

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Fuel cell technologies –

**Part 8-301: Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode –
Power-to-methane energy systems based on solid oxide cells including
reversible operation – Performance test methods**

Technologies des piles à combustible –

**Partie 8-301: Systèmes de stockage de l'énergie utilisant des modules à piles à
combustible en mode inverse – Systèmes de conversion de l'énergie en
méthane à base de piles à oxyde solide, comprenant le fonctionnement
réversible – Méthodes d'essai des performances**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2023 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 300 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 19 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 300 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 19 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Fuel cell technologies –

**Part 8-301: Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode –
Power-to-methane energy systems based on solid oxide cells including
reversible operation – Performance test methods**

Technologies des piles à combustible –

**Partie 8-301: Systèmes de stockage de l'énergie utilisant des modules à piles à
combustible en mode inverse – Systèmes de conversion de l'énergie en
méthane à base de piles à oxyde solide, comprenant le fonctionnement
réversible – Méthodes d'essai des performances**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.070

ISBN 978-2-8322-6860-5

**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.....	3
INTRODUCTION.....	5
1 Scope.....	6
2 Normative references	7
3 Terms, definitions, abbreviated terms and symbols.....	8
3.1 Terms and definitions.....	8
3.2 Abbreviated terms and symbols	13
3.2.1 Abbreviated terms	13
3.2.2 Symbols	13
4 Power-to-methane system based on SOC.....	18
5 Reference conditions	19
5.1 Temperature and pressure	19
5.2 Heating value base	19
6 Instrumentation and measurement methods.....	19
6.1 General.....	19
6.2 Instrument uncertainty	20
6.3 Measurement methods.....	21
6.3.1 Measurement methods for testing the power-to-methane energy system	21
6.3.2 Measurement methods for testing components	24
7 Test methods and procedures.....	27
7.1 General.....	27
7.2 System performance tests.....	27
7.2.1 Start-up test.....	27
7.2.2 Performance tests at rated operation	28
7.2.3 Performance test at power input variation	32
7.2.4 Shutdown test.....	33
7.3 Performance test for components.....	33
7.3.1 SOC cell/stack assembly unit.....	33
7.3.2 Methanation reactor.....	42
8 Test report.....	45
8.1 General.....	45
8.2 Title page.....	45
8.3 Table of contents	45
8.4 Summary report	46
Annex A (informative) Guidelines for the contents of detailed and full reports	47
A.1 General.....	47
A.2 Detailed report	47
A.3 Full report	47
Bibliography.....	48
Figure 1 – Process schematic of the scope of IEC 62282-8-301	7
Figure 2 – Schematic of the physical interfaces of the system.....	20
Figure 3 – Testing system.....	34
Figure 4 – Test environment and interfaces between SOC cell/stack, methanation reactor and experimental set-up.....	36
Table 1 – Symbols	13

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

Part 8-301: Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode – Power-to-methane energy systems based on solid oxide cells including reversible operation – Performance test methods

FOREWORD

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

IEC 62282-8-301 has been prepared by IEC technical committee 105: Fuel cell technologies. It is an International Standard.

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

Draft	Report on voting
105/968/FDIS	105/983/RVD

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

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

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

A list of all parts in the IEC 62282 series, published under the general title *Fuel cell technologies*, can be found on the IEC website.

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-8-301:2023

INTRODUCTION

This part of IEC 62282 describes performance evaluation methods for electric energy conversion systems based on power-to-methane systems using solid oxide cells (SOCs) and methanation reactors.

A typical application of the power-to-methane systems is an electrolytic production of methane as the energy carrier suitable for a large-scale, long-term storage and transportation.

The combustion heat of methane per mol is about three times larger than that of hydrogen. Methane is easily liquefied, which makes it suitable for storage and transportation via existing infrastructures for natural gas (tanks, pipelines, tankers, or trucks) as well as for being easily utilized by conventional equipment. Also, the use of "green methane" (produced by renewable electricity) or "carbon neutral methane" in place of "fossil methane" is a promising option in the near future.

The IEC 62282-8 series aims to develop performance test methods for power storage and buffering systems based on electrochemical modules (combining electrolysis and fuel cells, in particular reversible cells), taking into consideration both options of re-electrification and substance (and heat) production for the sustainable integration of renewable energy sources.

Under the general title "Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode", the IEC 62282-8 series consists of the following parts:

- IEC 62282-8-101: Test procedures for the performance of solid oxide single cells and stacks, including reversible operation
- IEC 62282-8-102: Test procedures for the performance of single cells and stacks with proton exchange membrane, including reversible operation
- IEC 62282-8-103¹: Alkaline single cell and stack performance including reversible operation
- IEC 62282-8-201²: Test procedures for the performance of power-to-power systems
- IEC 62282-8-202³: Power-to-power systems – Safety
- IEC 62282-8-3xy (all parts): Power-to-substance systems

As a priority dictated by the emerging needs for industry and the opportunities for technological development, IEC 62282-8-101, IEC 62282-8-102 and IEC 62282-8-201 were initiated jointly.

This document is the first of the IEC 62282-8-3xy series.

¹ Under consideration.

² Second edition under preparation. Stage at the time of publication: IEC CDV 62282-8-201:2023.

³ Under consideration.

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

Part 8-301: Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode – Power-to-methane energy systems based on solid oxide cells including reversible operation – Performance test methods

1 Scope

This part of IEC 62282 specifies performance test methods of power-to-methane systems based on solid oxide cells (SOCs). Water, CO₂, and electricity are supplied to the system to produce methane and oxygen.

This document is not intended to be applied to solid oxide fuel cell (SOFC) cell/stack assembly units for power generation purposes only, since these are covered in IEC 62282-7-2. In addition, the test methods for SOC cell/stack assembly units including reversible operation (without any methanation reactor) are already described in IEC 62282-8-101. Users can substitute the selected test methods of this document with the equivalent test methods given in IEC 62282-8-101 (solid oxide electrolysis cell (SOEC) to produce H₂ only as well as SOFC operation mode and reversible mode) and in IEC 62282-7-2 (SOFC mode only).

This document covers two types of processes as shown in Figure 1:

- Case 1: Steam and CO₂ are introduced into the SOC (co-electrolysis process), and the product gas (mainly, H₂ + CO) is supplied to a methanation reactor (catalytic reactor);
- Case 2: Steam is introduced into the SOC to generate H₂, which is supplied into a methanation reactor with CO₂.

Besides these two cases, the methanation catalyst can be integrated within the SOC, but this case is not within the scope of this document. This document provides, for testing systems, information on instruments and specifies measurement methods to test the performance of SOC cell/stack assembly units and of the methanation reactor for energy conversion purposes. To produce CH₄ from water and CO₂, the SOC is operated in electrolysis mode (solid oxide electrolysis cell (SOEC)). The SOC can be operated either in fuel cell mode (SOFC) or in reversible operation mode or both. In this document, the system is considered not to have components which store electricity, fluids, or heat.

This document is intended to be used for data exchanges in commercial transactions between the system manufacturers and customers. Users of this document can selectively execute test items suitable for their purposes from those described in this document.

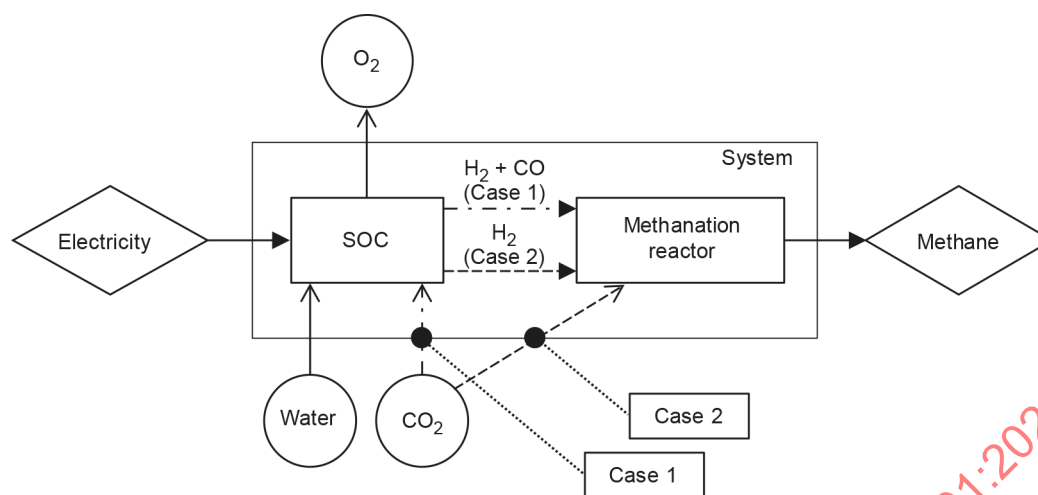


Figure 1 – Process schematic of the scope of IEC 62282-8-301

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 60584-1, *Thermocouples – Part 1: EMF specifications and tolerances*

IEC 60584-3, *Thermocouples – Part 3: Extension and compensating cables – Tolerances and identification system*

IEC 61515, *Mineral insulated metal-sheathed thermocouple cables and thermocouples*

IEC 62282-7-2:2021, *Fuel cell technologies – Part 7-2: Test methods – Single cell and stack performance tests for solid oxide fuel cells (SOFC)*

IEC 62282-8-101:2020, *Fuel cell technologies – Part 8-101: Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode – Test procedures for the performance of solid oxide single cells and stacks, including reversible operation*

ISO 5167-1, *Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 1: General principles and requirements*

ISO 5168, *Measurement of fluid flow – Procedures for the evaluation of uncertainties*

ISO 6141, *Gas analysis – Contents of certificates for calibration gas mixtures*

ISO 6142-1, *Gas analysis – Preparation of calibration gas mixtures – Part 1: Gravimetric method for Class I mixtures*

ISO 6143, *Gas analysis – Comparison methods for determining and checking the composition of calibration gas mixtures*

ISO 6145-7, *Gas analysis – Preparation of calibration gas mixtures using dynamic methods – Part 7: Thermal mass-flow controllers*

ISO 6974 (all parts), *Natural gas – Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography*

ISO 6975, *Natural gas – Extended analysis – Gas-chromatographic method*

ISO 7066-2, *Assessment of uncertainty in the calibration and use of flow measurement devices – Part 2: Non-linear calibration relationships*

ISO 8573-1, *Compressed air – Part 1: Contaminants and purity classes*

ISO 8756, *Air quality – Handling of temperature, pressure and humidity data*

ISO 10101 (all parts), *Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method*

ISO 11541, *Natural gas – Determination of water content at high pressure*

3 Terms, definitions, abbreviated terms and symbols

3.1 Terms and definitions

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

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

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

3.1.1

active electrode area

effective electrode area

geometric area of the electrode where the electrochemical reaction takes place

Note 1 to entry: Usually this corresponds to the smaller of the two areas of negative electrode or positive electrode.

Note 2 to entry: Area perpendicular to the ionic current flow, usually expressed in m^2 or cm^2 .

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.1]

3.1.2

additional gas

gas added to the product gas from the negative electrode for the reaction in the methanation reactor

Note 1 to entry: For Case 2 in Figure 1, the additional gas is CO_2 .

Note 2 to entry: For Case 1 in Figure 1 (co-electrolysis mode), CO_2 or H_2 or both can be added to convert the product gas from the negative electrode into CH_4 efficiently.

3.1.3

area-specific resistance

ASR

internal resistivity of any component of a cell or a stack, including the change of potential due to the electrochemical reaction

Note 1 to entry: It is normalized by the active electrode area and is expressed in $\Omega \cdot \text{m}^2$ or $\Omega \cdot \text{cm}^2$.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.2]

3.1.4**catalyst**

substance that accelerates a reaction without being consumed itself

[SOURCE: IEC 60050-485:2020, 485-01-01, modified – "electrochemical reaction" has been replaced by "reaction" and Note 1 and Note 2 have been deleted.]

3.1.5**cell**

single cell

basic unit of a solid oxide cell

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.7, modified – "cell" has become a preferred term.]

3.1.6**cold state**

state of a power-to-methane system at ambient temperature with no power input or output

Note 1 to entry: The cold state can come after the storage state during cooling-down of the system.

[SOURCE: IEC 60050-485:2020, 485-21-01, modified – "fuel cell power system" has been replaced by "power-to-methane system" and the Note to entry has been added.]

3.1.7**compression force**

axial load

compressive load applied to the single cell or to the end plates of a planar SOC stack to ensure electric contact and gas tightness

Note 1 to entry: The compression force is in practice expressed in N.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.7, modified – The preferred term "axial load" has become an admitted term and the admitted term "compression force" has become a preferred term.]

3.1.8**conditioning**

preliminary step of treatment that is required to properly operate a SOC and is usually realized by following a protocol specified by the manufacturer

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.8, modified – The Note 1 to entry has been deleted.]

3.1.9**conversion of CO₂ into CH₄**

catalytic conversion percentage of carbon dioxide into methane in the methanation reactor

3.1.10**conversion of H₂ into CH₄**

catalytic conversion percentage of hydrogen into methane in the methanation reactor

3.1.11**current density**

electric current per unit active area of the electrode

Note 1 to entry: The current density is expressed in A/m² or A/cm².

[SOURCE: IEC 60050-485:2020, 485-12-01, modified – "of the electrode" has been added and the domain has been deleted.]

3.1.12

electrode gas

gas present at the positive or negative electrode

Note 1 to entry: Electrode gases can be reactants, products or inert gas.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.14]

3.1.13

interconnector

interconnect

electronically conductive and gas-tight component connecting single cells in a stack

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.4, modified – "electronically" has been added and the Notes to entry have been deleted.]

3.1.14

methanation reactor

catalytic reactor which converts CO_2 , CO , and H_2 into CH_4

3.1.15

negative electrode

electrode at which fuel (reductant) gas is consumed or produced

Note 1 to entry: In the case of electrolysis mode with an oxide-ion conducting electrolyte such as yttria-stabilized zirconia in a SOC, steam is reduced to produce hydrogen or a mixture of steam and CO_2 is reduced to produce H_2 + CO .

Note 2 to entry: In the case of electrolysis mode for a proton conducting SOC, the negative electrode gas is hydrogen or inert gas or both (Case 2 in Figure 1) or a mixture of hydrogen, CO_2 and inert gas (Case 1, co-electrolysis).

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.19, modified – "(reductant)" has been added and the three Notes to entry have been replaced with two new Notes to entry.]

3.1.16

positive electrode

electrode at which oxygen is consumed or produced

Note 1 to entry: In the case of electrolysis mode for an oxide-ion conducting SOC, the positive electrode gas is usually air to carry the generated oxygen.

Note 2 to entry: In the case of electrolysis mode for a proton conducting SOC, the positive electrode gas is steam or a mixture of steam and inert gas to carry the generated oxygen.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.21, modified – The three Notes to entry have been replaced with two new Notes to entry.]

3.1.17

protection gas

mixture of hydrogen and inert gas (usually argon or nitrogen) to protect the transition metal-containing negative electrodes of the SOC and the catalyst in the methanation reactor from being re-oxidized in case of abnormal operating conditions (e.g. electrode gas interruption, emergency stop of the test station)

3.1.18

rated conditions

recommended operation conditions (e.g. current, power) as specified by the manufacturer, at which the SOC system has been designed to operate

3.1.19**reversible mode**

regenerative mode

operation mode of a solid oxide cell which alternates between fuel cell mode and electrolysis mode (Re-SOC)

Note 1 to entry: The term "reversible" in this context does not refer to the thermodynamic principle of an ideal process.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.26]

3.1.20**shutdown time**

time required for shutdown from the rated state to the cold state

Note 1 to entry: The shutdown time is expressed in s, min, or h.

3.1.21**shutdown energy**

total energy input during shutdown from the rated state to the cold state

Note 1 to entry: The shutdown energy is expressed in kJ.

3.1.22**solid oxide cell**

SOC

electrochemical cell composed of three functional elements (negative electrode, electrolyte and positive electrode)

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.28, modified – "based on ceramic oxide materials" and the three Notes to entry have been deleted.]

3.1.23**solid oxide electrolysis cell**

SOEC

SOC operated in electrolysis mode

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.29, modified – "i.e. reversed fuel cell mode" and the three Notes to entry have been deleted.]

3.1.24**solid oxide fuel cell**

SOFC

SOC operated in fuel cell mode

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.30, modified – Note 1 to entry has been deleted.]

3.1.25**space velocity**

quotient of the entering volumetric flow rate of the reactants divided by the volume of the catalyst bed

Note 1 to entry: The space velocity is expressed in 1/s.

3.1.26

stable state

condition of a cell/stack assembly unit at which the unit is stable enough for any controlling parameter and the output voltage or output current of the unit to remain within its tolerance range of variation

[SOURCE: IEC 62282-7-2:2021, 3.1.9]

3.1.27

stack

assembly of cells, interconnectors, cooling plates, manifolds and a supporting structure

[SOURCE: IEC 60050-485:2020, 485-06-01, modified – The first preferred term "fuel cell stack" has been deleted, "separators" has been replaced by "interconnectors" and "that electrochemically converts, typically, hydrogen-rich gas and air reactants to DC power, heat and other reaction products" has been deleted.]

3.1.28

start-up time

time required for start-up from the cold state to the rated state

Note 1 to entry: The start-up time is expressed in s, min, or h.

3.1.29

start-up energy

total energy input during start-up from the cold state to the rated state

Note 1 to entry: The start-up energy is expressed in kJ.

3.1.30

storage state

state of a power-to-methane system being non-operational and possibly requiring, under conditions specified by the manufacturer, the input of thermal and electric energy, or an inert atmosphere, or any combination thereof, in order to prevent deterioration of the components and to energize the control systems

[SOURCE: IEC 60050-485-21-06, modified – "fuel cell power system" has been replaced by "power-to-methane system" and "to energize the control systems" has been added.]

3.1.31

sweep gas

gas supplied to the positive electrode compartment of the SOC to carry the generated oxygen

Note 1 to entry: Air is frequently used as the sweep gas in the case of an oxide-ion conduction SOC to carry generated O_2 gas. For a proton-conducting SOC, steam or a mixture of steam and inert gas is supplied to carry the generated O_2 .

3.1.32

test input parameter

TIP

parameter whose values can be set in order to define the test conditions of the test system including the operating conditions of the test object

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.33, modified – The Note 1 to entry has been deleted.]

3.1.33**test output parameter**

TOP

parameter that indicates the response of the test system/test object as a result of variation of TIPs

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.34, modified – The Note 1 to entry has been deleted.]

3.2 Abbreviated terms and symbols**3.2.1 Abbreviated terms**

AC	alternating current
ASR	area-specific resistance
CE	current efficiency
DC	direct current
DR	degradation rate
FT	Fischer Tropsch
GWP	global warming potential
HHV	higher heating value
LHV	lower heating value
P2G	power-to-gas
SOC	solid oxide cell
SOEC	solid oxide electrolysis cell
SOFC	solid oxide fuel cell
Re-SOC	reversible solid oxide cell
STP	standard temperature and pressure
SV	space velocity
TIP	test input parameter
TOP	test output parameter

3.2.2 Symbols

Table 1 lists the symbols and units that are used in this document.

Table 1 – Symbols

Symbol	Definition	Unit(s)
A_{active}	Active (geometric) area of the cell/stack electrode(s)	m ² , cm ²
c	Concentration	
c_i	Molar concentration of component i	mol/m ³
C_p	Heat capacity	
$C_{p,c}$	Heat capacity of the heat transfer fluid at standard pressure	J/(kg · K)
$C_{p,i}$	Heat capacity of component i at standard pressure	J/(kg · K)
E	Energy	
$E_{\text{el,in}}$	Electric energy input to the system	kJ
$E_{\text{el,out}}$	Electric energy output from the system	kJ
$E_{\text{sp,CH}_4}$	Specific electric energy consumed for producing a unit volume of CH ₄	kJ/m ³

Symbol	Definition	Unit(s)
E_{st}	Start-up energy of the system	kJ
E_{sd}	Shutdown energy of the system	kJ
F	Faraday constant, force	
F	Faraday constant (96 485,3)	C/mol
F_{comp}	Compression force applied onto the cell/stack	N
f	Frequency	
f	Excitation frequency for impedance measurement	Hz
H	Higher heating value	
H_{CH_4}	Higher heating value of methane	kJ/mol
I, J	Current, current density	
I_{AC}	Alternating current (AC current) supplied to the system	A
I_{cell}	Cell current	A
I_{DC}	DC current supplied to the system	A
I_{stack}	Stack current	A
I_{pk}	Amplitude of alternating current	A
J	Current density	A/m ² , A/cm ²
δJ	Differential change in current density	A/m ² , A/cm ²
N, n	Number of items	
N_{cell}	Number of cells in the assembly unit	
n	Number of carbon atoms in a hydrocarbon molecule	
P	Power	
P_{AC}	AC electric power supplied to the system	W
P_{DC}	DC electric power supplied to the system	W
$P_{th,MR}$	Heat (thermal power) recovery rate at the methanation reactor	kJ/s
$P_{th,sys,in}$	Sum of heat (thermal power) input rate of all heat transferring fluids of the system	kJ/s
$P_{th,sys,out}$	Sum of heat (thermal power) output rate of all heat transferring fluids of the system	kJ/s
$\Delta P_{th,sys}$	Heat (thermal power) balance of the system	kJ/s
p	Pressure	
$p_{neg,in}$	Pressure of negative electrode gas at cell/stack inlet	kPa
$p_{neg,out}$	Pressure of negative electrode gas at cell/stack outlet	kPa
$p_{pos,in}$	Pressure of positive electrode gas at cell/stack inlet	kPa
$p_{pos,out}$	Pressure of positive electrode gas at cell/stack outlet	kPa
p_{ad}	Pressure of the additional gas	kPa
$p_{MR,in}$	Pressure of gas at methanation reactor inlet	kPa
$p_{MR,out}$	Pressure of gas at methanation reactor outlet	kPa
p_0	Standard pressure (101,325)	kPa
V	Volume	
V_{cat}	volume of the catalyst bed	m ³

Symbol	Definition	Unit(s)
Q_{th}	Heat (thermal) energy	
$Q_{th,in}$	Heat (thermal) energy input to the system	kJ
$Q_{th,out}$	Heat (thermal) energy output from the system	kJ
q_m	Mass flow rate	
$q_{m,c}$	Mass flow rate of heat recovery fluid	kg/s
q_V	Volumetric flow rate	
$q_{V,H}$	Volumetric flow rate of heat transfer fluid (at STP)	m ³ /s
$q_{V,neg,in}$	Total volumetric flow rate at negative electrode inlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,pos,in}$	Total volumetric flow rate at positive electrode inlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,neg,out}$	Total volumetric flow rate at negative electrode outlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,pos,out}$	Total volumetric flow rate at positive electrode outlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,ad}$	Total volumetric flow rate of the additional gas (at STP)	m ³ /s
$q_{V,MR,in}$	Total volumetric flow rate at methanation reactor inlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,MR,out}$	Total volumetric flow rate at methanation reactor outlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,i,neg,in}$	Volumetric flow rate of gas component i at negative electrode inlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,i,pos,in}$	Volumetric flow rate of gas component i at positive electrode inlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,i,neg,out}$	Volumetric flow rate of gas component i at negative electrode outlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,i,pos,out}$	Volumetric flow rate of gas component i at positive electrode outlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,i,ad}$	Volumetric flow rate of gas component i in the additional gas (at STP)	m ³ /s
$q_{V,i,MR,in}$	Volumetric flow rate of gas component i at methanation reactor inlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,i,MR,out}$	Volumetric flow rate of gas component i at methanation reactor outlet (at STP)	m ³ /s
$q_{V,product,sys,out}$	Total volumetric flow rate of product gas at the outlet of the system (at STP)	m ³ /s
$q_{V,i,sys,out}$	Volumetric flow rate of gas component i at the outlet of the system (at STP)	m ³ /s
$q_{V,i,sys,in}$	Volumetric flow rate of gas component i at the inlet of the system (at STP)	m ³ /s
R	Resistance, universal gas constant	
R	Resistance	Ω
R_{ASR}	Area-specific resistance	Ω · m ² , Ω · cm ²
R_{ohm}	Ohmic resistance	Ω
$R_{non-ohm}$	Non-ohmic resistance	Ω
R_g	Universal gas constant (8,314 5)	J/(mol · K)
r	Production rate of gas	
r_i	Production rate of gas component i at electrode outlet (at STP)	m ³ /s
$r_{H_2,neg,out}$	Production rate of hydrogen gas at negative electrode outlet (at STP)	m ³ /s
$r_{H_2,eq,neg,out}$	Production rate of gas equivalent to hydrogen at negative electrode outlet (at STP)	m ³ /s

Symbol	Definition	Unit(s)
SV	Space velocity	
SV	quotient of the entering volumetric flow rate of reactants divided by the volume of the catalyst bed	1/s
T	Temperature	
$T_{c,in}$	Temperature of the heat recovery fluid at the inlet of the methanation reactor	K
$T_{c,out}$	Temperature of the heat recovery fluid at the outlet of the methanation reactor	K
$T_{cell/stack}$	Temperature of the cell or stack	K
$T_{stack,av}$	Average temperature of the stack	K
$T_{stack,intern}$	Internal stack temperature	K
T_{BP}	Temperature of the bottom plate	K
T_{TP}	Temperature of the top plate	K
$T_{furnace}$	Temperature of the furnace	K
$T_{neg,in}$	Temperature of negative electrode gas stream at cell/stack inlet	K
$T_{pos,in}$	Temperature of positive electrode gas stream at cell/stack inlet	K
$T_{neg,out}$	Temperature of negative electrode gas stream at cell/stack outlet	K
$T_{pos,out}$	Temperature of positive electrode gas stream at cell/stack outlet	K
$T_{PH,neg}$	Temperature of the pre-heater for preheating the negative electrode gas stream	K
$T_{PH,pos}$	Temperature of the pre-heater for preheating the positive electrode gas stream	K
T_{ad}	Temperature of the additional gas stream	K
$T_{H,in}$	Temperature of heat transfer fluid input	K
$T_{H,out}$	Temperature of heat transfer fluid output	K
$T_{PH,ad}$	Temperature of the pre-heater for preheating the additional gas stream	K
$T_{MR,in}$	Temperature of gas stream at methanation reactor inlet	K
$T_{MR,out}$	Temperature of gas stream at methanation reactor outlet	K
$T_{PH,MR}$	Temperature of the pre-heater for preheating the methanation reactor gas stream	K
T_0	Standard temperature (273,15)	K
t	Time	s, min, h
t_{acq}	Data acquisition time	s, min, h
t_{dur}	Measurement duration	s, min, h
t_{eq}	Equilibration time	s, min, h
t_{op}	Duration time of operation at given conditions	s, min, h
t_0	Initial time	-
t_1	End time	-
t_{MR}	Residence time for the methanation reactor	s
V	Voltage	
V_{AC}	AC voltage supplied to the system	V
V_{cell}	Voltage of the cell	V

Symbol	Definition	Unit(s)
$V_{\text{cell,av}}$	Average cell voltage	V
V_{DC}	DC voltage supplied to the system	V
V_{stack}	Voltage of the stack	V
V_{pk}	Amplitude of alternating voltage	V
V_{th}	Thermodynamic voltage based on HHV or LHV	V
x	Fraction	
x_i	Molar fraction of component i	mol/mol
$x_{i,\text{neg,in}}$	Molar fraction of component i in the negative electrode gas stream inlet at cell/stack	mol/mol
$x_{i,\text{neg,out}}$	Molar fraction of component i in the negative electrode gas stream outlet at cell/stack	mol/mol
$x_{i,\text{pos,in}}$	Molar fraction of component i in the positive electrode gas stream inlet at cell/stack	mol/mol
$x_{i,\text{pos,out}}$	Molar fraction of component i in the positive electrode gas stream outlet at cell/stack	mol/mol
$x_{i,\text{ad}}$	Molar fraction of component i in the additional gas stream	mol/mol
$x_{i,\text{MR,in}}$	Molar fraction of component i in the gas stream at methanation reactor inlet	mol/mol
$x_{i,\text{MR,out}}$	Molar fraction of component i in the gas stream at methanation reactor outlet	mol/mol
$x_{i,\text{sys,in}}$	Molar fraction of component i in the product gas at system inlet	mol/mol
$x_{i,\text{sys,out}}$	Molar fraction of component i in the product gas at system outlet	mol/mol
$x_{m,i}$	Mass fraction of component i	kg/kg
$x_{\text{H}_2\text{O}}$	Steam molar fraction	mol/mol
x_{H_2}	Hydrogen molar fraction	mol/mol
x_{CO_2}	CO ₂ molar fraction	mol/mol
x_{CO}	CO molar fraction	mol/mol
x_{O_2}	Oxygen molar fraction	mol/mol
y	Conversion	
$y_{\text{CH}_4/\text{H}_2}$	Conversion of H ₂ into CH ₄	%
$y_{\text{CH}_4/\text{CO}_2}$	Conversion of CO ₂ into CH ₄	%
Y, Z	Impedance	
Z	Impedance	Ω
	Specific impedance	$\Omega \cdot \text{cm}^2, \Omega \cdot \text{m}^2$
$ Z $	Modulus of impedance	Ω
	Modulus of specific impedance	$\Omega \cdot \text{cm}^2, \Omega \cdot \text{m}^2$
Z'	Real part of impedance (resistance)	Ω
	Real part of specific impedance	$\Omega \cdot \text{cm}^2, \Omega \cdot \text{m}^2$
Z''	Imaginary part of impedance (reactance)	Ω
	Imaginary part of specific impedance	$\Omega \cdot \text{cm}^2, \Omega \cdot \text{m}^2$
η	Efficiency	
η_{CE}	Current efficiency	%
η_{CH_4}	CH ₄ production efficiency	%

Symbol	Definition	Unit(s)
η_{el}	Electrolytic efficiency	%
η_{total}	Total efficiency of the system	%
η_V	Voltage efficiency	%
λ	Power factor	
λ	Power factor	-
ρ	Density	
ρ_H	Density of heat transfer fluid	kg/m ³

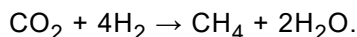
4 Power-to-methane system based on SOC

The use of electricity generated from renewable energy sources such as solar and wind power has been increasing worldwide. However, such a renewable electricity is intermittent in nature. To match the electricity supply with demand, an efficient and cost-effective storage technology is required. An electrolytic production of gases (power-to-gas, such as hydrogen, methane, or syngas) as the energy carrier is suitable for large-scale, long-term storage and transportation. Fuel cell modules can be operated in reverse mode to act as the electrolyser. Specifically, solid oxide cells (SOCs), operating at high temperature, produce such gases efficiently in solid oxide electrolysis cell (SOEC) mode and generate electricity in solid oxide fuel cell (SOFC) mode with the identical cell components.

Among gases produced, the combustion heat per mole of methane is about three times larger than that of hydrogen. Methane is easily liquefied, which makes it suitable for storage and transportation via existing infrastructures for natural gas (tanks, pipelines, tankers, or trucks) as well as providing an easy utilization by conventional equipment. Also, the use of "green methane" or "carbon neutral methane" in place of "fossil methane" is a promising option for the near future.

Since methane has a higher global warming potential (GWP) than CO₂, ensuring that there is no fugitive emissions of both the CO₂ reactant and the CH₄ product during the testing is important.

It is possible, in principle, to produce methane by supplying CO₂ and hydrogen to a catalytic methanation reactor:



Because the methanation reaction is exothermic (252,96 kJ/mol, higher heating value), a combination of the SOC and the methanation reactor can very efficiently utilize the heat generated by the methanation reaction in the endothermic operation of the SOEC. One possibility is the co-electrolysis of CO₂ and H₂O in the SOEC with the product gas (H₂, CO, CH₄, etc.) being supplied to the methanation reactor, displayed for Case 1 of Figure 1. Another possibility is steam electrolysis in the SOEC to produce H₂, followed by the methanation reaction with supplying CO₂ (Case 2 in Figure 1). In the former case (co-electrolysis), the product gas including H₂ and CO can also be supplied to an alternative catalytic reactor to produce methanol, dimethylether, gasoline, or other chemicals, besides the methanation reactor.

This document addresses procedures providing performance test methods of the power-to-methane system using SOC, but it can also be applied to power-to-liquid (or power-to-X) systems.

5 Reference conditions

5.1 Temperature and pressure

In this document, gas volumes and volumetric flow rates at the standard temperature and standard pressure (STP) are used, following common practice. The standard temperature is 273,15 K, and the standard pressure is 101,325 kPa. Gas volume and volumetric flow rate can be replaced, in principle, by mass of gas and mass flow rate, taking into consideration the molar mass and density of the species considered.

5.2 Heating value base

The following heating values at 25 °C are used:

- lower heating value of hydrogen (formation heat of water vapour): $\text{LHV}_{\text{H}_2} = 241,82 \text{ kJ/mol}$;
- higher heating value of hydrogen (formation heat of liquid water): $\text{HHV}_{\text{H}_2} = 285,83 \text{ kJ/mol}$;
- lower heating value of methane: $\text{LHV}_{\text{CH}_4} = 802,55 \text{ kJ/mol}$;
- higher heating value of methane: $\text{HHV}_{\text{CH}_4} = 890,58 \text{ kJ/mol}$;

NOTE 1 These heating values are cited from ISO 6976:2016.

- higher heating value of the methanation reaction: $\text{HHV}_{\text{methanation}} = 252,74 \text{ kJ/mol}$;

NOTE 2 This value is calculated based on HHV_{H_2} and HHV_{CH_4} shown above: $4 \times \text{HHV}_{\text{H}_2} - \text{HHV}_{\text{CH}_4}$.

- higher heating value for the overall co-electrolysis reaction, $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2 + 2\text{O}_2$: $\text{HHV}_{\text{co-electrolysis}} = -1\,140,47 \text{ kJ/mol}$;

NOTE 3 This value is calculated based on HHV_{H_2} shown above and the heating value of CO, $\text{HV}_{\text{CO}} = 282,98 \text{ kJ/mol}$ cited from ISO 6976:2016: $-3 \times \text{HHV}_{\text{H}_2} - \text{HV}_{\text{CO}}$.

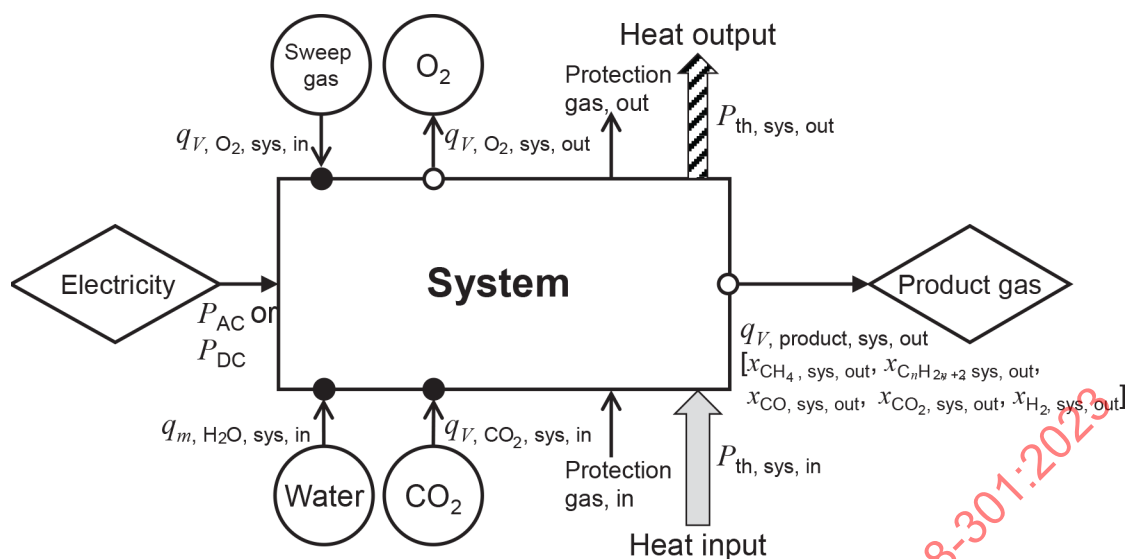
- lower heating value for the overall co-electrolysis reaction: $\text{LHV}_{\text{co-electrolysis}} = -1\,008,44 \text{ kJ/mol}$.

NOTE 4 This value is calculated based on LHV_{H_2} shown above and the heating value of CO, $\text{HV}_{\text{CO}} = 282,98 \text{ kJ/mol}$ cited from ISO 6976:2016: $-3 \times \text{LHV}_{\text{H}_2} - \text{HV}_{\text{CO}}$.

6 Instrumentation and measurement methods

6.1 General

Figure 2 shows the physical interfaces of the system (SOC cell/stack with a methanation reactor). The physical interfaces between the experimental set-up (test station) and the system can be separated in media, electric, and heat interfaces. Media interfaces are the reactants inlet and products outlet. Water is supplied to the system as either steam or liquid water (vaporized within the system) at the mass flow rate of $q_{m,\text{H}_2\text{O},\text{sys},\text{in}}$, while CO_2 is supplied to the system at the volumetric flow rate of $q_{V,\text{CO}_2,\text{sys},\text{in}}$. The product gas with the volumetric flow rate of $q_{V,\text{product},\text{sys},\text{out}}$ contains mainly CH_4 , a small amount of other hydrocarbons ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, C_2H_6 , C_3H_8 , etc.), unreacted gas (CO , CO_2 , and H_2), and water vapour. Oxygen gas is also generated from the system at an apparent flow rate of $q_{V,\text{O}_2,\text{sys},\text{out}}$, while air (or oxygen) is frequently supplied to the system to carry O_2 generated at $q_{V,\text{O}_2,\text{sys},\text{in}}$ (oxygen flow rate) in the case of an oxide-ion conduction SOC. For a proton-conducting SOC, steam or a mixture of steam and inert gas is supplied as the positive electrode gas to carry the generated O_2 . The electric interfaces are the power supply (or load) and voltage wiring. The heat interface is the heat input/output to/from the system. These interfaces will be defined by different physical parameters. Depending on the test objective these physical parameters can be either of input nature (test input parameter, or TIP) or of output nature (test output parameter, or TOP).



IEC

Figure 2 – Schematic of the physical interfaces of the system

Measuring instruments used for testing the power-to-methane energy system shall meet the requirements of 6.2. The electric power input, heat input, heat output, flow rates (water, CO₂, O₂, sweep gas, product gas), fluid temperatures and pressures (water/steam, CO₂, O₂, sweep gas, product gas) and the product gas composition shall be measured.

Flow rates shall be evaluated at STP.

Further, the composition of product gas shall be measured to confirm the quality of methane. Additional measurements shall be performed based on the test parameters or test conditions or both.

Measuring instruments used for testing the components shall also meet the requirements of 6.2.

For the performance test of the SOC and the methanation reactor, see 7.3.1 and 7.3.2, respectively.

6.2 Instrument uncertainty

The expanded uncertainty of each measuring instrument (coverage factor $k = 2$) at the time of calibration or that estimated from the class of instrument shall meet the following requirements.

NOTE Coverage factor is defined in ISO/IEC Guide 98-3.

a) Instrument uncertainty for testing the power-to-methane energy system:

- electric power: ± 1 % of rated;
- temperature of fluids (gases, heat transfer fluid and water): $\pm 2,5$ K;
- pressure of gases: ± 1 % of rated;
- flow rate of heat transfer fluid: ± 2 % of rated;
- flow rate of water vapour: ± 2 % of rated;
- flow rate of methane, carbon dioxide oxygen and sweep gas: ± 2 % of rated;

- Gas composition:
 - ±2 mol % for H₂ and H₂O;
 - ±1 mol % for CO and CO₂;
 - ±0,3 mol % for O₂;
 - ±0,1 mol % for CH₄, C_nH_{2n+2} and N₂.

b) Instrument uncertainty for testing components:

- current: ±1 % of rated;
- voltage of the single cell in SOC: ±5 mV;
- temperature: ±2,5 K;
- gas flow rates: ±2 % of rated;
- gas pressures: ±1 % of rated;
- gas composition:
 - ±2 mol % for H₂ and H₂O;
 - ±1 mol % for CO and CO₂;
 - ±0,3 mol % for O₂;
 - ±0,1 mol % for CH₄, C_nH_{2n+2} and N₂.

6.3 Measurement methods

6.3.1 Measurement methods for testing the power-to-methane energy system

6.3.1.1 Electric power input

Electric power input measurement is used to calculate the electric energy consumption of the system over the test duration. Power meters, voltmeters, ammeters and other devices are used for the measurement.

For a three-phase system:

$$P_{AC} = \sqrt{3} \times V_{AC} \times I_{AC} \times \lambda \quad (1)$$

where

P_{AC} is the AC electric power supplied to the system (W);

V_{AC} is the AC voltage supplied to the system (V);

I_{AC} is the AC current supplied to the system (A);

λ is the power factor.

a) For a single-phase system:

$$P_{AC} = V_{AC} \times I_{AC} \times \lambda \quad (2)$$

where

P_{AC} is the AC electric power supplied to the system (W);

V_{AC} is the AC voltage supplied to the system (V);

I_{AC} is the AC current supplied to the system (A);

λ is the power factor.

b) For a DC power supply:

$$P_{DC} = V_{DC} \times I_{DC} \quad (3)$$

where

P_{DC} is the DC electric power supplied to the system (W);

V_{DC} is the DC voltage supplied to the system (V);

I_{DC} is the DC current supplied to the system (A).

6.3.1.2 Heat input

Fluid for transporting heat into the system may be water, oil, air or gas, etc. The flow rate and temperature of the heat transfer fluid shall be measured simultaneously to determine the heat input energy into the system. When steam generated outside the system is supplied to the SOC cell/stack, the heat energy for the vaporization of water and the temperature increase of steam, if any, shall be added to the heat input.

When using a gaseous medium, the pressure shall also be measured. Flow nozzles, orifices or venturi meters are recommended for the measurement of the heat transfer fluid flow rate. Mass flowmeters and turbine-type flowmeters can also be used. They shall be applied in accordance with ISO 5167-1.

The recommended instruments for the direct measurement of the heat transfer fluid temperature are thermocouples with transducer or resistance thermometers with transducer. Fluid temperature measuring devices shall be located near the boundary of the system. Fluid temperature sensors shall be placed directly in the fluid stream, in the middle of the cross-section of the pipe and shall not touch the pipe wall.

For pressure measurement, pressure gauge sensors shall be located just upstream of the associated flowmeter near the interface points in the fluid flow line. Adequate thermal insulation around pipes shall be used. Before the test, connecting piping shall be checked to ensure that the pipes are leak-tight under working conditions.

The heat energy input to the system shall be calculated by the following equation:

$$Q_{th, in} = \Sigma [(T_{H, out} - T_{H, in}) \times q_{V, H} \times \rho_H \times t_{dur} \times C_{p, c}] \quad (4)$$

where

$Q_{th, in}$ is the heat energy input to the system over the test duration (kJ);

$T_{H, out}$ is the temperature of the heat transfer fluid output (K);

$T_{H, in}$ is the temperature of the heat transfer fluid input (K);

$q_{V, H}$ is the volumetric flow rate of the heat transfer fluid (m³/s);

ρ_H is the density of the heat transfer fluid at measured pressure and temperature (kg/m³);

$C_{p, c}$ is the specific heat capacity of the heat transfer fluid at standard pressure (kJ/(kg · K));

t_{dur} is the measurement duration (s).

If the heat transfer fluid is a mixture, analyse the composition and calculate the specific heat capacity of the mixture by the following equation:

$$C_{p,c} = \sum (x_{m,i} \times C_{p,i}) \quad (5)$$

where

$C_{p,c}$ is the specific heat capacity of the heat transfer fluid at standard pressure (kJ/(kg · K));

$x_{m,i}$ is the mass fraction of component i ;

$C_{p,i}$ is the specific heat capacity of component i at standard pressure (kJ/(kg · K));

6.3.1.3 Sweep gas input

The flow rate, temperature, composition (O₂ concentration), and pressure of the sweep gas at the inlet of the system shall be measured.

6.3.1.4 Methane output

The flow rate, temperature, composition, and pressure of the product gas shall be measured concurrently to determine the system performance. Further, the quality of the product methane shall be confirmed by measuring impurities and purity.

The flow rate shall be measured using mass flowmeters, volumetric flowmeters or turbine-type flowmeters. The flowmeter shall be selected by taking into consideration the range of flow rates and the allowable uncertainty of the flowmeter. When measurements are made on a volumetric basis, they shall be converted to volumetric flow rate at STP by measuring the gas temperature and pressure or gas density close to the flowmeters. The measurement uncertainty shall be evaluated in accordance with ISO 5168 or ISO 7066-2.

Besides methane, the product gas includes small quantities of hydrogen, carbon monoxide, carbon dioxide, hydrocarbons (C_nH_{2n+2}), and water. The components shall be measured according to the methods detailed in the ISO 6974 series, ISO 6975, the ISO 10101 series and ISO 11541. The product gas shall be sampled during the operation of the system with an appropriate number of samples.

For the direct measurement of temperature, thermocouples with transducer or resistance thermometers with transducer are recommended. The sensor shall be installed just upstream of the flow measurement device.

For the measurement of pressure, manometers, dead-weight gauges, Bourdon tubes or other elastic type gauges can be used.

Connecting piping shall be checked to be leak-tight under working conditions before the test. If pressure fluctuations occur, a suitable means of damping shall be used in an effective position.

6.3.1.5 Heat output

The fluid for recovering heat from the system may be water, air or coolant such as oil. The flow rate and temperature of heat transfer (recovery) fluid shall be measured concurrently to determine the heat output energy from the system. Further, in case of a gaseous medium, the pressure shall also be measured.

Flow nozzles, orifices or venturi meters are recommended for the measurement of the heat transfer fluid flow rate. Mass flowmeters and turbine-type flowmeters can also be used. They shall be applied in accordance with ISO 5167-1.

Recommended instruments for the direct measurement of the heat recovery fluid temperature are thermocouples with transducer or resistance thermometers with transducer. Fluid temperature measuring devices shall be located near the boundary of the system. Fluid temperature sensors shall be placed directly in the fluid stream, in the middle of the cross-section of the pipe and shall not touch the pipe wall.

For pressure measurement, pressure gauge sensors shall be located just upstream of the associated flowmeter near the interface points in the fluid flow line. Adequate thermal insulation around pipes shall be used. Before the test, connecting piping shall be checked to ensure that the pipes are leak-tight under working conditions.

The heat energy output from the system shall be calculated in the same way as in 6.3.1.2.

6.3.1.6 Sweep gas output

The flow rate, temperature, composition (O_2 concentration), and pressure of sweep gas at the outlet of the system shall be measured.

6.3.1.7 Dew point temperature

When it is necessary to measure the dew point (humidity) of a gas, a dew point meter, water content meter, or gas chromatograph shall be used, while controlling the gas temperature to prevent condensation of water vapour.

6.3.2 Measurement methods for testing components

6.3.2.1 General

The testing components that are to be tested in the system are a SOC cell/stack assembly unit and a methanation reactor (see Figure 1 and Figure 2). The SOC single cell consists of the solid oxide electrolyte sandwiched between the positive and negative electrodes. For the case of a SOC operated as a SOFC or in reversible mode, measurement methods are described in IEC 62282-8-101 (SOEC to produce H_2 only as well as SOFC operation mode and reversible mode) and IEC 62282-7-2 (SOFC mode only).

6.3.2.2 Negative electrode gas

6.3.2.2.1 Negative electrode gas flow rate

The flow rates of the negative electrode supplied gas and product gas shall be measured by using mass flowmeters, volumetric flowmeters or turbine-type flowmeters. Measures shall be taken to prevent condensation of water vapour. The flowmeter shall be selected by taking into consideration the species of the gases, the range of flow rates, and the allowable uncertainty of the flowmeter. When measurements are made on a volumetric basis, they shall be converted to volumetric flow rate at STP by measuring the gas temperature and pressure or gas density close to the flowmeters. The measurement uncertainty shall be evaluated in accordance with ISO 5168, ISO/TR 7066-1 or ISO 7066-2.

6.3.2.2.2 Negative electrode gas composition

The compositions of the negative electrode supplied gas and product gas shall be measured when the performance of the cell/stack assembly unit is measured. However, if it is not possible to measure the supplied gas compositions, the supplied gas composition shall be measured during the preparation of the performance test under the same conditions as those of the unit performance test.

When the negative electrode gas is supplied by mixing component gases in a controlled manner using multiple flowmeters, the composition can be calculated based on the values obtained from each flowmeter, in accordance with ISO 6145-7.

The supplied gas and the product gas shall be sampled near the gas inlet and the gas outlet of the cell/stack assembly unit, respectively, and analysed using an infrared spectrometer, mass spectrometer, gas chromatograph or similar device. A dew point meter or a hygrometer may also be used to measure the water vapour concentration. The gas sample shall be transported from its origin to the point of analysis in a manner which minimizes changes in composition. Thus, the material, temperature, diameter and the length of the tubing shall be carefully chosen to minimize the compositional change in the sampling tube. As necessary, the tube shall be heated to avoid condensation of water vapour.

If water vapour is likely to affect the measurement, water vapour shall be removed from the gas sample after measuring its concentration. Alternatively, the gas sample shall be diluted with an inert gas.

The gas analyser shall be calibrated using a standard gas of known mass ratio, temperature, and pressure.

The measurement uncertainty shall be evaluated in accordance with the ISO 6974 series, ISO 6141, ISO 6142-1, or ISO 6143.

6.3.2.2.3 Negative electrode gas temperature

The temperature of the negative electrode gas shall be measured near the gas inlet and the gas outlet of the cell/stack assembly unit by using a thermocouple or sheathed thermocouple and an extension lead-wire of a type and class in accordance with IEC 60584-1, IEC 60584-3 or IEC 61515.

NOTE There can be significant differences between the temperature of the tube wall and the temperature of the bulk gas.

6.3.2.2.4 Negative electrode pressure

The pressure of the negative electrode gas shall be measured upstream of the gas inlet and downstream of the gas outlet of the cell/stack assembly unit by using a calibrated pressure sensor, manometer, Bourdon tube or similar instrument. The measuring instrument shall be located in such a manner that the uncertainty is minimized considering pressure losses in the pipe, the pipe temperature and other factors. Ensure that there is no condensation of water vapour during the measurement. One way to prevent the condensation can be to measure the pressure by injecting a very small amount of dry nitrogen gas or similar into the pipe, close to the measuring instrument.

6.3.2.3 Positive electrode gas

6.3.2.3.1 Positive electrode gas flow rate

The flow rates of the positive electrode supplied gas and product gas shall be measured by using mass flowmeters, volumetric flowmeters or turbine-type flowmeters. When measurements are made on a volumetric basis, they shall be converted to volumetric flow rate at STP by measuring the gas temperature and pressure or gas density close to the flowmeters. The flowmeter shall be selected in consideration of the expected range of flow rates and the allowable uncertainty of the flowmeter. The uncertainty shall be evaluated in accordance with ISO 5168, ISO/TR 7066-1 or ISO 7066-2.

6.3.2.3.2 Positive electrode gas composition

For the compositions of the positive electrode supplied gas and product gas, the oxygen concentration shall be measured using a gas chromatograph or an oxygen concentration meter. The positive electrode gas shall consist of clean (oil-free), compressed air or bottled gas. If a bottled gas mixture is used, the values described on its composition certificate published by the gas supplier can be used. The uncertainty of the instrument shall be evaluated in accordance with the ISO 6974 series, ISO 6141, ISO 6142-1, ISO 6143 or ISO 6145-7.

When it is necessary to measure the water vapour concentration, a dew point meter, a hygrometer or a gas chromatograph shall be used while controlling the gas temperature to prevent condensation of water vapour.

6.3.2.3.3 Positive electrode gas temperature

The temperature of the positive electrode gas shall be measured near the gas inlet and the gas outlet of the cell/stack assembly unit by selecting a thermocouple or sheathed thermocouple, and an extension lead-wire of the type and class that are appropriate in accordance with IEC 60584-1, IEC 60584-3 or IEC 61515.

NOTE There can be significant differences between the temperature of the tube wall and the temperature of the bulk gas.

6.3.2.3.4 Positive electrode gas pressure

The pressure of the positive electrode gas shall be measured upstream of the gas inlet and downstream of the gas outlet of the cell/stack assembly unit by using a pressure sensor, manometer, Bourdon tube, or similar. The measuring instrument shall be located in such a manner that the uncertainty is minimized in consideration of any pressure loss within the piping, piping temperature, and other factors.

6.3.2.4 Input voltage

A voltage meter shall be connected to the voltage measuring points specified by the manufacturer in order to measure the cell/stack assembly voltage. The connecting cable shall be durable enough for the test conditions. Ensure that there is no thermoelectromotive force at the connection.

6.3.2.5 Input current

The input current shall be measured by a suitable ammeter, considering the current range, or alternatively by measuring the voltage across a known shunt resistor in the input current circuit. The measurements shall be sent to a suitable recording instrument/system. The connecting cables shall be selected with appropriate size, materials and geometry in consideration of the test conditions and voltage drop within the cables.

6.3.2.6 Cell/stack assembly unit temperature

Thermocouples or sheathed thermocouples and extension lead-wires of the type and class that is appropriate shall be selected in accordance with IEC 60584-1, IEC 60584-3 or IEC 61515. They shall be placed at the temperature measuring points and connected with a recorder or similar for measurement. When there are more than one temperature measuring points in the cell/stack assembly unit, the unit temperature and its distribution shall be obtained by the calculation method recommended by the manufacturer.

6.3.2.7 Mechanical load

A mechanical load, if necessary, applied to the cell/stack assembly shall be measured, for example by a load cell.

6.3.2.8 Area-specific resistance

The area-specific resistance (R_{ASR}) of the cell/stack assembly unit is defined as the differential slope of the current-voltage curve (dV_{cell}/dJ or dV_{stack}/dJ) at a specified voltage (voltage of the cell V_{cell} or voltage of the stack V_{stack}) and current density J . It is determined by linear regression of at least three data points around the target voltage or current density value, obtained on the ascending part of the current-voltage curve. It is recommended that the selected voltage or current density values should lie within the apparent linear regime of the polarization curve. If they do not, then the selected voltage values should lie in a very small window (typically less than 10 mV) for which the voltage response to the current density change may be considered as linear. The ASR shall be directly measured as the ohmic and non-ohmic resistances by either the AC impedance method according to IEC 62282-8-101:2020, Annex B or the current interruption method according to IEC 62282-7-2:2021, 10.7.2.3. An appropriate measuring cable shall be used in order to ensure high-quality data over the entire frequency range investigated.

See IEC 62282-8-101:2020, 7.2.3, Annex B.

6.3.2.9 Ambient conditions

In defining the ambient conditions, the ambient temperature, pressure, and relative humidity shall be measured. The sampling interval shall be the value specified in ISO 8756 or less.

6.3.2.10 Methanation reactor gas

The temperature, flow rate, pressure and gas composition are measured at the inlet and outlet of the whole system and can be measured at the inlet and outlet of the methanation reactor, if applicable. These measured values are used to calculate the conversion and carbon balance described in 7.3.2.

The temperature of the gas is measured by a thermocouple inserted in the gas flow channel. The pressure of the gas is measured by a pressure sensor inserted in the gas flow channel or in the branch channel. The gas flow rate is measured by a mass flowmeter or a conventional areal flowmeter attached to the gas flow channel. In order to measure the composition of the gas, a small portion of the gas collected from the gas channel by appropriate sampling methods (for example, by a gas sampling bag, a gas-tight syringe or a gas-sampling loop) is measured by a gas chromatograph. If necessary, the water vapour contained in the outlet gas is removed by condensation.

7 Test methods and procedures

7.1 General

In this Clause 7, the test methods and procedures for the power-to-methane system (SOC cell/stack assembly with a methanation reactor) are described. The test methods for a SOC cell/stack operated as a SOFC including reversible operation (without any methanation reactor) are already described in IEC 62282-8-101. Users can substitute the selected test methods of this document with equivalent test methods given in IEC 62282-8-101 (SOEC to produce H_2 only as well as SOFC operation mode and reversible mode) and IEC 62282-7-2 (SOFC mode only).

7.2 System performance tests

7.2.1 Start-up test

In this test, the start-up time and the energy (heat and electric energy) required for the start-up of the system is measured.

$$E_{st} = E_{el, in} + Q_{th, in} \quad (6)$$

where

E_{st} is the start-up energy (kJ);

$E_{el, in}$ is the electric energy input to the system (kJ);

$Q_{th, in}$ is the heat (thermal) energy input to the system (kJ).

Before starting the test, keep the system in the cold state for a minimum of 24 h or until the temperature of the SOC stack and the temperature of the methanation reactor is below ambient temperature +20 K. Then, start the test, and record the time when the start-up action is commenced. Measure the heat and electric energy input/output, the temperature of the SOC and of the methanation reactor, and flow rates of water, CO₂, and product gas with their temperatures, pressures and compositions at intervals of 10 min or less. The measurement shall be continued until the gas production rate of the system reaches 90 % of the rated value. If the production rate is less than 90 % of the rated value, the methane concentration shall reach a stable value (not more than 2 mol % deviation between two subsequent measurements at the interval of 10 min).

The start-up conditions, such as heating rate and test environment conditions during the heating ramp shall be based on those recommended by the manufacturer or the results of preliminary tests.

NOTE 1 The initiation of a start-up is the time when the start-up button is pressed or the normal start-up signal is sent.

NOTE 2 The completion of a start-up is the time when the methane production rate reaches the rated value.

NOTE 3 The "90 % of the rated value" is based on the assumption that the system degrades with operation.

7.2.2 Performance tests at rated operation

7.2.2.1 General

The tests shall be carried out according to the following procedure:

- operate the system at the rated conditions;
- verify that the system is in a stable state;
- measure the system operating parameters including power input, heat input, heat output, product gas flow rate, pressure and composition at intervals of 10 min or less.

7.2.2.2 Rated production rate of methane

In this test, the production rate of methane under rated conditions is evaluated by the following method.

The rated conditions of the system recommended by the manufacturer shall be verified before the test. Further, the measurement conditions and stable state conditions for the testing shall be determined.

The rated production rate of methane is calculated using the following equation:

$$q_{V, CH_4, sys, out} = x_{CH_4, sys, out} \times q_{V, product, sys, out} \quad (7)$$

where

- $q_{V,CH_4,sys,out}$ is the volumetric flow rate (volumetric production rate) of CH_4 at the outlet of the system at STP (m^3/s);
- $x_{CH_4,sys,out}$ is the molar fraction of CH_4 in the product gas at the system outlet (mol/mol);
- $q_{V,product,sys,out}$ is the total volumetric flow rate of product gas at the outlet of the system (at STP) (m^3/s).

7.2.2.3 Conversion of CO_2 into CH_4

The conversion of carbon dioxide into methane (y_{CH_4/CO_2}) in the system is defined as the ratio of the volumetric flow rate of CH_4 at the outlet of the system ($q_{V,CH_4,sys,out}$) to that of CO_2 supplied to the system. The conversion of CO_2 into CH_4 shall be calculated by the following equation:

$$y_{CH_4/CO_2} = \frac{q_{V,CH_4,sys,out}}{q_{V,CO_2,sys,in}} \times 100 \quad (8)$$

where

- y_{CH_4/CO_2} is the conversion of CO_2 into CH_4 (%);
- $q_{V,CH_4,sys,out}$ is the volumetric flow rate of CH_4 at the outlet of the system (m^3/s);
- $q_{V,CO_2,sys,in}$ is the volumetric flow rate of CO_2 at the inlet of the system (m^3/s).

7.2.2.4 Mass balance evaluation

Because solid carbon can frequently be deposited in the system (SOC cell/stack, methanation reactor, and piping), an evaluation of the mass balance of carbon is very important. The mass balance of carbon is defined as the ratio of molar flow rate of carbon-containing species ($CH_4 + CO + CO_2$) at the outlet of the system to that of total carbon-containing species (usually CO_2 only) supplied to the system. The thermodynamic condition for carbon deposition shall be determined and steam levels adjusted to ensure carbon deposition is not thermodynamically favoured. The mass balance of carbon (%) shall be calculated by the following equation:

$$\text{Carbon mass balance [\%]} = \frac{(x_{CH_4,sys,out} + x_{CO,sys,out} + x_{CO_2,sys,out} + \sum_n n \times x_{C_nH_{2n+2},sys,out}) \times q_{V,product,sys,out}}{q_{V,CO_2,sys,in}} \times 100 \quad (9)$$

where

- $x_{CH_4,sys,out}$ is the molar fraction of CH_4 at the outlet of the system (mol/mol);
- $x_{CO,sys,out}$ is the molar fraction of CO at the outlet of the system (mol/mol);
- $x_{CO_2,sys,out}$ is the molar fraction of CO_2 at the outlet of the system (mol/mol);
- $x_{C_nH_{2n+2},sys,out}$ is the molar fraction of hydrocarbon gas (for example, $n = 2$, C_2H_6) other than methane at the outlet of the system (mol/mol);
- $q_{V,product,sys,out}$ is the total volumetric flow rate of product gas (CH_4 -containing gas) at the outlet of the system (m^3/s);
- $q_{V,CO_2,sys,in}$ is the volumetric flow rate of CO_2 at the inlet of the system (m^3/s).

7.2.2.5 Heat balance evaluation

In order to evaluate the heat balance of the system, both rates of heat input and output shall be measured separately.

The heat input rate is the thermal power, which is absorbed by the tested system during the system operation at the different operation modes of the SOC (SOEC-mode and SOFC-mode). The heat input is fed to the system by using a heat transfer fluid [e.g. water or gas (steam, CO₂) or both].

The heat output rate is the usable thermal power output, which is recovered by the tested system during the system operation at the different operation modes of the SOC. Because the methanation reaction is an exothermic reaction (252,96 kJ/mol, higher heating value), a heat output is expected besides its use for generating steam for the SOC (vaporization heat 40,00 kJ/mol; 80,00 kJ for two moles of H₂O). The heat output is extracted from the system by using a heat transfer fluid. The heat output rate does not include waste heat losses, for example due to system components cooling.

The heat balance is calculated as follows:

$$\Delta P_{\text{th, sys}} = P_{\text{th, sys, out}} - P_{\text{th, sys, in}} \quad (10)$$

where

- $\Delta P_{\text{th, sys}}$ is the heat balance of the system;
- $P_{\text{th, sys, out}}$ is the sum of the heat output rate of all the heat transfer fluids of the system;
- $P_{\text{th, sys, in}}$ is the sum of the heat input rate of all the heat transfer fluids of the system.

7.2.2.6 Specific electric energy

In this test, the specific electric energy of the system under rated conditions is evaluated by the following method.

The specific electric energy of the system is calculated using the following equation:

$$E_{\text{sp, CH}_4} = \frac{P_{\text{AC}} + P_{\text{DC}}}{q_{V, \text{CH}_4, \text{ sys, out}}} \quad (11)$$

where

- $E_{\text{sp, CH}_4}$ is the specific electric energy consumed for producing a unit volume of CH₄ (kJ/m³);
- P_{AC} is the AC electric power supplied to the system (kW);
- P_{DC} is the DC electric power supplied to the system (kW);
- $q_{V, \text{CH}_4, \text{ sys, out}}$ is the volumetric flow rate (volumetric production rate) of CH₄ at the outlet of the system at STP (m³/s).

NOTE $E_{\text{sp, CH}_4}$ (kJ/m³) can be converted into the unit of kWh/m³ by dividing it by 3 600.

7.2.2.7 Pressure of the product gas

Measure the pressure of the product gas during the specified measurement time and calculate the average value from all measurements.

7.2.2.8 Purity of CH₄

The purity of CH₄ is the molar (volumetric) concentration of CH₄ on a dry basis at the outlet of the system. For the gas analysis on a dry basis, remove water from the gas sample or dilute the gas sample with argon or similar inert gas.

The purity of CH₄ shall be calculated using the following equation:

$$\text{Purity of CH}_4 (\%) = x_{\text{CH}_4, \text{ sys, out}} \times 100 (\%) \quad (12)$$

where

$x_{\text{CH}_4, \text{ sys, out}}$ is the molar fraction of CH₄ at the outlet of the system (mol/mol).

7.2.2.9 CH₄ production efficiency

In this test, the methane production efficiency under rated conditions is evaluated by the following method.

The methane production efficiency is calculated using the following equation:

$$\eta_{\text{CH}_4} = \frac{H_{\text{CH}_4}}{0,0224 \times \left[E_{\text{sp, CH}_4} + \left(P_{\text{th, sys, in}} / q_{V, \text{ CH}_4, \text{ sys, out}} \right) \right]} \times 100 \quad (13)$$

where

η_{CH_4} is the CH₄ production efficiency (%);

H_{CH_4} is the higher heating value of methane at STP (890,35 kJ/mol);

$E_{\text{sp, CH}_4}$ is the specific electric energy consumed for producing a unit volume of CH₄ (kJ/m³);

$P_{\text{th, sys, in}}$ is the heat input rate to the system (kJ/s);

$q_{V, \text{ product, sys, out}}$ is the total volumetric flow rate of product gas at the outlet of the system (at STP) (m³/s).

NOTE The value of 0,022 4 is the molar volume of CH₄ at STP (m³/mol).

7.2.2.10 Rated production rate of O₂

The rated production rate of O₂ is the oxygen generation rate of the system (positive electrode of the SOC) under the rated operation conditions. The oxygen generation rate r_{O_2} shall be calculated by the following equation:

$$r_{\text{O}_2} = x_{\text{O}_2, \text{ pos, out}} \times q_{V, \text{ pos, out}} - x_{\text{O}_2, \text{ pos, in}} \times q_{V, \text{ pos, in}} \quad (14)$$

where

- $x_{O_2, pos, out}$ is the molar fraction of O_2 at the positive electrode outlet (mol/mol);
- $q_{V, pos, out}$ is the total volumetric flow rate at the positive electrode outlet (at STP) (m^3/s);
- $x_{O_2, pos, in}$ is the molar fraction of O_2 at the positive electrode inlet (mol/mol);
- $q_{V, pos, in}$ is the total volumetric flow rate at the positive electrode inlet (at STP) (m^3/s).

When air is supplied to the system to carry the generated oxygen gas, the change in the oxygen concentration shall be measured using an oxygen meter or a gas chromatograph together with the measurement of gas flow rate by a gas flowmeter at the positions of both the gas inlet and outlet.

7.2.2.11 Total efficiency

In this test, the total efficiency of the system under rated conditions is evaluated by the following method.

The total efficiency is calculated using the following equation:

$$\eta_{total} = \frac{(H_{CH_4} / 0,0224) + (P_{th, sys, out} / q_{V, CH_4, sys, out})}{E_{sp, CH_4} + (P_{th, sys, in} / q_{V, CH_4, sys, out})} \times 100 \quad (15)$$

where

- η_{total} is the total efficiency of the system (%);
- H_{CH_4} is the higher heating value of methane at STP (890,35 kJ/mol);
- $P_{th, sys, out}$ is the heat output rate from the system (kJ/s);
- $q_{V, CH_4, sys, out}$ is the volumetric flow rate (volumetric production rate) of CH_4 at the outlet of the system at STP (m^3/s);
- E_{sp, CH_4} is the specific electric energy consumed for producing a unit volume of CH_4 (kJ/ m^3);
- $P_{th, sys, in}$ is the heat input rate to the system (kJ/s).

NOTE The value of 0,022 4 is the molar volume of CH_4 at STP (m^3/mol).

7.2.3 Performance test at power input variation

In this test, the system performance at any level of input power within the input range between allowable minimum and maximum can be measured and the allowable reduction range of input power for the system is confirmed.

The allowable reduction range of input power for the system recommended by the manufacturer shall be verified before the test. Further, measurement conditions and stable state conditions for the testing shall be determined.

The test shall be carried out according to the following procedure:

- operate the system at the specified input power conditions;
- verify that the system is in a stable state;
- measure the system operating parameters including power input, product gas flow rate and composition during the specified measurement time.

The following tests and calculation shall be carried out in the same manner as in 7.2.2:

- production rate of methane (as in 7.2.2.2);
- specific electric energy (as in 7.2.2.6);
- production rate of O₂ (as in 7.2.2.10);
- CH₄ production efficiency (as in 7.2.2.9);
- total efficiency (as in 7.2.2.11).

7.2.4 Shutdown test

In this test, the shutdown time and the energy (heat or electric energy or both) required for the shutdown of the system shall be measured.

$$E_{sd} = E_{el, in} + Q_{th, in} - Q_{th, out} \quad (16)$$

where

E_{sd} is the shutdown energy (kJ);

$E_{el, in}$ is the electric energy input to the system (kJ);

$Q_{th, in}$ is the heat (thermal) energy input to the system (kJ);

$Q_{th, out}$ is the heat (thermal) energy output from the system (kJ).

The shutdown time is defined as the time required for transitioning from the rated operation to the cold state. Before the test, the system shall be operated at the rated conditions for more than 1 h. Then, start the test, and record the time when the shutdown action is commenced. Measure the heat and electric energy input/output, the temperature of the SOC and of the methanation reactor, and the flow rates of water, CO₂, and product gas with their temperatures, pressures and compositions at intervals of 10 min or less. When it is necessary, supply inert gas or protection gas (mixture of H₂ and inert gas) to prevent the transition metal-containing negative electrode of the SOC and transition metal catalysts in the methanation reactor from being oxidized. The measurement shall be continued until the SOC and the methanation reactor is cooled down to the ambient temperature +20 K.

The shutdown conditions, such as the cooling rate and test environment conditions during the cooling ramp, shall be based on those recommended by the manufacturer or the results of preliminary tests.

NOTE The initiation of a shutdown is the time when the shutdown button is pressed or the normal shutdown signal is sent.

7.3 Performance test for components

7.3.1 SOC cell/stack assembly unit

7.3.1.1 General

A cell/stack assembly unit includes a cell or stack, gas supply, current leads, and such other peripherals as required for power generation tests. It shall be provided with single or multiple measuring points for temperature and voltage, and one set of current lead points, all to be specified by the manufacturer.

The boundary of a cell/stack assembly unit goes through the negative electrode gas supply port, positive electrode gas supply port, temperature measuring points, current lead point, voltage measuring points, and mechanical load application points.

The load application method shall also be based on the recommendation of the manufacturer. The maximum operating temperature recommended by the manufacturer shall not be exceeded.

If the components of a cell/stack assembly unit other than a cell/stack are not specified by the manufacturer, the following shall be described in the test report, as a minimum:

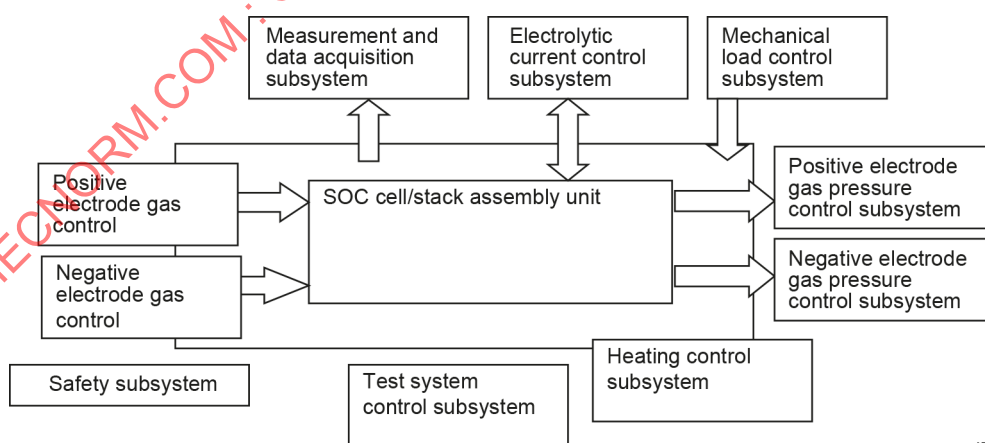
- materials and geometry of the peripheral components to be used for testing;
- flow patterns and directions of negative electrode and positive electrode gases;
- locations of temperature measurement, mechanical load application, voltage measurement, and current leads;
- magnitude of the mechanical load, if necessary;
- configuration of the assembly unit and its assembling method.

As shown in Figure 3, a testing system consists of a negative electrode gas control subsystem, positive electrode gas control subsystem, cell/stack assembly unit heating control subsystem, electrolytic current control subsystem, measurement and data acquisition subsystem and safety subsystem. It can also include a mechanical load control subsystem (if necessary), negative electrode gas and positive electrode gas pressure control subsystem or a test system control subsystem that controls the whole testing system, if needed.

The number of samples, test items, and test conditions shall be determined before the testing.

The components, purity, and major impurities of gases supplied to the negative and positive electrodes shall be verified by the composition table published by the gas supplier or through analysis. When water is used for producing steam, the stability and fluctuation of the steam flow shall be measured and it shall be confirmed that the steam flow rate is within the anticipated uncertainty. If a compressor is used, the compressed air shall be free of oil and particles in accordance with ISO 8573-1.

A preliminary test shall be performed for gas composition and temperature in order to ensure that the gas compositions are established within the anticipated uncertainty and that the supply gas temperature does not affect the unit temperature. Further, the test procedure, test conditions, and judging criteria for a stable state, among others, shall be determined based on the preliminary test results and other factors.



IEC

Figure 3 – Testing system

7.3.1.2 Co-electrolysis performance test at rated conditions

7.3.1.2.1 Objective

The objective of this test is to measure and verify the electrolytic efficiency, current efficiency, and production rate of hydrogen, carbon monoxide methane and oxygen in the cell/stack assembly unit under the rated conditions.

7.3.1.2.2 Test method

- 1) The rated conditions shall be determined for control items such as the gas flow rates of both electrodes, compositions, pressure, unit current, mechanical load, etc.
- 2) The unit shall be started up at the specified temperature increasing rate and atmosphere. After conditioning, all control parameters shall be set at rated conditions operated until it reaches the stable state [the gas production rates of H₂ and CO reach 90 % of the rated value. If the production rate is less than 90 % of the rated value, the concentration of H₂ and CO shall reach a stable value (not more than 2 mol % deviation between two subsequent measurements at the interval of 10 min)].

NOTE The "90 % of the rated value" is based on the assumption that the system degrades with operation.

- 3) After the unit has reached the stable state, the voltage, current and other control parameters shall be measured repeatedly at a sampling interval until the number of samples and measurements are obtained. The average value of the measurements shall be the measured value. Optionally, include the standard deviation of the measurements.

7.3.1.2.3 Production rate of hydrogen, carbon monoxide, methane and oxygen

Production rates of hydrogen r_{H_2} , carbon monoxide r_{CO} , methane r_{CH_4} , and oxygen r_{O_2} are calculated from the molar fraction (x_i) and volumetric flow rate ($q_{V,i}$) of each component i by using the following equations (see Figure 4):

$$r_{\text{H}_2} = x_{\text{H}_2,\text{neg,out}} \times q_{V,\text{neg,out}} - x_{\text{H}_2,\text{neg,in}} \times q_{V,\text{neg,in}} \quad (17)$$

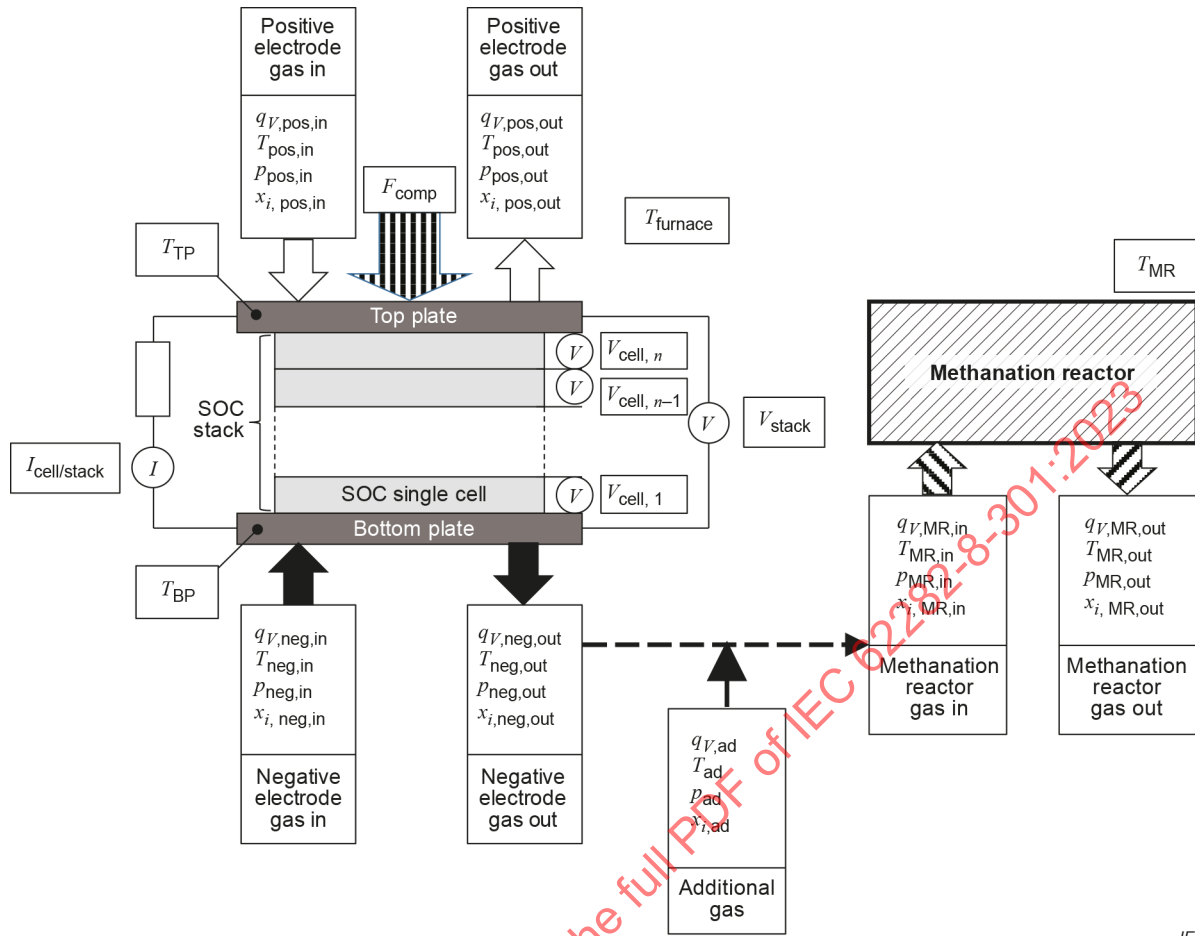
$$r_{\text{CO}} = x_{\text{CO,neg,out}} \times q_{V,\text{neg,out}} \quad (18)$$

$$r_{\text{CH}_4} = x_{\text{CH}_4,\text{neg,out}} \times q_{V,\text{neg,out}} \quad (19)$$

$$r_{\text{O}_2} = x_{\text{O}_2,\text{pos,out}} \times q_{V,\text{pos,out}} - x_{\text{O}_2,\text{pos,in}} \times q_{V,\text{pos,in}} \quad (20)$$

where

r_i	is the production rate of gas component i at the electrode outlet (at STP) (m ³ /s);
$x_{i,\text{neg,out}}$	is the molar fraction of gas component i at the negative electrode outlet (mol/mol);
$q_{V,\text{neg,out}}$	is the total volumetric flow rate at the negative electrode outlet (at STP) (m ³ /s);
$x_{i,\text{neg,in}}$	is the molar fraction of gas component i at the negative electrode inlet (mol/mol);
$q_{V,\text{neg,in}}$	is the total volumetric flow rate at the negative electrode inlet (at STP) (m ³ /s);
$x_{i,\text{pos,out}}$	is the molar fraction of gas component i at the positive electrode outlet (mol/mol);
$q_{V,\text{pos,out}}$	is the total volumetric flow rate at the positive electrode outlet (at STP) (m ³ /s);
$x_{i,\text{pos,in}}$	is the molar fraction of gas component i at the positive electrode inlet (mol/mol);
$q_{V,\text{pos,in}}$	is the total volumetric flow rate at the positive electrode inlet (at STP) (m ³ /s).



IEC

Figure 4 – Test environment and interfaces between SOC cell/stack, methanation reactor and experimental set-up

7.3.1.2.4 Current efficiency

The current efficiency η_{CE} (%) is calculated based on the production rate of gas equivalent to hydrogen ($r_{H_2,eq,neg,out}$) and the cell current I_{cell} using the following equation:

$$\eta_{CE} = \frac{2F \times r_{H_2, eq, neg, out}}{0,0224 \times N_{cell} \times I_{cell}} \times 100 \quad (21)$$

where

η_{CE} is the current efficiency (%);

F is the Faraday constant (96 485,3 C/mol);

$r_{H_2,eq,neg,out}$ is the production rate of gas equivalent to hydrogen at the negative electrode outlet (at STP) (m^3/s);

0,022 4 is the molar volume of hydrogen (m^3/mol);

N_{cell} is the number of cells in the assembly unit;

I_{cell} is the cell current (A).

NOTE The value of 0,022 4 is the molar volume of CH_4 at STP (m^3/mol).

The production rate of gas equivalent to hydrogen at the negative electrode outlet (at STP), $r_{\text{H}_2, \text{eq}, \text{neg}, \text{out}}$, is defined by the following equation:

$$r_{\text{H}_2, \text{eq}, \text{neg}, \text{out}} = r_{\text{H}_2} + r_{\text{CO}} + 4 r_{\text{CH}_4} \quad (22)$$

where

$r_{\text{H}_2, \text{eq}, \text{neg}, \text{out}}$ is the production rate of gas equivalent to hydrogen at the negative electrode outlet (at STP) (m^3/s);

r_i is the production rate of gas component i at the electrode outlet (at STP) (m^3/s);

7.3.1.2.5 Electrolytic efficiency

Electrolytic efficiency η_{el} and voltage efficiency η_V are calculated from the average cell voltage $V_{\text{cell}, \text{av}}$ using the following equations:

$$\eta_V = \frac{V_{\text{th}}}{V_{\text{cell}, \text{av}}} \times 100 \quad (23)$$

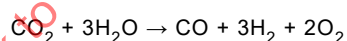
where

η_V is the voltage efficiency (%);

V_{th} is the thermodynamic voltage based on HHV or LHV (V);

$V_{\text{cell}, \text{av}}$ is the average cell voltage (V).

NOTE The value of V_{th} is calculated for the following overall reaction of co-electrolysis with 8-electron reaction;



$$\text{HHV} = 1\,140,47 \text{ kJ/mol}, V_{\text{th}} = |1\,140,47 \times 10^3 / 8F| = 1,48 \text{ V}$$

$$\text{LHV} = 1\,008,44 \text{ kJ/mol}, V_{\text{th}} = |1\,008,44 \times 10^3 / 8F| = 1,31 \text{ V}$$

$$\eta_{\text{el}} = \eta_V \times \eta_{\text{CE}} \quad (24)$$

where

η_{el} is the electrolytic efficiency (%);

η_V is the voltage efficiency (%);

η_{CE} is the current efficiency (%).

The above calculation results shall be described in the test report together with the measured values of the test conditions. In addition, the standard deviations of experimental parameters are obtained from the measurement results and the uncertainty of measurement can be estimated.

7.3.1.3 Steam electrolysis performance test at rated conditions

7.3.1.3.1 Objective

The objective of this test is to measure and verify the electrolytic efficiency, current efficiency, and production rate of hydrogen and oxygen in the cell/stack assembly unit under the rated conditions in steam electrolysis-mode.

7.3.1.3.2 Test method

- 1) The rated conditions shall be determined for control items such as the gas flow rate of both electrodes, composition, pressure, unit current, mechanical load, etc.
- 2) The unit shall be started up at the specified temperature increasing rate and atmosphere. After conditioning, all control parameters shall be set at rated conditions and operated until the unit reaches the stable state (the hydrogen production rate reaches at least 90 % of the rated value). If the H₂ production rate is less than 90 % of the rated value, the H₂ concentration shall reach a stable value (not more than 2 mol % deviation between two subsequent measurements at the interval of 10 min).

NOTE The "90 % of the rated value" is based on the assumption that the system degrades with operation.

- 3) After the unit has reached the stable state, the voltage, current and other control parameters shall be measured repeatedly at a sampling interval until the number of samples and measurements are obtained. The average value of the measurements shall be the measured value. Optionally, include the standard deviation of the measurements.

7.3.1.3.3 Production rate of hydrogen and oxygen

The production rates of hydrogen r_{H_2} , and oxygen r_{O_2} are calculated from the molar fraction (x_i) and volumetric flow rate ($q_{V,i}$) of each component i by using the following equations:

$$r_{H_2} = x_{H_2,neg,out} \times q_{V,neg,out} - x_{H_2,neg,in} \times q_{V,neg,in} \quad (25)$$

$$r_{O_2} = x_{O_2,pos,out} \times q_{V,pos,out} - x_{O_2,pos,in} \times q_{V,pos,in} \quad (26)$$

where

- r_i is the production rate of gas component i at the electrode outlet (at STP) (m³/s);
- $x_{H_2,neg,out}$ is the molar fraction of hydrogen at the negative electrode outlet (mol/mol);
- $q_{V,neg,out}$ is the total volumetric flow rate at the negative electrode outlet (at STP) (m³/s);
- $x_{H_2,neg,in}$ is the molar fraction of hydrogen at the negative electrode inlet (mol/mol);
- $q_{V,neg,in}$ is the total volumetric flow rate at the negative electrode inlet (at STP) (m³/s);
- $x_{O_2,pos,out}$ is the molar fraction of oxygen at the positive electrode outlet (mol/mol);
- $q_{V,pos,out}$ is the total volumetric flow rate at the positive electrode outlet (at STP) (m³/s);
- $x_{O_2,pos,in}$ is the molar fraction of oxygen at the positive electrode inlet (mol/mol);
- $q_{V,pos,in}$ is the total volumetric flow rate at the positive electrode inlet (at STP) (m³/s).

7.3.1.3.4 Current efficiency

Current efficiency η_{CE} (%) is calculated based on the production rate of hydrogen ($r_{H_2,neg,out}$) and the cell current I_{cell} using the following equation:

$$\eta_{CE} = \frac{2F \times \eta_{H_2, \text{ neg, out}}}{0,0224 \times N_{\text{cell}} \times I_{\text{cell}}} \times 100 \quad (27)$$

where

- η_{CE} is the current efficiency (%);
- F is the Faraday constant (96 485,3 C/mol);
- $r_{H_2, \text{ neg, out}}$ is the production rate of hydrogen gas at the negative electrode outlet (at STP) (m³/s);
- 0,022 4 is the molar volume of hydrogen (m³/mol);
- N_{cell} is the number of cells in the assembly unit;
- I_{cell} is the cell current (A).

NOTE The value of 0,022 4 is the molar volume of CH₄ at STP (m³/mol).

7.3.1.3.5 Electrolytic efficiency

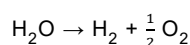
The electrolytic efficiency η_{el} and voltage efficiency η_V are calculated from the average cell voltage $V_{\text{cell, av}}$ using the following equations:

$$\eta_V = \frac{V_{th}}{V_{\text{cell, av}}} \times 100 \quad (28)$$

where

- η_V is the voltage efficiency (%);
- V_{th} is the thermodynamic voltage (V) based on HHV or LHV;
- $V_{\text{cell, av}}$ is the average cell voltage (V).

NOTE The value of V_{th} is calculated for the following two-electron electrolysis reaction;



$$HHV - 285,83 \text{ kJ/mol}, |285,83 \times 10^3/2F| = 1,48 \text{ V}$$

$$LHV - 241,82 \text{ kJ/mol}, |241,82 \times 10^3/2F| = 1,25 \text{ V}$$

$$\eta_{el} = \eta_V \times \eta_{CE} \quad (29)$$

where

- η_{el} is the electrolytic efficiency (%);
- η_V is the voltage efficiency (%);
- η_{CE} is the current efficiency (%).

The above calculation results shall be described in the test report together with the measured values of the test conditions. In addition, the standard deviations of experimental parameters are obtained from the measurement results and the uncertainty of measurement can be estimated.

7.3.1.4 Current-voltage-product gas flow rate characteristics test

7.3.1.4.1 Objective

The objective of this test is to determine the dependency of the electrolytic voltage and product gas flow rates on the operating temperature, pressure, gas composition, gas flow rate or effective gas conversion rate.

7.3.1.4.2 Test methods

1) Test under constant flow rate conditions

The control parameter shall be set at its initial value while the flow rates of the supplied gases to both electrodes as well as other control parameters shall be set at those of the test conditions. The unit shall be operated until the stable state is reached under the open-circuit condition, and current-voltage characteristics are measured by changing the current or voltage stepwise or sweeping it at a constant rate. After the measurement, the control parameter is set to the next value and the measurement shall be repeated within the measuring range.

a) Current step

The measurements are performed after the cell/stack assembly unit reaches the stable state in each step. The average value of these measurements shall be the measured value for that step.

b) Current sweep

The sweep rate shall be determined such that the maximum width of the voltage hysteresis shall not exceed the voltage variation in the stable state. The measurements are performed during the complete sweep.

2) Test under constant apparent conversion rate of steam and carbon dioxide conditions

The control parameter shall be set at its initial value while the gas conversion, which is defined by the ratio of current to gas supply rate ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$), and other control parameters shall be set at those of the test operating conditions.

The unit shall be operated at the minimum current specified by the manufacturer until it reaches the stable state, and current-voltage characteristics shall be measured by changing the current stepwise. The measurement is performed after the cell/stack assembly unit reaches the stable state in each step. The average value of these measurements shall be the measured value for that step. After the measurement, the control parameter is set to the next value and the measurement shall be repeated within the measuring range.

7.3.1.5 Durability test

7.3.1.5.1 Objective

The objective of this test is to evaluate the performance degradation of the cell/stack assembly unit when it is exposed to certain test conditions over a long period of time and to examine the effect of temperature, current, gas composition, gas impurities and other factors on the durability of the cell/stack assembly unit.

7.3.1.5.2 Test method

This test shall be conducted by maintaining the test conditions constant for the duration of the test, either measuring changes in the average cell voltage, flow rates and concentrations of the product gases of both electrodes at constant current or measuring the change of the area-specific resistance (R_{ASR}). The ASR shall be determined at a certain interval (e.g. 100 h to 500 h) using the I - V curve, the impedance measurement or the current interruption method.

The degradation rate (DR) typically per 1 000 h (kh) is adopted, which is calculated by the following equations:

$$DR_V = \left| \frac{V_{\text{cell, av}}(J, t) - V_{\text{cell, av}}(J, t = 0)}{V_{\text{cell, av}}(J, t = 0)} \right| \times \frac{1000}{t} \times 100 \quad (30)$$

where

- DR_V is the voltage degradation rate (%/kh);
- $V_{\text{cell, av}}(J, t)$ is the average cell voltage at current density J and time t (V);
- $V_{\text{cell, av}}(J, t = 0)$ is the initial value ($t = 0$) of the average cell voltage at the same current density J (V);
- t is the operation time (h).

$$DR_{r_i} = \left| \frac{r_i(J, t) - r_i(J, t = 0)}{r_i(J, t = 0)} \right| \times \frac{1000}{t} \times 100 \quad (31)$$

where

- DR_{r_i} is the degradation rate for the production rate of gas species i (H_2 , CO , and O_2) (%/kh);
- $r_i(J, t)$ is the production rate of gas species i at current density J and time t (m^3/s);
- $r_i(J, t = 0)$ is the initial production rate ($t = 0$) of gas species i at the same current density J (m^3/s);
- t is the operation time (h).

$$DR_{\text{ASR}} = \left| \frac{R_{\text{ASR}}(J, t) - R_{\text{ASR}}(J, t = 0)}{R_{\text{ASR}}(J, t = 0)} \right| \times \frac{1000}{t} \times 100 \quad (32)$$

where

- DR_{ASR} is the ASR degradation rate (%/kh);
- $R_{\text{ASR}}(J, t)$ is the ASR value at current density J and time t ($\Omega \cdot \text{m}^2$);
- $R_{\text{ASR}}(J, t = 0)$ is the initial ASR value ($t = 0$) at the same current density J ($\Omega \cdot \text{m}^2$);
- t is the operation time (h).

NOTE The initial time ($t = 0$) is the time when the system has been operated for a sufficiently long period (as recommended by the manufacturer) for overcoming the phase of the initial high degradation after being put into operation the first time.

7.3.1.5.3 Measurement of changes in voltage and product gas flow rates

Set up all the controlling parameters at the specified test conditions and measure the unit voltage, the flow rates and concentrations of product gases of both electrodes at regular intervals. The increasing rate of the voltage and decreasing rates of hydrogen, carbon monoxide, methane and oxygen flow rates for the entire test period or the specific time duration shall be calculated by using the measured values.

7.3.1.5.4 Measurement of changes in area-specific resistance, voltage, and product gas flow rates

In this test, the voltage and flow rates and concentration of the product gases of both electrodes are measured in a similar manner to that stated in 7.3.1.4.2.

The following method shall be used for the measurement of the area-specific resistance:

- Measure the whole I - V characteristics between 0 to maximum current or measure partial I - V characteristics in the vicinity at the operating current, both in a similar manner to that stated in 7.3.1.3.
- For the ASR (R_{ASR}), derive the approximate slope of the I - V curve at operating current by connecting two points on the I - V curve in the vicinity across the operating current and find the slope by the following equation:

$$R_{ASR}(J, t) = \left| \frac{V_{\text{cell, av}}(J + \delta J, t) - V_{\text{cell, av}}(J, t)}{\delta J} \right| \quad (33)$$

where

$R_{ASR}(J, t)$ is the ASR value at current density J and time t ($\Omega \cdot \text{m}^2$);

$V_{\text{cell, av}}(J, t)$ is the average cell voltage at current density J and time t (V);

$V_{\text{cell, av}}(J + \delta J, t)$ is the average cell voltage at current density $(J + \delta J)$ and time t (V);

δJ is the differential change in current density J .

The selection of the points in the vicinity at the operating current requires care. The points should be closer to the operating current when the curvature of the I - V curve is large. The uncertainty in the voltage and current measurements should be kept as small as possible.

- After measuring the I - V curve, restore the values to those of the original test conditions and measure the voltage, flow rates and concentration of the product gases of both electrodes until the next measuring cycle.
- Repeat this measurement at a certain interval throughout the test duration.

The degradation rates for the ASR, voltage, and production rates of hydrogen, carbon monoxide, and oxygen for the entire test period or specific time duration within the test period shall be calculated.

It is also possible to measure the ASR by the method described in 6.3.2.8.

7.3.2 Methanation reactor

7.3.2.1 General

The methanation reactor is a catalytic reactor which converts synthetic gas ($\text{CO} + \text{H}_2$) supplied from the SOC (Case 1) or H_2 supplied from the SOC and CO_2 supplied externally (Case 2) into methane. The methanation reaction consists of the following exothermic reactions which proceeds by the Sabatier reaction or CO methanation reaction shown below. In addition, a small amount of hydrocarbons ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$) is produced by the Fischer-Tropsch (FT) synthesis reaction simultaneously.

Sabatier reaction: $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 = \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$

CO methanation reaction: $\text{CO} + 3\text{H}_2 = \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$

FT synthesis reactions: $\text{CO} + (2 + 1/n) \text{H}_2 = 1/n \text{C}_n\text{H}_{2n+2} + \text{H}_2\text{O}$

This Subclause 7.3.2 describes specific methods for the evaluation of performance of the methanation reactor component by calculating for conversion into methane, carbon balance and heat balance. The detection method for toxic substances, which could be produced during the methanation reaction, is also described.

7.3.2.2 Conversion of CO₂ into CH₄

The conversion of CO₂ into methane is calculated by the following equation:

$$y_{\text{CH}_4/\text{CO}_2} = \frac{x_{\text{CH}_4, \text{MR}, \text{out}} \times q_{V, \text{MR}, \text{out}} - x_{\text{CH}_4, \text{MR}, \text{in}} \times q_{V, \text{MR}, \text{in}}}{(x_{\text{CO}_2, \text{MR}, \text{in}} \times q_{V, \text{MR}, \text{in}} + x_{\text{CO}, \text{MR}, \text{in}} \times q_{V, \text{MR}, \text{in}})} \times 100 \quad (34)$$

where

- $y_{\text{CH}_4/\text{CO}_2}$ is the conversion of CO₂ into CH₄ (%);
- $x_{\text{CH}_4, \text{MR}, \text{out}}$ is the molar fraction of CH₄ at the outlet of the methanation reactor (mol/mol);
- $q_{V, \text{MR}, \text{out}}$ is the total volumetric flow rate of product gas at the outlet of the methanation reactor (m³/s);
- $x_{\text{CH}_4, \text{MR}, \text{in}}$ is the molar fraction of CH₄ at the inlet of the methanation reactor (mol/mol);
- $q_{V, \text{MR}, \text{in}}$ is the total volumetric flow rate of product gas at the inlet of the methanation reactor (m³/s);
- $x_{\text{CO}_2, \text{MR}, \text{in}}$ is the molar fraction of CO₂ at the inlet of the methanation reactor (mol/mol);
- $x_{\text{CO}, \text{MR}, \text{in}}$ is the molar fraction of CO at the inlet of the methanation reactor (mol/mol).

The conversion of H₂ into CH₄ (utilization ratio of H₂ for methane formation) is calculated by the following equation:

$$y_{\text{CH}_4/\text{H}_2} = \frac{2x_{\text{CH}_4, \text{MR}, \text{out}} \times q_{V, \text{MR}, \text{out}}}{x_{\text{H}_2, \text{MR}, \text{in}} \times q_{V, \text{MR}, \text{in}}} \times 100 \quad (35)$$

where

- $y_{\text{CH}_4/\text{H}_2}$ is the conversion of H₂ into CH₄ (%);
- $x_{\text{CH}_4, \text{MR}, \text{out}}$ is the molar fraction of CH₄ at the outlet of the methanation reactor (mol/mol);
- $q_{V, \text{MR}, \text{out}}$ is the total volumetric flow rate of product gas at the outlet of the methanation reactor (m³/s);
- $x_{\text{H}_2, \text{MR}, \text{in}}$ is the molar fraction of H₂ at the inlet of the methanation reactor (mol/mol);
- $q_{V, \text{MR}, \text{in}}$ is the total volumetric flow rate at the inlet of the methanation reactor (m³/s).

The catalytic performance can be evaluated by measuring the dependence of conversion values on the space velocity. The space velocity (1/s) is calculated by using the total volumetric flow rate at the inlet of the methanation reactor divided by the volume of the catalyst bed as follows:

$$SV = \frac{q_{V, \text{MR}, \text{in}}}{V_{\text{cat}}} \quad (36)$$

where

SV is the space velocity (1/s);

$q_{V,MR,in}$ is the total volumetric flow rate at the inlet of the methanation reactor (m^3/s);

v_{cat} is the volume of the catalyst bed (m^3).

NOTE Space velocity is the inverse value of the residence time in the reactor (t_{MR}).

7.3.2.3 Carbon balance

The carbon balance is calculated by the following equation:

$$\text{carbon mass balance}[\%] = \frac{(x_{CH_4, MR,out} + x_{CO, MR,out} + x_{CO_2, MR,out} + \sum_n n \times x_{C_n H_{2n+2}, MR,out}) \times q_{V,MR,out}}{(x_{CO_2, MR,in} + x_{CO, MR,in} + x_{CH_4, MR,in}) \times q_{V,MR,in}} \times 100 \quad (37)$$

where

$x_{CH_4, MR,out}$ is the molar fraction of CH_4 at the outlet of the methanation reactor (mol/mol);

$x_{CO, MR,out}$ is the molar fraction of CO at the outlet of the methanation reactor (mol/mol);

$x_{CO_2, MR,out}$ is the molar fraction of CO_2 at the outlet of the methanation reactor (mol/mol);

n is the number of carbon atoms in a hydrocarbon molecule;

$x_{C_n H_{2n+2}, MR,out}$ is the molar fraction of hydrocarbon gas (for example, $n = 2$, C_2H_6) other than methane at the outlet of the methanation reactor (mol/mol);

$q_{V,MR,out}$ is the total volumetric flow rate of product gas at the outlet of the methanation reactor (m^3/s);

$x_{CO_2, MR,in}$ is the molar fraction of CO_2 at the inlet of the methanation reactor (mol/mol);

$x_{CO, MR,in}$ is the molar fraction of CO at the inlet of the methanation reactor (mol/mol);

$x_{CH_4, MR,in}$ is the molar fraction of CH_4 at the inlet of the methanation reactor (mol/mol);

$q_{V,MR,in}$ is the total volumetric flow rate at the inlet of the methanation reactor (m^3/s).

7.3.2.4 Heat balance calculation

The flow rate and temperature of the heat recovery fluid (e.g. water) at the inlet and outlet of the methanation reactor shall be measured as follows. The temperature of the inlet and outlet of the heat recovery fluid are measured by a thermocouple inserted in the flow channel. The flow rate of the heat recovery fluid at the inlet and outlet are measured by an appropriate method (for example, differential flowmeter, areal flowmeter, electromagnetic flowmeter or ultrasonic flowmeter). The heat recovery rate $P_{th,MR}$ is calculated as follows:

$$P_{th,MR} = q_{m,c} \times C_{p,c} \times (T_{c,out} - T_{c,in}) \quad (38)$$

where

$P_{th,MR}$ is the heat recovery rate at the methanation reactor (J/s);

$q_{m,c}$ is the mass flow rate of the heat recovery fluid at standard pressure (kg/s);

$C_{p,c}$ is the heat capacity of the heat recovery fluid at standard pressure (J/(kg·K));

$T_{c,out}$ is the temperature of the heat recovery fluid at the outlet of the methanation reactor (K);

$T_{c,in}$ is the temperature of the heat recovery fluid at the inlet of the methanation reactor (K).

For $C_{p,c}$, the value at the average temperature of the inlet and the outlet of the heat recovery fluid shall be used.

7.3.2.5 Detection and analysis of tetracarbonylnickel

Tetracarbonylnickel $[Ni(CO)_4]$ is a toxic substance, and is formed by the reaction of CO with Ni-containing materials (e.g. gas piping) at relatively low temperature. For the analysis of $Ni(CO)_4$, a certain amount of the outlet gas from the methanation reactor is collected by a suited method (for example, gas-cylinder or gas-bag). The collected gas is appropriately concentrated if necessary and the concentration of $Ni(CO)_4$ contained in the sample gas is quantitatively analysed by the Fourier transform infrared spectrometer equipped with a long optical path gas cell.

8 Test report

8.1 General

Test reports shall accurately, clearly, and objectively present sufficient information to demonstrate that all the objectives of the tests have been attained. The minimum requirements for the test report shall be a title page, a table of contents and a summary report. For power-to-methane energy systems tested in compliance with this document, the summary report shall be made available to interested parties.

Guidelines for the contents of the detailed report and the full report are given in Annex A.

8.2 Title page

The title page shall present the following information:

- report identification number (if applicable);
- type of report (summary, detailed, or full);
- authors of report;
- entity conducting the tests;
- date of report;
- location of the tests;
- titles of the tests;
- date and time of the tests;
- power-to-methane energy system identification code and manufacturer's name.

8.3 Table of contents

The table of contents shall present the titles of clauses, subclauses, etc. in the report with the page numbers in an orderly sequence.

8.4 Summary report

The summary report shall include the following information:

- 1) objective of the test;
- 2) description of the test, equipment, and instruments;
- 3) all test results;
- 4) uncertainty for each test result;
- 5) confidence for each test result;
- 6) conclusions as appropriate;
- 7) discussion of the tests and their results (i.e. comments and observations);
- 8) results of product gas analysis.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-8-301:2023

Annex A

(informative)

Guidelines for the contents of detailed and full reports

A.1 General

It is recommended that the detailed report or the full report or both are created to record sufficient information to demonstrate that all the objectives of the tests have been attained.

Three types of reports are required: summary, detailed and full. Each type of report shall contain the same title page and a table of contents.

A.2 Detailed report

The detailed report shall include the following information in addition to the information contained in the summary report:

- 1) type, specifications, and operating configuration of the system and the process flow diagram showing the system boundary;
- 2) description of the arrangements, location and operating conditions of the equipment and instruments;
- 3) calibration results of instruments;
- 4) reference to the calculation method;
- 5) tabular and graphical presentation of the results.

A.3 Full report

The full report shall include the following information in addition to the information contained in the detailed report:

- copies of original data sheets that shall include the following information in addition to the measurement data:
 - a) date and time of the test run;
 - b) model and serial number and measurement accuracy of instruments used for the test;
 - c) ambient test conditions;
 - d) name and qualifications of person(s) conducting the test;
 - e) full and detailed uncertainty analysis.

Bibliography

IEC 60050-485, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 485: Fuel cell technologies*, available at <http://www.electropedia.org>

IEC 62282-3-200, *Fuel cell technologies – Part 3-200: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods*

ISO/IEC GUIDE 98-3:2008, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)*

ISO/IEC GUIDE 98-3-SP1, *Supplement 1, Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995) – Propagation of distributions using a Monte Carlo method*

ISO 6976, *Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition*

ISO 14511, *Measurement of fluid flow in closed conduits – Thermal mass flowmeters*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-8-301:2023

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-8-301:2023

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	52
INTRODUCTION.....	54
1 Domaine d'application	55
2 Références normatives	56
3 Termes, définitions, abréviations et symboles.....	57
3.1 Termes et définitions	57
3.2 Abréviations et symboles	62
3.2.1 Abréviations	62
3.2.2 Symboles.....	63
4 Système de conversion d'électricité en méthane à base de SOC	67
5 Conditions de référence.....	68
5.1 Température et pression	68
5.2 Pouvoir calorifique	68
6 Appareils et méthodes de mesure	69
6.1 Généralités	69
6.2 Incertitude des instruments	70
6.3 Méthodes de mesure	71
6.3.1 Méthodes de mesure pour les essais du système de conversion de l'énergie en méthane	71
6.3.2 Méthodes de mesure des composants en essai	74
7 Méthodes et procédures d'essai	77
7.1 Généralités	77
7.2 Essais de performance du système.....	78
7.2.1 Essai de démarrage.....	78
7.2.2 Essais de performance en fonctionnement aux caractéristiques assignées	78
7.2.3 Essai de performance en cas de variation de la puissance d'entrée.....	82
7.2.4 Essai d'arrêt	83
7.3 Essai de performance des composants	84
7.3.1 Entité d'assemblage de cellules/piles SOC	84
7.3.2 Réacteur de méthanation.....	94
8 Rapport d'essai	96
8.1 Généralités	96
8.2 Page de titre	97
8.3 Sommaire	97
8.4 Rapport résumé	97
Annexe A (informative) Lignes directrices sur le contenu des rapports détaillé et complet.....	98
A.1 Généralités	98
A.2 Rapport détaillé	98
A.3 Rapport complet	98
Bibliographie.....	99

Figure 1 – Processus schématique du domaine d'application de l'IEC 62282-8-30156

Figure 2 – Représentation schématique des interfaces physiques du système69

Figure 3 – Système d’essai	85
Figure 4 – Environnement d’essai et interfaces entre cellule/pile SOC, réacteur de méthanation et montage expérimental.....	87
Tableau 1 – Symboles	63

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-8-301:2023

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

Partie 8-301: Systèmes de stockage de l'énergie utilisant des modules à piles à combustible en mode inversé – Systèmes de conversion de l'énergie en méthane à base de piles à oxyde solide, comprenant le fonctionnement réversible – Méthodes d'essai des performances

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. À cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses Publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets.

L'IEC 62282-8-301 a été établie par le comité d'études 105 de l'IEC: Technologies des piles à combustible. Il s'agit d'une Norme internationale.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
105/968/FDIS	105/983/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à son approbation.

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

Le présent document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2, il a été développé selon les Directives ISO/IEC, Partie 1 et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/publications.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 62282, publiées sous le titre général *Technologies des piles à combustible*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62282-8-301:2023

INTRODUCTION

La présente partie de l'IEC 62282 décrit des méthodes d'évaluation des performances pour les systèmes de conversion de l'énergie électrique en méthane qui utilisent des piles à oxyde solide (SOC) et des réacteurs de méthanation.

Une application type des systèmes de conversion d'électricité en méthane est la production électrolytique de méthane en tant que vecteur énergétique en vue d'un stockage et d'un transport à long terme et à grande échelle.

La chaleur de combustion du méthane par mole est environ trois fois supérieure à celle de l'hydrogène. Le méthane étant facile à liquéfier, il peut être stocké et transporté en utilisant les infrastructures existantes pour le gaz naturel (réservoirs, canalisations, navires-citernes ou camions-citernes) et être aisément utilisé par les équipements conventionnels. Par ailleurs, l'utilisation du "méthane vert" (produit par l'électricité renouvelable) ou du "méthane neutre en carbone" à la place du "méthane fossile" apparaît comme une option prometteuse dans un proche avenir.

La série IEC 62282-8 a pour but le développement des méthodes d'essai de performance pour les systèmes de stockage de l'énergie et les systèmes tampons fondés sur des modules électrochimiques (qui combinent des piles à combustible et à électrolyse, en particulier des piles à combustible réversibles), en tenant compte des options de réélectrification et de production de substance (et de chaleur) pour l'intégration durable des sources d'énergie renouvelable.

Sous le titre général "Systèmes de stockage de l'énergie utilisant des modules à piles à combustible en mode inversé", la série IEC 62282-8 comprend les parties suivantes:

- IEC 62282-8-101: Procédures d'essai pour la performance des cellules élémentaires et des piles à oxyde solide, comprenant le fonctionnement réversible;
- IEC 62282-8-102: Procédures d'essai pour la performance des cellules élémentaires et des piles à membrane échangeuse de protons, comprenant le fonctionnement réversible;
- IEC 62282-8-103¹: Alkaline single cell and stack performance including reversible operation (disponible en anglais seulement);
- IEC 62282-8-201²: Procédures d'essai pour la performance des systèmes électriques à électriques;
- IEC 62282-8-202³: Power-to-power systems – Safety (disponible en anglais seulement);
- IEC 62282-8-3xy (toutes les parties): Power-to-substance systems (disponible en anglais seulement).

Les IEC 62282-8-101, IEC 62282-8-102 et IEC 62282-8-201 ont été initiées conjointement, car elles constituent une priorité dictée par les besoins émergents des industries et par les opportunités de développement techniques.

Le présent document est le premier de la série IEC 62282-8-3xy.

¹ À l'étude.

² Seconde édition en cours de révision. Stade au moment de la publication: IEC CDV 62282-8-201:2023.

³ À l'étude.

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

Partie 8-301: Systèmes de stockage de l'énergie utilisant des modules à piles à combustible en mode inversé – Systèmes de conversion de l'énergie en méthane à base de piles à oxyde solide, comprenant le fonctionnement réversible – Méthodes d'essai des performances

1 Domaine d'application

La présente partie de la série IEC 62282 spécifie les méthodes d'essai de performance des systèmes de conversion d'électricité en méthane à base de piles à oxyde solide (SOC). De l'eau, du CO_2 et de l'électricité sont fournis au système pour produire du méthane et de l'oxygène.

c De plus, les méthodes d'essai des entités d'assemblage de cellules/piles pour SOC fonctionnant en mode SOFC, y compris le fonctionnement réversible (sans aucun réacteur de méthanation) sont déjà décrites dans l'IEC 62282-8-101. Les utilisateurs peuvent remplacer les méthodes d'essai choisies dans le présent document par des méthodes d'essai équivalentes spécifiées dans l'IEC 62282-8-101 (pile électrolyse à oxyde solide (SOEC) pour produire du H_2 uniquement ainsi que mode de fonctionnement SOFC et mode réversible) et de l'IEC 62282-7-2 (mode SOFC uniquement).

Le présent document couvre deux types de processus représentés à la Figure 1:

- cas 1: de la vapeur et du CO_2 sont introduits dans la SOC (processus de co-électrolyse) et le gaz produit (principalement $\text{H}_2 + \text{CO}$) est transféré dans un réacteur de méthanation (réacteur catalytique);
- cas 2: de la vapeur est introduite dans la SOC pour générer du H_2 qui est transféré dans un réacteur de méthanation avec du CO_2 .

En plus de ces deux cas, le catalyseur de méthanation peut être intégré dans la SOC mais ce cas n'entre pas dans le domaine d'application du présent document. Le présent document fournit, pour les systèmes d'essai, des informations sur les instruments et spécifie des méthodes de mesure afin de contrôler les performances des entités d'assemblage de cellules/piles SOC et du réacteur de méthanation à des fins de conversion de l'énergie. Pour produire du CH_4 à partir d'eau et de CO_2 , la SOC fonctionne en mode électrolyse (pile électrolyse à oxyde solide (SOEC)). La SOC peut fonctionner en mode pile à combustible (SOFC) ou en mode réversible, ou les deux. Dans le présent document, le système considéré ne dispose pas de composants stockant de l'électricité, des fluides ou de la chaleur.

Le présent document est destiné à être utilisé pour les échanges de données dans le cadre de transactions commerciales entre les fabricants de systèmes et les clients. Les utilisateurs du présent document peuvent choisir les éléments d'essai à exécuter selon leurs objectifs parmi ceux décrits dans le présent document.

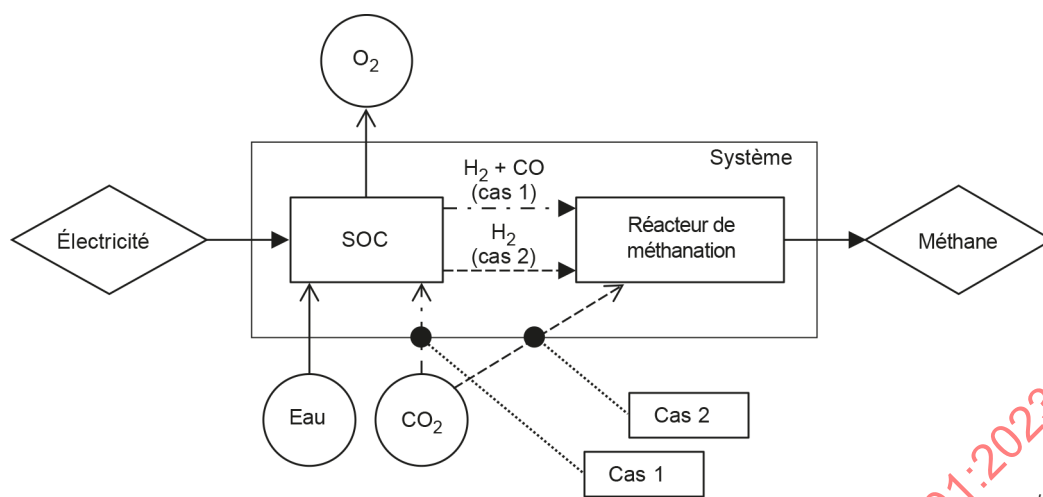


Figure 1 – Processus schématisé du domaine d'application de l'IEC 62282-8-301

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60584-1, *Couples thermoélectriques – Partie 1: Spécifications et tolérances en matière de FEM*

IEC 60584-3, *Couples thermoélectriques – Partie 3: Câbles d'extension et de compensation – Tolérances et système d'identification*

IEC 61515, *Câbles et couples thermoélectriques à isolation minérale dits "chemisés"*

IEC 62282-7-2:2021, *Technologies des piles à combustible – Partie 7-2: Méthodes d'essai – Essais de performance de cellule élémentaire et de pile pour les piles à combustible à oxyde solide (SOFC)*

IEC 62282-8-101:2020, *Technologies des piles à combustible – Partie 8-101: Système de stockage de l'énergie utilisant des modules à piles à combustible en mode inversé – Procédures d'essai pour la performance des cellules élémentaires et des piles à oxyde solide, comprenant le fonctionnement réversible*

ISO 5167-1, *Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimogènes insérés dans des conduites en charge de section circulaire – Partie 1: Principes généraux et exigences générales*

ISO 5168, *Mesure de débit des fluides – Procédures pour le calcul de l'incertitude*

ISO 6141, *Analyse des gaz – Contenu des certificats des mélanges de gaz pour étalonnage*

ISO 6142-1, *Analyse des gaz – Préparation des mélanges de gaz pour étalonnage – Partie 1: Méthode gravimétrique pour les mélanges de Classe I*

ISO 6143, *Analyse des gaz – Méthodes comparatives pour la détermination et la vérification de la composition des mélanges de gaz pour étalonnage*

ISO 6145-7, *Analyse des gaz – Préparation des mélanges de gaz pour étalonnage à l'aide de méthodes dynamiques – Partie 7: Régulateurs thermiques de débit massique*

ISO 6974 (toutes les parties), *Gaz naturel – Détermination de la composition et de l'incertitude associée par chromatographie en phase gazeuse*

ISO 6975, *Gaz naturel – Analyse étendue – Méthode par chromatographie en phase gazeuse*

ISO 7066-2, *Évaluation de l'incertitude dans l'étalonnage et l'utilisation des appareils de mesure du débit – Partie 2: Relations d'étalonnage non linéaires*

ISO 8573-1, *Air comprimé – Partie 1: Polluants et classes de pureté*

ISO 8756, *Qualité de l'air – Traitement des données de température, de pression et d'humidité*

ISO 10101 (toutes les parties), *Gaz naturel – Dosage de l'eau par la méthode de Karl Fischer*

ISO 11541, *Gaz naturel – Dosage de l'eau à haute pression*

3 Termes, définitions, abréviations et symboles

3.1 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <https://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <https://www.iso.org/obp>

3.1.1

surface d'électrode active

surface d'électrode efficace

surface d'électrode géométrique sur laquelle se produit une réaction électrochimique

Note 1 à l'article: Il s'agit habituellement de la plus petite des deux surfaces de l'électrode positive ou négative.

Note 2 à l'article: Surface perpendiculaire à la circulation ionique du courant, généralement exprimée en m^2 ou cm^2 .

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.1]

3.1.2

gaz additif

gaz ajouté au gaz produit de l'électrode négative pour la réaction dans le réacteur de méthanation

Note 1 à l'article: Dans le Cas 2 de la Figure 1, le gaz additif est le CO_2 .

Note 2 à l'article: Dans le Cas 1 de la Figure 1 (mode co-électrolyse), du CO_2 ou du H_2 , ou les deux, peuvent être ajoutés pour convertir efficacement le gaz produit de l'électrode négative en CH_4 .

3.1.3

résistance spécifique à la surface

ASR

résistivité interne de tout composant d'une cellule ou d'une pile, y compris le changement de potentiel par suite d'une réaction électrochimique

Note 1 à l'article: Elle est normalisée par la surface d'électrode active et est exprimée en $\Omega \cdot \text{m}^2$ ou $\Omega \cdot \text{cm}^2$.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.2]

3.1.4

catalyseur

substance qui accélère une réaction sans être elle-même consommée

[SOURCE: IEC 60050-485:2020, 485-01-01, modifié – "réaction électrochimique" a été remplacé par "réaction"; les Notes 1 et 2 ont été supprimées.]

3.1.5

cellule

cellule élémentaire

unité de base d'une pile à oxyde solide

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.7, modifié – "cellule" est devenu un terme privilégié.]

3.1.6

état froid

état d'un système de conversion d'électricité en méthane, à la température ambiante, lorsqu'il ne reçoit pas d'énergie ou qu'il n'en produit pas

Note 1 à l'article: L'état froid peut survenir après l'état de stockage pendant un refroidissement du système.

[SOURCE: IEC 60050-485:2020, 485-21-01, modifié – "système à pile à combustible" a été remplacé par "système de conversion d'électricité en méthane" et la note à l'article a été ajoutée.]

3.1.7

force de compression

charge axiale

charge de compression appliquée à la cellule élémentaire ou aux plaques d'extrémité d'une pile SOC planaire pour assurer le contact électrique et l'étanchéité au gaz

Note 1 à l'article: La force de compression est en pratique exprimée en N.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.7, modifié – Le terme privilégié "charge axiale" est devenu un terme admis et le terme admis "force de compression" est devenu un terme privilégié.]

3.1.8

conditionnement

étape préliminaire du traitement qui est exigée pour qu'une SOC fonctionne correctement et qui est généralement réalisée suivant un protocole spécifié par le fabricant

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.8, modifié – La Note 1 à l'article a été supprimée.]

3.1.9

conversion du CO₂ en CH₄

pourcentage de conversion catalytique du dioxyde de carbone en méthane dans le réacteur de méthanation

3.1.10**conversion du H₂ en CH₄**

pourcentage de conversion catalytique de l'hydrogène en méthane dans le réacteur de méthanation

3.1.11**densité de courant**

courant électrique par unité de surface active de l'électrode

Note 1 à l'article: La densité de courant est exprimée en A/m² ou A/cm².

[SOURCE: IEC 60050-485:2020, 485-12-01, modifié – "de l'électrode" a été ajouté et le domaine a été supprimé.]

3.1.12**gaz d'électrode**

gaz présent dans les électrodes positive et négative

Note 1 à l'article: Les gaz d'électrode peuvent être des réactifs, des produits ou des gaz inertes.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.14]

3.1.13**interconnecteur**

interconnexion

composant à conductivité électronique et étanche au gaz connecté aux cellules élémentaires dans une pile

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.4, modifié – "électronique" a été ajouté et les notes à l'article ont été supprimées.]

3.1.14**réacteur de méthanation**

réacteur catalytique assurant la conversion de CO₂, CO et H₂ en CH₄

3.1.15**électrode négative**

électrode à laquelle le gaz (réducteur) combustible est consommé ou produit

Note 1 à l'article: En mode électrolyse avec un électrolyte conducteur d'ions oxydes tel qu'une zircone stabilisée à l'yttria dans une SOC, la vapeur est réduite pour produire de l'hydrogène ou un mélange de vapeur et de CO₂ est réduit pour produire H₂ + CO.

Note 2 à l'article: En mode électrolyse pour une SOC conductrice de protons, le gaz de l'électrode négative est l'hydrogène ou un gaz inerte ou les deux (Cas 2 de la Figure 1) ou un mélange d'hydrogène, de CO₂ et de gaz inerte (Cas 1, co-électrolyse).

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.19, modifié – "(réducteur)" a été ajouté et les trois notes à l'article ont été remplacées par deux nouvelles notes à l'article.]

3.1.16

électrode positive

électrode à laquelle l'oxygène est consommé ou produit

Note 1 à l'article: En mode électrolyse pour une SOC conductrice d'ions oxydes, le gaz de l'électrode positive est généralement l'air utilisé pour entraîner l'oxygène généré.

Note 2 à l'article: En mode électrolyse pour une SOC conductrice de protons, le gaz de l'électrode positive est la vapeur ou un mélange de vapeur et de gaz inerte utilisé pour entraîner l'oxygène généré.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.21, modifié – Les trois notes à l'article ont été remplacées par deux nouvelles notes à l'article.]

3.1.17

gaz de protection

mélange d'hydrogène et de gaz inerte (généralement de l'argon ou de l'azote) utilisé pour protéger les électrodes négatives contenant des métaux de transition de la SOC et le catalyseur dans le réacteur de méthanation de la réoxydation en cas de conditions de fonctionnement anormales (par exemple, interruption du gaz d'électrode, arrêt d'urgence du poste d'essai)

3.1.18

conditions assignées

conditions de fonctionnement recommandées (par exemple courant, puissance) spécifiées par le fabricant pour lequel le système à SOC a été dimensionné

3.1.19

mode réversible

mode régénératif

mode de fonctionnement d'une pile à oxyde solide qui alterne entre le mode pile à combustible et le mode électrolyse (Re-SOC)

Note 1 à l'article: Le terme "réversible" dans ce contexte ne se réfère pas au principe thermodynamique d'un processus idéal.

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.26]

3.1.20

temps d'arrêt

temps d'arrêt exigé pour passer de l'état assigné à l'état froid

Note 1 à l'article: Le temps d'arrêt est exprimé en s, min ou h.

3.1.21

énergie d'arrêt

énergie totale fournie pendant un arrêt de l'état assigné à l'état froid

Note 1 à l'article: L'énergie d'arrêt est exprimée en kJ.

3.1.22

pile à oxyde solide

SOC

cellule électrochimique composée de trois éléments fonctionnels (électrode négative, électrolyte et électrode positive)

Note 1 à l'article: L'abréviation "SOC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "solid oxide cell".

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.28, modifié – "fondée sur des matériaux d'oxyde céramique" et les trois notes à l'article ont été supprimés.]

3.1.23**pile électrolyse à oxyde solide**

SOEC

SOC fonctionnant en mode électrolyse

Note 1 à l'article: L'abréviation "SOEC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "solid oxide electrolysis cell".

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.29, modifié – "c'est-à-dire en mode pile à combustible inversé" et les trois notes à l'article ont été supprimés.]

3.1.24**pile à combustible à oxyde solide**

SOFC

SOC fonctionnant en mode pile à combustible

Note 1 à l'article: L'abréviation "SOFC" est dérivée du terme anglais développé correspondant "solid oxide fuel cell".

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.30, modifié – La Note 1 à l'article a été supprimée.]

3.1.25**vitesse spatiale**

quotient du débit volumétrique entrant des réactants divisé par le volume du lit catalytique

Note 1 à l'article: La vitesse spatiale est exprimée en 1/s.

3.1.26**état stable**

état d'une entité d'assemblage de cellules/piles auquel l'entité est suffisamment stable pour que tout paramètre de régulation et la tension ou le courant de sortie de l'entité restent dans les limites de tolérance de leur plage de variation

[SOURCE: IEC 62282-7-2:2021, 3.1.9]

3.1.27**pile**

assemblage de cellules, d'interconnecteurs, de plaques de refroidissement, de collecteurs et d'une structure de support

[SOURCE: IEC 60050-485:2020, 485-06-01, modifié – Le premier terme privilégié "pile à combustible" a été supprimé, "séparateurs" a été remplacé par "interconnecteurs" et "qui convertit typiquement, par un procédé électrochimique, un gaz riche en hydrogène et des réactifs de l'air en courant continu, en chaleur et en d'autres produits de réaction" a été supprimé.]

3.1.28**temps de démarrage**

temps de démarrage exigé pour passer de l'état froid à l'état assigné

Note 1 à l'article: Le temps de démarrage est exprimé en s, min ou h.

3.1.29**énergie de démarrage**

énergie totale fournie pendant un démarrage de l'état froid à l'état assigné

Note 1 à l'article: L'énergie de démarrage est exprimée en kJ.

3.1.30**état de stockage**

état d'un système de conversion de l'électricité en méthane qui n'est pas en fonctionnement et qui peut impliquer, sous certaines conditions spécifiées par le fabricant, un apport d'énergie thermique ou électrique, ou une atmosphère inerte, ou toute combinaison de ceux-ci, pour éviter la dégradation des composants et pour alimenter en énergie les systèmes de commande

[SOURCE: IEC 60050-485-21-06, modifié – "système à pile à combustible" a été remplacé par "système de conversion d'électricité en méthane" et "et pour alimenter en énergie les systèmes de commande" a été ajouté.]

3.1.31**gaz de balayage**

gaz fourni au compartiment de l'électrode positive de la SOC pour entraîner l'oxygène généré

Note 1 à l'article: Dans le cas d'une SOC conductrice d'ions oxydes, l'air est souvent utilisé comme gaz de balayage pour entraîner le gaz O_2 généré. Pour une SOC conductrice de protons, de la vapeur ou un mélange de vapeur et de gaz inerte est fourni pour entraîner l' O_2 généré.

3.1.32**paramètre d'entrée d'essai**

TIP

paramètres dont les valeurs peuvent être réglées afin de définir les conditions d'essai du système d'essai, incluant les conditions de fonctionnement de l'objet d'essai

Note 1 à l'article: L'abréviation "TIP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "test input parameter".

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.33, modifié – La Note 1 à l'article a été supprimée.]

3.1.33**paramètre de sortie d'essai**

TOP

paramètre qui indique la réponse du système/objet d'essai par suite de la variation des TIP

Note 1 à l'article: L'abréviation "TOP" est dérivée du terme anglais développé correspondant "test output parameter".

[SOURCE: IEC 62282-8-101:2020, 3.1.34, modifié – La Note 1 à l'article a été supprimée.]

3.2 Abréviations et symboles**3.2.1 Abréviations**

AC	(Alternating Current) courant alternatif
ASR	(Area-Specific Resistance) résistance spécifique à la surface
CE	(Current Efficiency) rendement en courant
DC	(Direct Current) courant continu
DR	(Degradation Rate) vitesse de dégradation
FT	Fischer-Tropsch
PRG	Potentiel de Réchauffement Global
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
P2G	(Power-to-Gas) conversion d'électricité en gaz
SOC	(Solid Oxide Cell) pile à oxyde solide
SOEC	(Solid Oxide Electrolysis Cell) pile électrolyse à oxyde solide
SOFC	(Solid Oxide Fuel Cell) pile à combustible à oxyde solide

Re-SOC	(Reversible Solid Oxide Cell) pile à oxyde solide réversible
STP	(Standard Temperature and Pressure) température et pression normales
SV	(Space Velocity) vitesse spatiale
TIP	(Test Input Parameter) paramètre d'entrée d'essai
TOP	(Test Output Parameter) paramètre de sortie d'essai

3.2.2 Symboles

Le Tableau 1 énumère les symboles et les unités utilisés dans le présent document.

Tableau 1 – Symboles

Symbole	Signification	Unité(s)
A_{active}	Surface (géométrique) active de la ou des électrodes de la cellule/pile	m ² , cm ²
c	Concentration	
c_i	Concentration molaire du composant i	mol/m ³
C_p	Capacité thermique	
$C_{p,c}$	Capacité thermique du fluide caloporteur à pression normale	J/(kg · K)
$C_{p,i}$	Capacité thermique du composant i à la pression normale	J/(kg · K)
E	Énergie	
$E_{\text{el,in}}$	Énergie électrique fournie au système	kJ
$E_{\text{el,out}}$	Énergie électrique produite par le système	kJ
$E_{\text{sp,CH}_4}$	Énergie électrique spécifique consommée pour produire une unité de volume de CH ₄	kJ/m ³
E_{st}	Énergie de démarrage du système	kJ
E_{sd}	Énergie d'arrêt du système	kJ
F	Constante de Faraday, force	
F	Constante de Faraday (96 485,3)	C/mol
F_{comp}	Force de compression appliquée à la cellule/pile	N
f	Fréquence	
f	Fréquence d'excitation de la mesure d'impédance	Hz
H	Pouvoir calorifique supérieur	
H_{CH_4}	Pouvoir calorifique supérieur du méthane	kJ/mol
I, J	Courant, densité de courant	
I_{AC}	Courant alternatif fourni au système	A
I_{cell}	Courant de la cellule	A
I_{DC}	Courant continu fourni au système	A
I_{stack}	Courant de la pile	A
I_{pk}	Amplitude du courant alternatif	A
J	Densité de courant	A/m ² , A/cm ²
δJ	Variation différentielle de la densité de courant	A/m ² , A/cm ²
N, n	Nombre d'éléments	
N_{cell}	Nombre de cellules dans l'entité d'assemblage	
n	Nombre d'atomes de carbone dans une molécule d'hydrocarbure	

Symbole	Signification	Unité(s)
P	Puissance	
P_{AC}	Puissance électrique sous courant alternatif fournie au système	W
P_{DC}	Puissance électrique sous courant continu fournie au système	W
$P_{th,MR}$	Taux de récupération de chaleur (puissance thermique) du réacteur de méthanation	kJ/s
$P_{th,sys,in}$	Somme des apports de chaleur (puissance thermique) de tous les fluides caloporteurs du système	kJ/s
$P_{th,sys,out}$	Somme des dégagements de chaleur (puissance thermique) de tous les fluides caloporteurs du système	kJ/s
$\Delta P_{th,sys}$	Bilan thermique (puissance thermique) du système	kJ/s
p	Pression	
$p_{neg,in}$	Pression du gaz de l'électrode négative à l'entrée de la cellule/pile	kPa
$p_{neg,out}$	Pression du gaz de l'électrode négative à la sortie de la cellule/pile	kPa
$p_{pos,in}$	Pression du gaz de l'électrode positive à l'entrée de la cellule/pile	kPa
$p_{pos,out}$	Pression du gaz de l'électrode positive à la sortie de la cellule/pile	kPa
p_{ad}	Pression du gaz additif	kPa
$p_{MR,in}$	Pression du gaz à l'entrée du réacteur de méthanation	kPa
$p_{MR,out}$	Pression du gaz à la sortie du réacteur de méthanation	kPa
p_0	Pression normale (101,325)	kPa
V	Volume	
V_{cat}	Volume du lit catalytique	m ³
Q_{th}	Énergie calorifique (thermique)	
$Q_{th,in}$	Énergie calorifique (thermique) fournie au système	kJ
$Q_{th,out}$	Énergie calorifique (thermique) produite par le système	kJ
q_m	Débit massique	
$q_{m,c}$	Débit massique du fluide d'énergie de récupération de chaleur	kg/s
q_V	Débit volumétrique	
$q_{V,H}$	Débit volumétrique d'un fluide caloporteur (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,neg,in}$	Débit volumétrique total à l'entrée de l'électrode négative (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,pos,in}$	Débit volumétrique total à l'entrée de l'électrode positive (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,neg,out}$	Débit volumétrique total à la sortie de l'électrode négative (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,pos,out}$	Débit volumétrique total à la sortie de l'électrode positive (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,ad}$	Débit volumétrique total du gaz additif (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,MR,in}$	Débit volumétrique total à l'entrée du réacteur de méthanation (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,MR,out}$	Débit volumétrique total à la sortie du réacteur de méthanation (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,i,neg,in}$	Débit volumétrique du composant gazeux i à l'entrée de l'électrode négative (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,i,pos,in}$	Débit volumétrique du composant gazeux i à l'entrée de l'électrode positive (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,i,neg,out}$	Débit volumétrique du composant gazeux i à la sortie de l'électrode négative (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,i,pos,out}$	Débit volumétrique du composant gazeux i à la sortie de l'électrode positive (aux STP)	m ³ /s

Symbole	Signification	Unité(s)
$q_{V,i,ad}$	Débit volumétrique du composant gazeux i dans le gaz additif (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,i,MR,in}$	Débit volumétrique du composant gazeux i à l'entrée du réacteur de méthanation (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,i,MR,out}$	Débit volumétrique du composant gazeux i à la sortie du réacteur de méthanation (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,product,sys,out}$	Débit volumétrique total du gaz produit à la sortie du système (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,i,sys,out}$	Débit volumétrique du composant gazeux i à la sortie du système (aux STP)	m ³ /s
$q_{V,i,sys,in}$	Débit volumétrique du composant gazeux i à l'entrée du système (aux STP)	m ³ /s
R	Résistance, constante des gaz parfaits	
R	Résistance	Ω
R_{ASR}	Résistance spécifique à la surface	Ω · m ² , Ω · cm ²
R_{ohm}	Résistance ohmique	Ω
$R_{non-ohm}$	Résistance non ohmique	Ω
R_g	Constante des gaz parfaits (8,314 5)	J/(mol · K)
r	Taux de production de gaz	
r_i	Taux de production du composant gazeux i à la sortie de l'électrode (aux STP)	m ³ /s
$r_{H_2,neg,out}$	Taux de production d'hydrogène gazeux à la sortie de l'électrode négative (aux STP)	m ³ /s
$r_{H_2,eq,neg,out}$	Taux de production de gaz équivalent à l'hydrogène à la sortie de l'électrode négative (aux STP)	m ³ /s
SV	Vitesse spatiale	
SV	Quotient du débit volumétrique entrant des réactants divisé par le volume du lit catalytique	1/s
T	Température	
$T_{c,in}$	Température du fluide d'énergie de récupération de chaleur à l'entrée du réacteur de méthanation	K
$T_{c,out}$	Température du fluide d'énergie de récupération de chaleur à la sortie du réacteur de méthanation	K
$T_{cell/stack}$	Température de la pile ou cellule	K
$T_{stack,av}$	Température moyenne de la pile	K
$T_{stack,intern}$	Température interne de la pile	K
T_{BP}	Température de la plaque basse	K
T_{TP}	Température de la plaque haute	K
$T_{furnace}$	Température du four	K
$T_{neg,in}$	Température du flux des gaz de l'électrode négative à l'entrée de la cellule/pile	K
$T_{pos,in}$	Température du flux des gaz de l'électrode positive à l'entrée de la cellule/pile	K
$T_{neg,out}$	Température du flux des gaz de l'électrode négative à la sortie de la cellule/pile	K
$T_{pos,out}$	Température du flux des gaz de l'électrode positive à la sortie de la cellule/pile	K
$T_{PH,neg}$	Température du préchauffeur pour le préchauffage du flux des gaz de l'électrode négative	K
$T_{PH,pos}$	Température du préchauffeur pour le préchauffage du flux des gaz de l'électrode positive	K

Symbole	Signification	Unité(s)
T_{ad}	Température du flux du gaz additif	K
$T_{H,in}$	Température du fluide caloporteur entrant	K
$T_{H,out}$	Température du fluide caloporteur sortant	K
$T_{PH,ad}$	Température du préchauffeur pour le préchauffage du flux du gaz additif	K
$T_{MR,in}$	Température du flux des gaz à l'entrée du réacteur de méthanation	K
$T_{MR,out}$	Température du flux des gaz à la sortie du réacteur de méthanation	K
$T_{PH,MR}$	Température du préchauffeur pour le préchauffage du flux des gaz du réacteur de méthanation	K
T_0	Température normale (273,15)	K
t	Durée	s, min, h
t_{acq}	Durée d'acquisition des données	s, min, h
t_{dur}	Durée de mesure	s, min, h
t_{eq}	Durée de mise en équilibre	s, min, h
t_{op}	Durée de fonctionnement dans des conditions données	s, min, h
t_0	Durée initiale	–
t_1	Durée finale	–
t_{MR}	Durée de séjour dans le réacteur de méthanation	s
V	Tension	
V_{AC}	Tension alternative fournie au système	V
V_{cell}	Tension de la cellule	V
$V_{cell,av}$	Tension moyenne de la cellule	V
V_{DC}	Tension continue fournie au système	V
V_{stack}	Tension de la pile	V
V_{pk}	Amplitude de la tension alternative	V
V_{th}	Tension thermodynamique basée sur le PCS ou le PCI	V
x	Fraction	
x_i	Fraction molaire du composant i	mol/mol
$x_{i,neg,in}$	Fraction molaire du composant i du flux des gaz à l'entrée de l'électrode négative de la pile/cellule	mol/mol
$x_{i,neg,out}$	Fraction molaire du composant i du flux des gaz à la sortie de l'électrode négative de la pile/cellule	mol/mol
$x_{i,pos,in}$	Fraction molaire du composant i du flux des gaz à l'entrée de l'électrode positive de la pile/cellule	mol/mol
$x_{i,pos,out}$	Fraction molaire du composant i du flux des gaz à la sortie de l'électrode positive de la pile/cellule	mol/mol
$x_{i,ad}$	Fraction molaire du composant i du flux du gaz additif	mol/mol
$x_{i,MR,in}$	Fraction molaire du composant i du flux des gaz à l'entrée du réacteur de méthanation	mol/mol
$x_{i,MR,out}$	Fraction molaire du composant i du flux des gaz à la sortie du réacteur de méthanation	mol/mol
$x_{i,sys,in}$	Fraction molaire du composant i du gaz produit à l'entrée du système	mol/mol
$x_{i,sys,out}$	Fraction molaire du composant i du gaz produit à la sortie du système	mol/mol
$x_{m,i}$	Fraction massique du composant i	kg/kg

Symbole	Signification	Unité(s)
$x_{\text{H}_2\text{O}}$	Fraction molaire de la vapeur	mol/mol
x_{H_2}	Fraction molaire de l'hydrogène	mol/mol
x_{CO_2}	Fraction molaire du CO_2	mol/mol
x_{CO}	Fraction molaire du CO	mol/mol
x_{O_2}	Fraction molaire de l'oxygène	mol/mol
y	Conversion	
$y_{\text{CH}_4/\text{H}_2}$	Conversion du H_2 en CH_4	%
$y_{\text{CH}_4/\text{CO}_2}$	Conversion du CO_2 en CH_4	%
Y, Z	Impédance	
Z	Impédance	Ω
	Impédance spécifique	$\Omega \cdot \text{cm}^2, \Omega \cdot \text{m}^2$
$ Z $	Module d'impédance	Ω
	Module d'impédance spécifique	$\Omega \cdot \text{cm}^2, \Omega \cdot \text{m}^2$
Z'	Partie réelle de l'impédance (résistance)	Ω
	Partie réelle de l'impédance spécifique	$\Omega \cdot \text{cm}^2, \Omega \cdot \text{m}^2$
Z''	Partie imaginaire de l'impédance (réactance)	Ω
	Partie imaginaire de l'impédance spécifique	$\Omega \cdot \text{cm}^2, \Omega \cdot \text{m}^2$
η	Rendement	
η_{CE}	Rendement en courant	%
η_{CH_4}	Rendement de production du CH_4	%
η_{el}	Rendement électrolytique	%
η_{total}	Rendement total du système	%
η_V	Rendement en tension	%
λ	Facteur de puissance	
λ	Facteur de puissance	-
ρ	Masse volumique	
ρ_{H}	Masse volumique du fluide caloporteur	kg/m^3

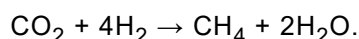
4 Système de conversion d'électricité en méthane à base de SOC

L'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable telles que les énergies solaire et éolienne s'est accrue dans le monde entier. Cependant, cette électricité renouvelable est de nature intermittente. Pour adapter l'alimentation électrique à la demande, une technologie de stockage efficace et rentable est exigée. Une production électrolytique de gaz (conversion de l'électricité en gaz tel que l'hydrogène, le méthane ou un gaz de synthèse) en tant que vecteur énergétique convient en vue du stockage et du transport à long terme et à grande échelle. Les modules à piles à combustible peuvent fonctionner en mode inversé pour faire office d'électrolyseur. Plus précisément, les piles à oxyde solide (SOC), qui fonctionnent à haute température, produisent efficacement de tels gaz en mode pile électrolyse à oxyde solide (SOEC) et génèrent de l'électricité en mode pile à combustible à oxyde solide (SOFC) avec les mêmes composants de cellules.

Parmi les gaz produits, la chaleur de combustion par mole de méthane est environ trois fois supérieure à celle de l'hydrogène. Le méthane étant facile à liquéfier, il peut être stocké et transporté en utilisant les infrastructures existantes pour le gaz naturel (réservoirs, canalisations, navires-citernes ou camions-citernes) et être aisément utilisé par les équipements conventionnels. Par ailleurs, l'utilisation du "méthane vert" ou du "méthane neutre en carbone" à la place du "méthane fossile" apparaît comme une option prometteuse dans un proche avenir.

Comme le méthane présente un potentiel de réchauffement global (PRG) plus élevé que le CO₂, il est important de s'assurer qu'il n'y a aucune émission fugitive du réactif CO₂ et du produit CH₄ pendant les essais.

Il est en principe possible de produire du méthane en fournissant du CO₂ et de l'hydrogène à un réacteur de méthanation catalytique:



La réaction de méthanation étant exothermique (pouvoir calorifique supérieur de 252,96 kJ/mol), une combinaison de la SOC et du réacteur de méthanation peut être très efficace pour utiliser la chaleur générée par la réaction de méthanation pendant le fonctionnement endothermique de la SOEC. Une possibilité est la co-électrolyse du CO₂ et de H₂O dans la SOEC, le gaz produit (H₂, CO, CH₄, etc.) étant fourni au réacteur de méthanation, comme dans le Cas 1 de la Figure 1. Une autre possibilité est l'électrolyse de la vapeur dans la SOEC pour produire du H₂, suivie de la réaction de méthanation avec apport de CO₂ (Cas 2 de la Figure 1). Dans le premier cas (co-électrolyse), le gaz produit incluant H₂ et CO peut également être transféré dans un autre réacteur catalytique pour produire du méthanol, du diméthyléther, de l'essence ou d'autres produits chimiques, en plus du réacteur de méthanation.

Le présent document spécifie des procédures fournissant des méthodes d'essai de performance des systèmes de conversion d'électricité en méthane utilisant des SOC, mais elle peut également s'appliquer aux systèmes de conversion d'électricité en liquide (systèmes P2X).

5 Conditions de référence

5.1 Température et pression

Dans le présent document, les volumes de gaz et les débits volumétriques utilisés sont aux température et pression normales (STP), conformément à la pratique courante. La température normale est de 273,15 K et la pression normale de 101,325 kPa. Les volumes de gaz et les débits volumétriques peuvent en principe être remplacés par des masses de gaz et des débits massiques, en prenant en considération la masse molaire et la densité des éléments à l'étude.

5.2 Pouvoir calorifique

Les valeurs suivantes de pouvoir calorifique à 25 °C sont utilisées:

- pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène (chaleur de formation de vapeur d'eau):
PCI_{H₂} = 241,82 kJ/mol;
- pouvoir calorifique supérieur de l'hydrogène (chaleur de formation d'eau liquide):
PCS_{H₂} = 285,83 kJ/mol;
- pouvoir calorifique inférieur du méthane: PCI_{CH₄} = 802,55 kJ/mol;
- pouvoir calorifique supérieur du méthane: PCS_{CH₄} = 890,58 kJ/mol;

NOTE 1 Ces pouvoirs calorifiques sont extraits de l'ISO 6976:2016.

- pouvoir calorifique supérieur de la réaction de méthanation: $PCS_{\text{méthanation}} = 252,74 \text{ kJ/mol}$;

NOTE 2 Cette valeur est calculée sur la base des PCS_{H_2} et PCS_{CH_4} indiqués ci-dessus: $4 \times PCS_{H_2} - PCS_{CH_4}$.

- pouvoir calorifique supérieur pour la réaction de co-électrolyse globale
 $CO_2 + 3H_2O \rightarrow CO + 3H_2 + 2O_2$: $PCS_{\text{co-électrolyse}} = -1\,140,47 \text{ kJ/mol}$;

NOTE 3 Cette valeur est calculée sur la base du PCS_{H_2} indiqué ci-dessus et du pouvoir calorifique du CO
 $PCS_{CO} = 282,98 \text{ kJ/mol}$ repris de l'ISO 6976:2016: $-3 \times PCS_{H_2} - HV_{CO}$.

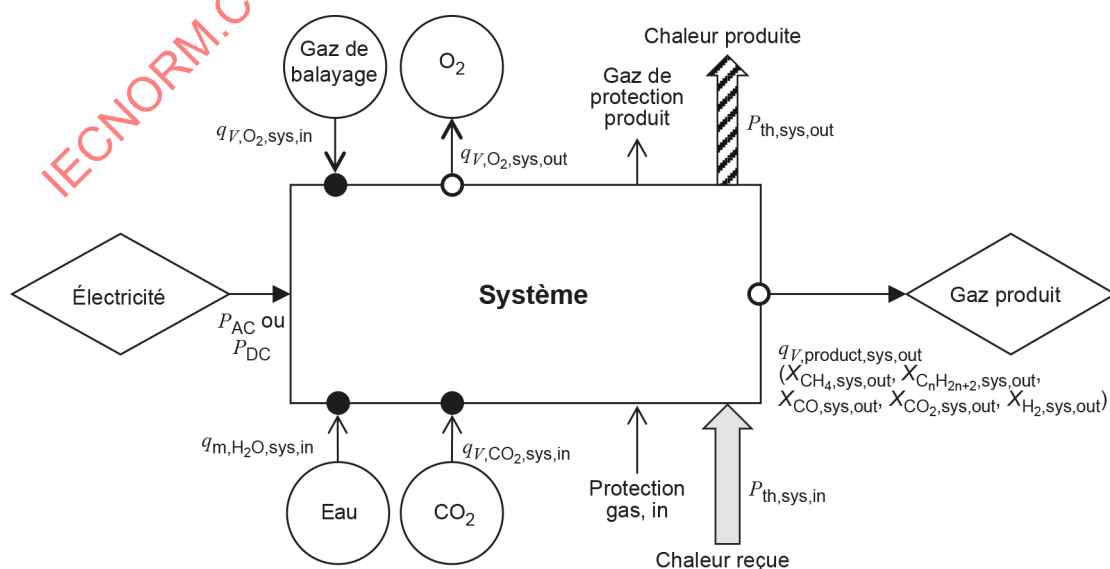
- pouvoir calorifique inférieur pour la réaction de co-électrolyse globale:
 $PCI_{\text{co-électrolyse}} = -1\,008,44 \text{ kJ/mol}$.

NOTE 4 Cette valeur est calculée sur la base du PCI_{H_2} indiqué ci-dessus et du pouvoir calorifique du CO,
 $HV_{CO} = 282,98 \text{ kJ/mol}$ repris de l'ISO 6976:2016: $-3 \times LHV_{H_2} - HV_{CO}$.

6 Appareils et méthodes de mesure

6.1 Généralités

La Figure 2 représente les interfaces physiques du système (cellule/pile SOC avec réducteur de méthanation). Les interfaces physiques entre l'installation expérimentale (poste d'essai) et le système peuvent être séparées en plusieurs interfaces de support, électrique et thermique. Les interfaces de support sont les entrées de réactifs et les sorties de produits. L'eau est fournie au système sous forme de vapeur ou d'eau liquide (vaporisée à l'intérieur du système) au débit massique $q_{m,H_2O,sys,in}$, alors que le CO_2 est fourni au système au débit volumétrique $q_{V,CO_2,sys,in}$. Le gaz produit au débit volumétrique $q_{V,product,sys,out}$ contient principalement du CH_4 , une petite quantité d'autres hydrocarbures (C_nH_{2n+2} , C_2H_6 , C_3H_8 , etc.), des gaz n'ayant pas réagi (CO , CO_2 , et H_2) et de la vapeur d'eau. De l'oxygène gazeux est également généré par le système à un débit apparent $q_{V,O_2,sys,out}$, tandis que de l'air (ou de l'oxygène) est souvent fourni au système pour transporter l' O_2 généré à $q_{V,O_2,sys,in}$ (débit d'oxygène) dans le cas d'une SOC conductrice d'ions oxydes. Pour une SOC conductrice de protons, de la vapeur ou un mélange de vapeur et de gaz inerte est fourni en tant que gaz d'électrode positive pour entraîner l' O_2 généré. Les interfaces électriques sont l'alimentation électrique (ou la charge) et le câblage de tension. L'interface thermique est la chaleur reçue/produite par le système. Ces interfaces sont définies par des paramètres physiques différents. Selon l'objectif de l'essai, ces paramètres physiques peuvent être d'entrée (paramètre d'entrée d'essai, ou TIP), ou de sortie (paramètre de sortie d'essai, ou TOP).



IEC

Figure 2 – Représentation schématique des interfaces physiques du système

Les instruments de mesure utilisés pour soumettre à essai le système de conversion de l'énergie en méthane doivent satisfaire aux exigences du 6.2. La puissance électrique reçue, la chaleur reçue, la chaleur produite, les débits (eau, CO₂, O₂, gaz de balayage, gaz produit), les températures et pressions des fluides (eau/vapeur, CO₂, O₂, gaz de balayage, gaz produit) et la composition du gaz produit doivent être mesurés.

Les débits doivent être évalués aux STP.

De plus, la composition du gaz produit doit être mesurée pour confirmer la qualité du méthane. Des mesurages supplémentaires doivent être réalisés sur la base des paramètres ou des conditions d'essai, ou les deux.

Les instruments de mesure utilisés pour soumettre les composants à essai doivent également satisfaire aux exigences du 6.2.

Pour l'essai de performance de la SOC et du réacteur de méthanation, voir 7.3.1 et 7.3.2, respectivement.

6.2 Incertitude des instruments

L'incertitude élargie de chaque instrument de mesure (facteur d'élargissement $k = 2$) au moment de l'étalonnage, ou l'incertitude estimée à partir de la classe d'instrument doit satisfaire aux exigences qui suivent.

NOTE Le facteur d'élargissement est défini dans le Guide ISO/IEC 98-3.

a) Incertitude de l'instrument pour l'essai du système de conversion de l'énergie en méthane:

- puissance électrique: ± 1 % de la valeur assignée;
- température des fluides (gaz, fluide caloporteur et eau): $\pm 2,5$ K;
- pression des gaz: ± 1 % de la valeur assignée;
- débit du fluide caloporteur: ± 2 % de la valeur assignée;
- débit de la vapeur d'eau: ± 2 % de la valeur assignée;
- débit du méthane, du dioxyde de carbone, de l'oxygène et du gaz de balayage: ± 2 % de la valeur assignée;
- composition des gaz: ± 2 % en mole pour H₂ et H₂O;
 ± 1 % en mole pour CO et CO₂;
 $\pm 0,3$ % en mole pour O₂;
 $\pm 0,1$ % en mole pour CH₄, C_nH_{2n+2} et N₂.

b) Incertitude des instruments pour les composants en essai:

- courant: ± 1 % de la valeur assignée;
- tension de la cellule élémentaire dans la SOC: ± 5 mV;
- température: $\pm 2,5$ K;
- débits des gaz: ± 2 % de la valeur assignée;
- pressions des gaz: ± 1 % de la valeur assignée;
- composition des gaz: ± 2 % en mole pour H₂ et H₂O;
 ± 1 % en mole pour CO et CO₂;
 $\pm 0,3$ % en mole pour O₂;
 $\pm 0,1$ % en mole pour CH₄, C_nH_{2n+2} et N₂.

6.3 Méthodes de mesure

6.3.1 Méthodes de mesure pour les essais du système de conversion de l'énergie en méthane

6.3.1.1 Puissance électrique d'entrée

Le mesurage de la puissance électrique d'entrée est utilisé pour calculer la consommation d'énergie électrique du système pendant la durée de l'essai. Des wattmètres, des voltmètres, des ampèremètres et d'autres dispositifs sont utilisés pour le mesurage.

Pour un système triphasé:

$$P_{AC} = \sqrt{3} \times V_{AC} \times I_{AC} \times \lambda \quad (1)$$

où

P_{AC} est la puissance électrique sous courant alternatif fournie au système (W);

V_{AC} est la tension alternative fournie au système (V);

I_{AC} est le courant alternatif fourni au système (A);

λ est le facteur de puissance.

a) Pour un système monophasé:

$$P_{AC} = V_{AC} \times I_{AC} \times \lambda \quad (2)$$

où:

P_{AC} est la puissance électrique sous courant alternatif fournie au système (W);

V_{AC} est la tension alternative fournie au système (V);

I_{AC} est le courant alternatif fourni au système (A);

λ est le facteur de puissance.

b) Pour une alimentation en courant continu:

$$P_{DC} = V_{DC} \times I_{DC} \quad (3)$$

où

P_{DC} est la puissance électrique sous courant continu fournie au système (W);

V_{DC} est la tension continue fournie au système (V);

I_{DC} est le courant continu fourni au système (A).

6.3.1.2 Chaleur reçue

Le fluide utilisé pour transporter la chaleur dans le système peut être de l'eau, de l'huile, de l'air ou un gaz, etc. Le débit et la température du fluide caloporteur doivent être mesurés simultanément pour déterminer l'énergie thermique fournie au système. Lorsque la vapeur produite à l'extérieur du système est fournie à la cellule/pile SOC, l'énergie thermique exigée pour la vaporisation de l'eau et l'augmentation de température de la vapeur, le cas échéant, doivent être ajoutées à la chaleur reçue.

Si un milieu gazeux est utilisé, la pression doit également être mesurée. L'utilisation de débitmètres à tuyère, à diaphragme ou à tube Venturi est recommandée pour le mesurage de débit du fluide caloporteur. Il est également possible d'utiliser des débitmètres massiques et des débitmètres à turbine. Ils doivent être appliqués conformément à l'ISO 5167-1.

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la température du fluide caloporteur sont les couples thermoélectriques avec transducteur ou les thermomètres à résistance avec transducteur. Les dispositifs de mesure de température de fluide doivent être situés à proximité des limites du système. Les capteurs de température de fluide doivent être placés directement dans le courant de fluide, au milieu de la section du tuyau, et ne doivent pas toucher la paroi du tuyau.

Pour le mesurage de la pression, les capteurs des manomètres doivent être situés juste en amont du débitmètre associé, à proximité des points d'interface dans un tuyau de fluide. Une isolation thermique appropriée doit être utilisée autour des tuyaux. Avant l'essai, les tuyauteries de raccordement doivent être vérifiées pour s'assurer qu'il n'y a pas de fuite dans les conditions de service.

L'énergie thermique fournie au système doit être calculée à l'aide de la formule suivante:

$$Q_{th, in} = \Sigma [(T_{H, out} - T_{H, in}) \times q_{V, H} \times \rho_H \times t_{dur} \times C_{p, c}] \quad (4)$$

où

$Q_{th, in}$ est l'énergie thermique fournie au système pendant la durée de l'essai (kJ);

$T_{H, out}$ est la température du fluide caloporteur sortant (K);

$T_{H, in}$ est la température du fluide caloporteur entrant (K);

$q_{V, H}$ est le débit volumétrique du fluide caloporteur (m³/s);

ρ_H est la densité du fluide caloporteur aux pression et température mesurées (kg/m³);

$C_{p, c}$ est la capacité thermique massique du fluide caloporteur à la pression normale (kJ/(kg · K));

t_{dur} est la durée de mesure (s).

Si le fluide caloporteur est un mélange, analyser la composition et calculer la capacité thermique massique du mélange à l'aide de la formule suivante:

$$C_{p, c} = \Sigma (x_{m, i} \times C_{p, i}) \quad (5)$$

où

$C_{p, c}$ est la capacité thermique massique du fluide caloporteur à la pression normale (kJ/(kg · K));

$x_{m, i}$ est la fraction massique du composant i ;

$C_{p, i}$ est la capacité thermique massique du composant i à la pression normale (kJ/(kg · K)).

6.3.1.3 Gaz de balayage d'entrée

Le débit, la température, la composition (concentration d'O₂) et la pression du gaz de balayage à l'entrée du système doivent être mesurés.

6.3.1.4 Méthane de sortie

Le débit, la température, la composition et la pression du gaz produit doivent être mesurés simultanément pour déterminer les performances du système. De plus, la qualité du méthane produit doit être confirmée en mesurant les impuretés et la pureté.

Le débit doit être mesuré à l'aide d'un débitmètre massique, d'un débitmètre volumétrique ou d'un débitmètre à turbine. Le débitmètre doit être choisi en tenant compte de la plage de débits prévue et de l'incertitude admissible du débitmètre. Lorsque les mesurages sont réalisés sur une base volumétrique, ils doivent être convertis en débit volumétrique aux STP en mesurant la température et la pression du gaz ou la masse volumique de gaz près des débitmètres. L'incertitude de mesure doit être évaluée conformément à l'ISO 5168 ou l'ISO 7066-2.

Outre le méthane, le gaz produit comprend de petites quantités d'hydrogène, de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone, d'hydrocarbures (C_nH_{2n+2}) et d'eau. Les composants doivent être mesurés selon les méthodes détaillées dans la série ISO 6974, l'ISO 6975, la série ISO 10101 et l'ISO 11541. Le gaz produit doit être échantillonné pendant le fonctionnement du système en prélevant un nombre approprié d'échantillons.

Pour le mesurage direct de la température, il est recommandé d'utiliser des couples thermoélectriques avec transducteur ou des thermomètres à résistance avec transducteur. Le capteur doit être installé juste en amont de l'appareil de mesure de débit.

Pour le mesurage de la pression, il est possible d'utiliser des manomètres, des manomètres à piston, des manomètres de Bourdon ou d'autres manomètres de type élastique.

Avant l'essai, les tuyauteries de raccordement doivent être vérifiées pour s'assurer qu'il n'y a pas de fuite dans les conditions de service. En cas de fluctuations de pression, un moyen d'amortissement adapté doit être utilisé dans une position efficace.

6.3.1.5 Chaleur produite

Le fluide utilisé pour récupérer la chaleur du système peut être l'eau, l'air ou un fluide de refroidissement tel que l'huile. Le débit et la température du fluide caloporteur (récupération) doivent être mesurés simultanément pour déterminer l'énergie thermique produite par le système. De plus, dans le cas d'un milieu gazeux, la pression doit également être mesurée.

L'utilisation de débitmètres à tuyère, à diaphragme ou à tube Venturi est recommandée pour le mesurage de débit du fluide caloporteur. Il est également possible d'utiliser des débitmètres massiques et des débitmètres à turbine. Ils doivent être appliqués conformément à l'ISO 5167-1.

Les appareils recommandés pour le mesurage direct de la température du fluide d'énergie de récupération de chaleur sont les couples thermoélectriques avec transducteur ou les thermomètres à résistance avec transducteur. Les dispositifs de mesure de température de fluide doivent être situés à proximité des limites du système. Les capteurs de température de fluide doivent être placés directement dans le courant de fluide, au milieu de la section du tuyau, et ne doivent pas toucher la paroi du tuyau.

Pour le mesurage de la pression, les capteurs des manomètres doivent être situés juste en amont du débitmètre associé, à proximité des points d'interface dans un tuyau de fluide. Une isolation thermique appropriée doit être utilisée autour des tuyaux. Avant l'essai, les tuyauteries de raccordement doivent être vérifiées pour s'assurer qu'il n'y a pas de fuite dans les conditions de service.

L'énergie thermique produite par le système doit être calculée de la même manière qu'en 6.3.1.2.

6.3.1.6 Gaz de balayage de sortie

Le débit, la température, la composition (concentration d'O₂) et la pression du gaz de balayage à la sortie du système doivent être mesurés.

6.3.1.7 Température du point de rosée

Lorsqu'il s'avère nécessaire de mesurer le point de rosée (l'humidité) d'un gaz, un appareil de mesure du point de rosée ou de la teneur en eau, ou un chromatographe en phase gazeuse doit être utilisé, tout en régulant la température du gaz afin d'empêcher toute condensation de vapeur d'eau.

6.3.2 Méthodes de mesure des composants en essai

6.3.2.1 Généralités

Les composants en essai qui doivent être soumis à essai dans le système sont une entité d'assemblage de cellules/piles SOC et un réacteur de méthanation (voir Figure 1 et Figure 2). La cellule élémentaire de la SOC est constituée de l'électrolyte d'oxyde solide pris en sandwich entre les électrodes positive et négative. Dans le cas d'une SOC fonctionnant en mode SOFC ou en mode réversible, les méthodes de mesure sont décrites dans l'IEC 62282-8-101 (SOEC pour produire uniquement du H₂ ainsi que le mode de fonctionnement SOFC et le mode réversible) et l'IEC 62282-7-2 (mode SOFC uniquement).

6.3.2.2 Gaz de l'électrode négative

6.3.2.2.1 Débit des gaz de l'électrode négative

Les débits du gaz fourni à l'électrode négative et du gaz produit doivent être mesurés à l'aide de débitmètres massiques, de débitmètres volumétriques ou de débitmètres à turbine. Des mesures doivent être prises de façon à empêcher la condensation de vapeur d'eau. Le débitmètre doit être choisi en tenant compte des éléments présents dans les gaz, de la plage de débits et de l'incertitude admissible du débitmètre. Lorsque les mesurages sont réalisés sur une base volumétrique, ils doivent être convertis en débit volumétrique aux STP en mesurant la température et la pression du gaz ou la masse volumique de gaz près des débitmètres. L'incertitude de mesure doit être évaluée conformément à l'ISO 5168, l'ISO/TR 7066-1 ou l'ISO 7066-2.

6.3.2.2.2 Composition des gaz de l'électrode négative

Les compositions du gaz fourni à l'électrode négative et du gaz produit doivent être mesurées lors du mesurage des performances de l'entité d'assemblage de cellules/piles. Cependant, s'il s'avère impossible de mesurer la composition du gaz fourni, cette dernière doit être mesurée lors de la préparation de l'essai de performance dans les mêmes conditions que celles de l'essai de performance de l'entité.

Lorsque le gaz de l'électrode négative est fourni en mélangeant les gaz composants de manière contrôlée en utilisant plusieurs débitmètres, la composition peut être calculée en partant des valeurs obtenues à partir de chaque débitmètre, conformément à l'ISO 6145-7.

Le gaz fourni et le gaz produit doivent être échantillonnés près de l'entrée et de la sortie du gaz de l'entité d'assemblage de cellules/piles, respectivement, et analysés à l'aide d'un spectromètre infrarouge, d'un spectromètre de masse, d'un chromatographe en phase gazeuse ou d'un dispositif similaire. Il est également admis d'utiliser un appareil de mesure du point de rosée ou un hygromètre pour mesurer la concentration en vapeur d'eau. L'échantillon de gaz doit être acheminé de son point d'origine au point d'analyse selon une méthode qui réduit le plus possible les variations de composition. Ainsi, le matériau, la température, le diamètre et la longueur du tube doivent être soigneusement choisis afin de réduire le plus possible les variations de composition dans le tube d'échantillonnage. Si nécessaire, le tube doit être chauffé pour éviter toute condensation de vapeur d'eau.

Si la vapeur d'eau est susceptible d'affecter le mesurage, elle doit être extraite de l'échantillon de gaz après avoir mesuré sa concentration. En variante, l'échantillon de gaz doit être dilué avec un gaz inerte.

L'analyseur de gaz doit être étalonné à l'aide d'un gaz étalon dont le rapport massique, la température et la pression sont connus.

L'incertitude de mesure doit être évaluée conformément à la série ISO 6974, l'ISO 6141, l'ISO 6142-1 ou l'ISO 6143.

6.3.2.2.3 Température des gaz de l'électrode négative

La température des gaz de l'électrode négative doit être mesurée près de l'entrée et de la sortie des gaz de l'entité d'assemblage de cellules/piles à l'aide d'un couple thermoélectrique ou d'un couple thermoélectrique gainé et d'un conducteur d'extension de type et de classe conformes à l'IEC 60584-1, l'IEC 60584-3 ou l'IEC 61515.

NOTE Il peut y avoir des différences importantes entre la température de la paroi du tube et la température du gaz en vrac.

6.3.2.2.4 Pression des gaz de l'électrode négative

La pression des gaz de l'électrode négative doit être mesurée en amont de l'entrée des gaz et en aval de la sortie des gaz de l'entité d'assemblage de cellules/piles au moyen d'un capteur de pression, d'un manomètre, d'un tube de Bourdon ou d'un instrument similaire étalonné. L'instrument de mesure doit être placé de manière à réduire le plus possible l'incertitude compte tenu des pertes de pression dans la tuyauterie, de la température de la tuyauterie et d'autres facteurs. S'assurer de l'absence de condensation de vapeur d'eau pendant le mesurage. Une méthode pour empêcher la condensation peut consister à mesurer la pression en injectant une très faible quantité d'azote sec ou de gaz similaire dans la tuyauterie, à proximité de l'instrument de mesure.

6.3.2.3 Gaz de l'électrode positive

6.3.2.3.1 Débit des gaz de l'électrode positive

Les débits du gaz fourni à l'électrode positive et du gaz produit doivent être mesurés à l'aide de débitmètres massiques, de débitmètres volumétriques ou de débitmètres à turbine. Lorsque les mesurages sont réalisés sur une base volumétrique, ils doivent être convertis en débit volumétrique aux STP en mesurant la température et la pression du gaz ou la masse volumique de gaz près des débitmètres. Le débitmètre doit être choisi en fonction de la plage de débits prévue et de l'incertitude admissible du débitmètre. L'incertitude doit être évaluée conformément à l'ISO 5168, l'ISO/TR 7066-1 ou l'ISO 7066-2.

6.3.2.3.2 Composition des gaz de l'électrode positive

Pour les compositions du gaz fourni à l'électrode positive et du gaz produit, la concentration en oxygène doit être mesurée à l'aide d'un chromatographe en phase gazeuse ou d'un appareil de mesure de la concentration en oxygène. Le gaz de l'électrode positive doit être constitué d'air comprimé ou d'un gaz en bouteille, propre (exempt d'huile). Lorsqu'un mélange de gaz en bouteille est utilisé, les valeurs décrites sur son certificat de composition publié par le fournisseur de gaz peuvent être utilisées. L'incertitude de l'instrument doit être évaluée conformément à la série ISO 6974, l'ISO 6141, l'ISO 6142-1, l'ISO 6143 ou l'ISO 6145-7.

Lorsqu'il s'avère nécessaire de mesurer la concentration en vapeur d'eau, un appareil de mesure du point de rosée, un hygromètre ou un chromatographe en phase gazeuse doit être utilisé, tout en régulant la température du gaz afin d'empêcher toute condensation de vapeur d'eau.

6.3.2.3.3 Température des gaz de l'électrode positive

La température des gaz de l'électrode positive doit être mesurée près de l'entrée et de la sortie des gaz de l'entité d'assemblage de cellules/piles en choisissant un couple thermoélectrique ou un couple thermoélectrique gainé et un conducteur d'extension de type et de classe appropriés conformément à l'IEC 60584-1, l'IEC 60584-3 ou l'IEC 61515.

NOTE Il peut y avoir des différences importantes entre la température de la paroi du tube et la température du gaz en vrac.

6.3.2.3.4 Pression des gaz de l'électrode positive

La pression des gaz de l'électrode positive doit être mesurée en amont de l'entrée des gaz et en aval de la sortie des gaz de l'entité d'assemblage de cellules/piles au moyen d'un capteur de pression, d'un manomètre, d'un tube de Bourdon ou d'un instrument similaire. L'instrument de mesure doit être placé de manière à réduire le plus possible l'incertitude compte tenu des pertes de pression dans la tuyauterie, de la température de la tuyauterie et d'autres facteurs.

6.3.2.4 Tension d'entrée

Un voltmètre doit être raccordé aux points de mesure de la tension spécifiés par le fabricant afin de mesurer la tension de l'entité d'assemblage de cellules/piles. Le câble de raccordement doit être suffisamment résistant pour les conditions d'essai. S'assurer de l'absence de force thermoélectromotrice au point de raccordement.

6.3.2.5 Courant d'entrée

Le courant d'entrée doit être mesuré par un ampèremètre approprié, en tenant compte de la plage de courant, ou en mesurant la tension aux bornes d'une résistance shunt connue dans le circuit de courant d'entrée. Les mesurages doivent être envoyés à un instrument/système d'enregistrement approprié. Les câbles de raccordement doivent être choisis avec une taille, des matériaux et une géométrie appropriés compte tenu des conditions d'essai et de la chute de tension potentielle dans les câbles.

6.3.2.6 Température de l'entité d'assemblage de cellules/piles

Des couples thermoélectriques ou des couples thermoélectriques gainés et des conducteurs d'extension de type et de classe appropriés doivent être choisis conformément à l'IEC 60584-1, l'IEC 60584-3 ou l'IEC 61515. Ils doivent être placés aux points de mesure de la température et raccordés à un enregistreur ou à un dispositif similaire pour mesurage. En présence de plusieurs points de mesure de la température dans l'entité d'assemblage de cellules/piles, la température de l'entité et sa répartition doivent être obtenues par la méthode de calcul recommandée par le fabricant.

6.3.2.7 Charge mécanique

Une charge mécanique appliquée, si nécessaire, à l'entité d'assemblage de cellules/piles doit être mesurée, par un dynamomètre par exemple.

6.3.2.8 Résistance spécifique à la surface

La résistance spécifique à la surface (R_{ASR}) de l'entité d'assemblage de cellules/piles est définie comme la pente différentielle de la courbe courant-tension (dV_{cell}/dJ ou dV_{stack}/dJ) à une tension (tension de la cellule V_{cell} ou tension de la pile V_{stack}) ou une densité de courant spécifiée J . Elle est déterminée par régression linéaire sur au moins trois points de données autour de la tension cible ou de densité de courant obtenue sur la partie ascendante de la courbe courant-tension. Il est recommandé que les valeurs choisies de la tension ou de la densité de courant se situent dans le régime linéaire apparent de la courbe de polarisation. Dans le cas contraire, il convient que les valeurs choisies de la tension se situent dans une très petite fenêtre (généralement inférieure à 10 mV) pour laquelle la réponse en tension à la variation de la densité de courant peut être considérée comme linéaire. L'ASR doit être mesurée directement en tant que résistances ohmiques et non ohmiques, soit par la méthode d'impédance en courant alternatif conformément à l'IEC 62282-8-101:2020, Annexe B, soit par la méthode d'interruption du courant conformément à l'IEC 62282-7-2:2021, 10.7.2.3. Un câble de mesure approprié doit être utilisé afin d'assurer l'existence de données de haute qualité sur toute la plage de fréquences analysée.

Voir l'IEC 62282-8-101:2020, 7.2.3, Annexe B.

6.3.2.9 Conditions ambiantes

Pour définir les conditions ambiantes, la température, la pression et l'humidité relative ambiantes doivent être mesurées. L'intervalle d'échantillonnage doit être la valeur spécifiée dans l'ISO 8756 ou une valeur inférieure.

6.3.2.10 Gaz du réacteur de méthanation

La température, le débit, la pression et la composition du gaz sont mesurés à l'entrée et à la sortie de l'ensemble du système, et peuvent être mesurés à l'entrée et à la sortie du réacteur de méthanation, le cas échéant. Ces valeurs mesurées sont utilisées pour calculer la conversion et le bilan carbone décrits en 7.3.2.

La température du gaz est mesurée par un couple thermoélectrique inséré dans le canal d'écoulement du gaz. La pression du gaz est mesurée par un capteur de pression inséré dans le canal d'écoulement du gaz ou dans le canal de dérivation. Le débit du gaz est mesuré par un débitmètre massique ou un débitmètre conventionnel à section variable fixé au canal d'écoulement du gaz. Pour mesurer la composition du gaz, une petite fraction du gaz collecté dans le canal d'écoulement par des méthodes d'échantillonnage adaptées (par exemple au moyen d'un sac de prélèvement de gaz, d'une seringue étanche au gaz ou d'une boucle d'échantillonnage de gaz) est mesurée par un chromatographe en phase gazeuse. Si nécessaire, la vapeur d'eau contenue dans le gaz de sortie est éliminée par condensation.

7 Méthodes et procédures d'essai

7.1 Généralités

Le présent Article 7 décrit les méthodes et les procédures d'essai du système de conversion d'électricité en méthane (entité d'assemblage de cellules/piles SOC avec réacteur de méthanation). Les méthodes d'essai d'une cellule/pile SOC fonctionnant en mode SOFC, y compris le fonctionnement réversible (sans aucun réacteur de méthanation) sont déjà décrites dans l'IEC 62282-8-101. Les utilisateurs peuvent remplacer les méthodes d'essai choisies dans le présent document par des méthodes d'essai équivalentes indiquées dans l'IEC 62282-8-101 (SOEC pour produire du H_2 uniquement ainsi que mode de fonctionnement SOFC et mode réversible) et l'IEC 62282-7-2 (mode SOFC uniquement).

7.2 Essais de performance du système

7.2.1 Essai de démarrage

Dans cet essai, le temps de démarrage et l'énergie (calorifique et électrique) exigée pour le démarrage du système sont mesurés.

$$E_{st} = E_{el, in} + Q_{th, in} \quad (6)$$

où

E_{st} est l'énergie de démarrage (kJ);

$E_{el, in}$ est l'énergie électrique fournie au système (kJ);

$Q_{th, in}$ est l'énergie calorifique (thermique) fournie au système (kJ).

Avant de commencer l'essai, maintenir le système à l'état froid pendant une durée minimale de 24 h ou jusqu'à ce que la température de la pile SOC et la température du réacteur de méthanation soient inférieures à la température ambiante +20 K. Commencer ensuite l'essai et noter l'heure à laquelle l'action de démarrage a débuté. Mesurer l'énergie thermique et électrique reçue/produite, la température de la SOC et du réacteur de méthanation, ainsi que les débits d'eau, de CO₂ et de gaz produit avec leurs températures, pressions et compositions à des intervalles de 10 min ou moins. Le mesurage doit être poursuivi jusqu'à ce que le taux de production de gaz du système atteigne 90 % de la valeur assignée. Si le taux de production est inférieur à 90 % de la valeur assignée, la concentration en méthane doit atteindre une valeur stable (pas plus de 2 % en mole d'écart entre deux mesurages successifs espacés de 10 min).

Les conditions de démarrage, telles que la vitesse d'échauffement et les conditions d'environnement d'essai au cours de la rampe d'échauffement, doivent être fondées sur celles recommandées par le fabricant ou sur les résultats des essais préliminaires.

NOTE 1 Le début d'un démarrage correspond à l'instant où la touche de démarrage est actionnée ou le signal de démarrage normal est envoyé.

NOTE 2 La fin d'un démarrage correspond à l'instant où le taux de production de méthane atteint la valeur assignée.

NOTE 3 La condition "90 % de la valeur assignée" repose sur l'hypothèse selon laquelle le système se dégrade au fur et à mesure qu'il fonctionne.

7.2.2 Essais de performance en fonctionnement aux caractéristiques assignées

7.2.2.1 Généralités

Les essais doivent être réalisés selon la procédure suivante:

- faire fonctionner le système dans les conditions assignées;
- vérifier que le système est dans un état stable;
- mesurer les paramètres de fonctionnement du système, y compris la puissance d'entrée, la chaleur reçue, la chaleur produite, le débit de gaz produit, la pression et la composition à des intervalles de 10 min ou moins.

7.2.2.2 Taux assigné de production de méthane

Dans cet essai, le taux de production de méthane en conditions assignées est évalué par la méthode suivante.

Les conditions assignées du système recommandé par le fabricant doivent être vérifiées avant l'essai. En outre, les conditions de mesure et d'état stable pour les essais doivent être déterminées.

Le taux assigné de production de méthane est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$q_{V, CH_4, sys, out} = x_{CH_4, sys, out} \times q_{V, product, sys, out} \quad (7)$$

où

$q_{V, CH_4, sys, out}$	est le débit volumétrique (de production) du CH_4 à la sortie du système aux STP (m^3/s);
$x_{CH_4, sys, out}$	est la fraction molaire du CH_4 dans le gaz produit à la sortie du système (mol/mol);
$q_{V, product, sys, out}$	est le débit volumétrique total du gaz produit à la sortie du système (aux STP) (m^3/s).

7.2.2.3 Conversion du CO_2 en CH_4

La conversion du dioxyde de carbone en méthane (y_{CH_4/CO_2}) dans le système est définie comme le rapport du débit volumétrique de CH_4 à la sortie du système ($q_{V, CH_4, sys, out}$) sur celui du CO_2 fourni au système. La conversion du CO_2 en CH_4 doit être calculée à l'aide de la formule suivante:

$$y_{CH_4/CO_2} = \frac{q_{V, CH_4, sys, out}}{q_{V, CO_2, sys, in}} \times 100 \quad (8)$$

où

y_{CH_4/CO_2}	est la conversion du CO_2 en CH_4 (%);
$q_{V, CH_4, sys, out}$	est le débit volumétrique du CH_4 à la sortie du système (m^3/s);
$q_{V, CO_2, sys, in}$	est le débit volumétrique de CO_2 à l'entrée du système (m^3/s).

7.2.2.4 Évaluation du bilan massique

Étant donné que du carbone solide peut être fréquemment déposé dans le système (cellule/pile SOC, réacteur de méthanation et tuyauterie), il est très important d'évaluer le bilan massique du carbone. Ce bilan massique du carbone est défini comme le rapport du débit molaire des éléments contenant du carbone ($CH_4 + CO + CO_2$) à la sortie du système, sur celui de tous les éléments contenant du carbone (en général CO_2 uniquement) fournis au système. La condition thermodynamique du dépôt de carbone doit être déterminée et les niveaux de vapeur ajustés pour s'assurer que le dépôt de carbone n'est pas favorisé d'un point de vue thermodynamique. Le bilan massique du carbone (%) doit être calculé à l'aide de la formule suivante:

$$\text{Bilan massique du carbone } [\%] = \frac{(x_{CH_4, sys, out} + x_{CO, sys, out} + x_{CO_2, sys, out} + \sum_n n \times x_{C_n H_{2n+2}, sys, out}) \times q_{V, product, sys, out}}{q_{V, CO_2, sys, in}} \times 100 \quad (9)$$

où

$x_{CH_4, sys, out}$	est la fraction molaire du CH_4 à la sortie du système (mol/mol);
$x_{CO, sys, out}$	est la fraction molaire du CO à la sortie du système (mol/mol);
$x_{CO_2, sys, out}$	est la fraction molaire du CO_2 à la sortie du système (mol/mol);

- $x_{C_nH_{2n+2}, \text{sys}, \text{out}}$ est la fraction molaire de l'hydrocarbure gazeux (par exemple, $n = 2$, C_2H_6) autre que le méthane à la sortie du système (mol/mol);
- $q_{V, \text{product}, \text{sys}, \text{out}}$ est le débit volumétrique total du gaz produit (gaz contenant du CH_4) à la sortie du système (m^3/s);
- $q_{V, CO_2, \text{sys}, \text{in}}$ est le débit volumétrique de CO_2 à l'entrée du système (m^3/s).

7.2.2.5 Évaluation du bilan thermique

Pour évaluer le bilan thermique du système, les flux thermiques reçu et produit doivent être mesurés séparément.

Le flux thermique reçu est la puissance thermique qui est absorbée par le système soumis à essai pendant son fonctionnement aux différents modes de la SOC (SOEC et SOFC). La chaleur est fournie au système à l'aide d'un fluide caloporteur [par exemple de l'eau ou du gaz (vapeur, CO_2) ou les deux].

Le flux thermique produit est la puissance thermique produite utilisable, qui est récupérée par le système soumis à essai pendant son fonctionnement aux différents modes de la SOC. La réaction de méthanation étant exothermique (pouvoir calorifique supérieur de 252,96 kJ/mol), une production de chaleur est attendue en plus de son utilisation pour générer de la vapeur pour la SOC (chaleur de vaporisation 40,00 kJ/mol; 80,00 kJ pour deux moles de H_2O). La chaleur produite est extraite du système à l'aide d'un fluide caloporteur. Le flux thermique produit n'inclut pas les pertes de chaleur résiduelles, par exemple dues au refroidissement des composants du système.

Le bilan thermique se calcule comme suit:

$$\Delta P_{th, \text{sys}} = P_{th, \text{sys}, \text{out}} - P_{th, \text{sys}, \text{in}} \quad (10)$$

où

$\Delta P_{th, \text{sys}}$ est le bilan thermique du système;

$P_{th, \text{sys}, \text{out}}$ est la somme du flux thermique produit de tous les fluides caloporteurs du système;

$P_{th, \text{sys}, \text{in}}$ est la somme du flux thermique reçu de tous les fluides caloporteurs du système.

7.2.2.6 Énergie électrique spécifique

Dans cet essai, l'énergie électrique spécifique du système en conditions assignées est évaluée par la méthode suivante.

L'énergie électrique spécifique du système est calculée à l'aide de la formule suivante:

$$E_{sp, CH_4} = \frac{P_{AC} + P_{DC}}{q_{V, CH_4, \text{sys}, \text{out}}} \quad (11)$$

où

E_{sp, CH_4} est l'énergie électrique spécifique consommée pour produire une unité de volume de CH_4 (kJ/ m^3);

P_{AC} est la puissance électrique sous courant alternatif fournie au système (kW);

P_{DC} est la puissance électrique sous courant continu fournie au système (kW);

$q_{V,CH_4,sys,out}$ est le débit volumétrique (de production) du CH_4 à la sortie du système aux STP (m^3/s).

NOTE E_{sp,CH_4} (kJ/m^3) peut être convertie en kWh/m^3 en divisant sa valeur par 3 600.

7.2.2.7 Pression du gaz produit

Mesurer la pression du gaz produit pendant la durée de mesure spécifiée et calculer la moyenne de tous les mesurages.

7.2.2.8 Pureté du CH_4

La pureté du CH_4 est la concentration (volumétrique) molaire de CH_4 en conditions sèches à la sortie du système. Pour l'analyse du gaz en conditions sèches, éliminer l'eau de l'échantillon de gaz ou diluer l'échantillon de gaz avec de l'argon ou un gaz inerte similaire.

La pureté du CH_4 doit être calculée à l'aide de la formule suivante:

$$\text{Pureté du } CH_4 (\%) = x_{CH_4, sys, out} \times 100 (\%) \quad (12)$$

où

$x_{CH_4,sys,out}$ est la fraction molaire du CH_4 à la sortie du système (mol/mol).

7.2.2.9 Rendement de production du CH_4

Dans cet essai, le rendement de production du méthane en conditions assignées est évalué par la méthode suivante.

Le rendement de production du méthane est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$\eta_{CH_4} = \frac{H_{CH_4}}{0,0224 \times \left[E_{sp, CH_4} + \left(P_{th, sys, in} / q_{V, CH_4, sys, out} \right) \right]} \times 100 \quad (13)$$

où

η_{CH_4} est le rendement de production du CH_4 (%);

H_{CH_4} est le pouvoir calorifique supérieur du méthane aux STP (890,35 kJ/mol);

E_{sp,CH_4} est l'énergie électrique spécifique consommée pour produire une unité de volume de CH_4 (kJ/m^3);

$P_{th,sys,in}$ est le flux thermique reçu par le système (kJ/s);

$q_{V,product,sys,out}$ est le débit volumétrique total du gaz produit à la sortie du système (aux STP) (m^3/s).

NOTE La valeur 0,022 4 est le volume molaire du CH_4 aux STP (m^3/mol).

7.2.2.10 Taux assigné de production d' O_2

Le taux assigné de production d' O_2 est le taux de production d'oxygène du système (électrode positive de la SOC) dans les conditions de fonctionnement assignées. Le taux de production d'oxygène r_{O_2} doit être calculé à l'aide de la formule suivante: