification basée sur simulation peut être utilisée.				

8.2 Essais

8.2.1 Examen visuel

L'examen visuel doit être réalisé afin de s'assurer que le matériel ou l'assemblage est correctement construit et, dans toute la mesure du possible, qu'il satisfait aux exigences spécifiées. Un examen visuel doit être réalisé pour vérifier les éléments tels que la conformité des plaques signalétiques à 7.6, l'accessibilité pour la maintenance, la sécurité, la conformité des dimensions et leurs tolérances à la conception, etc.

8.2.2 Essai de degré de protection

Le degré de protection, tel qu'il est spécifié en 7.5.3, doit être vérifié selon la méthode et les critères d'essai spécifiés dans l'IEC 60529.

8.2.3 Essai des accessoires et des composants auxiliaires

L'essai de l'accessoire et des composants auxiliaires doit être réalisé selon leurs normes correspondantes.

8.2.4 Essai d'isolement

Les essais d'isolement doivent être réalisés afin de vérifier la condition d'isolement de l'assemblage terminé.

Pour les exigences générales de cet essai, voir l'IEC 62590:2010, 7.2.1.

Pendant l'essai d'isolement, l'ESU doit être déconnectée, sauf si elle est utilisée par une connexion directe à l'alimentation.

8.2.5 Essai de séquence de démarrage et d'arrêt

L'essai de séquence a pour objet de vérifier que la séquence de fonctionnement spécifiée est respectée.

Les séquences de fonctionnement suivantes doivent être vérifiées:

- a) démarrage du système;
- b) arrêt du système;
- c) séquences sur défaillance du système (par exemple, arrêt du système, passage en fonctionnement dégradé, etc.);
- d) autres séquences, selon ce qui a été convenu entre l'utilisateur et le fabricant.

8.2.6 Vérification des dispositifs de protection

Dans la mesure du possible, les dispositifs de protection doivent être vérifiés sans imposer de contraintes à l'ESS et/ou à ses composants au-dessus de leurs valeurs assignées.

Compte tenu du grand nombre de dispositifs de protection et de leurs combinaisons, il n'est pas possible de définir des règles générales de vérification de ces dispositifs. Toutefois, si un dispositif de commande du système est conçu pour protéger le système contre les surcharges et/ou les surdécharges, son aptitude en la matière doit être vérifiée.

Des essais individuels de série doivent être réalisés pour vérifier le fonctionnement des dispositifs de protection. Toutefois, le fonctionnement des dispositifs tels que les fusibles, par exemple, dont le fonctionnement repose sur la destruction du composant d'exploitation peut ne pas être vérifié.

8.2.7 Essai de commandes de fonctions de charge/décharge

L'essai de commandes de fonctions de charge/décharge a pour objet de vérifier que les fonctions de charge/décharge déterminées et convenues entre l'utilisateur et le fabricant sont démontrées.

Compte tenu des nombreuses stratégies et des nombreux schémas de commande de l'ESS, il n'est pas possible d'établir des règles générales d'essai des commandes de fonction de charge/décharge, qui reposent sur le choix de chacun. Par conséquent, la procédure d'essai doit être convenue entre l'utilisateur et le fabricant.

EXEMPLE Un ESS est conçu avec une commande de charge/décharge dans lequel la charge ou la décharge est déclenchée en fonction de la tension de la ligne. Dans l'essai de commandes de fonctions pour cet ESS, comme essai de type, la tension de la ligne est altérée en utilisant une source externe de tension pour tester si la charge ou la décharge est déclenchée au seuil de tension défini avec la précision de tension et le temps de réponse définis.

Cet essai ne s'applique pas aux systèmes directement connectés sans convertisseur électronique de puissance.

8.2.8 Essai de fonctionnement à puissance réduite

Pour l'essai de fonctionnement à puissance réduite du convertisseur électronique de puissance dans l'ESS, voir l'IEC 62590:2010, 7.2.2.

Cet essai ne s'applique pas au système directement connecté sans convertisseur électronique de puissance.

8.2.9 Essai d'échauffement

L'échauffement du convertisseur électronique de puissance et de l'ESU doit être mesuré dans les conditions d'essai correspondant spécifiquement au cycle de service utilisé.

Pour l'essai d'échauffement du convertisseur électronique de puissance dans l'ESS, voir l'IEC 62590:2010, 7.2.5.1. Pour l'essai d'échauffement de l'ESU, voir les normes correspondant à la technologie de stockage utilisée.

8.2.10 Mesurage du rendement en charge-décharge

8.2.10.1 Généralités

Le rendement en charge/décharge de l'ESS dans un cycle de service spécifié doit être mesuré. Pour déterminer le rendement en charge/décharge, les opérations suivantes doivent être réalisées:

- a) la tension et le courant sur les bornes électriques de l'ESS doivent être mesurés;
- b) la puissance passant par les bornes de l'ESS doit être calculée à l'aide de la tension et du courant mesurés; et
- c) la puissance doit être intégrée afin d'obtenir l'énergie correspondant au cycle de service spécifié.

Si cela est exigé, les composants de l'ESS peuvent également être mesurés par suite d'un accord entre l'utilisateur et le fabricant.

8.2.10.2 Préparation

Le niveau initial d'énergie dans l'ESS avant le début du cycle de service spécifié doit être déterminé.

8.2.10.3 Mesurage

Les cycles de service spécifiés doivent être répétés le nombre de fois indiqué afin de mesurer le rendement en charge/décharge.

Après l'essai, l'énergie stockée dans l'ESS et la différence par rapport au niveau initial doivent être mesurées et calculées.

Il convient que le SOC et/ou le SOE au début et à la fin de chaque cycle de service ou à la fin de tous les cycles de service répétés soient équilibrés par compensation après fonctionnement. La compensation peut être réalisée par charge/décharge hors ligne.

Le cycle de service pour les essais doit être le même que celui utilisé pour le calcul du taux d'échange d'énergie (voir 7.1.1.10).

Si cela est exigé, l'utilisateur et le fabricant peuvent convenir d'utiliser différents cycles de service à cet effet.

8.2.10.4 Calcul du rendement en charge/décharge de l'ESS

Le rendement en charge/décharge doit être calculé par l'équation spécifiée en 7.1.4 à l'aide des résultats de mesure.

8.2.11 Mesurage du bruit

Les conditions d'essai et les méthodes d'essai pour le mesurage du bruit doivent être déterminées dans le cadre d'un accord entre l'utilisateur et le fabricant.

8.2.12 Essai CEM

Cet essai doit être réalisé conformément à l'IEC 62236-1 et à l'IEC 62236-5.

La compatibilité avec d'autres systèmes (des systèmes de signalisation, par exemple) doit être convenue entre l'utilisateur et le fabricant.

8.2.13 Mesurage d'harmoniques

8.2.13.1 Généralités

Le mesurage d'harmoniques doit être réalisé en tant qu'essai de type et qu'essai de mise en service.

Avant de procéder à ce mesurage, il doit être confirmé que la fréquence de commutation du convertisseur électronique de puissance ne gênera pas d'autres systèmes, tels que les systèmes de signalisation.

Ce mesurage peut aussi être réalisé comme l'essai individuel de série, selon l'accord conclu entre l'utilisateur et le fabricant. Dans ce cas, il doit être réalisé en appliquant le courant assigné en fonction du cycle de service spécifié.

Au moins deux mesurages séparés doivent être effectués, un quand l'ESS est en charge et l'autre est en décharge.

Les résultats de simulation peuvent être utilisés pour réaliser ces mesurages comme l'essai de type et l'essai individuel de série selon l'accord conclu entre l'utilisateur et le fabricant.

8.2.13.2 Essai de type

Le mesurage doit être effectué pour obtenir les caractéristiques d'harmoniques. Cela peut être réalisé conjointement avec l'essai défini en 8.2.12.

Des exigences supplémentaires pour l'essai de type peuvent être fixées selon l'accord conclu entre l'utilisateur et le fabricant.

8.2.13.3 Essai de mise en service

Le mesurage doit être effectué pour démontrer qu'aucune interférence n'est causée à d'autres systèmes, tels que les systèmes de signalisation.

Pour les exigences sur les contenus de l'harmonique aux terminaux de l'ESS, se référer à 8.2.12. Toutes les autres exigences peuvent être fixées selon l'accord conclu entre l'utilisateur et le fabricant.

Ce mesurage doit aussi être réalisé pour un système de type de connexion directe, car les phénomènes transitoires dans le système lors de la charge et de la décharge peuvent avoir des effets sur d'autres systèmes.