

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Fuel cell technologies –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

Technologies des piles à combustible –

Partie 3-201: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai des performances pour petits systèmes à piles à combustible



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

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

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

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

About IEC publications

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

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you 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It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) on-line.

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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

A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) 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 CEI

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

Liens utiles:

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

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI 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.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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



IEC 62282-3-201

Edition 1.0 2013-07

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Fuel cell technologies –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

Technologies des piles à combustible –

Partie 3-201: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai des performances pour petits systèmes à piles à combustible

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XB

ICS 27.070

ISBN 978-2-8322-0886-1

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.

Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	9
4 Symbols	13
5 Configuration of small stationary fuel cell power system and test boundary	16
6 Reference conditions.....	16
7 Heating value base.....	17
8 Test preparation	17
8.1 General.....	17
8.2 Uncertainty analysis	17
8.3 Data acquisition plan.....	17
9 Test set-up.....	18
10 Instruments and measurement methods	19
10.1 General.....	19
10.2 Measurement instruments	19
10.3 Measurement points.....	20
10.4 Minimum required measurement systematic uncertainty	22
11 Test conditions	22
11.1 Laboratory conditions.....	22
11.2 Installation and operating conditions of the system.....	22
11.3 Power source conditions	23
11.4 Test fuel.....	23
12 Operating process	23
13 Test plan	25
14 Type tests on electric/thermal performance	25
14.1 General.....	25
14.2 Fuel consumption test	26
14.2.1 Gaseous fuel consumption test.....	26
14.2.2 Liquid fuel consumption test	28
14.3 Electric power output test	29
14.3.1 General	29
14.3.2 Test method	29
14.3.3 Calculation of average net electric power output.....	30
14.4 Heat recovery test.....	30
14.4.1 General	30
14.4.2 Test method	30
14.4.3 Calculation of average recovered thermal power	30
14.5 Start-up test	32
14.5.1 General	32
14.5.2 Determination of state of charge of battery	32
14.5.3 Test method	32
14.5.4 Calculation of results	34
14.6 Storage state test.....	36

14.6.1	General	36
14.6.2	Test method	37
14.6.3	Calculation of average electric power input in storage state	37
14.7	Electric power output change test	37
14.7.1	General	37
14.7.2	Test method	37
14.7.3	Calculation of electric power output change rate	39
14.8	Shutdown test	39
14.8.1	General	39
14.8.2	Test method	40
14.8.3	Calculation of results	40
14.9	Computation of efficiency	41
14.9.1	General	41
14.9.2	Electric efficiency	41
14.9.3	Heat recovery efficiency	42
14.9.4	Overall energy efficiency	42
15	Type tests on environmental performance	42
15.1	General	42
15.2	Noise test	42
15.2.1	General	42
15.2.2	Test conditions	43
15.2.3	Test method	44
15.2.4	Processing of data	44
15.3	Exhaust gas test	44
15.3.1	General	44
15.3.2	Components to be measured	44
15.3.3	Test method	45
15.3.4	Processing of data	45
15.4	Discharge water test	50
15.4.1	General	50
15.4.2	Test method	50
16	Test reports	51
16.1	General	51
16.2	Title page	51
16.3	Table of contents	51
16.4	Summary report	51
Annex A (informative)	Heating values for components of natural gases	52
Annex B (informative)	Examples of composition for natural gases	54
Annex C (informative)	Exemplary test operation schedule	56
Annex D (informative)	Typical exhaust gas components	57
Annex E (informative)	Guidelines for the contents of detailed and full reports	58
Bibliography		59
Figure 1 – Symbol diagram		15
Figure 2 – General configuration of small stationary fuel cell power system		16
Figure 3 – Small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel		18
Figure 4 – Small stationary fuel cell system fed with gaseous fuel, air cooled and no valorization of the by-product heat		19

Figure 5 – Operating states of stationary fuel cell power system without battery	24
Figure 6 – Operating states of stationary fuel cell power system with battery	25
Figure 7 – Example of electric power chart at start-up for system without battery.....	33
Figure 8 – Example of electric power chart at start-up for system with battery.....	34
Figure 9 – Examples of liquid fuel supply systems	35
Figure 10 – Electric power output change pattern for system without battery	38
Figure 11 – Electric power output change pattern for system with battery	38
Figure 12 – Example for electric power change stabilization criteria.....	39
Figure 13 – Electric power chart at shutdown.....	40
Figure 14 – Noise measurement points for small stationary fuel cell power systems	43
Table 1 – Symbols and their meanings for electric/thermal performance	13
Table 2 – Symbols and their meanings for environmental performance	15
Table 3 – Compensation of readings against the effect of background noise.....	43
Table A.1 – Heating values for components of natural gases at various combustion reference conditions for ideal gas	52
Table B.1 – Example of composition for natural gas (%)	54
Table B.2 – Example of composition for propane gas (%)	55
Table C.1 – Exemplary test operation schedule	56
Table D.1 – Typical exhaust gas components to be expected for typical fuels	57

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

**Part 3-201: Stationary fuel cell power systems –
Performance test methods for small fuel cell power systems**

FOREWORD

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

International Standard IEC 62282-3-201 has been prepared by IEC technical committee 105: Fuel cell technologies.

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

FDIS	Report on voting
105/444/FDIS	105/454/RVD

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

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

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

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

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

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

INTRODUCTION

This part of IEC 62282 provides consistent and repeatable test methods for the electric/thermal and environmental performance of small stationary fuel cell power systems.

This international standard limits its scope to small (below 10 kW electric power output) stationary fuel cell power systems and provides test methods specifically designed for them in detail. It is based on IEC 62282-3-200, that generally describes performance test methods that are common to all types of fuel cells.

This standard describes type tests and their test methods only. No routine tests are required or identified, and no performance targets are set in this standard.

This standard is to be used by manufacturers of small stationary fuel cell power systems and/or those who evaluate the performance of their systems for certification purposes.

Users of this standard may selectively execute test items that are suitable for their purposes from those described in this standard. This standard is not intended to exclude any other methods.

FUEL CELL TECHNOLOGIES –

Part 3-201: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods for small fuel cell power systems

1 Scope

This part of IEC 62282 provides test methods for the electric/thermal and environmental performance of small stationary fuel cell power systems that meet the following criteria:

- output: nominal electric power output of less than 10 kW;
- output mode: grid-connected/independent operation or stand-alone operation with single-phase AC output or 3-phase AC output not exceeding 1 000 V, or DC output not exceeding 1 500 V;

NOTE The limit to 1 000 V comes from the definition for "low voltage" given in IEC 601-01-26.

- operating pressure: maximum allowable working pressure of less than 0,1 MPa (gauge) for the fuel and oxidant passages;
- fuel: gaseous fuel (natural gas, liquefied petroleum gas, propane, butane, hydrogen, etc.) or liquid fuel (kerosene, methanol, etc.);
- oxidant: air.

This standard covers fuel cell power systems whose primary purpose is the production of electric power and whose secondary purpose may be the utilization of by-product heat. Accordingly, fuel cell power systems for which the use of heat is primary and the use of by-product electric power is secondary are outside the scope of this standard.

All systems with integrated batteries are covered by this standard. This includes systems where batteries are recharged internally or recharged from an external source.

This standard does not cover additional auxiliary heat generators that produce thermal energy.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 61672-1, *Electroacoustics – Sound level meters – Part 1: Specifications*

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

ISO 5815 (all parts), *Water quality – Determination of biochemical oxygen demand after n days (BOD_n)*

ISO 6060, *Water quality – Determination of the chemical oxygen demand*

ISO 6798, *Reciprocating internal combustion engines – Measurement of emitted airborne noise – Engineering method and survey method*

ISO 9000, *Quality management systems – Fundamentals and vocabulary*

ISO 10523, *Water quality – Determination of pH*

ASTM F2602, *Standard Test Method for Determining the Molar Mass of Chitosan and Chitosan Salts by Size Exclusion Chromatography with Multi-angle Light Scattering Detection (SEC MALS)*

3 Terms and definitions

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

3.1

noise level

sound pressure level produced by the fuel cell power system measured at a specified distance in all operation modes

Note 1 to entry: Expressed as decibels (dB) and measured as described in 15.2.

3.2

background noise level

sound pressure level of ambient noise at the measurement point

Note 1 to entry: This measurement is taken as described in 15.2 with the fuel cell power system in the cold state.

3.3

battery

electrochemical energy storage device that provides energy input to support parasitic loads and/or provides electric energy output

Note 1 to entry: Back-up batteries for control software memory and similar applications are not included.

3.4

cold state

condition of a fuel cell power system at ambient temperature with no power input or output, ready for start-up

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.110.1, modified – addition of "ready for start-up"]

3.5

discharge rate

mass of discharged exhaust gas component per unit of time

3.6

discharge water

water that is discharged from the fuel cell power system

Note 1 to entry: Discharge water does not constitute part of a thermal recovery system.

3.7

electric efficiency

ratio of the average net electric power output of a fuel cell power system at a given duration to the average fuel power fed to the same fuel cell power system at the same duration

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.30.1 modified – original definition has been modified and the NOTE dropped]

3.8

electric energy input

integrated value of electric power input at the electric input terminal

3.9

electric energy output

integrated value of electric power output at the electric output terminal

3.10

electric power input

electric power input at the electric input terminal of the fuel cell power system

3.11

electric power output

electric power output at the electric output terminal of the fuel cell power system

3.12

fuel cell power system

generator system that uses a fuel cell module(s) to generate electric power and heat

3.13

fuel input

amount of natural gas, hydrogen, methanol, liquid petroleum gas, propane, butane, or other material containing chemical energy consumed by the fuel cell power system while it is working at the specified operating conditions

3.14

fuel power input

fuel energy input per unit of time

3.15

heat recovery efficiency

ratio of the average thermal power recovered at a given duration from a fuel cell power system to the average fuel power fed to the same fuel cell power system at the same duration

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.30.3, modified – original definition has been revised and the NOTE dropped]

3.16

heat recovery fluid

fluid circulating between the fuel cell power system and a heat sink for recovering the thermal energy output

3.17

inert purge gas

inert gas or dilution gas, not containing chemical energy, supplied to the fuel cell power system during specific conditions to make it ready for operation or shutdown

Note 1 to entry: Dilution gas containing chemical energy shall be considered as fuel.

3.18

integrated fuel input

volume or mass of fuel consumed by the fuel cell power system under specified operating conditions

3.19**interface point**

measurement point at the boundary of a fuel cell power system at which material and/or energy either enters or leaves

Note 1 to entry: This boundary is intentionally selected to accurately measure the performance of the system. If necessary, the boundary or the interface points of the fuel cell power system (Figure 2) to be assessed should be determined by agreement of the parties.

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.65]

3.20**mass concentration**

concentration of mass of exhaust gas component per unit of volume

3.21**minimum electric power output**

minimum net power output, at which a fuel cell power system is able to operate continuously at a steady state

3.22**net electric power**

value calculated by subtracting the electric power input from the electric power output

3.23**nominal electric power**

electric power output at the electric output terminal of the fuel cell power system under normal operating conditions, stated by the manufacture

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.85.4, modified – original term and definition has been revised and the NOTE dropped]

3.24**overall energy efficiency**

sum of the electric efficiency and heat recovery efficiency

3.25**parasitic load**

power consumed by auxiliary machines and equipment such as balance of plant (BOP) necessary to operate a fuel cell power system

3.26**recovered heat (of a fuel cell power system)**

thermal energy recovered from the fuel cell power system

Note 1 to entry: The recovered heat is measured by determining the temperatures and flow rates of heat recovery fluid (water, steam, air or oil, etc.), entering and leaving the thermal energy recovery subsystem at the interface point of the fuel cell power system.

3.27**recovered thermal power**

recovered thermal energy per unit of time

3.28**shutdown energy**

sum of electric and/or chemical (fuel) energy required during the shutdown time

3.29

shutdown time

duration between the moment when a shutdown action is initiated at nominal electric power output to the moment when the cold state or storage state, as specified by the manufacturer, is attained

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.115.4, modified – original definition has been revised]

3.30

pre-generation state

state of a fuel cell power system being at sufficient operating temperature and in such an operational mode, with zero electric output power that the fuel cell power system is capable of being promptly switched to an operational state with substantial electric active output power

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.110.4, modified]

3.31

start-up energy

- a) for fuel cell power systems without battery, electric and/or chemical (fuel) energy required for transitioning from cold state or storage state to net electric power output; and
- b) for fuel cell power systems with battery, electric and/or chemical (fuel) energy required for recharging the battery, which is discharged to supply nominal electric power output at start-up, to a known nominal state of charge

3.32

start-up time

- a) for fuel cell power systems that do not require external energy to maintain storage state, duration required for transitioning from cold state to positive net electric power output; and
- b) for fuel cell power systems that require external energy to maintain storage state, duration required for transitioning from storage state to positive net electric power output

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.115.5, modified – original definition has been revised]

3.33

stationary fuel cell power system

fuel cell power system that is connected and fixed in place

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.49.3]

3.34

storage state

condition of a fuel cell power system that is non-operational and possibly requiring, under conditions specified by the manufacturer, the input of thermal or electric energy in order to prevent deterioration of the components and/or energize the control systems and other components, and is ready for start-up

[SOURCE: IEC/TS 62282-1:2010, definition 3.110.6, modified – original definition has been revised]

3.35

test run

time interval in which data points required for the computation of test results are recorded

Note 1 to entry: Recorded results are computed based on these data points.

3.36**thermal storage unit**

unit that stores heat recovered from the fuel cell power system in the thermal storage medium and supplies the heat with heat carrier externally as needed

Note 1 to entry: It is composed of a thermal storage tank, a heat exchanger and a heat carrier supply system.

Note 2 to entry: A typical thermal storage medium is water.

3.37**waste heat**

thermal energy released and not recovered

3.38**water consumption**

water supplied (outside the test boundary) to the power system other than initial fill

4 Symbols

The symbols and their meanings used in this part of IEC 62282 are given in Table 1 for electric/thermal performance and Table 2 for environmental performance, with the appropriate units.

Table 1 – Symbols and their meanings for electric/thermal performance

Symbol	Definition	Unit
q_{vf}	Average volumetric flow rate of fuel under the test conditions	m ³ /s
q_{vf0}	Average volumetric flow rate of fuel under reference conditions	m ³ /s
q_{iv}	Integrated volumetric flow over the test duration	m ³
q_{vr}	Average volumetric flow rate of heat recovery fluid	m ³ /s
q_{ivHR}	Integrated flow volume of heat recovery fluid	m ³
q_{vHR}	Average volumetric flow rate of heat recovery fluid at outlet over the test period	m ³ /s
M_0	Reference molar volume of ideal gas ($2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m ³ /mol) (at the reference temperature for this standard, $t_0 = 288,15$ K)	m ³ /mol
q_{mf}	Average mass flow rate of fuel under the test conditions	kg/s
q_{mHR}	Average mass flow rate of heat recovery fluid at outlet over the test period	kg/s
q_{imf}	Integrated mass flow of fuel over the test duration	kg
q_{imHR}	Integrated mass flow of heat recovery fluid	kg
M_{mf}	Molar mass of fuel	g/mol
M	Corrected water mass	kg
P_n	Average net electric power output	kW
P_{nom}	Nominal electric power output	kW
$P_{instore}$	Average electric power input in storage state	kW
P_{min}	Minimum electric power output	kW
PV_d	Decrease rate of electric power output	W/s
PV_u	Increase rate of electric power output	W/s
P_d	Electric power output change range between P_{nom} and P_{min}	W
p_0	Reference pressure (101,325 kPa(abs))	kPa(abs)
p_f	Average fuel pressure during test duration	kPa(abs)
t_0	Reference temperature (288,15 K)	K
t_f	Average fuel temperature during test duration	K

Symbol	Definition	Unit
t_{HR1}	Average temperature of heat recovery fluid at outlet over the test period	K
t_{HR2}	Average temperature of heat recovery fluid at inlet over the test period	K
ρ_{HR}	Density of heat recovery fluid at t_{HR1}	kg/m ³
Q_{f0}	Heating value of fuel on a molar basis under reference conditions	kJ/mol
Q_{fl}	Heating value of fuel at liquid phase	kJ/kg
Q_{f0j}	Heating value of component j at reference temperature t_0	kJ/mol
S_{HR}	Specific heat of heat recovery fluid at the temperature intermediate between t_{HR1} and t_{HR2}	kJ K ⁻¹ kg ⁻¹
Q_{HR}	Average recovered thermal power over the test period	kJ/s
E_{fv}	Input energy of fuel per unit volume	kJ/m ³
E_{fm}	Input energy of fuel per unit mass	kJ/kg
Q_{inf}	Average fuel power input	kJ/s
E_{in}	Total fuel input energy	kJ
$E_{instartpbat}$	Fuel input energy required for start-up for system with battery	kJ
W_{out}	Electric energy output during test period	kWh
W_{in}	Electric energy input during test period	kWh
$W_{inshutdwn}$	Electric energy input at shutdown	kWh
$W_{instartpb}$	Electric energy input at start-up	kWh
$W_{instartpbat}$	Electric energy required over the duration from the start-up initiation time, TS_1 to the battery recharge completion time, TS_{3bat} for system	kWh
W_{inbat}	Electric energy input over the duration from the start-up initiation time, TS_1 to the battery recharge completion time, TS_{3bat}	kWh
W_{outbat}	Electric power output over the duration from the start-up initiation time, TS_1 to the battery recharge completion time, TS_{3bat}	kWh
$W_{instore}$	Electric energy input from the initiation to the end of test	kWh
η_e	Electric efficiency	%
η_{th}	Heat recovery efficiency	%
η_{total}	Overall energy efficiency	%
ΔT	Test duration	s
ΔTE	Shutdown time	s
TE_1	shutdown initiation time	
TE_2	shutdown completion time	
ΔT_{lcdwn}	Duration of the decrease in electric power output from T_{lc1} to T_{lc2}	s
ΔT_{lcup}	Duration of the increase in electric power output from T_{lc3} to T_{lc4}	s
T_{lc1}	Start time of electric power output decreasing action	
T_{lc2}	Time when the electric power output reaches the minimum electric power output ± 2 %	
T_{lc3}	Start time of electric power output increasing action	
T_{lc4}	Time when the electric power output reaches the nominal electric power output ± 2 %	
ΔTS	Start-up time	s
TS_1	Start-up initiation time;	
TS_2	Start-up completion time.	
TS_{3bat}	Battery recharge completion time	s
ΔTS_{bat}	Duration from the start-up initiation to battery recharge completion	s
NOTE The main symbols in the fuel cell power system correspond to Figure 1.		

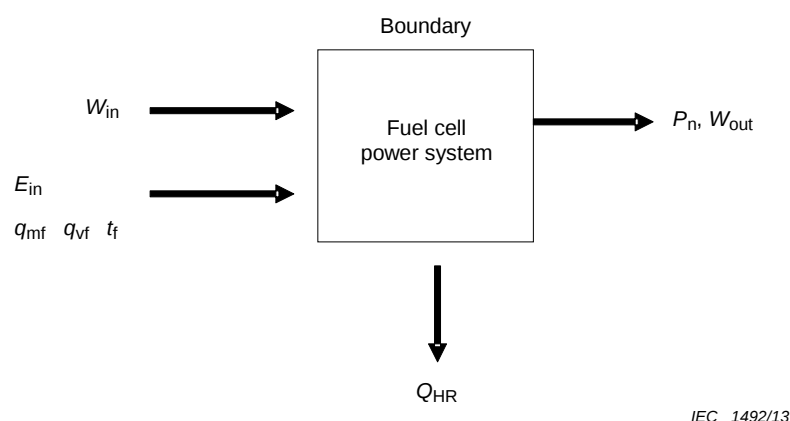


Figure 1 – Symbol diagram

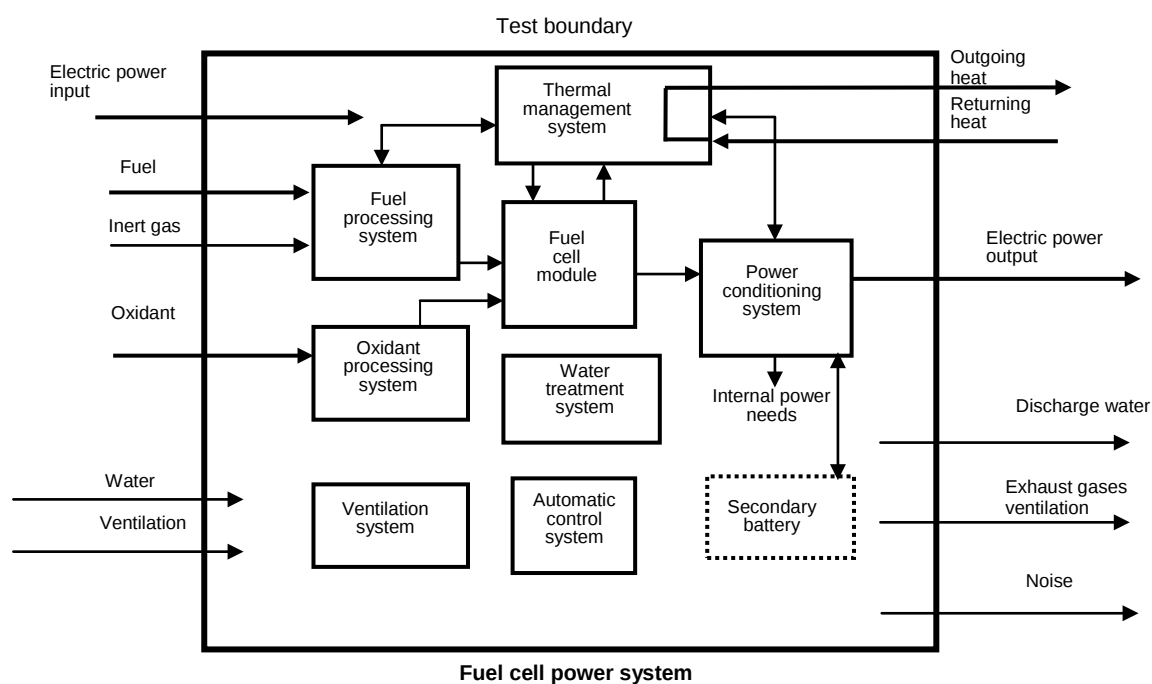
Table 2 – Symbols and their meanings for environmental performance

Symbol	Definition	Unit
X_c	Corrected concentration of the component	vol %, ml/m ³ (ppm)
X_m	Measured concentration of the component	vol %, ml/m ³ (ppm)
O_{2t}	Measured value of O ₂ concentration in atmosphere at air inlet in dry state (in the case of fresh air, O _{2t} = 21 %)	vol %
O_{2a}	Measured value of O ₂ concentration in the dry exhaust gas	vol %
v_{f0}	Volumetric flow rate of fuel at reference conditions	m ³ /s
V_f	Volumetric flow rate of fuel at test conditions	m ³ /s
t_0	Reference temperature (288,15 K)	K
T_f	Fuel temperature at test conditions	K
p_0	Reference pressure (101,325 kPa(abs))	kPa(abs)
p_f	Fuel pressure (absolute pressure) at test conditions	kPa(abs)
q_f	Mass flow rate of fuel	g/h
M_0	Reference molar volume of ideal gas ($2,3645 \times 10^{-2}$ m ³ /mol) (at the reference temperature for this standard, $t_0 = 288,15$ K)	m ³ /mol
M_{mf}	Molar mass of fuel	g/mol
CH_{af}	Compositional formula weight of fuel	
α_f	Hydrogen to carbon atom ratio of fuel	
CO_{2dr}	CO ₂ concentration in volume in dry exhaust gas	vol %
CO_{2M}	44,01 (molecular weight of CO ₂)	
CO_{2mass}	CO ₂ discharge rate in mass per time	g/h
CO_{dr}	CO concentration in volume in dry exhaust gas	ml/m ³ (ppm)
CO_M	28,01 (molecular weight of CO)	
CO_{mass}	CO discharge rate in mass per time	g/h
CO_{conc}	CO mass concentration in volume in dry exhaust gas	g/m ³
THC_{dr}	THC concentration in volume in dry exhaust gas (carbon equivalent)	ml/m ³ (ppm)
THC_M	Compositional formula weight of THC	
α_e	Hydrogen to carbon atom ratio of THC in exhaust gas	
THC_{mass}	THC discharge rate in mass per time	g/h
THC_{conc}	THC mass concentration in volume in dry exhaust gas	g/m ³

Symbol	Definition	Unit
NO_{xdr}	NO_x concentration in volume in dry exhaust gas	ml/m ³ (ppm)
NO_{xM}	46,61 (molecular weight of NO_x when the entire amount of NO_x is assumed to be NO_2)	
NO_{xmass}	NO_x discharge rate in mass per time	g/h
NO_{xconc}	NO_x mass concentration in volume in dry exhaust gas	g/m ³
SO_{2dr}	SO_2 concentration in volume in dry exhaust gas	ml/m ³ (ppm)
SO_{2M}	64,06 (molecular weight of SO_2)	
SO_{2mass}	SO_2 discharge rate in mass per time	g/h
SO_{2conc}	SO_2 mass concentration in volume in dry exhaust gas	g/m ³

5 Configuration of small stationary fuel cell power system and test boundary

Figure 2 illustrates the general configuration of small stationary fuel cell power systems subject to this standard and shows the test boundary and physical quantities entering and leaving the fuel cell system.



IEC 1493/13

Figure 2 – General configuration of small stationary fuel cell power system

6 Reference conditions

The reference conditions are specified as follows:

- reference temperature: $t_0 = 288,15$ K (15 °C);
- reference pressure: $p_0 = 101,325$ kPa (abs).

7 Heating value base

The heating value of fuel is based on the lower heating value (LHV) in principle.

In cases where LHV is applied for the calculation of energy efficiency, it is not necessary to add the symbol "LHV", as shown below:

$$\eta_e, \eta_{th}, \text{ or } \eta_{total} = XX \%$$

If the higher heating value (HHV) is applied, the abbreviation "HHV" shall be added to the value of energy efficiency, as follows:

$$\eta_e, \eta_{th}, \text{ or } \eta_{total} = XX \% \text{ (HHV)}$$

NOTE Heating values of fuels for both LHV and HHV are given in Table A.1.

8 Test preparation

8.1 General

This clause describes typical items that shall be considered prior to the implementation of a test. For each test, an effort shall be made to minimize uncertainty by selecting high-precision instruments and planning the tests carefully with attention to detail. Detailed test plans shall be prepared by the parties to the test using this part of IEC 62282 as their basis. A written test plan shall be prepared.

The following items shall be considered for the test plan:

- a) objective;
- b) test specifications;
- c) test personnel qualifications;
- d) quality assurance standards (ISO 9000 or other equivalent standards);
- e) target uncertainty;
- f) identification of measurement instruments (refer to Clause 10);
- g) estimated range of test parameters;
- h) data acquisition plan.

8.2 Uncertainty analysis

An uncertainty analysis shall be performed on the three test items below to indicate the reliability of the test results and to comply with customer requests. The following test results shall be analysed to determine the absolute and relative uncertainty. A test shall be planned so that the reliability of the results can be evaluated for the following:

- electric efficiency;
- heat recovery efficiency;
- overall energy efficiency.

NOTE See also Annex A in IEC 62282-3-200:2011.

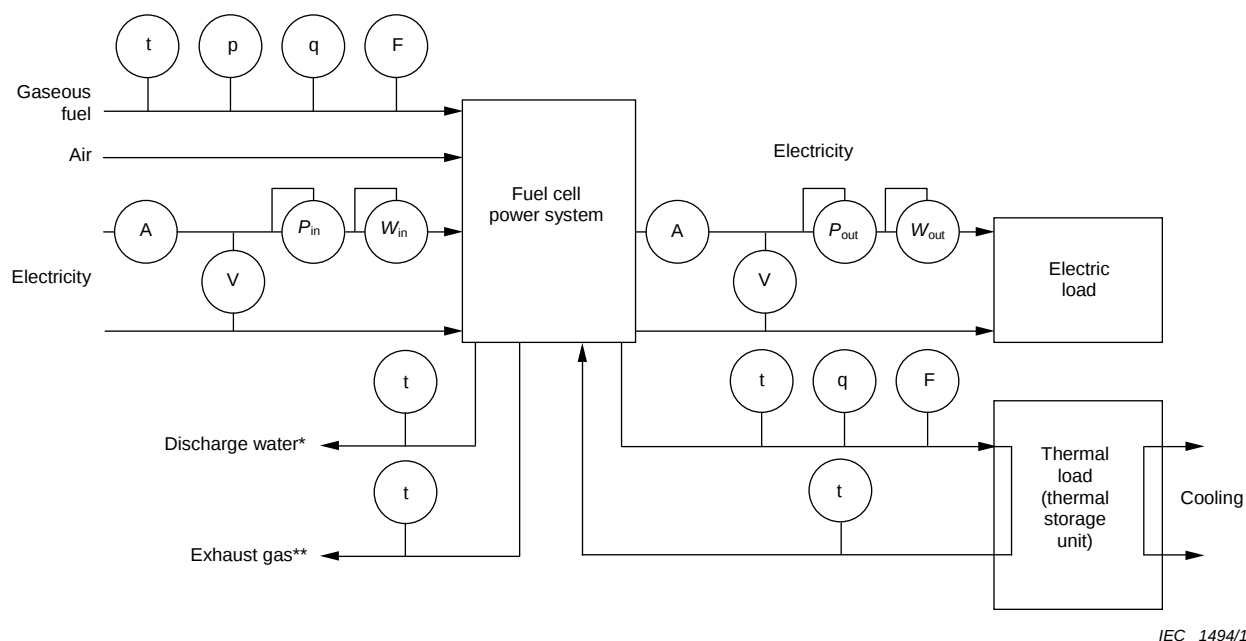
8.3 Data acquisition plan

In order to meet the target uncertainty, proper duration and frequency of readings shall be defined and suitable data recording equipment shall be prepared before the performance test.

Automatic data acquisition using a personal computer or similar is preferable.

9 Test set-up

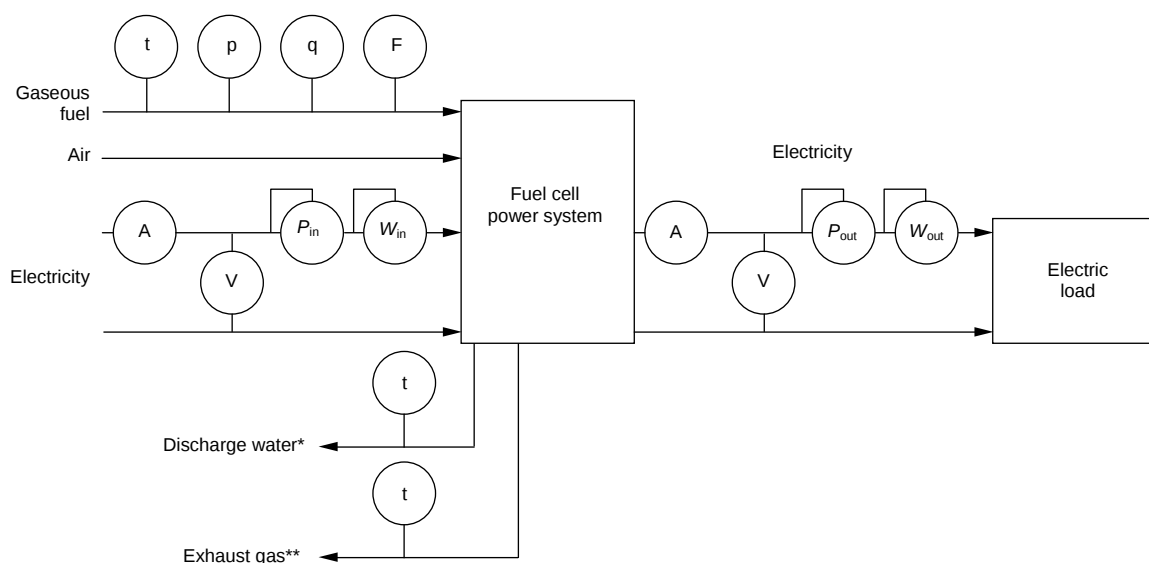
Figure 3 illustrates an example of the test set-up that is required to conduct small stationary fuel cell power system testing with gaseous fuel described in this standard. An electric load and a thermal load are connected to a fuel cell power system. Figure 3 measures electric characteristics of the system, and Figure 4 measures heat recovery characteristics of the system. A thermal storage unit, which stores heat recovered from the fuel cell power system in the thermal storage medium can be used as the thermal load.



Key

See key for Figure 4.

Figure 3 – Small stationary fuel cell power system fed with gaseous fuel



IEC 1495/13

Key

- (A) ammeter
- (V) voltmeter
- (t) thermometer
- (p) pressure gauge
- (q) flowmeter
- (F) integrating flowmeter
- (P) electric power meter
- (W) integrating electric power meter (electric energy meter)
- * to collecting device to measure volume (or weight), pH, BOD, COD
- ** to collective device to analyse components

Figure 4 – Small stationary fuel cell system fed with gaseous fuel, air cooled and no valorization of the by-product heat

10 Instruments and measurement methods

10.1 General

Measurement instruments and measurement methods shall conform to the relevant international standards. They shall be selected to meet the measurement range specified by the manufacturer and the required accuracy of measurements.

10.2 Measurement instruments

Measurement instruments are listed according to their intended use:

- a) apparatus for measuring the electric power output, electric power input, electric energy input, and electric energy output:
 - electric power meters, electric energy meters, voltmeters, ammeters;
- b) apparatus for measuring fuel input:
 - flowmeters, integrating flowmeters, weight meters, pressure sensors, temperature sensors;

- c) apparatus for measuring the thermal energy output (only in cases of valorization of the by-product heat):
 - flowmeters, integrating flowmeters, temperature sensors;
- d) apparatus for measuring ambient conditions:
 - barometers, hygrometers, and temperature sensors;
- e) apparatus for measuring the noise level:
 - sound level meters as specified in IEC 61672-1 or other measuring instruments of equivalent or better accuracy;

The settings of the measuring instruments are as follows:

 - frequency-weighted characteristic: A;
 - time-weighted characteristic: S;
 - unit: dB (for characteristic A, the display of frequency-weighted characteristic may be omitted);
- f) apparatus for measuring concentrations of the exhaust gas components:
 - oxygen analyser (e.g. based on paramagnetic, electrochemical or zirconium oxide sensors);
 - carbon dioxide analyser (e.g. GC-MS or based on infrared absorption sensor);
 - carbon monoxide analyser (e.g. based on nondispersive infrared or electrochemical sensor);
 - nitrogen oxide analyser (e.g. based on nondispersive infrared or electrochemical sensor);
 - sulphur oxide analyser (e.g. FTIR or based on electrochemical sensor);
 - THC analyser (e.g. a flame ionizer detector (FID));
- g) apparatus for determining the discharge water:
 - graduated cylinder (for volume measurement), temperature sensor, pH meters, BOD probes.

NOTE BOD means biochemical oxygen demand, COD stands for chemical oxygen demand, and THC is total hydrocarbon.

10.3 Measurement points

Measurement points for different parameters are described below:

- a) gaseous fuel flow rate:

place a flowmeter for fuel on the fuel supply line to the fuel cell power system to measure the fuel flow rate.
- b) gaseous integrated fuel input:

place an integrating flowmeter for fuel on the fuel supply line to the fuel cell power system to measure the fuel input. The integrating flowmeter may combine a flowmeter that measures the fuel flow rate.
- c) liquid fuel input weight:

place a weight meter under the fuel tank to measure the weight of fuel and tank together. Liquid fuel input weight is measured by subtracting the weight after the test from that before the test.
- d) fuel temperature:

connect a thermometer immediately downstream of the fuel flowmeter.
- e) fuel pressure:

place a pressure meter immediately downstream of the fuel flowmeter to measure the gauge pressure of fuel.

- f) electric power output:
connect an electric power meter to the electric power output terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary.
- g) electric power input:
connect an electric power meter to the electric power input terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary.
- h) electric energy output:
connect an electric energy meter to the electric power output terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary. The electric energy meter may incorporate an electric power meter that indicates electric power output.
- i) electric energy input:
connect an electric energy meter to the electric power input terminal of the fuel cell power system and close to the system boundary. The electric energy meter may incorporate an electric power meter that indicates electric power input.
- j) fuel composition:
the fuel used during the tests shall be sampled and analysed on its composition.
- k) heat recovery fluid flow rate (only in valorization of by-product heat):
place a fluid flowmeter on the heat recovery fluid circulation line (outgoing line or returning line) that is plumbed between the fuel cell power system and the thermal load and close to the system boundary. The circulation line shall be insulated to minimize heat loss.
- l) integrated heat recovery fluid flow (only in valorization of by-product heat):
place an integrating flowmeter on the heat recovery fluid circulation line (outgoing line or returning line) that is plumbed between the fuel cell power system and the thermal load and close to the system boundary. An integrating flowmeter may incorporate a flowmeter that indicates the flow rate of the heat recovery fluid.
- m) outgoing heat recovery fluid temperature (only in valorization of by-product heat):
place a thermometer on the outgoing heat recovery fluid line and close to the system boundary.
- n) returning heat recovery fluid temperature (only in valorization of by-product heat):
place a thermometer on the returning heat recovery fluid line and close to the system boundary.
- o) composition of heat recovery fluid (only in valorization of by-product heat):
sample the heat recovery fluid from the heat recovery system and analyse its components in order to calculate the specific heat. If water is to be used as the heat recovery fluid, the composition analysis may be omitted by using $4,186 \text{ kJ K}^{-1} \text{ kg}^{-1}$ for its specific heat.
- p) atmospheric pressure:
place an absolute pressure meter adjacent to the fuel cell power system where it will not be affected by ventilation of the fuel cell power system.
- q) atmospheric temperature:
place a thermometer adjacent to the fuel cell power system where the thermometer will not be affected by air intake or exhaust of the fuel cell power system.
- r) atmospheric humidity:
place a hygrometer adjacent to the fuel cell power system where the hygrometer will not be affected by air intake or exhaust of the fuel cell power system.
- s) noise level:
see 15.2.2.2.
- t) exhaust gas:
place one or more exhaust gas collecting probes combined with a temperature sensor in the exhaust stream at the exhaust gas outlet;

see Figure 3.

u) discharge water:

place a discharge water reservoir combined with a temperature sensor at the discharge water outlet.

10.4 Minimum required measurement systematic uncertainty

Test equipment should be chosen in a way that the systematic uncertainty of measurement is below 3 % for overall and thermal efficiencies, and below 2 % for electric efficiency.

In order to reach the desired efficiency uncertainties, the following systematic measurement uncertainties of the equipment are recommended. They are given in percentage of measured/calculated values:

- electric power: $\pm 1 \%$;
- electric energy: $\pm 1 \%$;
- fuel gas flow rate: $\pm 1 \%$;
- integrated gas flow: $\pm 1 \%$;
- liquid flow rate: $\pm 1 \%$;
- time: $\pm 0,5 \%$;
- weight: $\pm 1 \%$;
- heat recovery fluid temperature: $\pm 2 \%$ of $\Delta t = t_{HR1} - t_{HR2}$;
- relative humidity: $\pm 5 \%$;
- absolute pressure: $\pm 1 \%$;
- fuel gas and discharge water temperature: $\pm 1 \text{ K}$;
- exhaust gas temperature: $\pm 4 \text{ K}$.

11 Test conditions

11.1 Laboratory conditions

Unless otherwise specified, performance shall be tested in the environment specified below:

- temperature: $20 \text{ °C} \pm 15 \text{ °C}$;
- humidity: $65 \% \pm 20 \%$ relative humidity;
- pressure: between 91 kPa (abs) and 106 kPa (abs).

For each test run, the laboratory conditions shall be measured. As air quality may affect fuel cell system performance, laboratory air composition (CO_2 , CO, SO_2 and so forth) shall be reported with the test result.

11.2 Installation and operating conditions of the system

The installation and operating conditions of the fuel cell power system shall be the conditions specified by the manufacturer (as described in the instruction manual or otherwise) unless otherwise provided. Any tests that will not be affected by these conditions are exempt from complying with the conditions specified by the manufacturer or otherwise provided.

11.3 Power source conditions

a) systems without a secondary battery condition:

Unless otherwise provided, any systems without batteries, that use a residential main, shall be tested at the nominal voltage and frequency. Any tests that will not be affected by these conditions may deviate from this provision.

b) systems using secondary battery condition:

Systems with batteries may be equipped with a means (for example, a display method or an output signal) to identify that the battery has reached a known nominal state of charge including full charge state that is determined by the manufacturer.

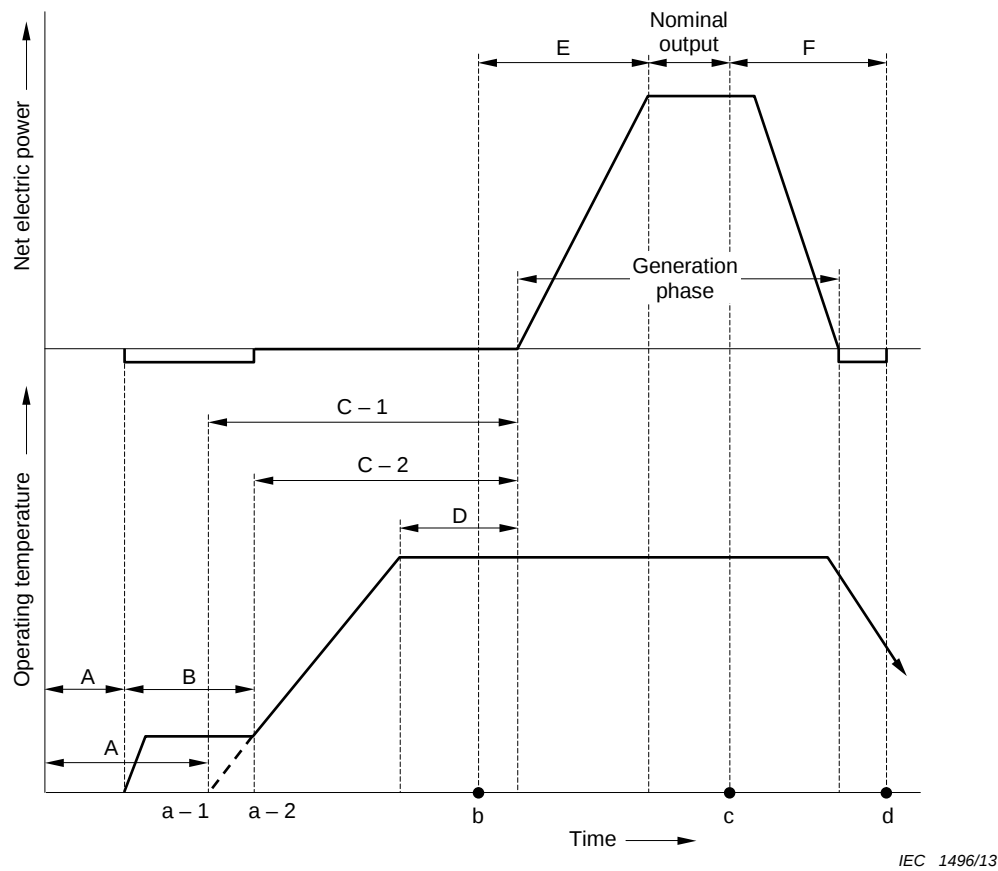
NOTE In the absence of such an indication, the results of energy consumption and efficiency calculations will be less precise. See 14.5.1.

11.4 Test fuel

The test fuel shall be specified by the fuel cell power system manufacturer. Typical examples of natural gas and propane gas compositions are listed in Tables B.1 and B.2 of Annex B, respectively. The composition of the fuel shall be reported.

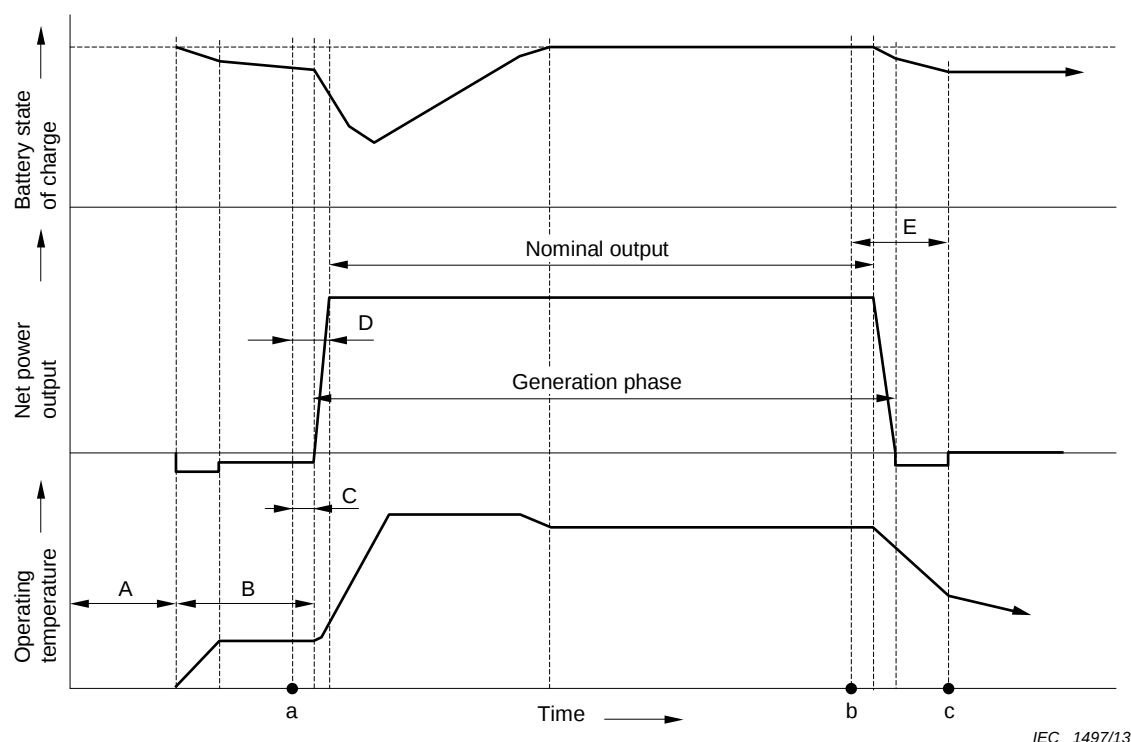
12 Operating process

Figure 5 shows the typical operating states of a stationary fuel cell power system without battery, and Figure 6 shows that of a fuel cell power system with battery. These figures show a chronological series of changes in the operating state from start-up, to generation, and to shutdown, and provides definitions for the terms corresponding to the different operating states.



- Key**
- A cold state
 - B storage state
 - C-1 start-up time for systems that require no external energy to maintain storage state, measure from cold state
 - C-2 start-up time for systems that require external energy to maintain storage state, measure from storage state
 - D pre-generation state
 - E response time to nominal electric power output
 - F shutdown time
 - b time when output action are initiated
 - c time when shutdown action is initiated
 - d time when shutdown action is completed (shutdown completion conditions as specified by the manufacturer)
 - a-1 or a-2 to d operational mode (from the initiation of start-up to the completion of shutdown)

Figure 5 – Operating states of stationary fuel cell power system without battery



Key

- A cold state
- B storage state
- C start-up time
- D response time to nominal electric power
- E shutdown time
- a time when output action (start-up action) is initiated
- b time when shutdown action is initiated
- c time when shutdown action is completed (shutdown completion conditions as specified by the manufacturer)
- a to c operational mode (from the initiation of start-up to the completion of shutdown)

Figure 6 – Operating states of stationary fuel cell power system with battery

13 Test plan

The type tests defined in the following clauses can be partially carried out concurrently. For optimization of the test proceeding and planning of the type tests, an exemplary test operation schedule is presented in Annex C.

14 Type tests on electric/thermal performance

14.1 General

The type tests on electric/thermal performance include:

- fuel consumption test (14.2);
- electric power output test (14.3);
- heat recovery test (14.4);
- start-up test (14.5);
- storage state test (14.6);
- electric power output change test (14.7); and
- shutdown test (14.8).

The fuel consumption test (14.2), electric power output test (14.3), and heat recovery test (14.4) shall be executed concurrently. The results of these three tests shall be used for the computation of efficiency (14.9), which comprises electric efficiency (14.9.2), heat recovery efficiency (14.9.3), and overall energy efficiency (14.9.4).

14.2 Fuel consumption test

14.2.1 Gaseous fuel consumption test

14.2.1.1 General

This test is for measuring the gaseous fuel input at nominal electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the electric power output test (14.3) and heat recovery test (14.4).

14.2.1.2 Test method

- Operate the system at the nominal electric power output for more than 30 min before starting the test.
- For systems including batteries, operate the system at nominal electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge is reached, before starting the test.
- Start the test while keeping the system operating at the nominal electric output power. If such operation is specified by manufacturer, repeat the test at partial load 50 % and 75 % of nominal output, and/or minimum output.
- Measure the fuel temperature, fuel pressure, and integrated fuel input flow (in volume or in mass). Each measurement shall be taken at intervals of 60 s or less for a minimum of 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the data shall be collected for 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer.

14.2.1.3 Calculation of results

14.2.1.3.1 Calculation of average gaseous fuel input rate

The average gaseous fuel input rate may be described either as the volumetric flow rate at reference conditions, q_{vf0} in m³/s, or as the mass flow rate, q_{mf} in kg/s. It shall be calculated according to the following procedure:

a) Volumetric flow rate

- The average volumetric flow rate of fuel under the test conditions, q_{vf} in m³/s, shall be obtained by dividing the integrated volumetric flow over the test duration by the test duration.

$$q_{vf} = q_{iv} / \Delta T \quad (1)$$

where

q_{vf} is the average volumetric flow rate of fuel under the test conditions (m³/s);

q_{iv} is the integrated volumetric flow over the test duration (m³);

ΔT is the test duration (s).

- The average volumetric flow rate of fuel under the reference conditions, q_{vf0} in m³/s, shall be calculated by the following equation. The average values of fuel temperature and pressure obtained during the test duration shall be used.

$$q_{vf0} = q_{vf} \times (t_0/t_i) \times (p_i/p_0) \quad (2)$$

where

q_{vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m^3/s);

q_{vf} is the average volumetric flow rate of fuel under test conditions (m^3/s);

t_0 is the reference temperature (288,15 K);

p_0 is the reference pressure (101,325 kPa(abs));

t_f is the average fuel temperature during test duration (K);

p_f is the average fuel pressure during test duration (kPa(abs)).

NOTE The pressure is absolute pressure.

b) Mass flow rate

The average mass flow rate of fuel under the test conditions, q_{mf} in kg/s, shall be obtained by dividing the integrated mass flow over the test duration by the test duration.

$$q_{mf} = q_{imf} / \Delta T \quad (3)$$

where

q_{mf} is the average mass flow rate of fuel under the test conditions (kg/s);

q_{imf} is the integrated mass flow over the test duration (kg);

ΔT is the test duration (s).

14.2.1.3.2 Calculation of average gaseous fuel power input

The average gaseous fuel power input, Q_{inf} in kJ/s, shall be calculated either for volumetric flow rate or for mass flow rate according to the following procedure. The average values of fuel temperature and pressure obtained during the test duration shall be used.

a) Volumetric flow rate

- 1) The energy of fuel per unit volume at reference conditions, E_{fv} in kJ/m³, shall be calculated by the following equation:

$$E_{fv} = Q_{f0} / M_0 \quad (4)$$

where

E_{fv} is the input energy of the fuel per unit volume (kJ/m³);

Q_{f0} is the heating value of fuel on a molar basis under reference conditions (kJ/mol);

M_0 is the reference molar volume of ideal gas ($2,364\,5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) (at the reference temperature for this standard, $t_0 = 288,15 \text{ K}$) (m^3/mol).

where

the heating value of fuel, Q_{f0} in kJ/mol under reference conditions, shall be calculated as follows:

$$Q_{f0} = \sum_{j=1}^N x_j Q_{f0j} \quad (5)$$

where

Q_{f0j} is the heating value of component j at reference temperature t_0 (kJ/mol);

x_j is the molar ratio of component j ;

j is a component of fuel;

N is the number of fuel gas constituents.

NOTE 1 Numerical values of Q_{f0} are given in ISO 6974 and ISO 6975 and in Table A.1.

NOTE 2 In general, fuel consumption energy and heating value are based on the low heating value (LHV). If labelling shows a high heating value (HHV), use HHV for measurement.

- 2) The average fuel power input, Q_{inf} in kJ/s, shall be calculated by the following equation:

$$Q_{inf} = q_{vf0} \times E_{fv} \quad (6)$$

where

Q_{inf} is the average fuel power input (kJ/s);
 q_{vf0} is the average volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m³/s);
 E_{fv} is the energy input of the fuel per unit volume (kJ/m³).

NOTE 3 The specific enthalpy and pressure energy of gaseous fuel, which are considered in the calculation of fuel consumption energy in IEC 62282-3-200, are ignored in the calculation of fuel consumption energy described above because they are negligible values in small fuel cell power systems that are operated at low temperature and pressure.

b) Mass flow rate

- 1) The input energy of fuel per unit mass, E_{fm} in kJ/kg, shall be calculated by the following equation:

$$E_{fm} = (Q_{f0} / M_{mf}) \times 1000 \quad (7)$$

where

E_{fm} is the input energy of fuel per unit mass (kJ/kg);
 Q_{f0} is the heating value of fuel under reference conditions (kJ/mol);
 M_{mf} is the molar mass of fuel (g/mol), and is measured according to the methods detailed in ASTM F2602.

NOTE The calculation of Q_{f0} is described in "a) Volumetric flow rate" of 14.2.1.3.2.

- 2) The average fuel power input, Q_{inf} in kJ/s, shall be calculated by the following equation:

$$Q_{inf} = q_{mf} \times E_{fm} \quad (8)$$

where

Q_{inf} is the average fuel power input (kJ/s);
 E_{fm} is the input energy of fuel per unit mass (kJ/kg);
 q_{mf} is the average mass flow rate of fuel (kg/s).

14.2.2 Liquid fuel consumption test

14.2.2.1 General

This test is for measuring the liquid fuel input at nominal electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the electric power output test (14.3) and the heat recovery test (14.4)

14.2.2.2 Test method

- Operate the system at the nominal electric output power for more than 30 min before starting the test.
- For systems including batteries, operate the system at nominal electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge is reached, before starting the test.

- c) Start the test while keeping the system operating at the nominal electric output power. If such operation is specified by manufacturer, repeat the test at partial load 50 % and 75 % of nominal output, and/or minimum output.
- d) Measure the mass of the fuel tank or of the entire system, including the fuel tank, at the start.
- e) Continue the test for a minimum of 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the total test duration shall be 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer.
- f) Measure the mass of the fuel tank or of the entire system, including the fuel tank, at the end of the test.

14.2.2.3 Calculation of average liquid fuel power input

Total liquid fuel input energy over the test duration, E_{in} in kJ, shall be calculated by the following equation:

$$E_{in} = (A - B) \times Q_{fl} \quad (9)$$

where

- E_{in} is the total fuel input energy (kJ);
- A is the mass at the start of test (kg);
- B is the mass at the end of test (kg);
- Q_{fl} is the heating value of fuel (kJ/kg).

Average fuel power input, Q_{inf} in kJ/s, shall be calculated as follows:

$$Q_{inf} = \frac{E_{in}}{\Delta T} \quad (10)$$

where

- Q_{inf} is the average fuel power input (kJ/s);
- E_{in} is the total fuel input energy (kJ);
- ΔT is the test duration (s).

NOTE 1 In general, fuel input energy and heat values are based on the low heating value (LHV). If labelling shows a high heating value (HHV), use HHV for measurement.

NOTE 2 The heating value is measured according to the methods detailed in ASTM D4809-09.

14.3 Electric power output test

14.3.1 General

This test is for measuring the average net electric output at nominal electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the fuel consumption test (14.2) and the heat recovery test (14.4).

14.3.2 Test method

- a) Operate the system at the nominal electric output power for more than 30 min before starting the test.
- b) For systems including batteries, operate the system at nominal electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge is reached, before starting the test.

- c) Start the test while keeping the system operating at the nominal electric output power. If such operation is specified by manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of nominal output, and/or minimum output.
- d) Measure the electric energy output and electric energy input during the test period. The test shall be conducted for at least 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the total test duration shall be 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer.

14.3.3 Calculation of average net electric power output

The average net electric power output shall be calculated by the following equation:

$$P_n = \frac{W_{out} - W_{in}}{\Delta T} \times 3600 \quad (11)$$

where

- P_n is the average net electric power output (kW);
- W_{out} is the electric energy output during test period (kWh);
- W_{in} is the electric energy input during test period (kWh);
- ΔT is the test duration (s).

14.4 Heat recovery test

14.4.1 General

This test is for measuring the average recovered thermal power output at nominal electric power output. If operation at partial loads 50 %, 75 % and/or minimum power electric output are specified by the manufacturer, these operating points shall be measured as well.

This test shall be carried out concurrently with the fuel consumption test (14.2) and the electric power output test (14.3).

For systems without valorization of the by-product heat, the heat recovery test can be omitted.

14.4.2 Test method

- a) Operate the system at the nominal electric output power for more than 30 min before starting the test.
- b) For systems including batteries, operate the system at nominal electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge is reached, before starting the test.
- c) Set the temperature of the returning fluid at a level appropriate for the waste heat usage conditions. Control the amount of cooling fluid entering the thermal load to maintain the said conditions throughout the test.
- d) Start the test while keeping the system operating at the nominal electric output power. If such operation is specified by manufacturer, repeat the test at partial loads 50 % and 75 % of nominal output, and/or minimum output.
- e) Measure the outgoing heat recovery fluid temperature at outlet, returning heat recovery fluid temperature at inlet, and integrated flow volume or mass at inlet or outlet. Each measurement shall be taken at intervals of 60 s or less for a minimum of 3 h. If fuel is to be supplied intermittently, the data shall be collected for 20 times the interval of the fuel supply or 3 h, whichever is longer. The outgoing heat recovery fluid temperature, the returning heat recovery fluid temperature, and the difference of their temperatures shall be reported.

14.4.3 Calculation of average recovered thermal power

The average recovered thermal power in kJ/s shall be calculated according to the following procedures:

a) Volumetric measurement

- 1) The average volumetric flow rate of heat recovery fluid, q_{vr} in m³/s, shall be calculated by dividing integrated flow volume by the test duration.

$$q_{vr} = q_{ivHR} / \Delta T \quad (12)$$

where

q_{vr} is the average volumetric flow rate of heat recovery fluid (m³/s);

q_{ivHR} is the integrated flow volume of heat recovery fluid (m³);

ΔT is the test duration (s).

- 2) The average recovered thermal power, Q_{HR} in kJ/s, shall be calculated by the following equation. The average value of recovered fluid temperature obtained during test duration shall be used.

$$Q_{HR} = (t_{HR1} - t_{HR2}) \times q_{vr} \times \rho_{HR} \times S_{HR} \quad (13)$$

where

Q_{HR} is the average recovered thermal power over the test period (kJ/s);

t_{HR1} is the average temperature of heat recovery fluid at outlet over the test period (K);

t_{HR2} is the average temperature of heat recovery fluid at inlet over the test period (K);

q_{vHR} is the average volumetric flow rate of heat recovery fluid at outlet over the test period (m³/s);

ρ_{HR} is the density of heat recovery fluid at t_{HR1} (kg/m³);

S_{HR} is the specific heat of heat recovery fluid at the temperature intermediate between t_{HR1} and t_{HR2} . If water is to be used, as the heat recovery fluid, 4,186 kJ K⁻¹ kg⁻¹ shall be used for its specific heat.

b) Mass measurement

- 1) The average mass flow rate, q_{mHR} in kg/s, shall be calculated by dividing integrated mass flow by the test duration.

$$q_{mHR} = q_{imHR} / \Delta T \quad (14)$$

where

q_{mHR} is the average mass flow rate (kg/s);

q_{imHR} is the integrated mass flow (kg);

ΔT is the test duration (s).

- 2) The average recovered thermal power during the test duration, Q_{HR} in kJ/s, shall be calculated by the following formula. The average value of recovered fluid temperature obtained during test duration shall be used.

$$Q_{HR} = (t_{HR1} - t_{HR2}) \times q_{mHR} \times S_{HR} \quad (15)$$

where

Q_{HR} is the average recovered thermal power over the test period (kJ/s);

t_{HR1} is the average temperature of heat recovery fluid at outlet over the test period (K);

t_{HR2} is the average temperature of heat recovery fluid at inlet over the test period (K);

q_{mHR} is the average mass flow rate of heat recovery fluid at outlet over the test period (kg/s);

S_{HR} is the specific heat of heat recovery fluid at the temperature intermediate between t_{HR1} and t_{HR2} . If water is to be used as the heat recovery fluid, 4,186 kJ K⁻¹ kg⁻¹ shall be used for its specific heat.

14.5 Start-up test

14.5.1 General

This test is for measuring the start-up time, and fuel and/or electric energy required for the start-up of a fuel cell power system.

For the system with battery, the test for finding start-up fuel energy is not mandatory if the system does not equip the means to identify that the battery has reached a known nominal state of charge. (refer to 11.3 b)).

14.5.2 Determination of state of charge of battery

The time when the battery is recharged to the known nominal state of charge can be determined by either one of the following two methods:

- a) For the system equipped with a means (for example, a display method or an output signal) to identify that the battery has reached a known nominal state of charge, the charge-out time is determined by that means (refer to 11.3 b)).
- b) For the system equipped with no means to identify that the battery has reached a known nominal state of charge, the charge-out time to reach the nominal state of charge (SOC) may be determined by measuring the time when input fuel flow rate becomes stabilized within $\pm 2\%$ of nominal fuel flow rate after once the fuel flow has increased for recharging the battery (see Figure 8). This measurement is not mandatory.

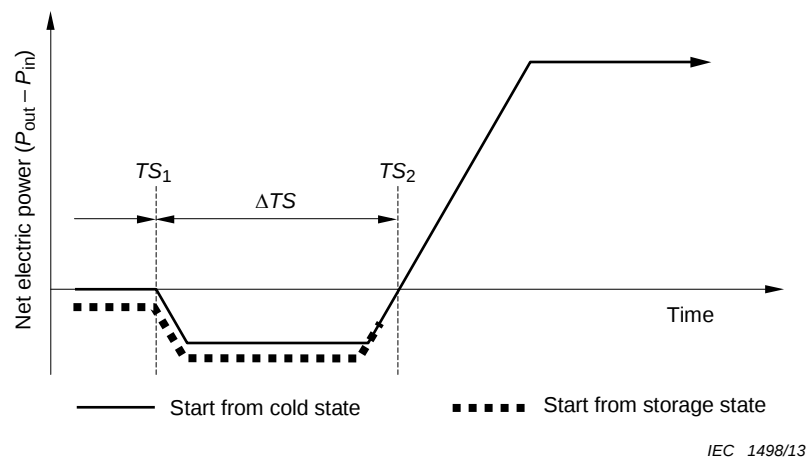
14.5.3 Test method

- a) Keep the system in cold state or storage state for a minimum of 48 h before starting the test.
- b) For the system with battery, charge the battery to a known nominal state of charge then keep the system in cold state or storage state for a minimum of 48 h before starting the test.
- c) Start the test. Measure the electric energy output, electric energy input, integrated fuel flow (or mass in the case of liquid fuel), fuel temperature, fuel pressure, and atmospheric pressure at intervals of 15 s or less.
- d) Initiate a start-up operation for the nominal electric power output and record the time when the start-up action is commenced.
- e) For the system without battery, record the time when the start-up action is completed.
- f) For the system with battery, record the time when the start-up action is completed and the time when the battery is recharged to the known nominal state of charge.

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 net electric power is generated as output.

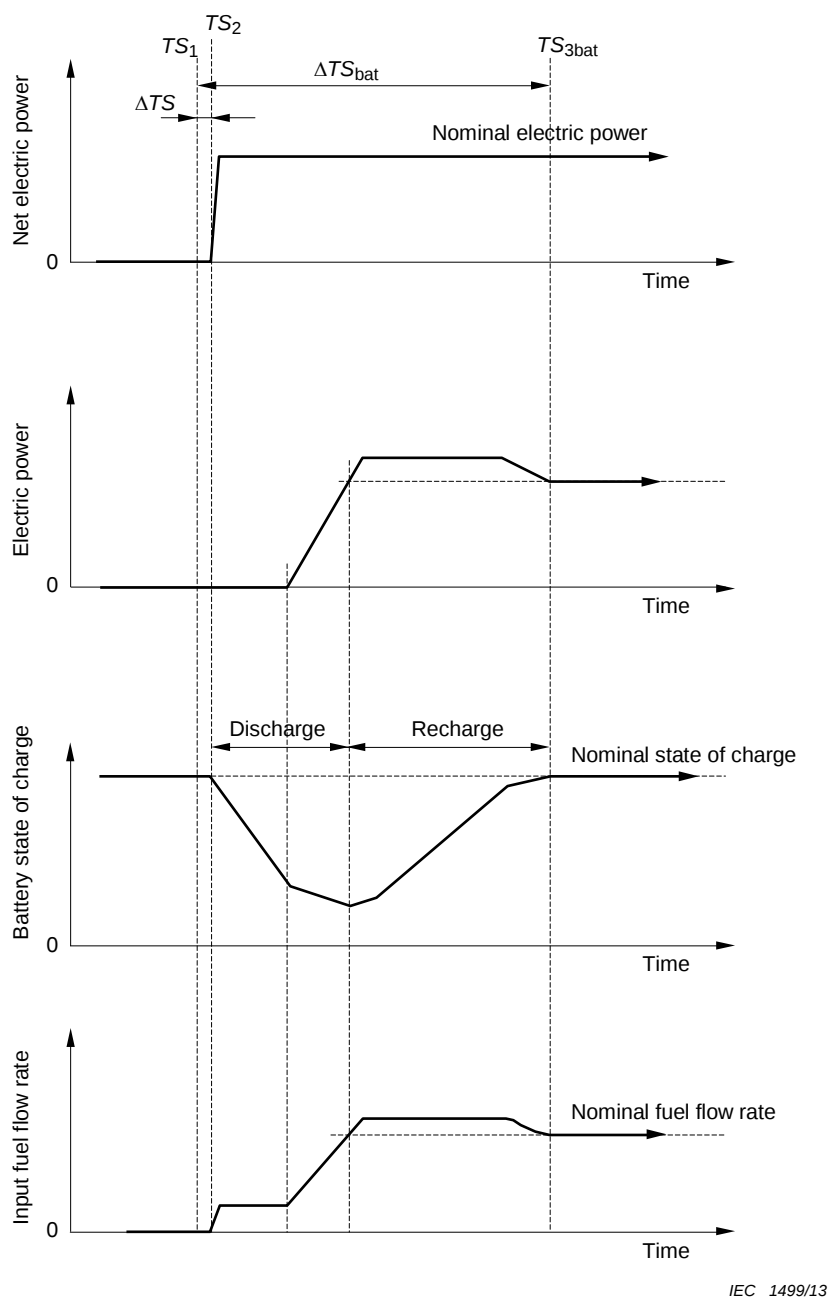
For systems with batteries, a high-speed voltage recorder such as an oscilloscope may be required for measuring start-up time because the duration is extremely short in general (millisecond order).



Key

- ΔTS start-up time (s)
- TS_1 start-up initiation time
- TS_2 start-up completion time

Figure 7 – Example of electric power chart at start-up for system without battery



IEC 1499/13

- Key**
- TS_1 start-up initiation time
 - TS_2 start-up completion time
 - TS_{3bat} battery recharge completion time
 - ΔTS start-up time (s)
 - ΔTS_{bat} duration from the start-up initiation to battery recharge completion (s)

Figure 8 – Example of electric power chart at start-up for system with battery

14.5.4 Calculation of results

14.5.4.1 Calculation of start-up time

The start-up time shall be calculated using the following formula (refer to Figures 7 and 8):

$$\Delta TS = TS_2 - TS_1 \tag{16}$$

where

ΔTS is the start-up time (s);

TS_1 is the start-up initiation time;

TS_2 is the start-up completion time.

14.5.4.2 Calculation of start-up energy

14.5.4.2.1 Calculation of fuel energy required for start-up

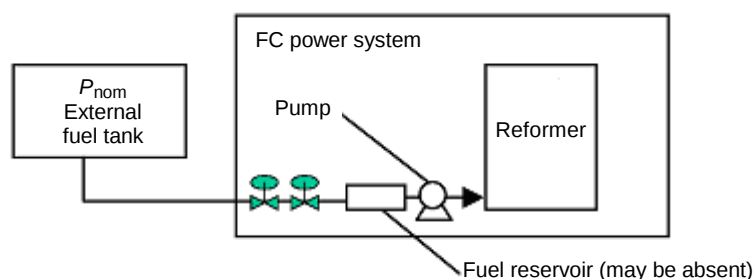
a) For the system without battery

For gaseous fuel cell system without battery, fuel energy required for start-up shall be calculated using the measured integrated fuel input in volume or in mass over the start-up time, fuel temperature and fuel pressure. The calculation process is the same as that described in 14.2.1.3 for both volumetric flow and mass flow, except that volume or mass of fuel consumed, i.e. integrated flow, shall be used instead of average flow, which is used in the equations from (1) to (8) in 14.2.1.3.

If non-inert purge gas or dilution gas containing chemical energy is fed to the system during start-up, the purge gas shall be considered as additional fuel. The energy content shall be added to the input, using the calculation method in 14.2.1.3.

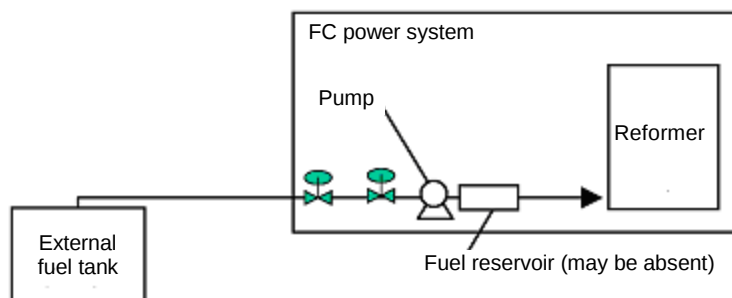
For liquid fuel cell system without battery, fuel energy required for start-up shall be calculated using the measured mass of fuel tank or entire system at start-up initiation time, and the mass of fuel tank or entire system at start-up completion time. The calculation process is the same as that described in 14.2.2.3.

For cases where a fuel reservoir is included in the system, as in the example shown in Figure 9, measure the fuel mass consumed accurately by bypassing the fuel reservoir or relocating the fuel reservoir out of the system.



IEC 1500/13

Figure 9a) – Gravity-fed fuel supply



IEC 1501/13

Figure 9b) – Pump-fed fuel supply

Figure 9 – Examples of liquid fuel supply systems

b) For the system with battery

For fuel cell system with battery (equipped with state of charge indicator), fuel energy required for start-up, that is fuel energy for recharging battery, shall be calculated using the following equation:

$$E_{\text{instartupbat}} = E_{\text{in}} - 3\,600 \times W_{\text{outbat}} \times 100/\eta_e \quad (17)$$

where

- $E_{\text{instartupbat}}$ is the fuel energy required for start-up for system with battery (kJ);
- E_{in} is the fuel energy input over the duration from the start-up initiation time, TS_1 to the battery recharge completion time, $TS_{3\text{bat}}$ (kJ);
- W_{outbat} is the electric energy output over the duration from the start-up initiation time, TS_1 to the battery recharge completion time, $TS_{3\text{bat}}$ (kWh);
- η_e is the electric efficiency (%) (refer to 14.9.2).

$3\,600 \times W_{\text{outbat}} \times 100/\eta_e$ is the fuel energy (kJ) consumed to produce W_{outbat} . For liquid fuel system, fuel energy input, E_{in} at start-up shall be calculated using the measured mass of fuel tank or entire system at start-up initiation time and its mass at battery recharge completion time. The calculation process is the same as the case of the system without battery.

NOTE Direct measurement of the electric power flowing battery charge circuit inside the system is not applied because the performance tests in this standard are carried out using physical quantities entering and leaving the fuel cell system.

14.5.4.2.2 Calculation of electric energy required for start-up

a) For the system without battery

Electric energy required during start-up operation for the system without battery shall be calculated by the following formula:

$$W_{\text{instartup}} = W_{\text{in}} - W_{\text{out}} \quad (18)$$

where

- $W_{\text{instartup}}$ is the electric energy required at start-up for the system without battery (kWh);
- W_{in} is the electric energy input over the start-up time, TS (kWh);
- W_{out} is the electric energy output over the start-up time, TS (kWh).

b) For the system with battery

Electric energy required during start-up operation for system with battery shall be calculated by the following equation:

$$W_{\text{instartupbat}} = W_{\text{inbat}} - W_{\text{outbat}} \quad (19)$$

where

- $W_{\text{instartupbat}}$ is the electric energy required over the duration from the start-up initiation time, TS_1 to the battery recharge completion time, $TS_{3\text{bat}}$ for system (kWh);
- W_{inbat} is the electric energy input over the duration from the start-up initiation time, TS_1 to the battery recharge completion time, $TS_{3\text{bat}}$ (kWh);
- W_{outbat} is the electric energy output over the duration from the start-up initiation time, TS_1 to the battery recharge completion time, $TS_{3\text{bat}}$ (kWh).

14.6 Storage state test

14.6.1 General

This test is for measuring electric power input in storage state for those systems which have a heater or similar for maintaining catalyst performance and/or a control system for monitoring and maintaining the storage state conditions.

If the electric energy is supplied from the integrated battery in the system, this energy is ignored because it cannot be measured outside the system.

14.6.2 Test method

- a) Keep the system in storage state.
- b) Measure the electric energy input and the duration from the initiation to the end of the test. The test duration shall be at least 3 h.

14.6.3 Calculation of average electric power input in storage state

Average electric power input in storage state shall be calculated by the following equation:

$$P_{\text{Instore}} = \frac{W_{\text{instore}}}{\Delta T} \times 3600 \quad (20)$$

where

P_{Instore} is the average electric power input in storage state (kW);

W_{instore} is the electric energy input from the initiation to the end of test (kWh);

ΔT is the duration from the initiation to the end of test (s).

14.7 Electric power output change test

14.7.1 General

This test is for evaluating the changeability of electric power output of fuel cell power systems. The electric power output is to be changed between the nominal output and minimum output. The nominal and minimum electric power outputs are specified by the manufacturer.

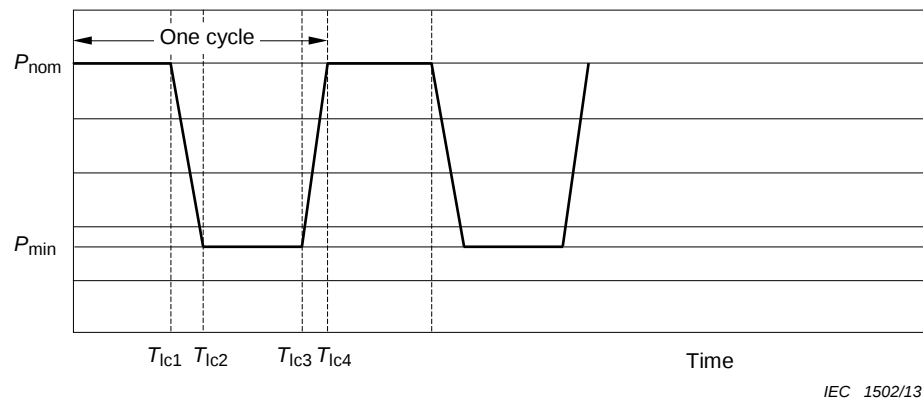
14.7.2 Test method

- a) Operate the system at the nominal electric power output for more than 30 min before starting the test.
For systems including batteries, operate the system at nominal electric power output for more than 30 min and until a known nominal state of charge is reached before starting the test.
- b) Start the test by continuing to operate the system at the nominal electric power output for more than 1 h.
- c) Measure the electric power output at intervals of 1 s or less until the completion of the test.

NOTE 1 For systems including batteries, a high-speed voltage recorder such as an oscilloscope is required for measuring the increase rate of electric power because the rate is extremely rapid in general (in the order of milliseconds).

- d) Set the target change value of electric power output at the minimum electric power output, initiate an electric power output decreasing action and record the start time of the electric power output decreasing action.
- e) Record the time when the electric power output reaches the minimum electric power output within $\pm 2\%$ of nominal power output.
- f) Maintain the electric power output at the minimum electric power output for a minimum of 1 h.
- g) Set the target change value of electric power output at the nominal electric power output, initiate the electric power output increasing action and record the start time of the electric power output increasing action.
- h) Record the time when the electric power output reaches the nominal electric power output within $\pm 2\%$ of nominal power output.
- i) Maintain the electric power output at the nominal electric power output for a minimum of 1 h.
- j) Repeat d) through i) for three cycles at least.

NOTE 2 This test may be started with an electric power output increasing action.



- Key** (for Figures 10 and 11)
- P_{nom} nominal electric power output
 - P_{min} minimum electric power output
 - T_{1c1} start time of electric power output decreasing action
 - T_{1c2} time when the electric power output reaches the minimum electric power output within $\pm 2\%$ of nominal power output (see Figure 12)
 - T_{1c3} start time of electric power output increasing action
 - T_{1c4} time when the electric power output reaches the nominal electric power output within $\pm 2\%$ of nominal power output (see Figure 12)

Figure 10 – Electric power output change pattern for system without battery

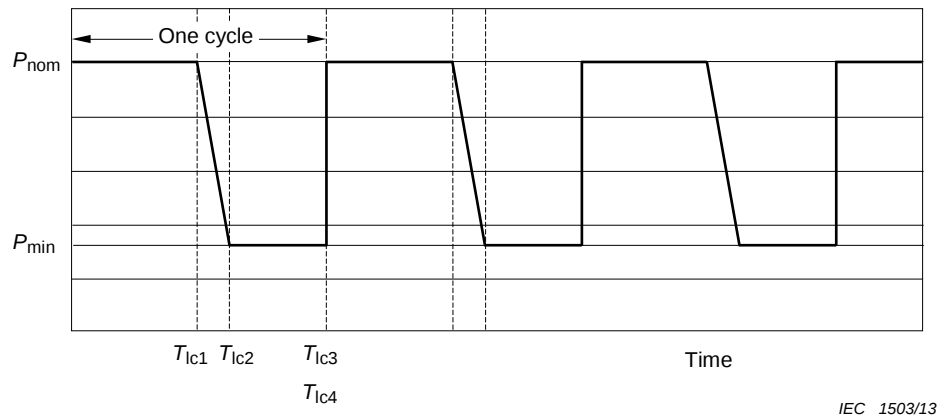


Figure 11 – Electric power output change pattern for system with battery

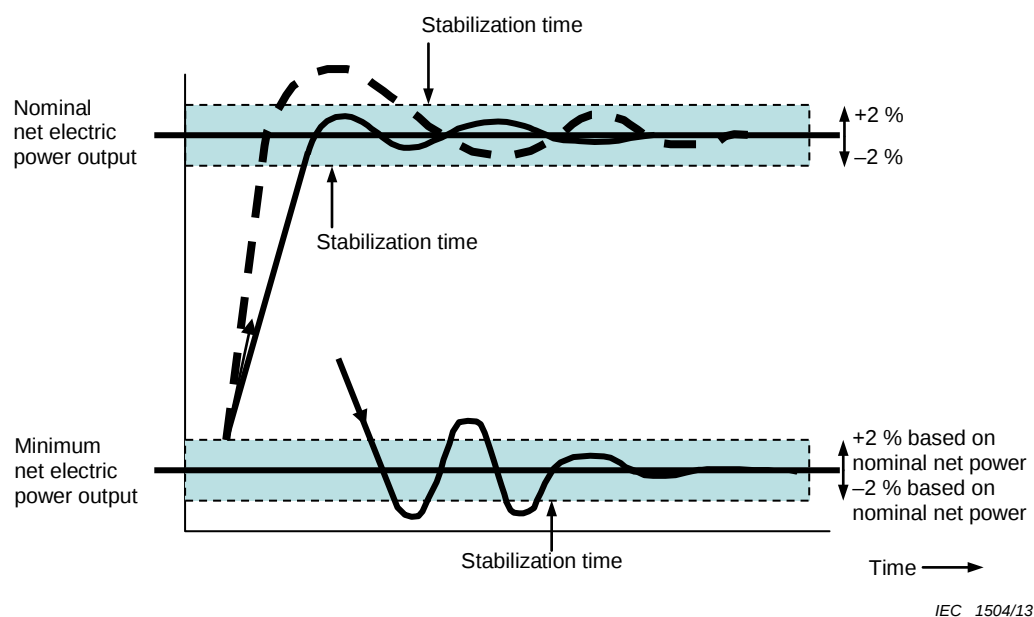


Figure 12 – Example for electric power change stabilization criteria

14.7.3 Calculation of electric power output change rate

The rates of decrease and increase of electric power output shall be calculated by the following equations:

$$PV_d = P_d / T_{lc\downarrow} \quad (21)$$

$$PV_u = P_d / T_{lc\uparrow} \quad (22)$$

where

PV_d is the decrease rate of electric power output (W/s);

PV_u is the increase rate of electric power output (W/s);

P_d is the electric power output change range between P_{nom} and P_{min} (W);

$\Delta T_{lc\downarrow}$ is the duration of the decrease in electric power output from T_{lc1} to T_{lc2} (s);

$\Delta T_{lc\uparrow}$ is the duration of the increase in electric power output from T_{lc3} to T_{lc4} (s).

The rates of decrease and increase in the electric power output shall be the averages taken over three cycles.

14.8 Shutdown test

14.8.1 General

This test is for measuring the shutdown time, and fuel and/or electric energy required for the shutdown of a fuel cell power system.

The definition of shutdown time is the same for the system without battery and the system with battery. The shutdown time is defined as the duration required for transitioning from nominal electric power output to storage state.

The definition of shutdown energy is the same for the system without battery and the system with battery. The shutdown energy is the energy supplied from outside the system for shutdown over

the shutdown time. The electric energy for shutdown from the integrated battery is ignored because it cannot usually be measured outside the system (refer to Figure 2).

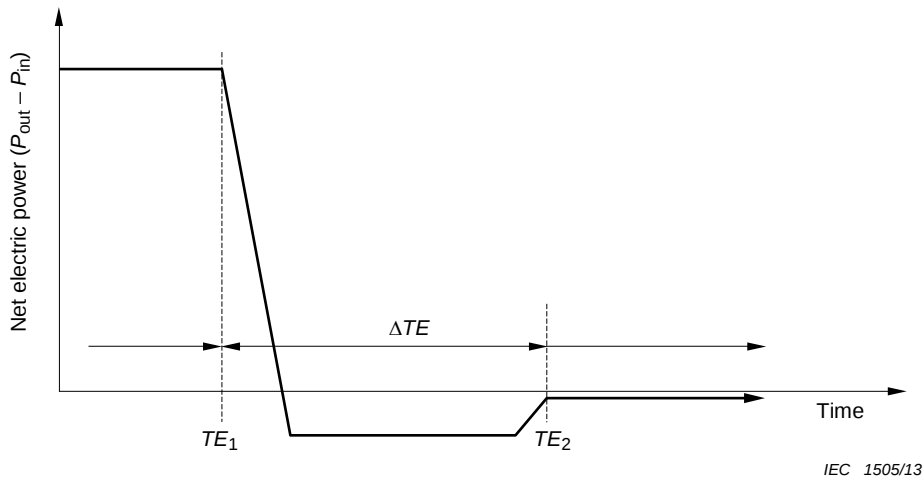
14.8.2 Test method

- a) Operate the system at the nominal electric output power for more than 30 min, before starting the test.
- b) For systems including batteries, operate the system at nominal electric power output for more than 30 min and until the known nominal state of charge is reached, before starting the test.
- c) Start the test. Measure the electric power output, electric power input, electric energy output, electric energy input, integrated fuel input (in volume or in mass), fuel temperature, fuel pressure, and atmospheric pressure at intervals of 15 s or less until the completion of the test. For systems using liquid fuel, the fuel pressure and atmospheric pressure are not required.
- d) Initiate a normal shutdown action and record the start time of the shutdown action.
- e) When the normal shutdown action is completed, record the completion time.

NOTE 1 The start time of a shutdown action is when the shutdown button is pressed or the normal shutdown signal is sent.

NOTE 2 The completion time of a shutdown action is when the net electric power of the system returns again to the net electric power of the system at the storage state within 150 % of the net electric power of the system at the storage state.

The net electric power of the system at the storage state is the net electric power of the system immediately before initiating the start-up action of the system. When necessary, check the value of the net electric power of the system at the storage state before this test with the heater off (if a heater is used).



Key

- ΔTE the shutdown time (s)
- TE_1 the shutdown initiation time
- TE_2 the shutdown completion time

Figure 13 – Electric power chart at shutdown

14.8.3 Calculation of results

14.8.3.1 Calculation of shutdown time

Normal shutdown time shall be calculated by the following equation (refer to Figure 13):

$$\Delta TE = TE_2 - TE_1 \quad (23)$$

where

ΔTE is the shutdown time (s);

TE_1 is the shutdown initiation time;

TE_2 is the shutdown completion time.

14.8.3.2 Calculation of shutdown energy

14.8.3.2.1 Fuel energy required for shutdown

For gaseous fuel systems, fuel input energy at shutdown shall be calculated using the measured integrated fuel input (in volume or in mass), fuel temperature, and fuel pressure. The calculation process is the same as that described in 14.2.1.3 for both volumetric flow and mass flow, except that volume or mass of fuel consumed, i.e. integrated flow, shall be used instead of average flow, which is used in Equations (1) to (8).

For liquid fuel systems, fuel input energy at shutdown shall be calculated using the measured mass at the start of the test and the mass at the end of the test using Equations (9) and (10).

For cases where a fuel reservoir is included in the fuel cell power system, as in the example shown in Figure 9, measure the fuel mass consumed accurately by bypassing the fuel reservoir or relocating the fuel reservoir out of the system.

14.8.3.2.2 Electric energy input at shutdown

Electric energy input at shutdown shall be calculated by the following equation:

$$W_{\text{inshutdown}} = W_{\text{in}} - W_{\text{out}} \quad (24)$$

where

$W_{\text{inshutdown}}$ is the electric energy input at shutdown (kWh);

W_{out} is the electric energy output from the shut-down start to the completion of shutdown action (kWh);

W_{in} is the electric energy input from the shut-down start to the completion of shutdown action (kWh).

14.9 Computation of efficiency

14.9.1 General

Electric efficiency, heat recovery efficiency, and overall efficiency are computed on the basis of calculated values given in 14.2, 14.3 and 14.

In IEC 62282-3-200, the computation of efficiencies takes into account the specific enthalpies and pressure energies of fuel and reactant air supplied to the system. This standard does not take these into account in the computation of efficiencies because they are negligible values in small stationary fuel cell power systems to which fuel and reactant air are supplied at low temperature and low pressure. In case other energy inputs are present in addition to fuel calorific value, refer to IEC 62282-3-200 calculation method.

For systems without valorization of the by-product heat, the calculation of the heat recovery efficiency can be omitted and the overall efficiency equals the electric efficiency.

14.9.2 Electric efficiency

Electric efficiency, η_e in %, shall be calculated by the following equation:

$$\eta_e = \frac{P_n}{Q_{inf}} \times 100 \quad (25)$$

where

η_e is the electric efficiency (%);

P_n is the average net electric power output (kW) (refer to 14.3.3);

Q_{inf} is the average fuel power input (kJ/s) (refer to 14.2.1.3.2 and 14.2.2.3).

14.9.3 Heat recovery efficiency

Heat recovery efficiency, η_{th} in %, shall be calculated by the following equation:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{HR}}{Q_{inf}} \times 100 \quad (26)$$

where

η_{th} is the heat recovery efficiency (%);

Q_{HR} is the average recovered thermal power (kJ/s) (refer to 14.4.3);

Q_{inf} is the average fuel power input (kJ/s) (refer to 14.2.1.3.2 and 14.2.2.3).

The thermal efficiency shall be reported together with the referring average heat recovery fluid temperatures t_{HR1} and t_{HR2} , measured during the efficiency tests.

14.9.4 Overall energy efficiency

The overall energy efficiency, η_{total} in %, shall be calculated as follows:

$$\eta_{total} = \eta_e + \eta_{th} \quad (27)$$

where

η_{total} is the overall energy efficiency (%);

η_e is the electric efficiency (%) (refer to 14.9.2);

η_{th} is the heat recovery efficiency (%) (refer to 14.9.3).

15 Type tests on environmental performance

15.1 General

The type tests on environmental performance include:

- noise test (15.2);
- exhaust gas test (15.3); and
- discharge water test (15.4).

15.2 Noise test

15.2.1 General

This test is for measuring the level of noise generated from the system at each operation phase from start-up, nominal electric power output, minimum electric power output (if such operation is specified by the manufacturer and desired by the user) to shutdown. The nominal electric power output is specified by the manufacturer.

15.2.2 Test conditions

15.2.2.1 Reference planes

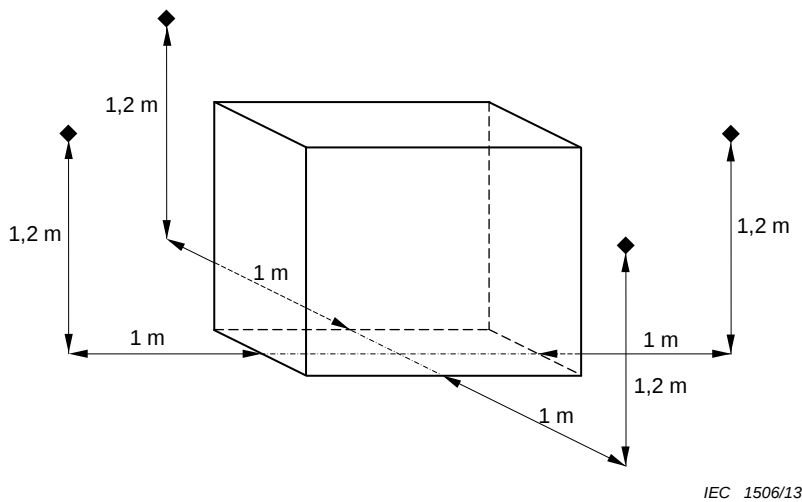
The reference planes shall be set at 1 m away from the four sides (front, back, left, and right) of the fuel cell power system. If this is not feasible, they shall be set at 50 cm, and the test report shall expressly state this.

Any protrusions or projections on the fuel cell power system surfaces shall be ignored if they are deemed to have no significant effects on the surface noise, and the power system surfaces are conceptually simplified in accordance with ISO 6798.

15.2.2.2 Measurement points

Measurements shall be taken at four points, namely in two directions on the front-back center line, and two directions on the right-left center line of the fuel cell power system. The measurement points shall be located on the reference plane at a height of 1,2 m from the bottom of the power system.

The sound level meter microphone shall be perpendicularly oriented with respect to the reference planes.



◆ Measurement points

Figure 14 – Noise measurement points for small stationary fuel cell power systems

15.2.2.3 Effect of background noise

It is desirable to have a difference of 10 dB or more in the noise meter readings between when there is noise to be measured and when there is no noise. If the difference in readings is 3 dB or more but less than 10 dB, the readings can be adjusted according to Table 3 to estimate the noise level when the fuel cell power system is the only noise source.

Table 3 – Compensation of readings against the effect of background noise

Difference in readings with and without the subject noise (dB)	3	4	5	6	7	8	9
Compensation value (dB)	–3	–2		–1			

15.2.2.4 Effect of sound reflection

When there is a large reflecting body near the microphones or the sound source, measurement errors will occur as sounds reflected from the reflecting body add to the sound from the source. Before taking measurements, it is desirable to remove, to the extent possible, any objects that may reflect sounds. If that is not possible under the measurement conditions, state this in the test report.

15.2.3 Test method

- a) Measure the background noise level with the system to be measured in the cold state.
- b) Start up the system from its cold state or storage state.
- c) Raise the output to the nominal electric power output, and wait until at least 30 min passes after reaching nominal electric power output. Continue to operate the system at nominal electric power output for another 1 h or more.
- d) If minimum electric power output operation is specified by the manufacturer and measurement is desired by the user, set the system to minimum electric power output and wait until at least 30 min after reaching such operation. Continue to operate the system at nominal electric power output for another 1 h or more.
- e) Bring the system to shutdown.
- f) Measure the noise level from the start-up to shutdown. The frequency of measurement shall be at 1 s intervals. Readings shall be rounded off to the nearest whole number (e.g. 45,7 becomes 46).
- g) Measure the background noise level after shutdown is completed and verify that they do not deviate from each other.

15.2.4 Processing of data

- a) The effect of background noise shall be corrected as explained in 15.2.2.3.
- b) The following shall be reported as representative noise level values:
 - the maximum noise level throughout all operation phases and the operation phase in which the maximum value was generated;
 - the mean value of noise levels for 1 h of nominal operation.

15.3 Exhaust gas test

15.3.1 General

This test is for measuring the temperature and the concentration of each component of the exhaust gas from the small stationary fuel cell power system. It calculates the discharge rate of each component and the mass concentrations of the components harmful to human body at each phase of operation from start-up, nominal electric power output, to shutdown.

Depending on the fuel, for the components apparently not contained in the exhaust, the measurement can be omitted (e.g. THC for pure hydrogen or natural gas).

Guideline for typical exhaust gas components of some fuels can be found in Annex D.

15.3.2 Components to be measured

The components and values to be measured shall be as follows:

- carbon monoxide (CO);
- carbon dioxide (CO₂);
- oxygen (O₂);
- nitrogen oxide (NO_x);
- sulfur oxide (SO₂);

- total hydrocarbon (THC).

The use of alternative fuels may origin the emission of specific harmful pollutants. Such pollutants shall be identified and measured according to available standards.

15.3.3 Test method

- Use care to put the sampling probe(s) entirely into the exhaust stream. Ensure that the sampling probe(s) do not block the exhaust duct. The probe(s) shall be placed close to the exhaust gas outlet of the fuel cell system, either inside of the exhaust gas evacuation duct for closed exhaust ventilation systems or directly at the outlet of the exhaust gas for open exhaust ventilation systems. If the exhaust ducting is large in size, take readings at the center of the exhaust duct and at representative points in a grid across the exhaust duct and average the readings.
- For open exhaust gas ventilation systems, use care to place the probe(s) in way, which prevents the mixing of the sample gas with ambient air.
- During measurements, be sure that condensation on the temperature sensor is avoided. Condensation on the sensor will invalidate the readings.
- Start up the system from its cold state or storage state, raise the output to the nominal electric power output, and wait until at least 30 min passes after reaching nominal electric power output.
- Continue to operate the system at nominal electric power output for another 1 h or more, then bring the system to shutdown.
- Measure the concentration of each component in the exhaust gas (in vol % or ml/m³ (ppm)), fuel flow (in volume or mass flow), fuel pressure and temperature, room temperature and humidity from the start-up to shutdown. The frequency of data collection shall be every 15 s or less.

15.3.4 Processing of data

15.3.4.1 Correction of concentrations

The measured concentration of each component in the exhaust gas shall be corrected to the concentration at non-dilution condition by the following equation using the measured O₂ concentration in dry exhaust gas:

$$X_c = X_m \times O_{2t} / (O_{2t} - O_{2a}) \quad (28)$$

where

X_c is corrected concentration of the component;

X_m is measured concentration of the component;

O_{2t} is measured value of O₂ concentration (vol %) in atmosphere at air inlet in dry state (in the case of fresh air, $O_{2t} = 21$ %);

O_{2a} is measured value of O₂ concentration in the dry exhaust gas (vol %).

15.3.4.2 Conversion from volumetric flow rate to mass flow rate

If the fuel flow rate is measured in volume, the volumetric flow rate, v_f , shall be converted to mass flow rate, q_f , according to a) and b) below:

- The volumetric flow rate at test conditions, v_f , shall be converted to the volumetric flow rate at reference conditions, v_{f0} , by the following equation:

$$v_{f0} = v_f \times (t_0/t_f) \times (p_f/p_0) \quad (29)$$

where

v_{f0} is the volumetric flow rate of fuel at reference conditions (m³/s);

- v_f is the volumetric flow rate of fuel at test conditions (m^3/s);
 t_0 is the reference temperature (288,15 K);
 p_0 is the reference pressure (101,325 kPa(abs));
 t_f is the fuel temperature at test conditions (K);
 p_f is the fuel pressure (absolute pressure) at test conditions (kPa(abs)).
 b) The mass flow rate of fuel, q_f , shall be calculated by the following equation:

$$q_f = (v_{f0}/M_0) \times M_{mf} \quad (30)$$

where

- q_f is the mass flow rate of fuel (g/h);
 v_{f0} is the volumetric flow rate of fuel under reference conditions (m^3/h);
 M_0 is the reference molar volume of ideal gas ($2,364\ 5 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) (at the reference temperature for this standard, $t_0 = 288,15 \text{ K}$) (m^3/mol);
 M_{mf} is the molar mass of fuel (g/mol).

15.3.4.3 Calculation of compositional formula weight of fuel

The compositional formula weight of fuel shall be obtained by following equation:

$$CH_{\alpha f} = 12,011 + 1,007\ 94 \times \alpha_f \quad (31)$$

where

- $CH_{\alpha f}$ is the compositional formula weight of fuel;
 α_f is the hydrogen to carbon atom ratio of fuel;
 12,011 = the atomic weight of carbon atom (C);
 1,007 94 = the atomic weight of hydrogen atom (H).

For gasoline fuel and kerosene fuel, the following values can be used for $CH_{\alpha f}$:

Gasoline: 13,88 (where α_f is 1,85);

Kerosene: 13,97 (where α_f is 1,94).

15.3.4.4 Calculation of discharge rate of each component

15.3.4.4.1 General

In the calculation of discharge rate of each component, the values computed according to 15.3.4.1, 15.3.4.2, and 15.3.4.3 shall be used.

15.3.4.4.2 CO discharge rate

CO discharge rate, CO_{mass} in mass, shall be calculated by following equation:

$$CO_{\text{mass}} = \frac{CO_M}{CH_{\alpha f}} \times \frac{CO_{\text{dr}} \times 10^{-4}}{CO_{2\text{dr}} + CO_{\text{dr}} \times 10^{-4} + THC_{\text{dr}} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (32)$$

where

- CO_{mass} is the CO discharge rate in mass per time (g/h);
 CO_M = 28,01 (molecular weight of CO);
 $CH_{\alpha f}$ is the compositional formula weight of fuel;
 $CO_{2\text{dr}}$ is the CO_2 concentration in volume in dry exhaust gas (vol %);

CO_{dr} is the CO concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³ (ppm));
 THC_{dr} is vTHC concentration in volume in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³ (ppm));
 q_f is fuel flow rate in mass (g/h).

15.3.4.4.3 THC discharge rate

THC discharge rate, THC_{mass} in mass, shall be calculated by following equation:

$$THC_{mass} = \frac{THC_M}{CH_{af}} \times \frac{THC_{dr} \times 10^{-4}}{CO_{2dr} + CO_{dr} \times 10^{-4} + THC_{dr} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (33)$$

where

THC_{mass} is the THC discharge rate in mass per time (g/h);
 THC_M is the compositional formula weight of THC;
 CH_{af} is the compositional formula weight of fuel;
 CO_{2dr} is the CO₂ concentration in volume in dry exhaust gas (vol %);
 CO_{dr} is the CO concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³ (ppm));
 THC_{dr} is the THC concentration in volume in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³ (ppm));
 q_f is the fuel flow in mass (g/h).

where

the compositional formula weight, THC_M , shall be calculated by the following equation:

$$THC_M = 12,011 + 1,007\ 94 \times \alpha_e \quad (34)$$

where

THC_M is the compositional formula weight of THC;
 α_e is the hydrogen to carbon atom ratio of THC in the exhaust gas;
12,011 = the atomic weight of the carbon atom (C);
1,007 94 = the atomic weight of the hydrogen atom (H).

For gasoline fuel and kerosene fuel, the following values can be used for THC_M :

Gasoline fuel: 13,88 (where α_e is 1,85);

Kerosene fuel: 13,97 (where α_e is 1,94).

15.3.4.4.4 NO_x discharge rate

The NO_x discharge rate, NO_x in mass, shall be calculated by the following equation.

Since the NO_x discharge rate varies with the temperature and humidity of the air taken in, care shall be taken to maintain uniform environmental conditions during the measurement.

$$NO_{x\ mass} = \frac{NO_{xM}}{CH_{af}} \times \frac{NO_{xdr} \times 10^{-4}}{CO_{2dr} + CO_{dr} \times 10^{-4} + THC_{dr} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (35)$$

where

NO_{xmass} is the NO_x discharge rate in mass per time (g/h);

- NO_{xM} = 46,61 (molecular weight of NO_x when the entire amount of NO_x is assumed to be NO_2);
- $CH_{\alpha f}$ is the compositional formula weight of fuel;
- CO_{2dr} is the CO_2 concentration in volume in dry exhaust gas (vol %);
- CO_{dr} is the CO concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³ (ppm));
- NO_{xdr} is the NO_x concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³ (ppm));
- THC_{dr} is the THC concentration in volume in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³ (ppm));
- q_f is the fuel flow in mass (g/h).

15.3.4.4.5 SO_2 discharge rate

SO_2 discharge rate, $SO_{2\text{ mass}}$ in mass, shall be calculated by the following equation:

$$SO_{2\text{ mass}} = \frac{SO_{2M}}{CH_{\alpha f}} \times \frac{SO_{2dr} \times 10^{-4}}{CO_{2dr} + CO_{dr} \times 10^{-4} + THC_{dr} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (36)$$

where

- $SO_{2\text{ mass}}$ is the SO_2 discharge rate in mass per time (g/h);
- SO_{2M} = 64,06 (molecular weight of SO_2);
- $CH_{\alpha f}$ is the compositional formula weight of fuel;
- CO_{2dr} is the CO_2 concentration in volume in dry exhaust gas (vol %);
- CO_{dr} is the CO concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³ (ppm));
- SO_{2dr} is the SO_2 concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³ (ppm));
- THC_{dr} is the THC concentration in volume in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³ (ppm));
- q_f is the fuel flow in mass (g/h).

15.3.4.4.6 CO_2 discharge rate

The CO_2 discharge rate, $CO_{2\text{ mass}}$ in mass, shall be calculated by following equation:

$$CO_{2\text{ mass}} = \frac{CO_{2M}}{CH_{\alpha f}} \times \frac{CO_{2dr} \times 10^{-4}}{CO_{2dr} + CO_{dr} \times 10^{-4} + THC_{dr} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (37)$$

where

- $CO_{2\text{ mass}}$ is the CO_2 discharge rate in mass per time (g/h);
- CO_{2M} = 44,01 (molecular weight of CO_2);
- $CH_{\alpha f}$ is the compositional formula weight of fuel;
- CO_{2dr} is the CO_2 concentration in volume in dry exhaust gas (vol %);
- CO_{dr} is the CO concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³ (ppm));
- THC_{dr} is the THC concentration in volume in dry exhaust gas (carbon equivalent) (ml/m³ (ppm));
- q_f is the fuel flow in mass (g/h).

15.3.4.5 Calculation of mass concentration of each component

15.3.4.5.1 General

In the calculation of the mass concentrations of the harmful components, the values calculated according to 15.3.4.1 shall be used.

15.3.4.5.2 CO mass concentration

The CO mass concentration shall be calculated by the following equation:

$$CO_{conc} = CO_{dr} \times 1\,252 \times 10^{-3} \quad (38)$$

where

CO_{conc} is the CO mass concentration (g/m³);

CO_{dr} is the CO concentration in volume in dry exhaust (ml/m³);

15.3.4.5.3 THC mass concentration

The THC mass concentration shall be calculated by the following equation:

$$THC_{conc} = THC_{dr} \times (0,537 + 0,045 \times \alpha_e) \times 10^{-3} \quad (39)$$

where

THC_{conc} is the THC mass concentration (g/m³);

THC_{dr} is the THC concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³, C equivalent);

α_e is the hydrogen to carbon atom ratio of the THC in the exhaust gas.

For gasoline fuel and kerosene fuel, the following values can be used for α_e :

Gasoline fuel: 1,85;

Kerosene fuel: 1,94.

15.3.4.5.4 NO_x mass concentration

The NO_x mass concentration shall be calculated by the following equation, assuming the entire amount of NO_x to be NO₂:

$$NO_{xconc} = NO_{xdr} \times 2\,056 \times 10^{-3} \quad (40)$$

where

NO_{xconc} is the NO_x mass concentration in volume in dry exhaust gas (g/m³);

NO_{xdr} is the NO_x concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³ (ppm)).

15.3.4.5.5 SO₂ mass concentration

The SO₂ mass concentration shall be calculated by the following equation:

$$SO_{2conc} = SO_{2dr} \times 2\,863 \times 10^{-3} \quad (41)$$

where

SO_{2conc} is the SO₂ mass concentration in volume in dry exhaust gas (g/m³);

SO_{2dr} is the SO₂ concentration in volume in dry exhaust gas (ml/m³ (ppm)).

15.3.4.6 Mean discharge rate and mass concentration of each component

The mean discharge rate of each measured and mass concentration of each measured harmful component shall be calculated for each of the following phases of operation.

a) Start-up

The mean discharge rate and mass concentration for each component during the start-up shall be calculated by averaging the discharge rates and mass concentrations.

The mean discharge rate and mass concentration shall be reported with annex notes that include average room temperature and humidity.

b) Nominal electric power output

The mean discharge rate and mass concentration for each component during the nominal electric power output operation (for 1 h starting from 30 min after the nominal electric power output is reached) shall be calculated by averaging the discharge rates and mass concentration.

The mean discharge rate and mass concentration shall be reported with annex notes that include average electric power output, average room temperature, and average humidity.

c) Shutdown

The mean discharge rate and mass concentration for each component during the shutdown shall be calculated by averaging the discharge rates and mass concentrations.

The mean discharge rate and mass concentration shall be reported in the annex to the report that include average room temperature and humidity.

15.3.4.7 Maximum discharge rate of each component

The greatest of the mean discharge rate of each component in all phase of operations shall be reported as the maximum discharge rate of each component in the annex to the report.

15.3.4.8 Maximum mass concentration of harmful components

The greatest of the mean of the mass concentration of each measured harmful component in all phase of operations shall be reported as the maximum discharge rate and mass concentration of each component in the annex to the report.

15.3.4.9 Temperature of the exhaust gas

The average exhaust gas temperature measured at the nominal electric power output shall be reported together with the referring average heat recovery fluid inlet and outlet temperatures.

15.4 Discharge water test

15.4.1 General

This test is for measuring the quality of discharge water from the small stationary fuel cell power systems throughout all phases of operation from start-up, nominal electric power output to shutdown. The nominal electric power output is specified by the manufacturer.

The discharge water measured does not include the heated water taken out as thermal output.

15.4.2 Test method

- a) After installing a device for collecting the discharge water, start the fuel cell power system.
- b) The discharge water shall be collected and pooled together from the start-up to shutdown through nominal electric power output for 3,5 h or more.
- c) Measure the following items:
 - total amount of discharge water (time duration of operation shall be recorded);

- temperature of discharge water;
- pH;
- biochemical oxygen demand (BOD) when necessary;
- chemical oxygen demand (COD) when necessary.

It is recommended to refer to ISO 10523 for pH measurement, ISO 5815 for BOD measurement, and ISO 6060 for COD measurement.

16 Test reports

16.1 General

Test reports shall accurately, clearly, and objectively present sufficient information to demonstrate that all the objectives of the tests have been attained. Minimum requirement for the test report shall be a title page, a table of contents and a summary report. For fuel cell systems tested in compliance with this part of IEC 62282, the summary report shall be made available to interested parties.

More information obtained under Clauses 14 and 15 can be provided with a detailed report and/or a full report for internal purpose. Guidelines for the contents of the detailed report and the full report are given in Annex E.

16.2 Title page

The title page shall present the following information:

- a) report identification number (optional);
- b) type of report (summary, detailed, or full);
- c) authors of report;
- d) entity conducting the tests;
- e) date of report;
- f) location of the tests;
- g) titles of the tests;
- h) date and time of the tests;
- i) fuel cell power system identification code and manufacturer's name.

16.3 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.

16.4 Summary report

The summary report shall include the following information:

- a) objective of the test;
- b) description of the test, equipment, and instruments;
- c) all test results;
- d) uncertainty for each test result;
- e) confidence for each test result;
- f) conclusions as appropriate;
- g) discussion of the tests and their results (i.e., comments and observations);
- h) results of fuel analysis.

Annex A (informative)

Heating values for components of natural gases

The heating values for components of natural gases are given in Table A.1.

Table A.1 – Heating values for components of natural gases at various combustion reference conditions for ideal gas

	Component	Lower heating value on a molar basis kJ/mol	Higher heating value on a molar basis kJ/mol	Lower heating value on a mass basis MJ/kg	Higher heating value on a mass basis MJ/kg
1	Methane	802,69	891,56	50,035	55,574
2	Ethane	1 428,84	1 562,14	47,52	51,95
3	Propane	2 043,37	2 221,1	46,34	50,37
4	n-Butane	2 657,6	2 879,76	45,72	49,55
5	2-Methylpropane	2 648,42	2 870,58	45,57	49,39
6	n-Pentane	3 272,00	3 538,6	45,35	49,04
7	2-Methylbutane	3 265,08	3 531,68	45,25	48,95
8	2,2-Dimethylpropane	3 250,83	3 517,43	45,06	48,75
9	n-Hexane	3 887,21	4 198,24	45,11	48,72
10	2-Methylpetane	3 879,59	4 190,62	45,02	48,43
11	3-Methylpetane	3 882,19	4 193,22	45,05	48,66
12	2,2-Dimethylbutane	3 869,8	4 180,83	44,91	48,51
13	2,3-Dimethylbutane	3 877,57	4 188,6	45,00	48,6
14	n-Heptane	4 501,72	4 857,18	44,93	48,47
15	n-Octane	5 116,11	5 516,01	44,79	48,29
16	n-Nonane	5 731,49	6 175,82	44,69	48,15
17	n-Decane	6 346,14	6 834,9	44,6	48,04
18	Ethylene	1 323,24	1 412,11	47,17	50,34
19	Propylene	1 926,13	2 059,43	45,77	48,94
20	1-Butene	2 540,97	2 718,7	45,29	48,46
21	cis-2-Butene	2 534,2	2 711,9	45,17	48,33
22	trans-2-Butene	2 530,5	2 708,3	45,1	48,27
23	2-Methylpropene	2 524,3	2 702,00	44,99	48,16
24	1-Pentene	3 155,59	3 377,75	44,99	48,16
25	Propadiene	1 855,09	1 943,96	46,3	48,52
26	1,2-Butadiene	2 461,82	2 595,12	45,51	47,98
27	1,3-Butadiene	2 408,8	2 542,1	44,53	47,00
28	Acetylene	1 256,94	1 301,37	48,27	49,98
29	Cyclopentane	3 100,03	3 322,19	44,2	47,37
30	Methylcyclopentane	3 705,86	3 912,46	44,03	47,2
31	Ethylcyclopentane	4 320,92	4 631,95	44,01	47,17
32	Cyclohexane	3 689,42	3 956,02	43,84	47,01
33	Methylcyclohexane	4 293,06	4 604,09	43,72	46,89

	Component	Lower heating value on a molar basis kJ/mol	Higher heating value on a molar basis kJ/mol	Lower heating value on a mass basis MJ/kg	Higher heating value on a mass basis MJ/kg
34	Ethylcyclohexane	4 911,49	5 266,95	43,77	46,94
35	Benzene	3 169,56	3 302,86	40,58	42,28
36	Toluene	3 772,08	3 949,81	40,94	42,87
37	Ethylbenzene	4 387,37	4 609,53	41,33	43,42
38	o-Xylene	4 376,48	4 598,64	41,22	43,31
39	Methanol	676,22	765,09	21,1	23,88
40	Methanethiol	1 151,41	1 240,28	23,93	25,78
41	Hydrogen	241,72	286,15	119,91	141,95
42	Water	0	44,433	0	2,47
43	Hydrogen sulfide	517,95	562,38	15,2	16,5
44	Ammonia	316,86	383,51	18,61	22,52
45	Hydrogen cyanide	649,5	671,7	24,03	24,85
46	Carbon monoxide	282,91	282,91	10,1	10,1
47	Carbonyl sulfide	548,15	548,15	9,12	9,12
48	Carbon disulfide	1 104,32	1 104,32	14,5	14,5
NOTE These values were extracted from Table 3 and Table 4 of ISO 6976:1995.					

Annex B

(informative)

Examples of composition for natural gases

Examples of composition for natural gas are shown in Table B.1.

Table B.1 – Example of composition for natural gas (%)

	A1	A2	G25	B1	B2	G20	C1	C2	D1	D2	E1	E2	F1	F2	N1	N2	N4	N5	K4	J1	J2	J3	J4	G1	G2
CH ₄	66,2	67,2	86,0	63,0	82,4	100,0	65,1	74,9	75,6	97,2	88,9	71,7	92,0	85,70	90,65	90,50	90,35	89,57	90,00	89,6	88,9	87,5	89,2	83,4	72,0
C ₂ H ₆	5,0	1,7	0,0	11,7	0,0	0,0	8,3	3,3	11,7	0,0	10,0	15,0	1,7	13,30	4,0	4,0	4,0	5,0	6,0	5,6	6,8	5,9	4,6	6,7	13,3
C ₃ H ₈	0,7	3,3	0,0	2,0	0,0	0,0	4,0	3,3	0,7	1,3	0,0	2,7	6,0	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	3,4	3,1	5,3	2,7	4,7	5,3
C ₄ H ₁₀	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,7	1,0	0,5	0,2	0,0	0,3	0,2	0,2	n-0,3	n-0,3	n-0,15	n-0,3	n-0,2	1,4	1,2	1,2	3,4	1,5	1,3
C ₅ H ₁₂	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	neo-0,0	neo-0,0	neo-0,15	neo-0,1	neo-0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,9
C ₆ +	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	i-0,1	i-0,15	i-0,15	i-0,1	i-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4
CO ₂	7,8	10,0	0,0	5,6	2,2	0,0	5,6	1,1	8,9	1,1	1,1	3,3	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
N ₂	20,0	17,8	14,0	17,8	13,3	0,0	15,6	15,6	2,2	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	2,5	2,5	2,5	2,5	1,2	0,0	0,0	0,1	0,1	2,2	4,4
LHV (kWh/m ³)	7,84	7,86	8,13	8,89	9,01	9,45	9,66	9,58	10,19	10,21	10,65	10,77	11,19	11,26	10,28	10,33	10,33	10,38	10,66	11,29	11,29	11,56	11,58	11,92	11,96
LHV (MJ/m ³)	28,21	28,30	29,25	32,01	32,43	34,02	34,77	34,48	36,76	36,68	38,34	38,77	40,30	40,55	37,01	37,19	37,18	37,37	38,37	40,64	40,66	41,63	41,69	42,93	43,07
HHV (kWh/m ³)	8,69	8,71	9,03	9,84	9,99	10,49	10,67	10,59	11,30	11,31	11,81	11,90	12,39	12,47	11,15	11,20	11,07	11,25	11,56	12,51	12,51	12,80	12,82	13,17	13,20
HHV (MJ/m ³)	31,27	31,36	32,49	35,41	35,96	37,78	38,40	38,14	40,67	40,72	42,51	42,85	44,90	44,90	40,12	40,32	39,85	40,52	41,60	45,02	45,03	46,07	46,15	47,42	47,50

Examples of composition for propane gas are shown in Table B.2.

Table B.2 – Example of composition for propane gas (%)

	JP1	1A	1B	1C	1D	1E	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	3H	G30
C ₂ H ₆	0,8	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	0,0
C ₃ H ₈	98,0	100,0	90,0	90,0	80,0	80,0	70,0	70,0	60,0	60,0	50,0	50,0	40,0	40,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0
C ₄ H ₁₀	1,2	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	55,0	60,0	75,0	80,0	95,0	100,0	i-50
LHV (kWh/m ³)	25,37	25,94	25,96	26,80	26,82	27,65	27,68	28,51	28,53	29,36	29,38	30,22	30,24	31,07	31,95	32,78	33,66	34,49	32,25
LHV (MJ/m ³)	91,35	93,38	93,47	96,46	96,55	99,54	99,63	102,62	102,71	105,70	105,78	108,77	108,86	111,85	115,02	118,01	121,17	124,16	116,09
HHV (kWh/m ³)	27,56	28,22	28,25	29,14	29,14	30,06	30,09	30,98	31,00	31,90	31,92	32,82	32,84	33,73	34,68	35,57	36,52	37,41	34,94
HHV (MJ/m ³)	99,22	101,58	101,69	104,90	105,00	108,21	108,31	111,52	111,62	114,83	114,92	118,13	118,23	121,44	124,85	127,06	131,47	134,68	125,81

Annex C (informative)

Exemplary test operation schedule

Table C.1 indicates the exemplary test operation schedule.

Table C.1 – Exemplary test operation schedule

No	Type test	Operation proceeding	Clause	Estimated duration
1	Storage state test	Operate system in storage state	14.6	3 h
2	Start-up test	Start-up system to nominal output	14.5	System dependent
3	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at nominal output	14.2 14.3 14.4	3 h
4	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at 75 % output	14.2 14.3 14.4	3 h
5	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at 50 % output	14.2 14.3 14.4	3 h
6	Fuel consumption test Electric power output test Heat recovery test	Operate system at minimal output	14.2 14.3 14.4	3 h
7	Shutdown test	Operate system at nominal output, shutdown system	14.8	System dependent
8	Electric power output change test	Start-up system, Operate system at varying outputs, Shutdown system	14.7	8 h
9	Noise test	System in cold state	15.2	30 min
10	Exhaust gas test Noise test Discharge water test	Start-up system to nominal output	15.2 15.3 15.4	System dependent
11	Exhaust gas test Noise test Discharge water test	Operate system at nominal output	15.2 15.3 15.4	1 h
12	Exhaust gas test Noise test Discharge water test	Shutdown system	15.2 15.3 15.4	System dependent

Annex D (informative)

Typical exhaust gas components

Typical exhaust gas components to be expected for typical fuels are provided in Table D.1.

**Table D.1 – Typical exhaust gas components to be expected
for typical fuels**

Type of gas	CO	No _x	SO ₂	THC
Hydrogen	No	No	No	No
Natural gas	Yes	Yes	No	No
Propane	Yes	Yes	No	Yes
Kerosene	Yes	Yes	Yes	Yes
Gasoline	Yes	Yes	Yes	Yes

Annex E (informative)

Guidelines for the contents of detailed and full reports

E.1 General

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

Each type of report should add the title page and the table of contents, and the title page should contain the same information with that described in 16.2.

E.2 Detailed report

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

- a) type, specifications, and operating configuration of the fuel cell power system and the process flow diagram showing the test boundary;
- b) description of the arrangements, location and operating conditions of the equipment and instruments;
- c) calibration results of instruments;
- d) reference to the calculation method;
- e) tabular and graphical presentation of the results.

E.3 Full report

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

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

Bibliography

IEC 60050-601:1985, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 601: Generation, transmission and distribution of electricity – General*

IEC 61672-2, *Electroacoustics – Sound level meters – Part 2: Pattern evaluation tests*

IEC/TS 62282-1:2010, *Fuel cell technologies – Part 1: Terminology*

ISO 6326 (all parts), *Natural gas – Determination of sulfur compounds*

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

ISO 6975 (all parts), *Natural gas – Extended analysis – Gas-chromatographic method*

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

ISO 7934, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of sulfur dioxide – Hydrogen peroxide/barium perchlorate/Thorin method*

ISO 7935, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of sulfur dioxide – Performance characteristics of automated measuring methods*

ISO 7941, *Commercial propane and butane – Analysis by gas chromatography*

ISO 10396, *Stationary source emissions – Sampling for the automated determination of gas emission concentrations for permanently-installed monitoring systems*

ISO 10849, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of nitrogen oxides – Performance characteristics of automated measuring systems*

ISO 11042-1, *Gas turbines – Exhaust gas emission – Part 1: Measurement and evaluation*

ISO 11042-2, *Gas turbines – Exhaust gas emission – Part 2: Automated emission monitoring*

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

ISO 11564, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of nitrogen oxides – Naphthylethylenediamine photometric method*

ISO/TR 15916, *Basic considerations for the safety of hydrogen systems*

SAE ARP 1533A-2004, *Procedure for the Analysis and Evaluation of Gaseous Emissions from Aircraft Engines*

EN 50465, *Gas appliances – Fuel cell gas heating appliances – Fuel cell gas heating appliance of nominal heat input inferior or equal to 70 kW*

ASTM D4809-09, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	63
INTRODUCTION.....	65
1 Domaine d'application	66
2 Références normatives	66
3 Termes et définitions	67
4 Symboles	71
5 Configuration de petit système à pile à combustible stationnaire et limites de l'essai	74
6 Conditions de référence	75
7 Base du pouvoir calorifique	75
8 Préparation aux essais	75
8.1 Généralités.....	75
8.2 Analyse d'incertitude	76
8.3 Plan d'acquisition des données	76
9 Montage d'essai	76
10 Appareils et méthodes de mesure.....	78
10.1 Généralités.....	78
10.2 Appareils de mesure.....	78
10.3 Points de mesure	79
10.4 Incertitude systématique de mesure minimale requise	81
11 Conditions d'essai	81
11.1 Conditions de laboratoire.....	81
11.2 Conditions d'installation et de fonctionnement du système	82
11.3 Conditions de la source de courant	82
11.4 Combustible d'essai	82
12 Processus de fonctionnement.....	82
13 Plan d'essai.....	84
14 Essais de type sur les performances électriques/thermiques	84
14.1 Généralités.....	84
14.2 Essai de consommation de combustible	85
14.2.1 Essai de consommation de combustible gazeux	85
14.2.2 Essai de consommation de combustible liquide	88
14.3 Essai de puissance électrique en sortie	89
14.3.1 Généralités.....	89
14.3.2 Méthode d'essai	89
14.3.3 Calcul de la puissance électrique nette moyenne en sortie	89
14.4 Essai d'énergie thermique récupérée.....	89
14.4.1 Généralités.....	89
14.4.2 Méthode d'essai	90
14.4.3 Calcul de la puissance thermique moyenne récupérée.....	90
14.5 Essai de démarrage	91
14.5.1 Généralités.....	91
14.5.2 Détermination de l'état de charge de la batterie.....	91
14.5.3 Méthode d'essai	92
14.5.4 Calcul des résultats	93

14.6	Essai d'état de stockage.....	96
14.6.1	Généralités.....	96
14.6.2	Méthode d'essai	96
14.6.3	Calcul de la puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage.....	96
14.7	Essai de changement de puissance électrique en sortie	97
14.7.1	Généralités.....	97
14.7.2	Méthode d'essai	97
14.7.3	Calcul du taux de changement de la puissance électrique en sortie.....	99
14.8	Essai d'arrêt.....	99
14.8.1	Généralités.....	99
14.8.2	Méthode d'essai	100
14.8.3	Calcul des résultats	100
14.9	Calcul du rendement	101
14.9.1	Généralités.....	101
14.9.2	Rendement électrique.....	102
14.9.3	Rendement d'énergie thermique récupérée	102
14.9.4	Rendement énergétique total.....	102
15	Essais de type sur les performances environnementales	102
15.1	Généralités.....	102
15.2	Essai de bruit	103
15.2.1	Généralités.....	103
15.2.2	Conditions d'essai	103
15.2.3	Méthode d'essai	104
15.2.4	Traitement des données	104
15.3	Essai de gaz d'échappement.....	104
15.3.1	Généralités.....	104
15.3.2	Composants à mesurer.....	105
15.3.3	Méthode d'essai	105
15.3.4	Traitement des données	105
15.4	Essai d'eau d'écoulement.....	111
15.4.1	Généralités.....	111
15.4.2	Méthode d'essai	111
16	Rapports d'essai.....	111
16.1	Généralités.....	111
16.2	Page de titre.....	111
16.3	Sommaire.....	112
16.4	Rapport résumé.....	112
Annexe A (informative)	Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels	113
Annexe B (informative)	Exemples de composition du gaz naturel.....	115
Annexe C (informative)	Modèle de calendrier de fonctionnement d'essai	117
Annexe D (informative)	Composants de gaz d'échappement types	118
Annexe E (informative)	Consignes relatives au contenu des rapports détaillés et complets	119
Bibliographie.....		120
Figure 1 – Schéma des symboles		73
Figure 2 – Configuration générale de petit système à pile à combustible stationnaire		75

Figure 3 – Petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux.....	77
Figure 4 – Petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux, à refroidissement d'air sans valorisation de l'énergie thermique des produits générés	78
Figure 5 – Etats de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire sans batterie	83
Figure 6 – Etats de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire avec batterie	84
Figure 7 – Exemple de graphique de la puissance électrique au démarrage d'un système sans batterie.....	92
Figure 8 – Exemple de graphique de la puissance électrique au démarrage d'un système avec batterie.....	93
Figure 9 – Exemples de systèmes d'alimentation en combustible liquide	95
Figure 10 – Modification du schéma de puissance électrique en sortie pour un système sans batterie.....	98
Figure 11 – Modification du schéma de puissance électrique en sortie d'un système avec batterie	98
Figure 12 – Exemple de critères de stabilisation de changement de puissance électrique	99
Figure 13 – Graphique de la puissance électrique lors de l'arrêt	100
Figure 14 – Points de mesure du bruit pour les petits systèmes à pile à combustible stationnaires	103
Tableau 1 – Symboles et leurs significations pour les performances électriques/thermiques.....	71
Tableau 2 – Symboles et leurs significations pour les performances environnementales.....	73
Tableau 3 – Compensation des lectures par rapport à l'effet du bruit de fond	104
Tableau A.1 – Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels dans différentes conditions de référence de combustion pour le gaz parfait	113
Tableau B.1 – Exemple de composition du gaz naturel (%)	115
Tableau B.2 – Exemple de composition du propane (%).....	116
Tableau C.1 – Modèle de calendrier de fonctionnement d'essai	117
Tableau D.1 – Composants de gaz d'échappement types prévus pour les combustibles types.....	118

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

**Partie 3-201: Systèmes à piles à combustible stationnaires –
Méthodes d'essai des performances pour petits systèmes à piles
à combustible**

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – 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 la CEI"). 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 la CEI, participent également aux travaux. La CEI 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 la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI 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 la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI 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 la CEI. La CEI 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 la CEI, 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 la CEI, 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 la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, 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 la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 62282-3-201 a été établie par le comité d'études 105 de la CEI: Technologies des piles à combustible.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
105/444/FDIS	105/454/RVD

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

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

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

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

IMPORTANT – Le logo "*colour inside*" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

La présente partie de la CEI 62282 fournit des méthodes d'essai cohérentes et reproductibles pour les performances électriques/thermiques et environnementales des petits systèmes à pile à combustible stationnaires.

Le domaine d'application de la présente Norme internationale est limité aux petits (de puissance électrique en sortie inférieure à 10 kW) systèmes à pile à combustible stationnaires et fournit des méthodes d'essai détaillées conçues spécifiquement pour eux. La présente norme repose sur la CEI 62282-3-200, qui décrit globalement les méthodes d'essai des performances communes à tous les types de piles à combustible.

La présente norme décrit uniquement les essais de type et leurs méthodes d'essai. Aucun essai individuel de série n'est requis ou identifié et aucune cible de performance n'est définie dans la présente norme.

La présente norme est à utiliser par les fabricants de petits systèmes à pile à combustible stationnaires et/ou les fabricants qui évaluent les performances de leurs systèmes à des fins de certification.

Dans ce but, les utilisateurs de la présente norme peuvent choisir d'exécuter des éléments d'essai parmi ceux qui sont décrits dans la présente norme. La présente norme n'est pas destinée à exclure les autres méthodes.

TECHNOLOGIES DES PILES À COMBUSTIBLE –

Partie 3-201: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai des performances pour petits systèmes à piles à combustible

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 62282 décrit des méthodes d'essai concernant les performances électriques/thermiques et environnementales des petits systèmes à piles à combustible stationnaires qui satisfont aux critères suivants:

- sortie: la puissance électrique nominale de sortie est inférieure à 10 kW;
- mode de sortie: fonctionnement raccordé au réseau/indépendant ou fonctionnement autonome avec une sortie CA monophasée ou une sortie CA triphasée ne dépassant pas 1 000 V ou une sortie CC ne dépassant pas 1 500 V;

NOTE La limite de 1 000 V provient de la définition de la "basse tension" donnée dans le VEI 601-01-26.

- pression de fonctionnement: pression de fonctionnement admissible maximale inférieure à 0,1 MPa (G) pour les passages du combustible et de l'agent oxydant;
- combustible: combustible gazeux (gaz naturel, gaz de pétrole liquéfié, propane, butane, hydrogène, etc.) ou combustible liquide (kérosène, méthanol, etc.);
- agent oxydant: air.

La présente norme traite des systèmes à piles à combustible ayant pour but principal de produire du courant électrique et pour but secondaire d'utiliser la chaleur des produits générés. Par conséquent, les systèmes à pile à combustible pour lesquels la chaleur est principalement utilisée et l'utilisation d'un courant électrique comme coproduit secondaire ne relèvent pas du domaine d'application de la présente norme.

Tous les systèmes incluant des batteries intégrées sont couverts par la présente norme. Celle-ci comprend les systèmes dans lesquels les piles sont rechargées de manière interne ou rechargées à partir d'une source externe.

La présente norme ne couvre pas les générateurs de chaleur auxiliaires supplémentaires produisant de l'énergie thermique.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 61672-1, *Electroacoustique – Sonomètres – Partie 1: Spécifications*

CEI 62282-3-200, *Technologies des piles à combustible – Partie 3-200: Systèmes à piles à combustible stationnaires – Méthodes d'essai des performances*

ISO 5815 (toutes les parties), *Qualité de l'eau – Détermination de la demande biochimique en oxygène après n jours (DBOn)*

ISO 6060, *Qualité de l'eau – Détermination de la demande chimique en oxygène*

ISO 6798, *Moteurs alternatifs à combustion interne – Mesurage du bruit aérien émis – Méthode d'expertise et méthode de contrôle*

ISO 9000, *Systèmes de management de la qualité – Principes essentiels et vocabulaire*

ISO 10523, *Qualité de l'eau – Détermination du pH*

ASTM F2602, *Standard Test Method for Determining the Molar Mass of Chitosan and Chitosan Salts by Size Exclusion Chromatography with Multi-angle Light Scattering Detection (SEC MALS)*

3 Termes et définitions

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

3.1

niveau de bruit

niveau de pression acoustique produit par le système à pile à combustible mesuré à une distance spécifiée et dans tous les modes de fonctionnement

Note 1 à l'article: Exprimé en décibels (dB) et mesuré comme décrit en 15.2.

3.2

niveau de bruit de fond

niveau de pression acoustique d'un bruit ambiant au point de mesure

Note 1 à l'article: Cette mesure est prise comme décrit en 15.2 avec le système à pile à combustible à l'état à froid.

3.3

batterie

dispositif électrochimique de stockage de l'énergie qui fournit l'énergie d'entrée nécessaire pour traiter des charges parasites et/ou l'énergie électrique produite

Note 1 à l'article: Les batteries de sauvegarde pour la mémoire des logiciels de contrôle et des applications similaires ne sont pas incluses.

3.4

état à froid

état d'un système à pile à combustible à la température ambiante, lorsqu'il ne reçoit pas d'énergie, qu'il n'en produit pas et qu'il est prêt à démarrer

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, définition 3.110.1 modifiée – ajout de " et qu'il est prêt à démarrer"]

3.5

taux de rejet

débit massique de composant de gaz d'échappement rejeté par unité de temps

3.6

eau d'écoulement

eau qui est rejetée par le système à pile à combustible

Note 1 à l'article: L'eau d'écoulement ne fait pas partie du système de récupération de la chaleur.

3.7

rendement électrique

rapport du puissance électrique nette moyenne produit par un système à pile à combustible pendant une durée donnée par rapport au courant moyen issu du combustible alimentant ce système à pile à combustible pendant la même durée

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, définition 3.30.1 modifiée – définition originale révisée et la NOTE supprimée]

3.8

énergie électrique d'entrée

valeur intégrée de l'puissance électrique en entrée sur la borne d'entrée

3.9

énergie électrique de sortie

valeur intégrée de l'puissance électrique en sortie sur la borne de sortie

3.10

puissance électrique en entrée

puissance électrique en entrée sur la borne d'entrée du système à pile à combustible

3.11

puissance électrique en sortie

puissance électrique en sortie sur la borne de sortie du système à pile à combustible

3.12

système à pile à combustible

système générateur qui utilise un ou des modules à pile à combustible pour produire de l'énergie électrique et de la chaleur

3.13

entrée de combustible

quantité de gaz naturel, d'hydrogène, de méthanol, de gaz de pétrole liquéfié, de propane, de butane, ou de tous autres matériaux contenant de l'énergie chimique, consommée par le système à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.14

puissance du combustible d'entrée

énergie de combustible d'entrée par unité de temps

3.15

rendement d'énergie thermique récupérée

rapport de l'énergie thermique moyenne récupérée pendant une durée donnée à partir d'un système à pile à combustible par rapport au courant moyen issu du combustible alimentant ce même système à pile à combustible pendant la même durée

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, définition 3.30.3, modifiée – définition originale révisée et la NOTE supprimée]

3.16

fluide d'énergie thermique récupérée

fluide circulant entre le système à pile à combustible et le dissipateur thermique pour récupération de l'énergie thermique en sortie

3.17**gaz inerte de purge**

gaz inerte ou gaz de dilution ne contenant pas d'énergie chimique fourni au système à pile à combustible dans des conditions spécifiées afin de le préparer à un fonctionnement ou à un arrêt

Note 1 à l'article: Le gaz de dilution contenant l'énergie chimique doit être considéré comme un combustible.

3.18**combustible intégré en entrée**

volume ou masse de combustible consommé par le système à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement spécifiées

3.19**point d'interface**

point de mesure aux limites d'un système à pile à combustible, auquel de la matière et/ou de l'énergie entrent ou sortent

Note 1 à l'article: Ces limites sont spécialement choisies pour mesurer correctement les performances du système. Il convient que les limites et points d'interface du système à pile à combustible (Figure 2) soient déterminés d'un commun accord entre les parties, si nécessaire.

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, définition 3.65]

3.20**concentration massique**

concentration massique du gaz d'échappement par unité de volume

3.21**puissance électrique minimale en sortie**

puissance électrique nette minimale à laquelle le système à pile à combustible est capable de fonctionner de façon continue et stable

3.22**énergie électrique nette produite**

valeur calculée par soustraction de l'puissance électrique en entrée de la puissance électrique en sortie

3.23**puissance électrique nominale en sortie**

puissance électrique en sortie sur la borne de sortie du système à pile à combustible dans des conditions de fonctionnement normales indiquées par le fabricant

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, définition 3.85.4, modifiée – terme original et sa définition révisée et la NOTE supprimée]

3.24**rendement énergétique total**

somme du rendement électrique et du rendement d'énergie thermique récupérée

3.25**charge parasite**

puissance consommée par les machines et équipements auxiliaires, tels qu'une installation de production d'énergie (BOP) (*en anglais*: balance of plant) nécessaire pour faire fonctionner un système à pile à combustible

3.26**chaleur récupérée (d'un système à pile à combustible)**

énergie thermique récupérée en sortie d'un système à pile à combustible

Note 1 à l'article: On mesure la chaleur récupérée en déterminant, au point d'interface du système à pile à combustible, les températures et les débits du fluide d'énergie thermique récupérée (eau, vapeur, air ou huile, etc.) qui entre dans, et qui sort du sous-système de récupération d'énergie thermique.

3.27

puissance thermique récupérée

énergie thermique récupérée par unité de temps

3.28

énergie d'arrêt

somme de l'énergie électrique et/ou chimique (combustible) demandée au cours du temps d'arrêt

3.29

temps d'arrêt

durée qui s'écoule entre le moment où l'action d'arrêt est lancée à la puissance nominale et le moment où l'état à froid ou l'état de stockage est atteint, comme spécifié par le fabricant

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, définition 3.115.4, modifiée – définition originale révisée]

3.30

état de pré-génération

état opérationnel d'un système à pile à combustible étant à une température de fonctionnement suffisante et dans un mode opérationnel tel que, avec une puissance de sortie électrique nulle, le système à pile à combustible est capable d'être rapidement commuté dans un mode opérationnel avec une puissance électrique active représentative en sortie

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, définition 3.110.4, modifiée]

3.31

énergie de démarrage

- a) pour les systèmes à pile à combustible sans batterie, énergie (combustible) électrique et/ou chimique requise pour passer de l'état à froid ou de l'état de stockage à la production de puissance électrique nette; et
- b) pour les systèmes à pile à combustible avec batterie, énergie (combustible) électrique et/ou chimique requise pour recharger la batterie, qui est déchargée pour fournir la puissance électrique nominale lors du démarrage, à l'état nominal connu de la charge

3.32

temps de démarrage

- a) pour les systèmes à pile à combustible qui ne demandent pas une énergie extérieure pour le maintien d'un état de stockage, durée requise pour le passage de l'état à froid à une puissance électrique en sortie nette; et
- b) pour les systèmes à pile à combustible qui demandent une énergie extérieure pour le maintien de l'état de stockage, durée requise pour le passage de l'état de stockage à une puissance électrique en sortie nette

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, définition 3.115.5, modifiée – définition originale révisée]

3.33

système à pile à combustible stationnaire

système à pile à combustible connecté et installé

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, définition 3.49.3]

3.34**état de stockage**

condition d'un système à pile à combustible qui n'est pas opérationnel et exigeant éventuellement, sous certaines conditions spécifiées par le fabricant, un apport d'énergie thermique ou électrique pour éviter la dégradation des composants et/ou mettre sous tension les systèmes de commande et les autres composants et qui est prêt pour le démarrage

[SOURCE: CEI/TS 62282-1:2010, 3.110.6, modifiée – définition originale révisée]

3.35**session d'essai**

durée pendant laquelle les points de données nécessaires au calcul des résultats d'essai sont enregistrés

Note 1 à l'article: Les résultats enregistrés sont calculés à partir de ces points de données.

3.36**unité de stockage thermique**

unité qui stocke la chaleur récupérée du système à pile à combustible sur le support de stockage thermique et fournit la chaleur à l'aide d'un vecteur thermique extérieur si nécessaire

Note 1 à l'article: Elle est composée d'un réservoir de stockage thermique, d'un échangeur de chaleur et d'un système d'approvisionnement par vecteur thermique

Note 2 à l'article: L'eau est un support de stockage thermique classique.

3.37**chaleur résiduelle**

énergie thermique libérée et non récupérée

3.38**consommation d'eau**

eau fournie (de l'extérieur des limites du système) au système autre que le remplissage initial

4 Symboles

Les symboles utilisés dans la présente partie de la CEI 62282 sont donnés au Tableau 1 pour les performances électriques/thermiques et au Tableau 2 pour les performances environnementales, avec leur signification et les unités appropriées.

Tableau 1 – Symboles et leurs significations pour les performances électriques/thermiques

Symbole	Définition	Unité
q_{vf}	Débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions d'essai	m ³ /s
q_{vf0}	Débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions de référence	m ³ /s
q_{iv}	Débit volumétrique intégré pendant la durée de l'essai	m ³
q_{vr}	Débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée	m ³ /s
q_{ivHR}	Volume du débit intégré du fluide d'énergie thermique récupérée	m ³
q_{vHR}	Débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie pendant la durée de l'essai	m ³ /s
M_0	Volume molaire de référence du gaz parfait ($2,364\ 5 \times 10^{-2}$ m ³ /mol) (à la température de référence pour cette norme, $t_0 = 288,15$ K)	m ³ /mol
q_{mf}	Débit massique moyen de combustible dans les conditions d'essai	kg/s
q_{mHR}	Débit massique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie pendant la durée de l'essai	kg/s

Symbole	Définition	Unité
q_{imf}	Débit massique intégré du combustible pendant la durée de l'essai	kg
q_{imHR}	Débit massique intégré du fluide d'énergie thermique récupérée	kg
M_{mf}	Masse molaire du combustible	g/mol
M	Masse d'eau corrigée	kg
P_n	Puissance électrique nette moyenne en sortie	kW
P_{nom}	Puissance électrique nominale de sortie	kW
$P_{instore}$	Puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage	kW
P_{min}	Puissance électrique minimale en sortie	kW
PV_d	Taux de réduction de la puissance électrique en sortie	W/s
PV_u	Taux d'augmentation de la puissance électrique en sortie	W/s
P_d	Plage de changement de la puissance électrique en sortie entre P_{nom} et P_{min}	W
p_0	Pression de référence (101,325 kPa(abs))	kPa(abs)
p_f	Pression moyenne du combustible pendant la durée de l'essai	kPa(abs)
t_0	Température de référence (288,15 K)	K
t_f	Température moyenne du combustible pendant la durée de l'essai	K
t_{HR1}	Température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie pendant la durée de l'essai	K
t_{HR2}	Température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en entrée pendant la durée de l'essai	K
ρ_{HR}	Masse volumique du fluide d'énergie thermique récupérée à t_{HR1}	kg/m ³
Q_{fo}	Pouvoir calorifique du combustible sur une base molaire dans les conditions de référence	kJ/mol
Q_{fl}	Pouvoir calorifique du combustible en phase liquide	kJ/kg
$Q_{f_{0j}}$	Pouvoir calorifique du composant j à la température de référence t_0	kJ/mol
S_{HR}	Chaleur spécifique du fluide d'énergie thermique récupérée à la température intermédiaire entre t_{HR1} et t_{HR2}	kJ K ⁻¹ kg ⁻¹
Q_{HR}	Puissance thermique moyenne récupérée au cours de la période d'essai	kJ/s
E_{fv}	Energie de combustible en entrée par unité de volume	kJ/m ³
E_{fm}	Energie de combustible en entrée par unité de masse	kJ/kg
Q_{inf}	Puissance moyenne de combustible en entrée	kJ/s
E_{in}	Energie totale de combustible en entrée	kJ
$E_{instartupbat}$	Energie de combustible en entrée requise au démarrage d'un système avec batterie	kJ
W_{out}	Energie électrique de sortie pendant la durée de l'essai	kWh
W_{in}	Energie électrique d'entrée pendant la durée de l'essai	kWh
$W_{inshutdown}$	Energie électrique d'entrée lors de l'arrêt	kWh
$W_{instartupt}$	Energie électrique d'entrée au démarrage	kWh
$W_{instartuptbat}$	Energie électrique requise pendant une durée allant du lancement du démarrage, TS_1 jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, TS_{3bat} pour le système	kWh
W_{inbat}	Energie électrique d'entrée pendant une durée allant du lancement du démarrage, TS_1 jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, TS_{3bat}	kWh
W_{outbat}	Puissance électrique en sortie pendant une durée allant du lancement du démarrage, TS_1 jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, TS_{3bat}	kWh
$W_{instore}$	Energie électrique d'entrée du début à la fin de l'essai	kWh
η_e	Rendement électrique	%
η_{th}	Rendement d'énergie thermique récupérée	%
η_{total}	Rendement énergétique total	%
ΔT	Durée de l'essai	s

Symbole	Définition	Unité
ΔTE	Temps d'arrêt	s
TE_1	Heure de démarrage de l'action d'arrêt	
TE_2	Heure d'achèvement de l'action d'arrêt	
$\Delta T_{lc\,down}$	Durée de la réduction de la puissance électrique en sortie de T_{lc1} à T_{lc2}	s
$\Delta T_{lc\,up}$	Durée de l'augmentation de la puissance électrique en sortie de T_{lc3} à T_{lc4}	s
T_{lc1}	Heure de début de l'action de réduction de la puissance électrique en sortie	
T_{lc2}	Heure à laquelle la puissance électrique en sortie atteint la puissance électrique minimale en sortie $\pm 2 \%$	
T_{lc3}	Heure de début de l'action d'augmentation de la puissance électrique en sortie	
T_{lc4}	Heure à laquelle la puissance électrique en sortie atteint la puissance électrique nominale de sortie $\pm 2 \%$	
ΔTS	Temps de démarrage	s
TS_1	Heure de lancement du démarrage;	
TS_2	Heure de fin du démarrage.	
TS_{3bat}	Heure de fin du rechargement de la batterie	s
ΔTS_{bat}	Durée du lancement du démarrage jusqu'à la fin du rechargement de la batterie	s
NOTE Les symboles principaux d'un système à pile à combustible correspondent à la Figure 1.		

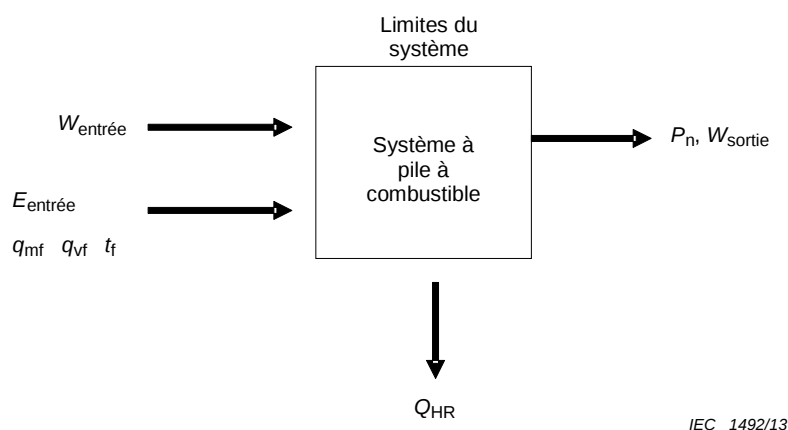


Figure 1 – Schéma des symboles

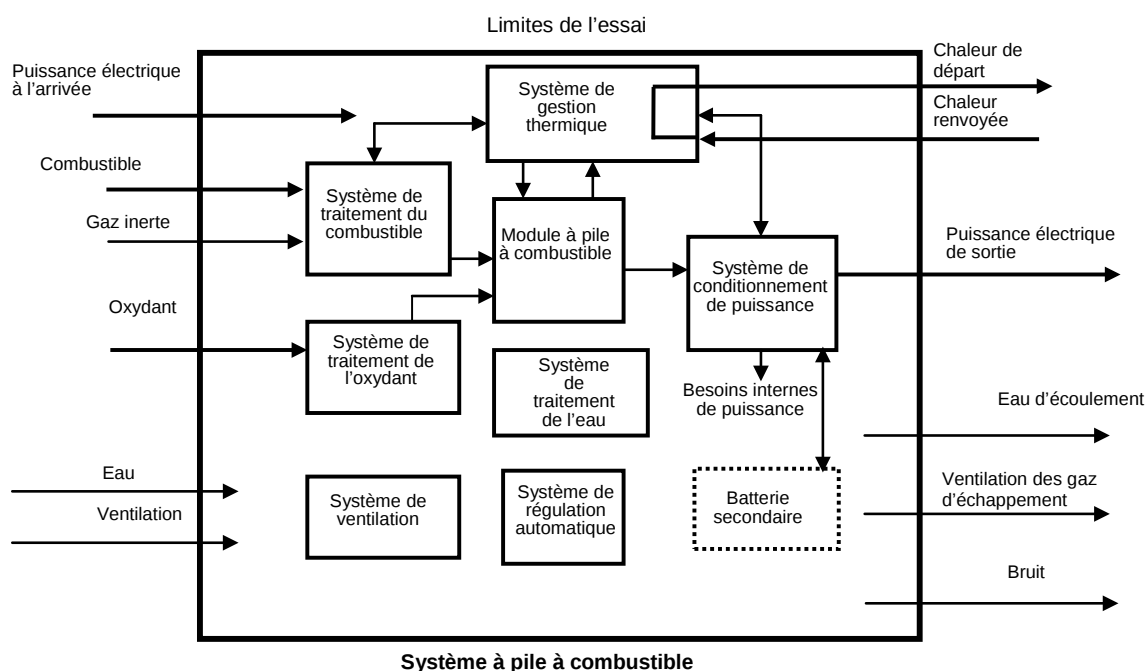
Tableau 2 – Symboles et leurs significations pour les performances environnementales

Symbole	Définition	Unité
X_c	Concentration corrigée du composant	vol %, ml/m ³ (ppm)
X_m	Concentration mesurée du composant	vol %, ml/m ³ (ppm)
O_{2t}	Valeur mesurée de concentration d'O ₂ dans l'atmosphère à une arrivée d'air à l'état sec (dans le cas d'air frais, $O_{2t} = 21 \%$)	vol %
O_{2a}	Valeur mesurée de concentration d'O ₂ dans le gaz d'échappement sec	vol %
v_{f0}	Débit volumétrique de combustible dans les conditions de référence	m ³ /s
V_f	Débit volumétrique de combustible dans les conditions d'essai	m ³ /s
t_0	Température de référence (288,15 K)	K
T_f	Température du combustible dans les conditions d'essai	K

Symbole	Définition	Unité
p_0	Pression de référence (101,325 kPa(abs))	kPa(abs)
p_f	Pression du combustible (pression absolue) dans les conditions d'essai	kPa(abs)
q_f	Débit massique du combustible	g/h
M_0	Volume molaire de référence du gaz parfait ($2,3645 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{mol}$) (à la température de référence pour cette norme, $t_0 = 288,15 \text{ K}$)	m^3/mol
M_{mf}	Masse molaire du combustible	g/mol
$CH_{\alpha f}$	Poids de formule de composition du combustible	
αf	Proportion atomique de l'hydrogène au carbone du combustible	
CO_{2dr}	Concentration de CO_2 par volume de gaz d'échappement sec	vol %
CO_{2M}	44,01 (poids moléculaire du CO_2)	
CO_{2mass}	Taux massique de déchargement de CO_2	g/h
CO_{dr}	Concentration de CO par volume de gaz d'échappement sec	ml/m^3 (ppm)
CO_M	28,01 (poids moléculaire du CO)	
CO_{mass}	Taux massique de déchargement de CO	g/h
CO_{conc}	Concentration massique de CO par volume de gaz d'échappement sec	g/m^3
THC_{dr}	Concentration de HCT par volume de gaz d'échappement sec (équivalent de carbone)	ml/m^3 (ppm)
THC_M	Poids de formule de composition de HCT	
α_e	Proportion atomique de l'hydrogène au carbone de HCT dans le gaz d'échappement	
THC_{mass}	Taux massique de déchargement de HCT	g/h
THC_{conc}	Concentration massique de HCT par volume de gaz d'échappement sec	g/m^3
NO_{xdr}	Concentration de NO_x par volume de gaz d'échappement sec	ml/m^3 (ppm)
NO_{xM}	46,61 (poids moléculaire du NO_x lorsque la quantité totale de NO_x est supposée être du NO_2)	
NO_{xmass}	Taux massique de déchargement de NO_x	g/h
NO_{xconc}	Concentration massique de NO_x par volume de gaz d'échappement sec	g/m^3
SO_{2dr}	Concentration de SO_2 par volume de gaz d'échappement sec	ml/m^3 (ppm)
SO_{2M}	64,06 (poids moléculaire du SO_2)	
SO_{2mass}	Taux massique de déchargement de SO_2	g/h
SO_{2conc}	Concentration massique de SO_2 par volume de gaz d'échappement sec	g/m^3

5 Configuration de petit système à pile à combustible stationnaire et limites de l'essai

La Figure 2 illustre la configuration générale des petits systèmes à pile à combustible stationnaires auxquels s'applique la présente norme et montre les limites de l'essai et les grandeurs physiques qui entrent et sortent du système à pile à combustible.



IEC 1493/13

Figure 2 – Configuration générale de petit système à pile à combustible stationnaire

6 Conditions de référence

Les conditions de référence sont spécifiées ci-dessous:

- température de référence: $t_0 = 288,15 \text{ K}$ (15°C);
- pression de référence: $p_0 = 101,325 \text{ kPa}$ (abs).

7 Base du pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique du combustible est en principe fondé sur le pouvoir calorifique inférieur (PCI).

Dans les cas où le PCI est appliqué pour le calcul du rendement énergétique, il n'est pas nécessaire d'ajouter le symbole "PCI", comme indiqué ci-dessous:

$$\eta_e, \eta_{th}, \text{ ou } \eta_{totale} = XX \%$$

Si le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est appliqué, l'abréviation "PCS" doit être ajoutée à la valeur du rendement énergétique comme suit:

$$\eta_e, \eta_{th}, \text{ ou } \eta_{totale} = XX \% \text{ (PCS)}$$

NOTE Les pouvoirs calorifiques des combustibles à la fois pour le PCI et le PCS sont indiqués dans le Tableau A.1.

8 Préparation aux essais

8.1 Généralités

Le présent Article décrit des considérations qui doivent être prises en compte avant de réaliser un essai. Pour chaque essai, un effort doit être fait pour minimiser l'incertitude en choisissant

des appareils à haute précision et en planifiant soigneusement les essais en prêtant attention aux détails. Des plans d'essai détaillés doivent être préparés par les parties concernées par l'essai en utilisant la présente partie de la CEI 62282 comme base. Un plan d'essai écrit doit être préparé.

Les considérations suivantes doivent être prises en compte pour le plan d'essai:

- a) objectif;
- b) spécifications d'essai;
- c) qualifications du personnel d'essai;
- d) normes d'assurance qualité (ISO 9000 ou autres normes équivalentes);
- e) incertitude cible;
- f) identification des appareils de mesure (se reporter à l'Article 10);
- g) gamme estimée de paramètres d'essai;
- h) plan d'acquisition des données.

8.2 Analyse d'incertitude

Une analyse d'incertitude doit être effectuée sur les trois grandeurs ci-dessous pour indiquer la fiabilité des résultats d'essai et pour satisfaire aux demandes du client. Les résultats d'essai suivants doivent être analysés pour déterminer l'incertitude absolue et relative. Un essai doit être planifié de telle manière que la fiabilité des résultats puisse être évaluée concernant les grandeurs suivantes:

- rendement électrique;
- rendement d'énergie thermique récupérée;
- rendement énergétique total.

NOTE Voir également l'Annexe A de la CEI 62282-3-200:2011.

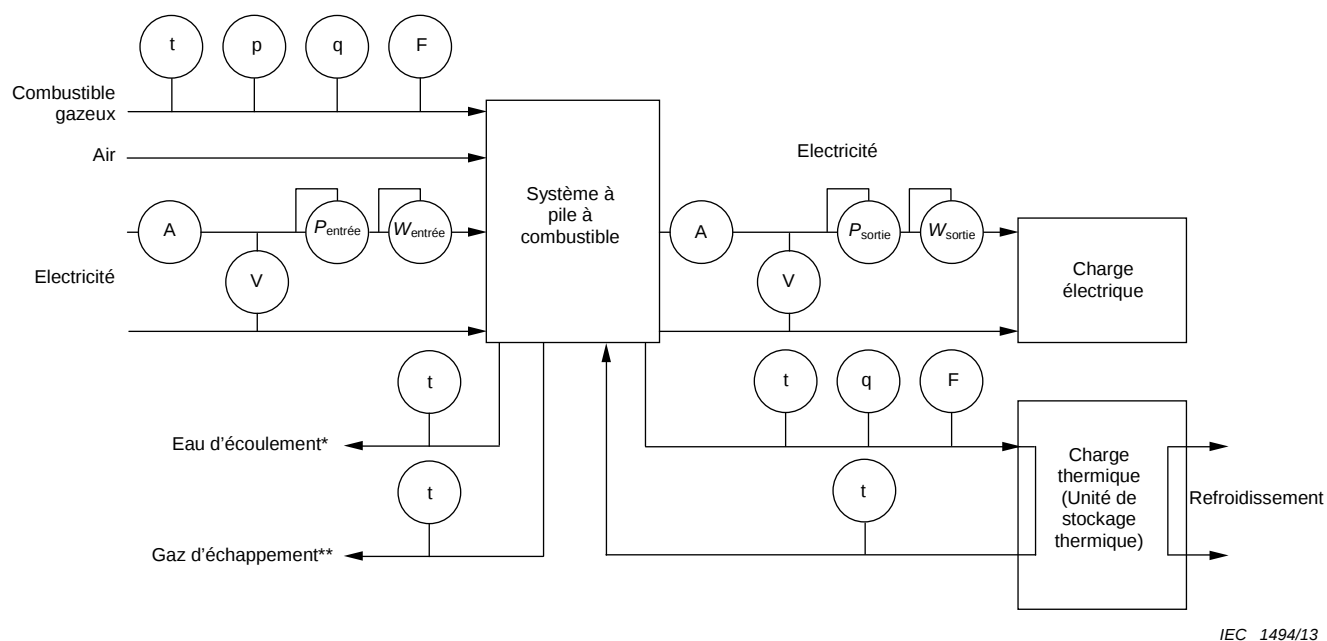
8.3 Plan d'acquisition des données

Afin de satisfaire à l'incertitude cible, une durée et la fréquence adéquates des lectures doivent être définies et un équipement d'enregistrement de données adapté doit être préparé avant les essais des performances.

Il est préférable d'effectuer l'acquisition automatique des données à l'aide d'un ordinateur personnel ou appareil équivalent.

9 Montage d'essai

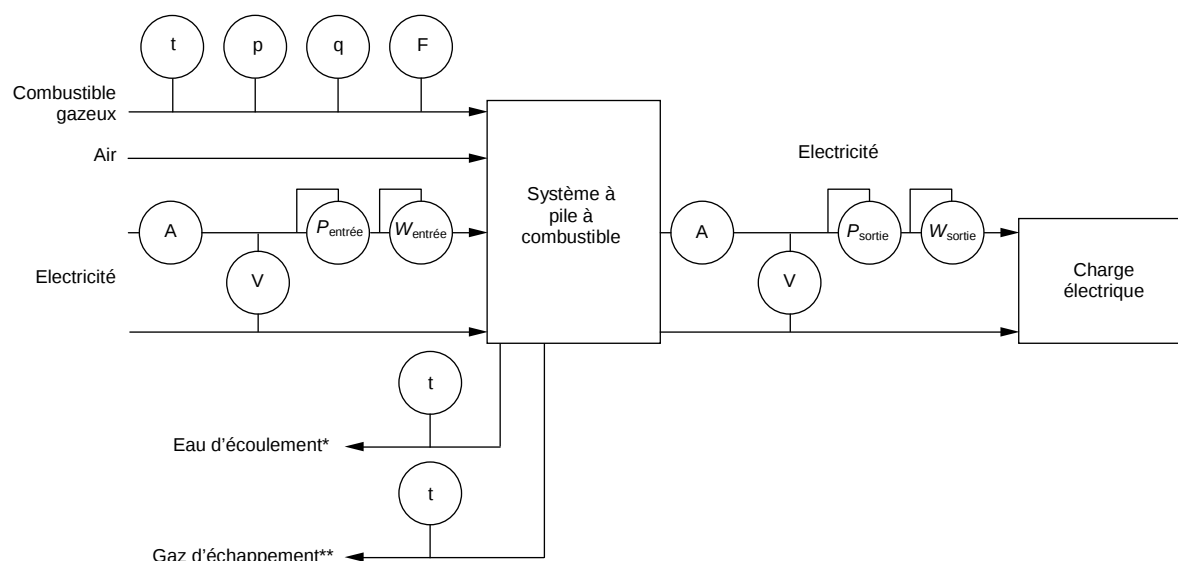
La Figure 3 illustre un exemple de montage d'essai requis pour effectuer les essais d'un petit système à pile à combustible stationnaire avec le combustible gazeux décrit dans la présente norme. Une charge électrique et une charge thermique sont connectées à un système à pile à combustible. La Figure 3 est destinée à mesurer les caractéristiques électriques du système et la Figure 4 à mesurer les caractéristiques d'énergie thermique récupérée du système. Une unité de stockage thermique, qui stocke l'énergie thermique récupérée depuis le système à pile à combustible sur le support de stockage thermique, peut être utilisée en tant que charge thermique.



Légende

Voir légende de la Figure 4.

Figure 3 – Petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux



IEC 1495/13

Légende

- (A) ampèremètre
- (V) voltmètre
- (t) thermomètre
- (p) manomètre
- (q) débitmètre
- (F) compteur totalisateur
- (P) wattmètre
- (W) compteur totalisateur de puissance électrique (compteur d'énergie électrique)

* vers le dispositif de collecte pour mesurer le volume (ou le poids), le pH, DBO, DCO

** vers le dispositif de collecte pour analyser les composants

Figure 4 – Petit système à pile à combustible stationnaire alimenté avec du combustible gazeux, à refroidissement d'air sans valorisation de l'énergie thermique des produits générés

10 Appareils et méthodes de mesure

10.1 Généralités

Les appareils de mesure et les méthodes de mesure doivent être conformes aux normes internationales applicables et doivent être choisis pour satisfaire aux plages de mesure spécifiées par le fabricant et à l'exactitude requise des mesures.

10.2 Appareils de mesure

Les appareils de mesure sont répertoriés ci-dessous en fonction de leur utilisation prévue:

- a) appareil destiné à mesurer la puissance électrique en sortie, la puissance électrique en entrée, l'énergie électrique d'entrée et l'énergie électrique de sortie:
 - wattmètres, compteurs d'énergie électrique, voltmètres, ampèremètres;
- b) appareil destiné à mesurer l'entrée de combustible:

- débitmètres, compteurs totalisateurs, balances, capteurs de pression, capteurs de température;
- c) appareil destiné à mesurer l'énergie thermique en sortie (uniquement dans les cas de valorisation de l'énergie thermique des produits générés):
 - débitmètres, compteurs totalisateurs, capteurs de température;
- d) appareil destiné à mesurer des conditions ambiantes:
 - baromètres, hygromètres et capteurs de température;
- e) appareil destiné à mesurer le niveau de bruit audible:
 - sonomètres tels que spécifiés dans la CEI 61672-1 ou autres instruments de mesure d'une précision équivalente ou supérieure;

Les paramètres des appareils de mesure sont les suivants:

- caractéristique de fréquence pondérée: A;
- caractéristique de durée pondérée: S;
- unité: dB (pour la caractéristique A, l'affichage de la caractéristique de fréquence pondérée peut être omis);
- f) appareil destiné à mesurer des concentrations des composants de gaz d'échappement:
 - analyseur d'oxygène (par exemple basé sur les capteurs paramagnétiques, électrochimiques ou d'oxyde de zirconium);
 - analyseur de dioxyde de carbone (par exemple GC-MS ou avec un capteur d'absorption à infrarouge);
 - analyseur de monoxyde de carbone (par exemple avec un capteur non dispersif à infrarouge ou un capteur électrochimique);
 - analyseur d'oxyde d'azote (par exemple avec un capteur non dispersif à infrarouge ou un capteur électrochimique);
 - analyseur d'oxyde de soufre (par exemple par IRTF ou un capteur électrochimique);
 - analyseur de HCT (par exemple par un analyseur à ionisation de flamme (FID));
- g) appareils pour la détermination de l'eau d'écoulement:
 - cylindre gradué (pour la mesure du volume), capteur de température, indicateurs de pH, sondes DBO.

NOTE DBO signifie demande biochimique en oxygène, DCO signifie demande chimique en oxygène et HCT indique les hydrocarbures totaux.

10.3 Points de mesure

Les points de mesure pour les différents paramètres sont décrits ci-dessous:

- a) débit de combustible gazeux:

placer un débitmètre de combustible sur la ligne d'alimentation de combustible du système à pile à combustible pour mesurer le débit de combustible.
- b) combustible gazeux en entrée intégré:

placer un compteur totalisateur de combustible sur la ligne d'alimentation de combustible du système à pile à combustible pour mesurer l'entrée de combustible. Le compteur totalisateur peut associer un débitmètre mesurant le débit de combustible.
- c) poids d'entrée du combustible liquide:

placer une balance sous le réservoir de combustible pour mesurer ensemble le poids du combustible et du réservoir. Le poids d'entrée du combustible liquide est mesurée par la soustraction de la masse obtenue après l'essai de la masse avant l'essai.
- d) température du combustible:

connecter un thermomètre immédiatement en aval du débitmètre de combustible.
- e) pression du combustible:

placer un capteur de pression immédiatement en aval du débitmètre de combustible pour mesurer la pression d'indication du combustible.

f) puissance électrique en sortie:

connecter un wattmètre sur la borne de sortie de courant électrique du système à pile à combustible et à proximité des limites du système.

g) puissance électrique en entrée:

connecter un wattmètre sur la borne d'entrée de courant électrique du système à pile à combustible et à proximité des limites du système.

h) énergie électrique de sortie:

connecter un compteur d'énergie électrique sur la borne de sortie de courant électrique du système à pile à combustible et à proximité des limites du système. Le compteur d'énergie électrique peut comprendre un wattmètre indiquant la puissance électrique en sortie.

i) énergie électrique d'entrée:

connecter un compteur d'énergie électrique sur la borne d'entrée de courant électrique du système à pile à combustible et à proximité des limites du système. Le compteur d'énergie électrique peut comprendre un wattmètre indiquant la puissance électrique en entrée.

j) composition du combustible:

le combustible utilisé pendant les essais doit être échantillonné et sa composition analysée.

k) débit du fluide d'énergie thermique récupérée (uniquement lors de la valorisation de l'énergie thermique des produits générés):

placer un débitmètre de fluide sur la ligne de circulation du fluide d'énergie thermique récupérée (ligne sortante ou de retour) raccordée entre le système à pile à combustible et la charge thermique et à proximité des limites du système. La ligne de circulation doit être isolée pour réduire la perte de chaleur.

l) débit du fluide d'énergie thermique récupérée intégré (uniquement lors de la valorisation de l'énergie thermique des produits générés):

placer un compteur totalisateur sur la ligne de circulation du fluide d'énergie thermique récupérée (ligne sortante ou de retour) raccordée entre le système à pile à combustible et la charge thermique et à proximité des limites du système. Le compteur totalisateur peut comporter un débitmètre qui indique le débit du fluide d'énergie thermique récupérée.

m) température du fluide d'énergie thermique récupérée sortante (uniquement lors de la valorisation de l'énergie thermique des produits générés):

placer un thermomètre sur la ligne sortante de fluide d'énergie thermique récupérée et à proximité des limites du système.

n) température du fluide d'énergie thermique récupérée de retour (uniquement lors de la valorisation de l'énergie thermique des produits générés):

placer un thermomètre sur la ligne de retour de fluide d'énergie thermique récupérée et à proximité des limites du système.

o) composition du fluide d'énergie thermique récupérée (uniquement lors de la valorisation de l'énergie thermique des produits générés):

échantillonner le fluide d'énergie thermique récupérée à partir du système d'énergie thermique récupérée et analyser ses composants afin de calculer la chaleur spécifique. Si de l'eau est à utiliser en tant que fluide d'énergie thermique récupérée, l'analyse de composition peut être omise en utilisant $4,186 \text{ kJ K}^{-1} \text{ kg}^{-1}$ pour sa chaleur spécifique.

p) pression atmosphérique:

placer un pressiomètre absolu à côté du système à pile à combustible en le positionnant de sorte qu'il ne soit pas affecté par la ventilation du système à pile à combustible.

q) température atmosphérique:

placer un thermomètre à côté du système à pile à combustible en le positionnant de sorte qu'il ne soit pas affecté par l'arrivée ou l'échappement d'air du système à pile à combustible.

r) humidité atmosphérique:

placer un hygromètre à côté du système à pile à combustible en le positionnant de sorte qu'il ne soit pas affecté par l'arrivée ou l'échappement d'air du système à pile à combustible.

s) niveau de bruit audible:

voir 15.2.2.2.

t) gaz d'échappement:

placer une ou plusieurs sondes de collecte du gaz d'échappement en les associant à un capteur de température dans le flux d'échappement au point de sortie du gaz d'échappement;

voir la Figure 3.

u) eau d'écoulement:

placer un réservoir d'eau d'écoulement en l'associant à un capteur de température au point de sortie de l'eau d'écoulement.

10.4 Incertitude systématique de mesure minimale requise

Il convient de choisir l'équipement d'essai de sorte que l'incertitude systématique de la mesure soit inférieure à 3 % pour le rendement total et le rendement thermique et à 2 % pour le rendement électrique.

Afin d'obtenir les incertitudes de rendement souhaitées, les incertitudes systématiques de mesure suivantes de l'équipement sont recommandées. Elles sont données en pourcentage des valeurs mesurées/calculées:

- puissance électrique: $\pm 1 \%$;
- énergie électrique: $\pm 1 \%$;
- débit de gaz combustible: $\pm 1 \%$;
- débit de gaz intégré: $\pm 1 \%$;
- débit de liquide: $\pm 1 \%$;
- temps: $\pm 0,5 \%$;
- masse: $\pm 1 \%$;
- température du fluide d'énergie thermique récupérée: $\pm 2 \%$ de $\Delta t = t_{HR1} - t_{HR2}$;
- humidité relative: $\pm 5 \%$;
- pression absolue: $\pm 1 \%$;
- température du gaz combustible et de l'eau d'écoulement: $\pm 1 \text{ K}$;
- température du gaz d'échappement: $\pm 4 \text{ K}$.

11 Conditions d'essai

11.1 Conditions de laboratoire

Sauf spécification contraire, les performances doivent être soumises à essai dans l'environnement spécifié ci-dessous:

- température: $20 \text{ °C} \pm 15 \text{ °C}$;
- humidité: humidité relative de $65 \% \pm 20 \%$;
- pression: entre 91 kPa (abs) et 106 kPa (abs).

Pour chaque session d'essai, les conditions de laboratoire doivent être mesurées. Etant donné que la qualité de l'air peut affecter les performances du système à pile à combustible, la composition de l'air du laboratoire (CO_2 , CO, SO_2 , etc.) doit être indiquée avec le résultat des essais.

11.2 Conditions d'installation et de fonctionnement du système

Les conditions d'installation et de fonctionnement du système à pile à combustible doivent être celles spécifiées par le fabricant (telles qu'elles sont décrites dans le manuel d'instruction ou autre document) sauf indication contraire. Tous les essais qui ne sont pas affectés par ces conditions n'ont pas besoin de se conformer aux les conditions spécifiées par le fabricant ou autre document.

11.3 Conditions de la source de courant

a) systèmes sans batterie secondaire:

Sauf indication contraire, tous les systèmes sans batterie alimentés par prise secteur résidentielle, doivent être soumis à essai aux tensions et fréquence nominales. Tous les essais qui ne sont pas affectés par ces conditions peuvent présenter un écart par rapport à cette disposition.

b) systèmes utilisant une batterie secondaire:

Les systèmes comportant des batteries peuvent être équipés d'un dispositif (tel qu'une méthode d'affichage ou un signal de sortie) permettant d'identifier que la batterie a atteint un état nominal connu de charge, y compris un état de pleine charge qui est déterminé par le fabricant.

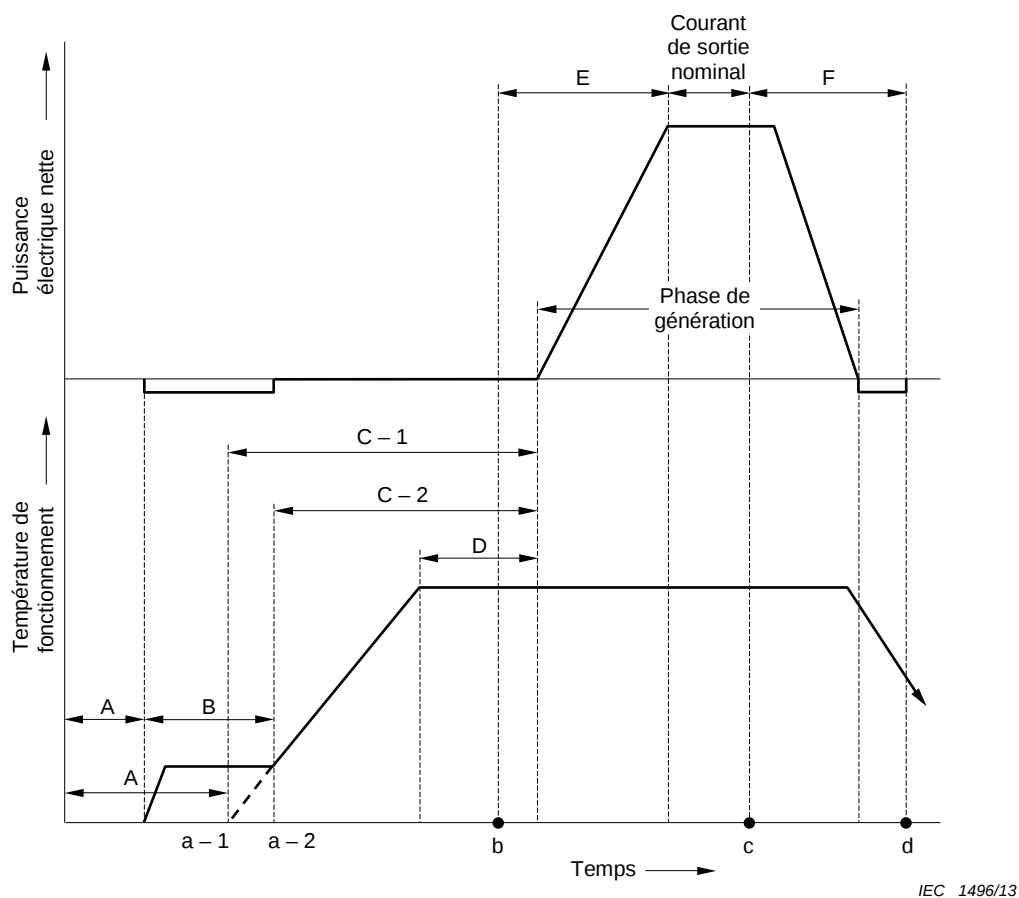
NOTE En l'absence d'une telle indication, les résultats de consommation d'énergie et les calculs de rendement seront moins précis. Voir 14.5.1.

11.4 Combustible d'essai

Le combustible d'essai doit être spécifié par le fabricant du système à pile à combustible. Des exemples types de compositions de gaz naturel et de propane sont énumérés dans les Tableaux B.1 et B.2, respectivement. La composition du combustible doit être indiquée.

12 Processus de fonctionnement

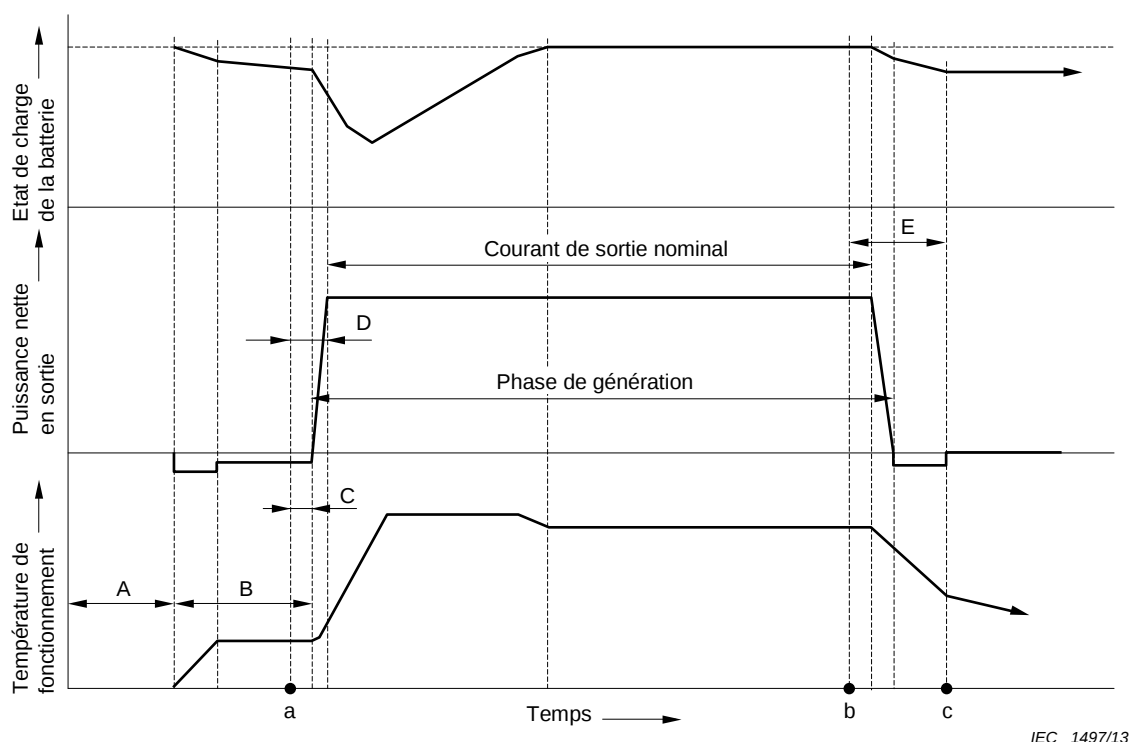
La Figure 5 présente les états de fonctionnement types d'un système à pile à combustible stationnaire sans batterie et la Figure 6 montre ceux d'un système à pile à combustible avec batterie. Ces figures présentent une suite chronologique des changements de l'état de fonctionnement, du démarrage à la génération et à l'arrêt, et fournissent des définitions pour les termes correspondant aux différents états de fonctionnement.



Légende

- A état à froid
- B état de stockage
- C-1 temps de démarrage pour les systèmes qui ne nécessitent pas d'énergie extérieure pour maintenir un état de stockage, la mesure est effectuée à partir de l'état à froid
- C-2 temps de démarrage pour les systèmes qui ne nécessitent pas d'énergie extérieure pour maintenir un état de stockage, la mesure est effectuée à partir de l'état de stockage
- D état de pré-génération
- E temps de réponse pour atteindre la puissance électrique nominale de sortie
- F temps d'arrêt
- b temps auquel l'action de production est lancée
- c temps auquel l'action d'arrêt est lancée
- d temps auquel l'action d'arrêt est terminée (les conditions de fin de l'arrêt sont spécifiées par le fabricant)
- a-1 ou a-2 à d mode opérationnel (du lancement du démarrage à la fin de l'arrêt)

Figure 5 – Etats de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire sans batterie



Légende

- A état à froid
- B état de stockage
- C temps de démarrage
- D temps de réponse pour atteindre la puissance électrique nominale en sortie
- E temps d'arrêt
- a temps auquel l'action de production (action de démarrage) est lancée
- b temps auquel l'action d'arrêt est lancée
- c temps auquel l'action d'arrêt est terminée (les conditions de fin de l'arrêt sont spécifiées par le fabricant)
- a à c mode opérationnel (du lancement du démarrage à la fin de l'arrêt)

Figure 6 – Etats de fonctionnement d'un système à pile à combustible stationnaire avec batterie

13 Plan d'essai

Les essais de type définis dans les articles suivants peuvent être partiellement effectués en parallèle. Pour l'optimisation de la procédure d'essai et la planification des essais de type, un exemple de planning de fonctionnement d'essai est présenté dans l'Annexe C.

14 Essais de type sur les performances électriques/thermiques

14.1 Généralités

Les essais de type sur les performances électriques/thermiques incluent:

- l'essai de consommation de combustible (14.2);
- l'essai de puissance électrique en sortie (14.3);
- l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4);
- l'essai de démarrage (14.5);
- l'essai d'état de stockage (14.6);

- l'essai de changement de puissance électrique en sortie (14.7); et
- l'essai d'arrêt (14.8).

L'essai de consommation de combustible (14.2), l'essai de puissance électrique en sortie (14.3), et l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4) doivent être exécutés de façon simultanée. Les résultats de ces trois essais doivent être utilisés pour le calcul du rendement (14.9) qui comprend le rendement électrique (14.9.2), le rendement d'énergie thermique récupérée (14.9.3) et le rendement énergétique total (14.9.4).

14.2 Essai de consommation de combustible

14.2.1 Essai de consommation de combustible gazeux

14.2.1.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer l'entrée de combustible gazeux à la puissance électrique nominale de sortie. Si les phases de fonctionnement aux charges partielles de 50 %, 75 % et/ou sortie de courant électrique minimale sont spécifiées par le fabricant, ces points de fonctionnement doivent également être mesurés.

Cet essai doit être réalisé en même temps que l'essai de puissance électrique en sortie (14.3) et que l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4).

14.2.1.2 Méthode d'essai

- a) Faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant plus de 30 min avant le début de l'essai.
- b) Pour les systèmes munis de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant plus de 30 min jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu, avant le début de l'essai.
- c) Commencer l'essai en maintenant le système à la puissance électrique nominale en sortie. Si cette phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant, répéter l'essai aux charges partielles de 50 % et 75 % de sortie nominale et/ou minimale.
- d) Mesurer la température du combustible, la pression du combustible et le débit d'entrée de combustible intégré (en volume ou en masse). Chaque mesure doit être prise à des intervalles inférieurs ou égaux à 60 s pendant un minimum de 3 h. Si le combustible est à fournir de façon intermittente, les données doivent être collectées pendant 20 fois l'intervalle d'approvisionnement de combustible ou 3 h, la valeur la plus longue étant prise en compte.

14.2.1.3 Calcul des résultats

14.2.1.3.1 Calcul du débit d'entrée de combustible gazeux moyen

Le débit d'entrée de combustible gazeux moyen peut être décrit soit en tant que débit volumétrique dans les conditions de référence, q_{vf0} en m³/s, ou en tant que débit massique, q_{mf} en kg/s. Il doit être calculé selon la procédure suivante:

a) Débit volumétrique

- 1) Le débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions d'essai, q_{vf} en m³/s, doit être obtenu en divisant le débit volumétrique intégré pendant la durée de l'essai par la durée de l'essai.

$$q_{vf} = q_{iv} / \Delta T \quad (1)$$

où

q_{vf} est le débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions d'essai (m³/s);

q_{iv} est le débit volumétrique intégré pendant la durée de l'essai (m³);

ΔT est la durée de l'essai (s).

- 2) Le débit volumétrique moyen du combustible dans les conditions de référence, q_{vf0} en m^3/s , doit être calculé par l'équation suivante. Les valeurs moyennes de température et de pression du combustible obtenues pendant la durée de l'essai doivent être utilisées.

$$q_{vf0} = q_{vf} \times (t_0/t_f) \times (p_f/p_0) \quad (2)$$

où

q_{vf0} est le débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions de référence (m^3/s);

q_{vf} est le débit volumétrique moyen du combustible dans les conditions d'essai (m^3/s);

t_0 est la température de référence (288,15 K);

p_0 est la pression de référence (101,325 kPa(abs));

t_f est la température moyenne du combustible pendant la durée de l'essai (K);

p_f est la pression moyenne du combustible pendant la durée de l'essai (kPa(abs)).

NOTE La pression est la pression absolue.

b) Débit massique

Le débit massique moyen de combustible dans les conditions d'essai, q_{mf} en kg/s, doit être obtenu en divisant le débit massique intégré pendant la durée de l'essai par la durée de l'essai.

$$q_{mf} = q_{imf} / \Delta T \quad (3)$$

où

q_{mf} est le débit massique moyen de combustible dans les conditions d'essai (kg/s);

q_{imf} est le débit massique intégré pendant la durée de l'essai (kg);

ΔT est la durée de l'essai (s).

14.2.1.3.2 Calcul de la puissance moyenne de combustible gazeux en entrée

La puissance moyenne de combustible gazeux en entrée, Q_{inf} en kJ/s, doit être calculée soit pour le débit volumétrique, soit pour le débit massique selon la procédure suivante. Les valeurs moyennes de température et de pression du combustible obtenues pendant la durée de l'essai doivent être utilisées.

a) Débit volumétrique

- 1) L'énergie du combustible par unité de volume dans les conditions de référence, E_{fv} en kJ/ m^3 , doit être calculée par l'équation suivante:

$$E_{fv} = Q_{f0} / M_0 \quad (4)$$

où

E_{fv} est l'énergie de combustible en entrée par unité de volume (kJ/ m^3);

Q_{f0} est le pouvoir calorifique du combustible sur une base molaire dans les conditions de référence (kJ/mol);

M_0 est le volume molaire de référence du gaz parfait ($2,364 \times 10^{-2} m^3/mol$) (à la température de référence pour cette norme, $t_0 = 288,15 K$) (m^3/mol).

où

le pouvoir calorifique du combustible, Q_{f0} en kJ/mol dans les conditions de référence, doit être calculé comme suit:

$$Q_{f0} = \sum_{j=1}^N x_j Q_{f0j} \quad (5)$$

où

Q_{f0j} est le pouvoir calorifique du composant j à la température de référence t_0 (kJ/mol);

x_j est la fraction molaire du composant j ;

j est un composant du combustible;

N est le nombre de constituants du combustible gazeux.

NOTE 1 Les valeurs numériques de Q_{f0j} sont données dans l'ISO 6974 et l'ISO 6975 et dans le Tableau A.1.

NOTE 2 En général, l'énergie de consommation de combustible et le pouvoir calorifique sont basés sur le pouvoir calorifique inférieur (PCI). Si l'étiquetage montre un pouvoir calorifique supérieur (PCS), utiliser le PCS pour le mesurage.

- 2) La puissance moyenne de combustible en entrée, Q_{inf} en kJ/s, doit être calculée par l'équation suivante:

$$Q_{inf} = q_{vf0} \times E_{fv} \quad (6)$$

où

Q_{inf} est la puissance moyenne de combustible en entrée (kJ/s);

q_{vf0} est le débit volumétrique moyen de combustible dans les conditions de référence (m^3/s);

E_{fv} est l'énergie de combustible en entrée par unité de volume (kJ/ m^3).

NOTE 3 L'enthalpie et l'énergie de pression du combustible gazeux, qui sont prises en compte dans le calcul de l'énergie de consommation de combustible dans la CEI 62282-3-200, sont ignorées dans le calcul de l'énergie de consommation de combustible décrite ci-dessus, car il s'agit de valeurs négligeables dans les petits systèmes à pile à combustible qui fonctionnent à basse température et à basse pression.

b) Débit massique

- 1) L'énergie de combustible en entrée par unité de masse, E_{fm} en kJ/kg, doit être calculée par l'équation suivante:

$$E_{fm} = (Q_{f0} / M_{mf}) \times 1000 \quad (7)$$

où

E_{fm} est l'énergie de combustible en entrée par unité de masse (kJ/kg);

Q_{f0} est le pouvoir calorifique de combustible dans les conditions de référence (kJ/mol);

M_{mf} est la masse molaire du combustible (g/mol), mesurée conformément aux méthodes détaillées dans ASTM F2602.

NOTE Le calcul de Q_{f0} est décrit dans "a) Débit volumétrique" de 14.2.1.3.2.

- 2) La puissance moyenne de combustible en entrée, Q_{inf} en kJ/s, doit être calculée par l'équation suivante:

$$Q_{inf} = q_{mf} \times E_{fm} \quad (8)$$

où

Q_{inf} est la puissance moyenne de combustible en entrée (kJ/s);

E_{fm} est l'énergie de combustible en entrée par unité de masse (kJ/kg);

q_{mf} est le débit massique moyen du combustible (kg/s).

14.2.2 Essai de consommation de combustible liquide

14.2.2.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer l'entrée de combustible liquide à la puissance électrique nominale de sortie. Si les phases de fonctionnement aux charges partielles de 50 %, 75 % et/ou de sortie de courant électrique minimale sont spécifiées par le fabricant, ces points de fonctionnement doivent également être mesurés.

Cet essai doit être réalisé en même temps que l'essai de puissance électrique en sortie (14.3) et l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4)

14.2.2.2 Méthode d'essai

- Faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale en sortie pendant plus de 30 min avant le début de l'essai.
- Pour les systèmes munis de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant plus de 30 min jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu, avant le début de l'essai.
- Commencer l'essai en maintenant le système à la puissance électrique nominale en sortie. Si cette phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant, répéter l'essai aux charges partielles de 50 % et 75 % de sortie nominale et/ou minimale.
- Au début, mesurer la masse du réservoir de combustible ou du système entier, comprenant le réservoir de combustible.
- Continuer l'essai pendant un minimum de 3 h. Si le combustible est à fournir de façon intermittente, la durée d'essai totale doit être 20 fois l'intervalle d'approvisionnement de combustible ou 3 h, la valeur la plus longue étant prise en compte.
- A la fin de l'essai, mesurer la masse du réservoir de combustible ou du système entier, comprenant le réservoir de combustible.

14.2.2.3 Calcul de la puissance moyenne de combustible liquide en entrée

L'énergie totale de combustible liquide en entrée pendant la durée de l'essai, E_{in} en kJ, doit être calculée par l'équation suivante:

$$E_{in} = (A - B) \times Q_{fl} \quad (9)$$

où

E_{in} est l'énergie totale de combustible en entrée (kJ);

A est la masse au début de l'essai (kg);

B est la masse à la fin de l'essai (kg);

Q_{fl} est le pouvoir calorifique du combustible (kJ/kg).

La puissance moyenne de combustible en entrée, Q_{inf} en kJ/s, doit être calculée comme suit:

$$Q_{inf} = \frac{E_{in}}{\Delta T} \quad (10)$$

où

Q_{inf} est la puissance moyenne de combustible en entrée (kJ/s);

E_{in} est l'énergie totale de combustible en entrée (kJ);

ΔT est la durée de l'essai (s).

NOTE 1 En général, l'énergie de combustible en entrée et les pouvoirs calorifiques sont basés sur le pouvoir calorifique inférieur (PCI). Si l'étiquetage montre un pouvoir calorifique supérieur (PCS), utiliser le PCS pour le mesurage.

NOTE 2 Le pouvoir calorifique est mesuré conformément aux méthodes détaillées dans ASTM D4809-09.

14.3 Essai de puissance électrique en sortie

14.3.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer la puissance électrique nette moyenne à la puissance électrique nominale de sortie. Si les phases de fonctionnement aux charges partielles de 50 %, 75 % et/ou de sortie de courant électrique minimale sont spécifiées par le fabricant, ces points de fonctionnement doivent également être mesurés.

Cet essai doit être réalisé en même temps que l'essai de consommation de combustible (14.2) et que l'essai d'énergie thermique récupérée (14.4).

14.3.2 Méthode d'essai

- Faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale en sortie pendant plus de 30 min avant le début de l'essai.
- Pour les systèmes munis de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant plus de 30 min jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu, avant le début de l'essai.
- Commencer l'essai en maintenant le système à la puissance électrique nominale en sortie. Si cette phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant, répéter l'essai aux charges partielles de 50 % et 75 % de sortie nominale et/ou minimale.
- Mesurer l'énergie électrique de sortie et l'énergie électrique d'entrée pendant la durée de l'essai. L'essai doit être effectué pendant au moins 3 h. Si le combustible est à fournir de façon intermittente, la durée d'essai totale doit être 20 fois l'intervalle d'approvisionnement de combustible ou 3 h, la valeur la plus longue étant prise en compte.

14.3.3 Calcul de la puissance électrique nette moyenne en sortie

La puissance électrique nette moyenne en sortie doit être calculée par l'équation suivante:

$$P_n = \frac{W_{\text{out}} - W_{\text{in}}}{\Delta T} \times 3600 \quad (11)$$

où

- P_n est la puissance électrique nette moyenne en sortie (kW);
 W_{out} est l'énergie électrique de sortie pendant la durée de l'essai (kWh);
 W_{in} est l'énergie électrique d'entrée pendant la durée de l'essai (kWh);
 ΔT est la durée de l'essai (s).

14.4 Essai d'énergie thermique récupérée

14.4.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer la puissance thermique moyenne récupérée en sortie à la puissance électrique nominale de sortie. Si les phases de fonctionnement aux charges partielles de 50 %, 75 % et/ou de sortie de courant électrique minimale sont spécifiées par le fabricant, ces points de fonctionnement doivent également être mesurés.

Cet essai doit être réalisé en même temps que l'essai de consommation de combustible (14.2) et que l'essai de puissance électrique en sortie (14.3).

Pour les systèmes sans valorisation de l'énergie thermique des produits générés, l'essai d'énergie thermique récupérée peut être omis.

14.4.2 Méthode d'essai

- a) Faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale en sortie pendant plus de 30 min avant le début de l'essai.
- b) Pour les systèmes munis de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant plus de 30 min jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu, avant le début de l'essai.
- c) Définir la température du fluide renvoyé à un niveau approprié pour les conditions d'utilisation de l'énergie thermique résiduelle. Contrôler la quantité de fluide de refroidissement entrant dans la charge thermique afin de maintenir les conditions indiquées pendant toute la durée de l'essai.
- d) Commencer l'essai en maintenant le système à la puissance électrique nominale en sortie. Si cette phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant, répéter l'essai aux charges partielles de 50 % et 75 % de sortie nominale et/ou minimale.
- e) Mesurer la température du fluide d'énergie thermique récupérée sortant à la prise de sortie, la température du fluide d'énergie thermique récupérée de retour à l'entrée et le volume ou la masse du débit intégré à l'entrée ou à la sortie. Chaque mesure doit être prise à des intervalles inférieurs ou égaux à 60 s pendant un minimum de 3 h. Si le combustible est à fournir de façon intermittente, les données doivent être collectées pendant 20 fois l'intervalle d'approvisionnement de combustible ou 3 h, la valeur la plus longue étant prise en compte. La température du fluide d'énergie thermique récupérée sortant, la température du fluide d'énergie thermique récupérée de retour et la différence de ces températures doivent être indiquées.

14.4.3 Calcul de la puissance thermique moyenne récupérée

La puissance thermique moyenne récupérée en kJ/s doit être calculée selon les procédures suivantes:

a) Mesure volumétrique

- 1) Le débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée, q_{vr} en m³/s, doit être calculé en divisant le volume du débit intégré par la durée de l'essai.

$$q_{vr} = q_{ivHR} / \Delta T \quad (12)$$

où

q_{vr} est le débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée (m³/s);

q_{ivHR} est le volume du débit intégré du fluide d'énergie thermique récupérée (m³);

ΔT est la durée de l'essai (s).

- 2) La puissance thermique moyenne récupérée, Q_{HR} en kJ/s, doit être calculée par l'équation suivante. La valeur moyenne de la température du fluide récupéré obtenue pendant la durée de l'essai doit être utilisée.

$$Q_{HR} = (t_{HR1} - t_{HR2}) \times q_{vr} \times \rho_{HR} \times S_{HR} \quad (13)$$

où

Q_{HR} est la puissance thermique moyenne récupérée au cours de la période d'essai (kJ/s);

t_{HR1} est la température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie pendant la durée de l'essai (K);

t_{HR2} est la température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en entrée pendant la durée de l'essai (K);

q_{vHR} est le débit volumétrique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie pendant la durée de l'essai (m³/s);

ρ_{HR} est la masse volumique du fluide d'énergie thermique récupérée à t_{HR1} (kg/m³);

S_{HR} est la chaleur spécifique du fluide d'énergie thermique récupérée à la température intermédiaire entre t_{HR1} et t_{HR2} . Si de l'eau est à utiliser en tant que fluide d'énergie thermique récupérée, $4,186 \text{ kJ K}^{-1} \text{ kg}^{-1}$ doit être utilisé pour sa chaleur spécifique.

b) Mesure de la masse

- 1) Le débit massique moyen, q_{mHR} en kg/s, doit être calculé en divisant le débit massique intégré par la durée de l'essai.

$$q_{mHR} = q_{imHR} / \Delta T \quad (14)$$

où

q_{mHR} est le débit massique moyen (kg/s);

q_{imHR} est le débit massique intégré (kg);

ΔT est la durée de l'essai (s).

- 2) La puissance thermique moyenne récupérée pendant la durée de l'essai, Q_{HR} en kJ/s, doit être calculée par la formule suivante. La valeur moyenne de la température du fluide récupéré obtenue pendant la durée de l'essai doit être utilisée.

$$Q_{HR} = (t_{HR1} - t_{HR2}) \times q_{mHR} \times S_{HR} \quad (15)$$

où

Q_{HR} est la puissance thermique moyenne récupérée au cours de la période d'essai (kJ/s);

t_{HR1} est la température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie pendant la durée de l'essai (K);

t_{HR2} est la température moyenne du fluide d'énergie thermique récupérée en entrée pendant la durée de l'essai (K);

q_{mHR} est le débit massique moyen du fluide d'énergie thermique récupérée en sortie pendant la durée de l'essai (kg/s);

S_{HR} est la chaleur spécifique du fluide d'énergie thermique récupérée à la température intermédiaire entre t_{HR1} et t_{HR2} . Si de l'eau est à utiliser en tant que fluide d'énergie thermique récupérée, $4,186 \text{ kJ K}^{-1} \text{ kg}^{-1}$ doit être utilisé pour sa chaleur spécifique.

14.5 Essai de démarrage

14.5.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer le temps de démarrage et le combustible et/ou l'énergie électrique requis pour le démarrage d'un système à pile à combustible.

Pour le système muni d'une batterie, l'essai de détermination de l'énergie de combustible de démarrage n'est pas obligatoire si le système n'est pas équipé d'un dispositif permettant d'identifier que la batterie a atteint un état de charge nominal connu (voir 11.3 b)).

14.5.2 Détermination de l'état de charge de la batterie

Le temps de rechargement de la batterie pour atteindre un état de charge nominal connu peut être déterminé par l'une des deux méthodes suivantes:

- a) Pour le système équipé d'un dispositif (par exemple, une méthode d'affichage ou un signal de sortie) permettant d'identifier que la batterie a atteint un état de charge nominal connu, le temps de rechargement est déterminé par ce dispositif (voir 11.3 b)).
- b) Pour le système qui n'est pas équipé d'un dispositif permettant d'identifier que la batterie a atteint un état de charge nominal connu, le temps de rechargement pour atteindre l'état de charge nominal peut être déterminé en mesurant le temps nécessaire pour que le débit de

combustible en entrée se stabilise à $\pm 2\%$ du débit de combustible nominal une fois que le flux de combustible s'est accru pour recharger la batterie (voir Figure 8). Cette mesure n'est pas obligatoire.

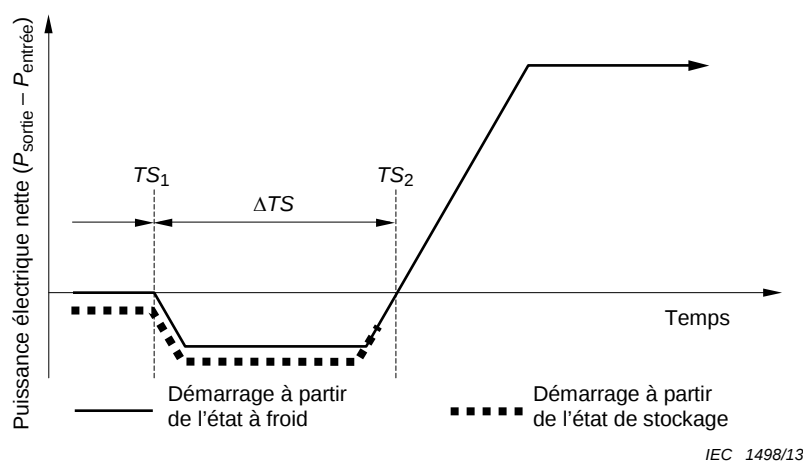
14.5.3 Méthode d'essai

- Maintenir le système à l'état à froid ou à l'état de stockage pendant un minimum de 48 h avant le début de l'essai.
- Pour le système muni d'une batterie, charger la batterie à un état de charge nominal connu, puis maintenir le système à l'état à froid ou à l'état de stockage pendant un minimum de 48 h avant le début de l'essai.
- Commencer l'essai. Mesurer l'énergie électrique de sortie, l'énergie électrique d'entrée, le débit de combustible intégré (ou la masse dans le cas de combustible liquide), la température du combustible, la pression du combustible et la pression atmosphérique à des intervalles de 15 s maximum.
- Lancer l'opération de démarrage pour la puissance électrique nominale de sortie et enregistrer l'heure à laquelle l'action de démarrage commence.
- Pour le système sans batterie, enregistrer l'heure à laquelle l'action de démarrage se termine.
- Pour le système muni d'une batterie, enregistrer l'heure à laquelle l'action de démarrage s'est terminée et le temps de rechargement de la batterie pour atteindre un état de charge nominal connu.

NOTE 1 Le lancement d'un démarrage correspond au moment où la touche de démarrage est activée ou le signal de démarrage normal est envoyé.

NOTE 2 La fin d'un démarrage correspond au moment où l'énergie électrique nette produite est générée en tant que sortie.

Pour les systèmes avec batteries, un enregistreur de tension haute vitesse tel qu'un oscilloscope peut être requis pour mesurer le temps de démarrage car cette durée est en général extrêmement courte (de l'ordre des millisecondes).

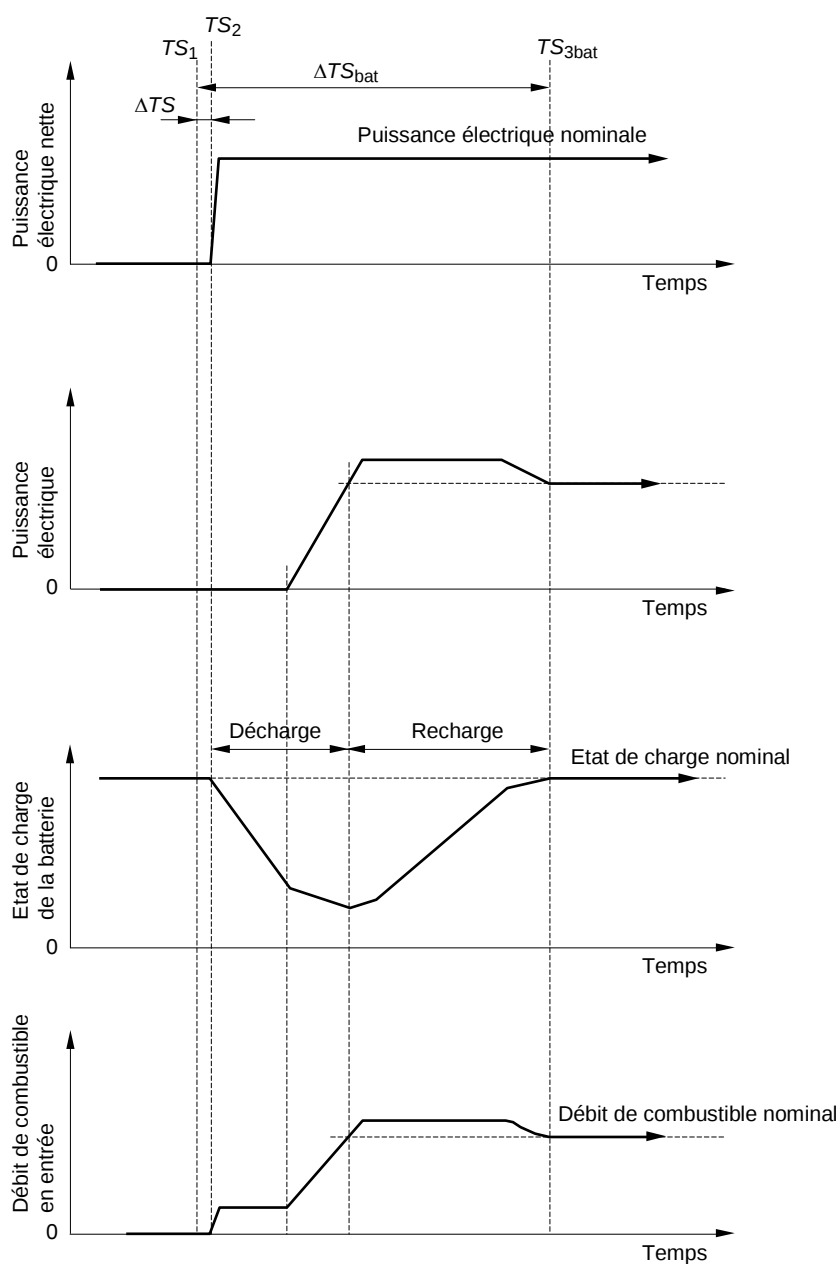


IEC 1498/13

Légende

- ΔTS temps de démarrage (s)
 TS_1 heure de lancement du démarrage
 TS_2 heure de fin du démarrage

Figure 7 – Exemple de graphique de la puissance électrique au démarrage d'un système sans batterie



IEC 1499/13

Légende

TS_1	heure de lancement du démarrage
TS_2	heure de fin du démarrage
TS_{3bat}	heure de fin du rechargement de la batterie
ΔTS	temps de démarrage (s)
ΔTS_{bat}	durée du lancement du démarrage jusqu'à la fin du rechargement de la batterie (s)

Figure 8 – Exemple de graphique de la puissance électrique au démarrage d'un système avec batterie

14.5.4 Calcul des résultats

14.5.4.1 Calcul du temps de démarrage

Le temps de démarrage doit être calculé à l'aide de l'équation suivante (voir Figures 7 et 8):

$$\Delta TS = TS_2 - TS_1 \quad (16)$$

où

ΔTS est le temps de démarrage (s);

TS_1 est l'heure de lancement du démarrage;

TS_2 est l'heure de fin du démarrage.

14.5.4.2 Calcul de l'énergie de démarrage

14.5.4.2.1 Calcul de l'énergie de combustible requise au démarrage

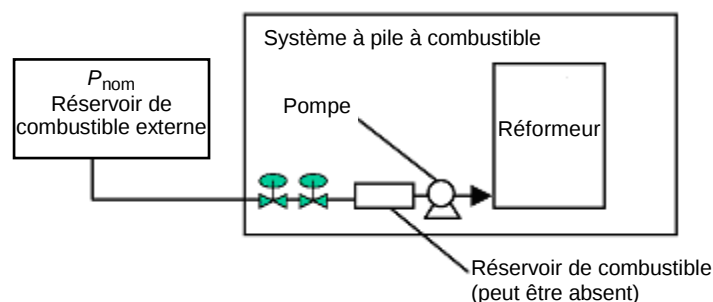
a) Pour le système sans batterie

Pour un système à pile à combustible gazeux sans batterie, l'énergie de combustible requise au démarrage doit être calculée à l'aide du combustible intégré mesuré en entrée en volume ou en masse pendant le temps de démarrage, de la température et de la pression du combustible. Le processus de calcul est le même que celui décrit en 14.2.1.3 à la fois pour le débit volumétrique et le débit massique, excepté que le volume ou la masse du combustible consommé, c'est-à-dire le débit intégré, doit être utilisé à la place du débit moyen, qui est utilisé dans les équations de (1) à (8) en 14.2.1.3.

Si un gaz non inerte de purge ou gaz de dilution contenant de l'énergie chimique est fourni au système durant le démarrage, il doit être considéré comme un combustible supplémentaire. Le contenu d'énergie doit être ajouté à l'entrée, à l'aide de la méthode de calcul de 14.2.1.3.

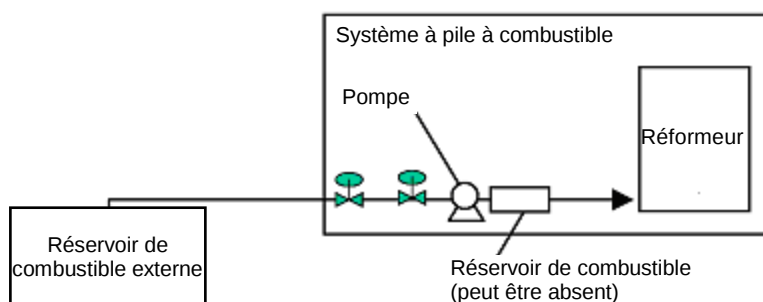
Pour un système à pile à combustible liquide sans batterie, l'énergie de combustible requise au démarrage doit être calculée à l'aide de la masse mesurée du réservoir de combustible ou du système entier au lancement du démarrage, et de la masse du réservoir de combustible ou du système entier à la fin du démarrage. Le processus de calcul est le même que celui décrit en 14.2.2.3.

Pour les cas où un réservoir de combustible est inclus dans le système, comme dans l'exemple de la Figure 9, mesurer la masse de combustible consommé de façon précise en appliquant une dérivation au réservoir de combustible ou en le déplaçant en dehors du système.



IEC 1500/13

Figure 9a) – Alimentation en combustible par gravité



IEC 1501/13

Figure 9b) – Alimentation en combustible par la pompe

Figure 9 – Exemples de systèmes d'alimentation en combustible liquide

b) Pour le système muni d'une batterie

Pour un système à pile à combustible avec batterie (équipé d'un indicateur d'état de charge), l'énergie de combustible requise au démarrage, c'est-à-dire l'énergie de combustible permettant de recharger la batterie, doit être calculée à l'aide de l'équation suivante:

$$E_{\text{instartupbat}} = E_{\text{in}} - 3\,600 \times W_{\text{outbat}} \times 100/\eta_e \quad (17)$$

où

$E_{\text{instartupbat}}$ est l'énergie de combustible requise au démarrage d'un système avec batterie (kJ);

E_{in} est l'énergie de combustible d'entrée pendant une durée allant du lancement du démarrage, TS_1 jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, $TS_{3\text{bat}}$ (kJ);

W_{outbat} est l'énergie électrique de sortie pendant une durée allant du lancement du démarrage, TS_1 jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, $TS_{3\text{bat}}$ (kWh);

η_e est le rendement électrique (%) (voir 14.9.2).

$3\,600 \times W_{\text{outbat}} \times 100/\eta_e$ est l'énergie de combustible (kJ) consommée pour produire W_{outbat} . Pour un système à combustible liquide, l'énergie de combustible d'entrée, E_{in} au démarrage doit être calculée à l'aide de la masse mesurée du réservoir de combustible ou du système entier au lancement du démarrage et de sa masse à l'heure de fin du rechargement de la batterie. Le processus de calcul est le même que pour le système sans batterie.

NOTE La mesure directe de la puissance électrique alimentant le circuit de chargement de batterie dans le système n'est pas appliquée, car les essais de performances de la présente norme sont effectués en utilisant les grandeurs physiques qui entrent et sortent du système à pile à combustible.

14.5.4.2.2 Calcul de l'énergie électrique requise au démarrage

a) Pour le système sans batterie

L'énergie électrique requise au démarrage pour le système sans batterie doit être calculée par la formule suivante:

$$W_{\text{instartup}} = W_{\text{in}} - W_{\text{out}} \quad (18)$$

où

$W_{\text{instartup}}$ est l'énergie électrique requise au démarrage pour le système sans batterie (kWh);

W_{in} est l'énergie électrique d'entrée pendant le temps de démarrage, TS (kWh);

W_{out} est l'énergie électrique de sortie pendant le temps de démarrage, TS (kWh).

b) Pour le système muni d'une batterie

L'énergie électrique requise au démarrage d'un système avec batterie doit être calculée par l'équation suivante:

$$W_{\text{instartupbat}} = W_{\text{inbat}} - W_{\text{outbat}} \quad (19)$$

où

$W_{\text{instartupbat}}$ est l'énergie électrique requise pendant une durée allant du lancement du démarrage, TS_1 jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, $TS_{3\text{bat}}$ pour le système (kWh);

W_{inbat} est l'énergie électrique d'entrée pendant une durée allant du lancement du démarrage, TS_1 jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, $TS_{3\text{bat}}$ (kWh);

W_{outbat} est l'énergie électrique de sortie pendant une durée allant du lancement du démarrage, TS_1 jusqu'à la fin du rechargement de la batterie, $TS_{3\text{bat}}$ (kWh).

14.6 Essai d'état de stockage

14.6.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer la puissance électrique en entrée à l'état de stockage pour les systèmes munis d'une chaudière ou d'un appareil équivalent permettant de maintenir les performances du catalyseur et/ou d'un système de commande pour gérer et maintenir les conditions d'état de stockage.

Si l'énergie électrique est fournie par la batterie intégrée dans le système, elle est ignorée, car elle ne peut pas être mesurée en dehors du système.

14.6.2 Méthode d'essai

a) Maintenir le système à l'état de stockage.

b) Mesurer l'énergie électrique d'entrée et la durée s'écoulant du lancement à la fin de l'essai. La durée de l'essai doit être d'au moins 3 h.

14.6.3 Calcul de la puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage

La puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage doit être calculée par l'équation suivante:

$$P_{\text{instore}} = \frac{W_{\text{instore}}}{\Delta T} \times 3600 \quad (20)$$

où

P_{instore} est la puissance électrique moyenne en entrée à l'état de stockage (kW);

W_{instore} est l'énergie électrique d'entrée du début à la fin de l'essai (kWh);

ΔT est la durée du début à la fin de l'essai (s).

14.7 Essai de changement de puissance électrique en sortie

14.7.1 Généralités

Cet essai consiste à évaluer la capacité de changement de la puissance électrique en sortie des systèmes à pile à combustible. La puissance électrique en sortie est à modifier entre la sortie nominale et la sortie minimale. Les sorties de puissance électrique nominales et minimales sont spécifiées par le fabricant.

14.7.2 Méthode d'essai

- a) Faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant plus de 30 min avant le début de l'essai.

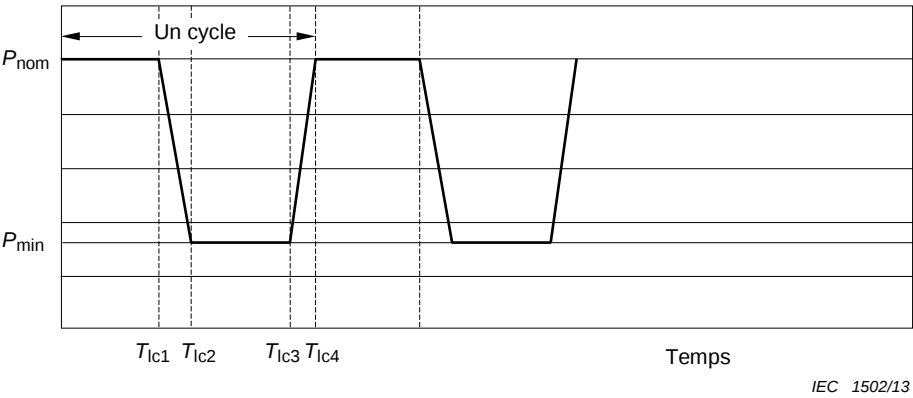
Pour les systèmes munis de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant plus de 30 min jusqu'à atteindre un état de charge nominal connu avant le début de l'essai.

- b) Commencer l'essai en continuant de faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant plus de 1 h.
- c) Mesurer la puissance électrique en sortie à des intervalles de 1 s maximum jusqu'à la fin de l'essai.

NOTE 1 Pour les systèmes munis de batteries, un enregistreur de tension haute vitesse tel qu'un oscilloscope est requis pour mesurer le taux d'augmentation de la puissance électrique car ce dernier est en général extrêmement rapide (de l'ordre des millisecondes).

- d) Définir la valeur de changement cible de la puissance électrique en sortie à la puissance électrique minimale en sortie, lancer une action de réduction de la puissance électrique en sortie et enregistrer l'heure de début de l'action de réduction de la puissance électrique en sortie.
- e) Enregistrer l'heure à laquelle la puissance électrique en sortie atteint la puissance électrique minimale en sortie à $\pm 2\%$ de la puissance nominale en sortie.
- f) Maintenir la puissance électrique en sortie à la puissance électrique minimale en sortie pendant un minimum de 1 h.
- g) Définir la valeur de changement cible de la puissance électrique en sortie à la puissance électrique nominale de sortie, lancer l'action d'augmentation de la puissance électrique en sortie et enregistrer l'heure de début de l'action d'augmentation de la puissance électrique en sortie.
- h) Enregistrer l'heure à laquelle la puissance électrique en sortie atteint la puissance électrique nominale de sortie à $\pm 2\%$ de la puissance nominale en sortie.
- i) Maintenir la puissance électrique en sortie à la puissance électrique nominale de sortie pendant un minimum de 1 h.
- j) Répéter les étapes de d) à i) pendant au moins trois cycles.

NOTE 2 Cet essai peut être commencé par une action d'augmentation de la puissance électrique en sortie.



Légende (pour les Figures 10 et 11)

- P_{nom} puissance électrique nominale de sortie
- P_{min} puissance électrique minimale en sortie
- T_{1c1} heure de début de l'action de réduction de la puissance électrique en sortie
- T_{1c2} heure à laquelle la puissance électrique en sortie atteint la puissance électrique minimale en sortie à $\pm 2\%$ de la puissance nominale en sortie (voir Figure 12)
- T_{1c3} heure de début de l'action d'augmentation de la puissance électrique en sortie
- T_{1c4} heure à laquelle la puissance électrique en sortie atteint la puissance électrique nominale de sortie à $\pm 2\%$ de la puissance nominale en sortie (voir Figure 12)

Figure 10 – Modification du schéma de puissance électrique en sortie pour un système sans batterie

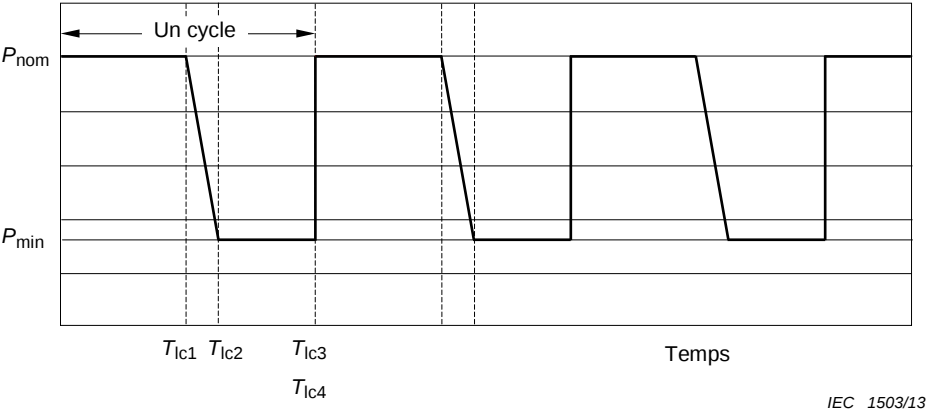


Figure 11 – Modification du schéma de puissance électrique en sortie d'un système avec batterie

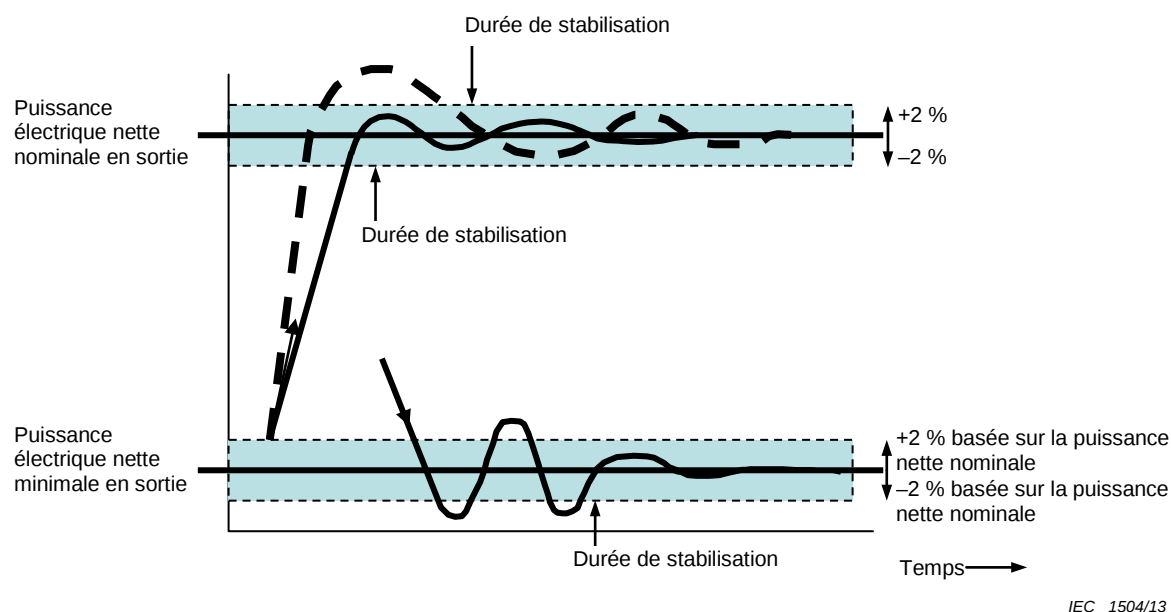


Figure 12 – Exemple de critères de stabilisation de changement de puissance électrique

14.7.3 Calcul du taux de changement de la puissance électrique en sortie

Les taux de réduction et d'augmentation de la puissance électrique en sortie doivent être calculés par les équations suivantes:

$$PV_d = P_d / T_{lcdwn} \quad (21)$$

$$PV_u = P_d / T_{lcup} \quad (22)$$

où

PV_d est le taux de réduction de la puissance électrique en sortie (W/s);

PV_u est le taux d'augmentation de la puissance électrique en sortie (W/s);

P_d est la plage de changement de la puissance électrique en sortie entre P_{nom} et P_{min} (W);

ΔT_{lcdwn} est la durée de la réduction de la puissance électrique en sortie de T_{lc1} à T_{lc2} (s);

ΔT_{lcup} est la durée de l'augmentation de la puissance électrique en sortie de T_{lc3} à T_{lc4} (s).

Les taux de réduction et d'augmentation de la puissance électrique en sortie doivent être les moyennes obtenues sur trois cycles.

14.8 Essai d'arrêt

14.8.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer le temps d'arrêt et le combustible et/ou l'énergie électrique requise pour l'arrêt d'un système à pile à combustible.

La définition du temps d'arrêt est la même pour le système sans batterie et le system avec batterie. Le temps d'arrêt est défini comme la durée requise pour passer de la puissance électrique nominale de sortie à l'état de stockage.

La définition de l'énergie d'arrêt est la même pour le système sans batterie et le system avec batterie. L'énergie d'arrêt est l'énergie fournie de l'extérieur du système pour l'arrêt pendant le

temps d'arrêt. L'énergie électrique pour l'arrêt, qui provient de la batterie intégrée, est ignorée, car elle ne peut généralement pas être mesurée en dehors du système (voir Figure 2).

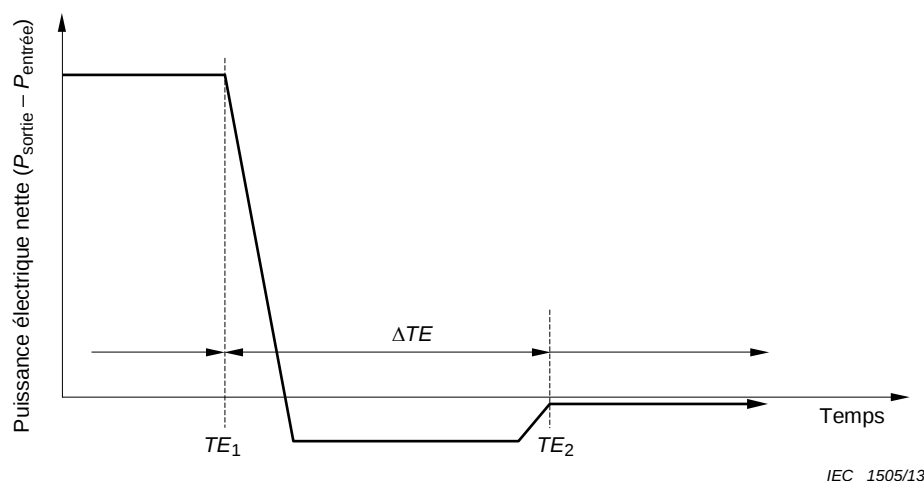
14.8.2 Méthode d'essai

- Faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale en sortie pendant plus de 30 min avant le début de l'essai.
- Pour les systèmes munis de batteries, faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant plus de 30 min jusqu'à atteindre l'état de charge nominal connu, avant le début de l'essai.
- Commencer l'essai. Mesurer la puissance électrique en sortie, la puissance électrique en entrée, l'énergie électrique de sortie, l'énergie électrique d'entrée, le combustible intégré en entrée (en volume ou en masse), la température du combustible, la pression du combustible et la pression atmosphérique à des intervalles de 15 s maximum jusqu'à la fin de l'essai. Pour les systèmes utilisant un combustible liquide, la pression du combustible et la pression atmosphérique ne sont pas requises.
- Lancer une action d'arrêt normal et enregistrer l'heure de début de l'action d'arrêt.
- Une fois que l'action d'arrêt est terminée, enregistrer l'heure de fin.

NOTE 1 L'heure de début d'une action d'arrêt correspond à l'activation de la touche d'arrêt ou à l'envoi du signal d'arrêt normal.

NOTE 2 L'heure de fin d'une action d'arrêt correspond au retour de l'énergie électrique nette produite du système à l'état de stockage dans les 150 % de l'énergie électrique nette produite du système à l'état de stockage.

L'énergie électrique nette produite du système à l'état de stockage est l'énergie électrique nette produite du système juste avant le lancement de l'action de démarrage du système. Si nécessaire, vérifier la valeur de l'énergie électrique nette produite du système à l'état de stockage avant cet essai, la chaudière étant désactivée (si une chaudière est utilisée).



Légende

- ΔTE temps d'arrêt (s)
 TE_1 heure de démarrage de l'action d'arrêt
 TE_2 heure d'achèvement de l'action d'arrêt

Figure 13 – Graphique de la puissance électrique lors de l'arrêt

14.8.3 Calcul des résultats

14.8.3.1 Calcul du temps d'arrêt

Le temps d'arrêt normal doit être calculé par l'équation suivante (voir Figure 13):

$$\Delta TE = TE_2 - TE_1 \quad (23)$$

où

ΔTE est le ou les temps d'arrêt (s);

TE_1 est l'heure de démarrage de l'action d'arrêt;

TE_2 est l'heure d'achèvement de l'action d'arrêt.

14.8.3.2 Calcul de l'énergie d'arrêt

14.8.3.2.1 Energie de combustible requise pour l'arrêt

Pour les systèmes à combustible gazeux, l'énergie de combustible en entrée lors de l'arrêt doit être calculée à l'aide du combustible intégré mesuré en entrée (en volume ou en masse), de la température et de la pression du combustible. Le processus de calcul est le même que celui décrit en 14.2.1.3 à la fois pour le débit volumétrique et le débit massique, excepté que le volume ou la masse du combustible consommé, c'est-à-dire le débit intégré, doit être utilisé à la place du débit moyen, qui est utilisé dans les Equations (1) à (8).

Pour les systèmes à combustible liquide, l'énergie de combustible en entrée lors de l'arrêt doit être calculée à l'aide de la masse mesurée au début de l'essai et de la masse à la fin de l'essai à l'aide des Equations (9) et (10),

Pour les cas où un réservoir de combustible est inclus dans le système à pile à combustible, comme dans l'exemple de la Figure 9, mesurer la masse de combustible consommé de façon précise en appliquant une dérivation au réservoir de combustible ou en le déplaçant en dehors du système.

14.8.3.2.2 Energie électrique d'entrée lors de l'arrêt

L'énergie électrique d'entrée lors de l'arrêt doit être calculée par l'équation suivante:

$$W_{\text{inshutdown}} = W_{\text{in}} - W_{\text{out}} \quad (24)$$

où

$W_{\text{inshutdown}}$ est l'énergie électrique d'entrée lors de l'arrêt (kWh);

W_{out} est l'énergie électrique de sortie du début de l'arrêt à la fin de l'action d'arrêt (kWh);

W_{in} est l'énergie électrique d'entrée du début de l'arrêt à la fin de l'action d'arrêt (kWh).

14.9 Calcul du rendement

14.9.1 Généralités

Le rendement électrique, le rendement d'énergie thermique récupérée et le rendement total sont calculés à partir des valeurs calculées données en 14.2, 14.3 et 14.4.

Dans la CEI 62282-3-200, le calcul des rendements prend en compte les enthalpies et énergies de pression spécifiques du combustible et de l'air réactif fournis au système. La présente norme ne les prend pas en compte dans le calcul des rendements, car il s'agit de valeurs négligeables dans les petits systèmes à pile à combustible stationnaires auxquels le combustible et l'air réactif sont fournis à basse température et basse pression. Au cas où d'autres entrées d'énergie sont présentes en plus du pouvoir calorifique du combustible, se reporter à la méthode de calcul de la CEI 62282-3-200.

Pour les systèmes sans valorisation de l'énergie thermique des produits générés, le calcul du rendement d'énergie thermique récupérée peut être omis et le rendement total est égal au rendement électrique.

14.9.2 Rendement électrique

Le rendement électrique, η_e en %, doit être calculé par l'équation suivante:

$$\eta_e = \frac{P_n}{Q_{\text{inf}}} \times 100 \quad (25)$$

où

η_e est le rendement électrique (%);
 P_n est la puissance électrique nette moyenne en sortie (kW) (voir 14.3.3);
 Q_{inf} est la puissance moyenne de combustible en entrée (kJ/s) (voir 14.2.1.3.2 et 14.2.2.3).

14.9.3 Rendement d'énergie thermique récupérée

Le rendement d'énergie thermique récupérée, η_{th} en %, doit être calculé par l'équation suivante:

$$\eta_{\text{th}} = \frac{Q_{\text{HR}}}{Q_{\text{inf}}} \times 100 \quad (26)$$

où

η_{th} est le rendement d'énergie thermique récupérée (%);
 Q_{HR} est la puissance thermique moyenne récupérée (kJ/s) (voir 14.4.3);
 Q_{inf} est la puissance moyenne de combustible en entrée (kJ/s) (voir 14.2.1.3.2 et 14.2.2.3).

Le rendement thermique doit être indiqué avec les températures du fluide d'énergie thermique récupérée moyennes de référence t_{HR1} et t_{HR2} , mesurées pendant les essais de rendement.

14.9.4 Rendement énergétique total

Le rendement énergétique total, η_{total} en %, doit être calculé comme suit:

$$\eta_{\text{total}} = \eta_e + \eta_{\text{th}} \quad (27)$$

où

η_{total} est le rendement énergétique total (%);
 η_e est le rendement électrique (%) (voir 14.9.2);
 η_{th} est le rendement d'énergie thermique récupérée (%) (voir 14.9.3).

15 Essais de type sur les performances environnementales

15.1 Généralités

Les essais de type sur les performances environnementales incluent:

- l'essai de bruit (15.2);
- l'essai de gaz d'échappement (15.3); et
- essai d'eau d'écoulement (15.4).

15.2 Essai de bruit

15.2.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer le niveau de bruit généré par le système à chaque phase de démarrage, de production de puissance électrique nominale, de production de puissance électrique minimale (si cette phase de fonctionnement est spécifiée par le fabricant et souhaitée par l'utilisateur) et d'arrêt. La puissance électrique nominale de sortie est spécifiée par le fabricant.

15.2.2 Conditions d'essai

15.2.2.1 Surfaces de référence

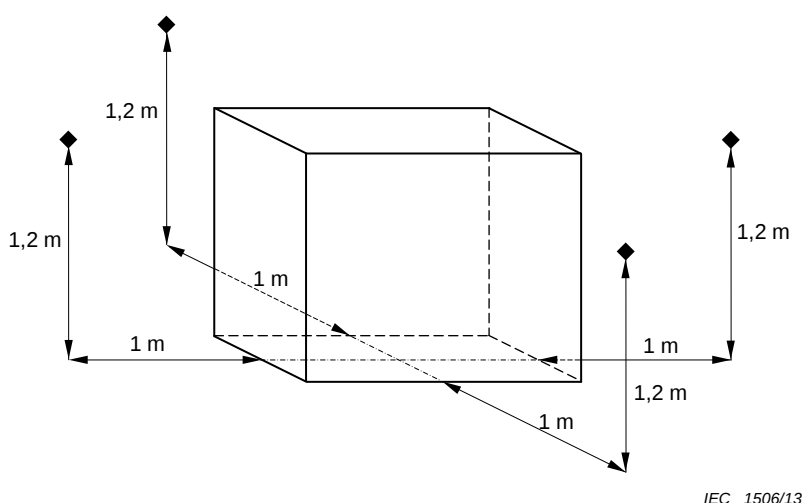
Les surfaces de référence doivent être placées à 1 m des quatre côtés (avant, arrière, gauche et droit) du système à pile à combustible. Si cela n'est pas réalisable, elles doivent être placées à 50 cm, et le rapport d'essai doit le mentionner expressément.

Toutes les saillies ou projections sur les surfaces du système à pile à combustible doivent être ignorées si elles sont considérées comme n'ayant pas d'effet important sur le bruit de surface, et les surfaces du système d'alimentation sont simplifiées de façon conceptuelle conformément à l'ISO 6798.

15.2.2.2 Points de mesure

Les mesures doivent être prises à quatre points, à savoir dans deux directions sur l'axe avant-arrière et deux directions sur l'axe droite-gauche du système à pile à combustible. Les points de mesure doivent être situés sur la surface de référence à une hauteur de 1,2 m depuis le bas du système d'alimentation.

Le microphone du sonomètre doit être orienté perpendiculairement par rapport aux surfaces de référence.



◆ Points de mesure

Figure 14 – Points de mesure du bruit pour les petits systèmes à pile à combustible stationnaires

15.2.2.3 Effet du bruit de fond

Il est souhaitable de conserver une différence d'au moins 10 dB dans les lectures de sonomètre entre la présence de bruit à mesurer et l'absence de bruit. Si la différence des lectures est

supérieure ou égale à 3 dB mais inférieure à 10 dB, les lectures peuvent être ajustées conformément au Tableau 3 pour estimer le niveau de bruit lorsque le système à pile à combustible est la seule source de bruit.

Tableau 3 – Compensation des lectures par rapport à l'effet du bruit de fond

Différence de lectures avec et sans soumission de bruit (dB)	3	4	5	6	7	8	9
Valeur de compensation (dB)	-3	-2				-1	

15.2.2.4 Effet de la réflexion sonore

En présence d'un grand corps de réflexion à proximité des microphones ou de la source de son, des erreurs de mesure se produisent, car les sons réfléchis à partir du corps de réflexion s'ajoutent au son de la source. Avant de prendre des mesures, il est souhaitable de retirer, dans la mesure du possible, tous les objets qui peuvent réfléchir les sons. Si cela n'est pas possible dans les conditions de mesure, le mentionner dans le rapport d'essai.

15.2.3 Méthode d'essai

- Mesurer le niveau de bruit de fond avec le système à mesurer à l'état à froid.
- Démarrer le système de son état à froid ou son état de stockage.
- Augmenter l'énergie produite à la puissance électrique nominale de sortie, et attendre au moins 30 min après avoir atteint la puissance électrique nominale de sortie. Continuer à faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant encore au moins 1 h.
- Si la phase de production de puissance électrique minimale est spécifiée par le fabricant et la mesure est souhaitée par l'utilisateur, régler le système à la puissance électrique minimale en sortie et attendre au moins 30 min après avoir atteint cette phase de fonctionnement. Continuer à faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant encore au moins 1 h.
- Amener le système à l'arrêt.
- Mesurer le niveau de bruit du démarrage à l'arrêt. La fréquence de mesure doit être à des intervalles de 1 s. Les lectures doivent être arrondies au nombre entier le plus proche (par exemple, 45,7 est arrondi à 46).
- Mesurer le niveau de bruit de fond une fois que l'arrêt est terminé et vérifier qu'il n'y a pas d'écart.

15.2.4 Traitement des données

- L'effet du bruit de fond doit être corrigé comme explicité en 15.2.2.3.
- Les éléments suivants doivent être signalés en tant que valeurs de niveau de bruit représentatives:
 - le niveau sonore maximal pendant l'ensemble des processus et la phase de processus dans laquelle la valeur maximale a été générée;
 - la valeur moyenne des niveaux de bruit pendant une heure de fonctionnement nominal.

15.3 Essai de gaz d'échappement

15.3.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer la température et la concentration de chaque composant du gaz d'échappement sortant du petit système à pile à combustible stationnaire. Il calcule le taux de rejet de chaque composant et les concentrations massiques des composants nocifs pour l'être humain à chaque phase de processus de démarrage, de production de puissance électrique nominale et d'arrêt.

Selon le combustible, pour les composants qui ne semblent pas contenus dans le gaz d'échappement, la mesure peut être omise (par exemple, HCT pour l'hydrogène pur ou le gaz naturel).

Des consignes pour les composants de gaz d'échappement types de certains combustibles peuvent être disponibles à l'Annexe D.

15.3.2 Composants à mesurer

Les composants et les valeurs à mesurer doivent être les suivants:

- le monoxyde de carbone (CO);
- le dioxyde de carbone (CO₂);
- l'oxygène (O₂);
- l'oxyde d'azote (NO_x);
- l'oxyde de soufre (SO₂);
- les hydrocarbures totaux (HCT).

L'utilisation d'autres combustibles peut produire l'émission de polluants nocifs spécifiques. Certains polluants doivent être identifiés et mesurés selon les normes en vigueur.

15.3.3 Méthode d'essai

- a) Placer avec soin la ou les sondes de prélèvement à l'intérieur du flux d'échappement. Vérifier que la ou les sondes de prélèvement n'obstruent pas la conduite d'échappement. La ou les sondes doivent être placées à proximité de la sortie de gaz d'échappement du système à pile à combustible, soit dans la conduite d'évacuation du gaz d'échappement pour les systèmes de ventilation par aspiration fermés ou directement à la prise de sortie pour les systèmes de ventilation par aspiration ouverts. Si la conduite d'échappement est de grande taille, effectuer les lectures à son centre et aux points représentatifs sur une grille traversant la conduite d'échappement et faire la moyenne des lectures.
- b) Pour les systèmes à ventilation par aspiration ouverts, placer avec soin la ou les sondes dans le passage, ce qui évite de mélanger le gaz de prélèvement avec l'air ambiant.
- c) Lors des mesures, s'assurer qu'il n'y a pas de condensation sur le capteur de température. La condensation sur le capteur invalidera les lectures.
- d) Démarrer le système de son état à froid ou son état de stockage, augmenter l'énergie produite à la puissance électrique nominale de sortie, et attendre au moins 30 min après avoir atteint la puissance électrique nominale de sortie.
- e) Continuer à faire fonctionner le système à la puissance électrique nominale de sortie pendant encore au moins 1 h, puis amener le système à l'arrêt.
- f) Mesurer la concentration de chaque composant dans le gaz d'échappement (en % du volume ou ml/m³ (ppm)), le flux de combustible (en volume ou en masse), la pression et la température du combustible, la température ambiante et l'humidité du démarrage à l'arrêt. Les données doivent être collectées à une fréquence inférieure ou égale à 15 s.

15.3.4 Traitement des données

15.3.4.1 Correction des concentrations

La concentration mesurée de chaque composant dans le gaz d'échappement doit être corrigée à la concentration de condition de non dilution à l'aide de l'équation suivante en utilisant la concentration d'O₂ mesurée dans le gaz d'échappement sec:

$$X_c = X_m \times O_{2t} / (O_{2t} - O_{2a}) \quad (28)$$

où

X_c est la concentration corrigée du composant;

X_m est la concentration mesurée du composant;

O_{2t} est la valeur mesurée de concentration d' O_2 (vol %) dans l'atmosphère à une arrivée d'air à l'état sec (dans le cas d'air frais, $O_{2t} = 21$ %);

O_{2a} est la valeur mesurée de concentration d' O_2 dans le gaz d'échappement sec (vol %).

15.3.4.2 Conversion du débit volumétrique en débit massique

Si le débit de combustible est mesuré en volume, le débit volumétrique, v_f , doit être converti en débit massique, q_f , en suivant les étapes a) et b) ci-après:

- a) Le débit volumétrique dans les conditions d'essai, v_f , doit être converti en débit volumétrique dans les conditions de référence, v_{f0} , à l'aide de l'équation suivante:

$$v_{f0} = v_f \times (t_0/t_f) \times (p_f/p_0) \quad (29)$$

où

v_{f0} est le débit volumétrique de combustible dans les conditions de référence (m^3/s);

v_f est le débit volumétrique de combustible dans les conditions d'essai (m^3/s);

t_0 est la température de référence (288,15 K);

p_0 est la pression de référence (101,325 kPa(abs));

t_f est la température du combustible dans les conditions d'essai (K);

p_f est la pression du combustible (pression absolue) dans les conditions d'essai (kPa(abs)).

- b) Le débit massique du combustible, q_f , doit être calculé par l'équation suivante:

$$q_f = (v_{f0}/M_0) \times M_{mf} \quad (30)$$

où

q_f est le débit massique du combustible (g/h);

v_{f0} est le débit volumétrique de combustible dans les conditions de référence (m^3/h);

M_0 est le volume molaire de référence du gaz parfait ($2,364 \times 10^{-2} m^3/mol$) (à la température de référence pour cette norme, $t_0 = 288,15$ K) (m^3/mol);

M_{mf} est la masse molaire du combustible (g/mol).

15.3.4.3 Calcul du poids de formule de composition du combustible

Le poids de formule de composition du combustible doit être obtenu par l'équation suivante:

$$CH_{\alpha f} = 12,011 + 1,007\,94 \times \alpha_f \quad (31)$$

où

$CH_{\alpha f}$ est le poids de formule de composition du combustible;

α_f est la proportion atomique de l'hydrogène au carbone du combustible;

12,011 = le poids atomique de l'atome de carbone (C);

1,007 94 = le poids atomique de l'atome d'hydrogène (H).

Lorsque le combustible est de l'essence et du kérosène, les valeurs suivantes peuvent être utilisées pour $CH_{\alpha f}$:

Essence: 13,88 (où α_f est 1,85);

Kérosène: 13,97 (où α_f est 1,94).

15.3.4.4 Calcul du taux de rejet de chaque composant

15.3.4.4.1 Généralités

Dans le calcul du taux de rejet de chaque composant, les valeurs calculées conformément à 15.3.4.1, 15.3.4.2 et 15.3.4.3 doivent être utilisées.

15.3.4.4.2 Taux de rejet de CO

Le taux de rejet de CO, CO_{mass} en masse, doit être calculé par l'équation suivante:

$$CO_{\text{mass}} = \frac{CO_M}{CH_{\alpha f}} \times \frac{CO_{\text{dr}} \times 10^{-4}}{CO_{2\text{dr}} + CO_{\text{dr}} \times 10^{-4} + THC_{\text{dr}} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (32)$$

où

CO_{mass} est le taux massique de déchargement de CO (g/h);

CO_M = 28,01 (poids moléculaire du CO);

$CH_{\alpha f}$ est le poids de formule de composition du combustible;

$CO_{2\text{dr}}$ est la concentration de CO_2 par volume de gaz d'échappement sec (vol %);

CO_{dr} est la concentration de CO par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³ (ppm));

THC_{dr} est la concentration de HCT par volume de gaz d'échappement sec (équivalent de carbone) (ml/m³ (ppm));

q_f est le débit massique du combustible (g/h).

15.3.4.4.3 Taux de rejet de HCT

Le taux de rejet de HCT, THC_{mass} en masse, doit être calculé par l'équation suivante:

$$THC_{\text{mass}} = \frac{THC_M}{CH_{\alpha f}} \times \frac{THC_{\text{dr}} \times 10^{-4}}{CO_{2\text{dr}} + CO_{\text{dr}} \times 10^{-4} + THC_{\text{dr}} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (33)$$

où

THC_{mass} est le taux massique de déchargement de HCT (g/h);

THC_M est le poids de formule de composition de HCT;

$CH_{\alpha f}$ est le poids de formule de composition du combustible;

$CO_{2\text{dr}}$ est la concentration de CO_2 par volume de gaz d'échappement sec (vol %);

CO_{dr} est la concentration de CO par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³ (ppm));

THC_{dr} est la concentration de HCT par volume de gaz d'échappement sec (équivalent de carbone) (ml/m³ (ppm));

q_f est le débit massique du combustible (g/h).

où

le poids de formule de composition, THC_M , doit être calculé par l'équation suivante:

$$THC_M = 12,011 + 1,007\,94 \times \alpha_e \quad (34)$$

où

THC_M est le poids de formule de composition de HCT;

α_e est la proportion atomique de l'hydrogène au carbone de HCT dans le gaz d'échappement;

12,011 = le poids atomique de l'atome de carbone (C);
1,007 94 = le poids atomique de l'atome d'hydrogène (H).

Lorsque le combustible est de l'essence et du kérosène, les valeurs suivantes peuvent être utilisées pour THC_M :

Essence: 13,88 (où α_e est 1,85);

Kérosène: 13,97 (où α_e est 1,94).

15.3.4.4.4 Taux de rejet de NO_x

Le taux de rejet de NO_x , NO_x en masse, doit être calculé par l'équation suivante.

Etant donné que le taux de rejet de NO_x varie avec la température et l'humidité de l'air aspiré, on doit veiller à maintenir des conditions environnementales uniformes lors du mesurage.

$$NO_{x\text{mass}} = \frac{NO_{xM}}{CH_{af}} \times \frac{NO_{xdr} \times 10^{-4}}{CO_{2dr} + CO_{dr} \times 10^{-4} + THC_{dr} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (35)$$

où

$NO_{x\text{mass}}$ est le taux massique de déchargement de NO_x (g/h);

NO_{xM} = 46,61 (poids moléculaire du NO_x lorsque la quantité totale de NO_x est supposée être du NO_2);

CH_{af} est le poids de formule de composition du combustible;

CO_{2dr} est la concentration de CO_2 par volume de gaz d'échappement sec (vol %);

CO_{dr} est la concentration de CO par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³ (ppm));

NO_{xdr} est la concentration de NO_x par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³ (ppm));

THC_{dr} est la concentration de HCT par volume de gaz d'échappement sec (équivalent de carbone) (ml/m³ (ppm));

q_f est le débit massique du combustible (g/h).

15.3.4.4.5 Taux de rejet de SO_2

Le taux de rejet de SO_2 , $SO_{2\text{mass}}$ en masse, doit être calculé par l'équation suivante:

$$SO_{2\text{mass}} = \frac{SO_{2M}}{CH_{af}} \times \frac{SO_{2dr} \times 10^{-4}}{CO_{2dr} + CO_{dr} \times 10^{-4} + THC_{dr} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (36)$$

où

$SO_{2\text{mass}}$ est le taux massique de déchargement de SO_2 (g/h);

SO_{2M} = 64,06 (poids moléculaire du SO_2);

CH_{af} est le poids de formule de composition du combustible;

CO_{2dr} est la concentration de CO_2 par volume de gaz d'échappement sec (vol %);

CO_{dr} est la concentration de CO par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³ (ppm));

SO_{2dr} est la concentration de SO_2 par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³ (ppm));

THC_{dr} est la concentration de HCT par volume de gaz d'échappement sec (équivalent de carbone) (ml/m³ (ppm));

q_f est le débit massique du combustible (g/h).

15.3.4.4.6 Taux de rejet de CO₂

Le taux de rejet de CO₂, CO_{2 mass} en masse, doit être calculé par l'équation suivante:

$$CO_{2\text{mass}} = \frac{CO_{2M}}{CH_{af}} \times \frac{CO_{2dr} \times 10^{-4}}{CO_{2dr} + CO_{dr} \times 10^{-4} + THC_{dr} \times 10^{-4}} \times G_f \quad (37)$$

où

CO_{2mass} est le massique de déchargement de CO₂ (g/h);

CO_{2M} = 44,01 (poids moléculaire du CO₂);

CH_{af} est le poids de formule de composition du combustible;

CO_{2dr} est la concentration de CO₂ par volume de gaz d'échappement sec (vol %);

CO_{dr} est la concentration de CO par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³ (ppm));

THC_{dr} est la concentration de HCT par volume de gaz d'échappement sec (équivalent de carbone) (ml/m³ (ppm));

q_f est le débit massique du combustible (g/h).

15.3.4.5 Calcul de la concentration massique de chaque composant

15.3.4.5.1 Généralités

Dans le calcul des concentrations massiques des composants nocifs, les valeurs calculées conformément à 15.3.4.1 doivent être utilisées.

15.3.4.5.2 Concentration massique de CO

La concentration massique de CO doit être calculée par l'équation suivante:

$$CO_{conc} = CO_{dr} \times 1\,252 \times 10^{-3} \quad (38)$$

où

CO_{conc} est la concentration massique de CO (g/m³);

CO_{dr} est la concentration de CO par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³);

15.3.4.5.3 Concentration massique de HCT

La concentration massique de HCT doit être calculée par l'équation suivante:

$$THC_{conc} = THC_{dr} \times (0,537 + 0,045 \times \alpha_e) \times 10^{-3} \quad (39)$$

où

THC_{conc} est la concentration massique de HCT (g/m³);

THC_{dr} est la concentration de HCT par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³, équivalent de C);

α_e est la proportion atomique de l'hydrogène au carbone des HCT dans le gaz d'échappement.

Lorsque le combustible est de l'essence et du kérosène, les valeurs suivantes peuvent être utilisées pour α_e:

Essence: 1,85;

Kérosène: 1,94.

15.3.4.5.4 Concentration massique de NO_x

La concentration massique de NO_x doit être calculée par l'équation suivante, en supposant que la quantité totale de NO_x est du NO₂:

$$NO_{xconc} = NO_{xdr} \times 2\,056 \times 10^{-3} \quad (40)$$

où

NO_{xconc} est la concentration massique de NO_x par volume de gaz d'échappement sec (g/m³);

NO_{xdr} est la concentration de NO_x par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³ (ppm)).

15.3.4.5.5 Concentration massique de SO₂

La concentration massique de SO₂ doit être calculée par l'équation suivante:

$$SO_{2conc} = SO_{2dr} \times 2\,863 \times 10^{-3} \quad (41)$$

où

SO_{2conc} est la concentration massique de SO₂ par volume de gaz d'échappement sec (g/m³);

SO_{2dr} est la concentration de SO₂ par volume de gaz d'échappement sec (ml/m³ (ppm)).

15.3.4.6 Taux de rejet moyen et concentration massique de chaque composant

Le taux de rejet moyen et la concentration massique de chaque composant nocif mesuré doivent être calculés pour chacune des phases suivantes.

a) Phase de démarrage

Le taux de rejet moyen et la concentration massique de chaque composant durant la phase de démarrage doivent être calculés en obtenant la moyenne des taux de rejet et des concentrations massiques.

Le taux de rejet moyen et la concentration massique doivent être indiqués avec les notes d'annexe qui comprennent la température ambiante et l'humidité moyennes.

b) Phase de production de puissance électrique nominale

Le taux de rejet moyen et la concentration massique de chaque composant lors de la phase de production de puissance électrique nominale (pendant 1 h, après 30 min une fois que la phase de production de puissance électrique nominale a été atteinte) doivent être calculés en obtenant la moyenne des taux de rejet et de la concentration massique.

Le taux de rejet moyen et la concentration massique doivent être indiqués avec les notes d'annexe qui comprennent la puissance électrique moyenne en sortie, la température ambiante moyenne et l'humidité moyenne.

c) Phase d'arrêt

Le taux de rejet moyen et la concentration massique de chaque composant lors de la phase d'arrêt doivent être calculés en obtenant la moyenne des taux de rejet et des concentrations massiques.

Le taux de rejet moyen et la concentration massique doivent être indiqués dans l'annexe du rapport qui comprennent la température ambiante et l'humidité moyennes.

15.3.4.7 Taux de rejet maximal de chaque composant

Le plus grand taux de rejet moyen de chaque composant dans toutes les phases des processus doit être indiqué comme le taux de rejet maximal de chaque composant dans l'annexe du rapport.

15.3.4.8 Concentration massique maximale of composants nocifs

La plus grande moyenne de la concentration massique de chaque composant nocif mesurée dans toutes les phases des processus doit être indiquée comme le taux de rejet maximal et la concentration massique de chaque composant avec les notes d'annexe.

15.3.4.9 Température du gaz d'échappement

La température moyenne du gaz d'échappement mesurée à la puissance électrique nominale de sortie doit être indiquée avec les températures moyennes d'entrée et de sortie de l'énergie thermique récupérée de référence.

15.4 Essai d'eau d'écoulement

15.4.1 Généralités

Cet essai consiste à mesurer la qualité de l'eau d'écoulement sortant des petits systèmes à pile à combustible stationnaires au cours de toutes les phases de processus de démarrage, de production de puissance électrique nominale et d'arrêt. La puissance électrique nominale de sortie est spécifiée par le fabricant.

L'eau d'écoulement mesurée n'inclut pas l'eau chauffée produite en tant qu'énergie thermique.

15.4.2 Méthode d'essai

- a) Après avoir installé un dispositif pour recueillir l'eau d'écoulement, démarrer le système à pile à combustible.
- b) L'eau d'écoulement doit être collectée et recueillie durant le cycle allant de la phase de démarrage à la phase de production de puissance électrique nominale jusqu'à la phase d'arrêt, durant au minimum 3,5 h.
- c) Mesurer les éléments suivants:
 - la quantité totale d'eau d'écoulement (la durée de fonctionnement doit être enregistrée);
 - la température de l'eau d'écoulement;
 - le pH;
 - demande biochimique en oxygène (DBO) si nécessaire;
 - demande chimique en oxygène (DCO) si nécessaire.

Il est recommandé de se référer à l'ISO 10523 pour la mesure du pH, à l'ISO 5815 pour la mesure de la DBO et à l'ISO 6060 pour la mesure de la DCO.

16 Rapports d'essai

16.1 Généralités

Les rapports d'essai doivent présenter de manière précise, claire et objective des informations suffisantes pour démontrer que tous les objectifs des essais ont été atteints. Un rapport d'essai doit contenir au minimum une page de titre, un sommaire et un rapport résumé. Pour les systèmes à pile à combustible soumis à essai conformément à la présente partie de la CEI 62282, le rapport résumé doit être mis à la disposition de toutes les parties intéressées.

Des informations supplémentaires obtenues dans les Articles 14 et 15 peuvent être fournies avec un rapport détaillé et/ou un rapport complet pour une utilisation interne. Des consignes concernant le contenu du rapport détaillé et du rapport complet sont données dans l'Annexe E.

16.2 Page de titre

La page de titre doit présenter les informations suivantes:

- a) numéro d'identification du rapport (optionnel);
- b) type de rapport (résumé, détaillé ou complet);
- c) auteurs du rapport;
- d) entité conduisant les essais;
- e) date du rapport;
- f) lieu des essais;
- g) titre des essais;
- h) date et heure des essais;
- i) identification et nom du fabricant du système à pile à combustible.

16.3 Sommaire

Le sommaire doit présenter les titres des articles, les paragraphes, etc. dans le rapport avec les numéros de page en une suite ordonnée.

16.4 Rapport résumé

Le rapport résumé doit comprendre les informations suivantes:

- a) objectif de l'essai;
- b) description de l'essai, des équipements et des appareils de mesure;
- c) tous les résultats d'essai;
- d) incertitude de chaque résultat d'essai;
- e) fiabilité de chaque résultat d'essai;
- f) les conclusions appropriées;
- g) discussion de l'essai et de ses résultats (c'est-à-dire commentaires et observations);
- h) résultats de l'analyse du combustible.

Annexe A (informative)

Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels

Les pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels sont donnés dans le Tableau A.1.

Tableau A.1 – Pouvoirs calorifiques des composants des gaz naturels dans différentes conditions de référence de combustion pour le gaz parfait

	Composant	Pouvoir calorifique inférieur sur une base molaire kJ/mol	Pouvoir calorifique supérieur sur une base molaire kJ/mol	Pouvoir calorifique inférieur sur une base massique MJ/kg	Pouvoir calorifique supérieur sur une base massique MJ/kg
1	Méthane	802,69	891,56	50,035	55,574
2	Ethane	1 428,84	1 562,14	47,52	51,95
3	Propane	2 043,37	2 221,1	46,34	50,37
4	n-Butane	2 657,6	2 879,76	45,72	49,55
5	2-Méthylpropane	2 648,42	2 870,58	45,57	49,39
6	n-Pentane	3 272,00	3 538,6	45,35	49,04
7	2-Méthylbutane	3 265,08	3 531,68	45,25	48,95
8	2,2-Diméthylpropane	3 250,83	3 517,43	45,06	48,75
9	n-Hexane	3 887,21	4 198,24	45,11	48,72
10	2-Méthylpentane	3 879,59	4 190,62	45,02	48,43
11	3-Méthylpentane	3 882,19	4 193,22	45,05	48,66
12	2,2-Diméthylbutane	3 869,8	4 180,83	44,91	48,51
13	2,3-Diméthylbutane	3 877,57	4 188,6	45,00	48,6
14	n-Heptane	4 501,72	4 857,18	44,93	48,47
15	n-Octane	5 116,11	5 516,01	44,79	48,29
16	n-Nonane	5 731,49	6 175,82	44,69	48,15
17	n-Décane	6 346,14	6 834,9	44,6	48,04
18	Ethylène	1 323,24	1 412,11	47,17	50,34
19	Propylène	1 926,13	2 059,43	45,77	48,94
20	1-Butène	2 540,97	2 718,7	45,29	48,46
21	cis-2-Butène	2 534,2	2 711,9	45,17	48,33
22	trans-2-Butène	2 530,5	2 708,3	45,1	48,27
23	2-Méthylpropène	2 524,3	2 702,00	44,99	48,16
24	1-Pentène	3 155,59	3 377,75	44,99	48,16
25	Propadiène	1 855,09	1 943,96	46,3	48,52
26	1,2-Butadiène	2 461,82	2 595,12	45,51	47,98
27	1,3-Butadiène	2 408,8	2 542,1	44,53	47,00
28	Acétylène	1 256,94	1 301,37	48,27	49,98
29	Cyclopentane	3 100,03	3 322,19	44,2	47,37
30	Méthylcyclopentane	3 705,86	3 912,46	44,03	47,2
31	Ethylcyclopentane	4 320,92	4 631,95	44,01	47,17
32	Cyclohexane	3 689,42	3 956,02	43,84	47,01

	Composant	Pouvoir calorifique inférieur sur une base molaire kJ/mol	Pouvoir calorifique supérieur sur une base molaire kJ/mol	Pouvoir calorifique inférieur sur une base massique MJ/kg	Pouvoir calorifique supérieur sur une base massique MJ/kg
33	Méthylcyclohexane	4 293,06	4 604,09	43,72	46,89
34	Ethylcyclohexane	4 911,49	5 266,95	43,77	46,94
35	Benzène	3 169,56	3 302,86	40,58	42,28
36	Toluène	3 772,08	3 949,81	40,94	42,87
37	Ethylbenzène	4 387,37	4 609,53	41,33	43,42
38	o-Xylène	4 376,48	4 598,64	41,22	43,31
39	Méthanol	676,22	765,09	21,1	23,88
40	Méthanéthiol	1 151,41	1 240,28	23,93	25,78
41	Hydrogène	241,72	286,15	119,91	141,95
42	Eau	0	44,433	0	2,47
43	Sulfure d'hydrogène	517,95	562,38	15,2	16,5
44	Ammoniac	316,86	383,51	18,61	22,52
45	Cyanure d'hydrogène	649,5	671,7	24,03	24,85
46	Monoxyde de carbone	282,91	282,91	10,1	10,1
47	Sulfure de carbone	548,15	548,15	9,12	9,12
48	Bisulfure de carbone	1 104,32	1 104,32	14,5	14,5
NOTE Ces valeurs ont été extraites du Tableau 3 et du Tableau 4 de l'ISO 6976:1995.					

Annexe B
(informative)

Exemples de composition du gaz naturel

Les exemples de composition du gaz naturel sont donnés dans le Tableau B.1.

Tableau B.1 – Exemple de composition du gaz naturel (%)

	A1	A2	G25	B1	B2	G20	C1	C2	D1	D2	E1	E2	F1	F2	N1	N2	N4	N5	K4	J1	J2	J3	J4	G1	G2
C H 4	66,2	67,2	86,0	63,0	82,4	100,0	65,1	74,9	75,6	97,2	88,9	71,7	92,0	85,70	90,65	90,50	90,35	89,57	90,00	89,6	88,9	87,5	89,2	83,4	72,0
C 2 H 6	5,0	1,7	0,0	11,7	0,0	0,0	8,3	3,3	11,7	0,0	10,0	15,0	1,7	13,30	4,0	4,0	4,0	5,0	6,0	5,6	6,8	5,9	4,6	6,7	13,3
C 3 H 8	0,7	3,3	0,0	2,0	0,0	0,0	4,0	3,3	0,7	1,3	0,0	2,7	6,0	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	3,4	3,1	5,3	2,7	4,7	5,3
C 4 H 10	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,7	1,0	0,5	0,2	0,0	0,3	0,2	0,2	n-0,3	n-0,3	n-0,15	n-0,3	n-0,2	1,4	1,2	1,2	3,4	1,5	1,3
C 5 H 12	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	neo-0,0	neo-0,0	neo-0,15	neo-0,1	neo-0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,9
C 6 +	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	i-0,1	i-0,15	i-0,15	i-0,1	i-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4
CO 2	7,8	10,0	0,0	5,6	2,2	0,0	5,6	1,1	8,9	1,1	1,1	3,3	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
N 2	20,0	17,8	14,0	17,8	13,3	0,0	15,6	15,6	2,2	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	2,5	2,5	2,5	2,5	1,2	0,0	0,0	0,1	0,1	2,2	4,4
PCI (kWh/m³)	7,84	7,86	8,13	8,89	9,01	9,45	9,66	9,58	10,19	10,21	10,65	10,77	11,19	11,26	10,28	10,33	10,33	10,38	10,66	11,29	11,29	11,56	11,58	11,92	11,96
PCI (MJ/m³)	28,21	28,30	29,25	32,01	32,43	34,02	34,77	34,48	36,76	36,68	38,34	38,77	40,30	40,55	37,01	37,19	37,18	37,37	38,37	40,64	40,66	41,63	41,69	42,93	43,07
PCS (kWh/m³)	8,69	8,71	9,03	9,84	9,99	10,49	10,67	10,59	11,30	11,31	11,81	11,90	12,39	12,47	11,15	11,20	11,07	11,25	11,56	12,51	12,51	12,80	12,82	13,17	13,20
PCS (MJ/m³)	31,27	31,36	32,49	35,41	35,96	37,78	38,40	38,14	40,67	40,72	42,51	42,85	44,90	44,90	40,12	40,32	39,85	40,52	41,60	45,02	45,03	46,07	46,15	47,42	47,50

Les exemples de composition du propane sont donnés dans le Tableau B.2.

Tableau B.2 – Exemple de composition du propane (%)

	JP1	1A	1B	1C	1D	1E	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	3H	G30
C ₂ H ₆	0,8	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	0,0
C ₃ H ₈	98,0	100,0	90,0	90,0	80,0	80,0	70,0	70,0	60,0	60,0	50,0	50,0	40,0	40,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0
C ₄ H ₁₀	1,2	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	55,0	60,0	75,0	80,0	95,0	100,0	n-50 i-50
PCI (kWh/m ³)	25,37	25,94	25,96	26,80	26,82	27,65	27,68	28,51	28,53	29,36	29,38	30,22	30,24	31,07	31,95	32,78	33,66	34,49	32,25
PCI (MJ/m ³)	91,35	93,38	93,47	96,46	96,55	99,54	99,63	102,62	102,71	105,70	105,78	108,77	108,86	111,85	115,02	118,01	121,17	124,16	116,09
PCS (kWh/m ³)	27,56	28,22	28,25	29,14	29,14	30,06	30,09	30,98	31,00	31,90	31,92	32,82	32,84	33,73	34,68	35,57	36,52	37,41	34,94
PCS (MJ/m ³)	99,22	101,58	101,69	104,90	105,00	108,21	108,31	111,52	111,62	114,83	114,92	118,13	118,23	121,44	124,85	127,06	131,47	134,68	125,81

Annexe C (informative)

Modèle de calendrier de fonctionnement d'essai

Le Tableau C.1 indique le modèle de calendrier de fonctionnement d'essai.

Tableau C.1 – Modèle de calendrier de fonctionnement d'essai

N°	Essai de type	Procédure de fonctionnement	Article	Durée estimée
1	Essai d'état de stockage	Faire fonctionner le système à l'état de stockage	14.6	3 h
2	Essai de démarrage	Démarrer le système pour production de courant nominal	14.5	Dépendante du système
3	Essai de consommation de combustible Essai de puissance électrique en sortie Essai d'énergie thermique récupérée	Faire fonctionner le système à la production de courant nominal	14.2 14.3 14.4	3 h
4	Essai de consommation de combustible Essai de puissance électrique en sortie Essai d'énergie thermique récupérée	Faire fonctionner le système à une production de 75 %	14.2 14.3 14.4	3 h
5	Essai de consommation de combustible Essai de puissance électrique en sortie Essai d'énergie thermique récupérée	Faire fonctionner le système à une production de 50 %	14.2 14.3 14.4	3 h
6	Essai de consommation de combustible Essai de puissance électrique en sortie Essai d'énergie thermique récupérée	Faire fonctionner le système à une production minimale	14.2 14.3 14.4	3 h
7	Essai d'arrêt	Faire fonctionner le système à la production de courant nominal, arrêter le système	14.8	Dépendante du système
8	Essai de changement de puissance électrique en sortie	Démarrer le système, Faire fonctionner le système à différents niveaux de production, Arrêter le système	14.7	8 h
9	Essai de bruit	Système à l'état à froid	15.2	30 min
10	Essai de gaz d'échappement Essai de bruit Essai d'eau d'écoulement	Démarrer le système pour production de courant nominal	15.2 15.3 15.4	Dépendante du système
11	Essai de gaz d'échappement Essai de bruit Essai d'eau d'écoulement	Faire fonctionner le système à la production de courant nominal	15.2 15.3 15.4	1 h
12	Essai de gaz d'échappement Essai de bruit Essai d'eau d'écoulement	Arrêter le système	15.2 15.3 15.4	Dépendante du système

Annexe D (informative)

Composants de gaz d'échappement types

Des composants de gaz d'échappement types prévus pour les combustibles types sont donnés dans le Tableau D.1.

**Tableau D.1 – Composants de gaz d'échappement types prévus
pour les combustibles types**

Type de gaz	CO	No _x	SO ₂	HCT
Hydrogène	Non	Non	Non	Non
Gaz naturel	Oui	Oui	Non	Non
Propane	Oui	Oui	Non	Oui
Kérosène	Oui	Oui	Oui	Oui
Essence	Oui	Oui	Oui	Oui

Annexe E (informative)

Consignes relatives au contenu des rapports détaillés et complets

E.1 Généralités

Il est recommandé que le rapport détaillé et/ou le rapport complet soient créés pour enregistrer des informations suffisantes démontrant que tous les objectifs des essais ont été atteints.

Il convient que chaque type de rapport ajoute la page de titre et le sommaire et il convient que la page de titre contienne les mêmes informations que celles décrites en 16.2.

E.2 Rapport détaillé

Le rapport détaillé doit inclure les informations suivantes en plus de celles contenues dans le rapport résumé:

- a) le type, les spécifications et la configuration de fonctionnement du système à pile à combustible et le schéma de processus montrant les limites de l'essai;
- b) description des montages, emplacement et conditions de fonctionnement des équipements et des appareils de mesure;
- c) résultats de l'étalonnage des instruments;
- d) référence à la méthode de calcul;
- e) représentation des résultats sous forme de tableau et de graphique.

E.3 Rapport complet

Le rapport complet doit inclure les informations suivantes en plus de celles contenues dans le rapport détaillé:

- a) copies de fiches techniques originales;
- b) les fiches techniques originales doivent inclure les informations suivantes en plus des données de mesure;
 - 1) date et heure de la session d'essai;
 - 2) numéro du modèle et précision de mesure des appareils de mesure utilisés pour l'essai;
 - 3) conditions ambiantes d'essai;
 - 4) nom et qualifications de la ou des personne(s) effectuant l'essai;
 - 5) analyse complète et détaillée d'incertitude.

Bibliographie

CEI 60050-601:1985, *Vocabulaire Electrotechnique International – Partie 601: Production, transport et distribution de l'énergie électrique — Généralités*

CEI 61672-2, *Electroacoustique – Sonomètres – Partie 2: Essais d'évaluation d'un modèle*

CEI/TS 62282-1:2010, *Technologies des piles à combustible – Partie 1: Terminologie*

ISO 6326 (toutes les parties), *Gaz naturel – Détermination des composés soufrés*

ISO 6974 (toutes les parties), *Gaz naturel – Détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse*

ISO 6975 (toutes les parties), *Gaz naturel – Analyse étendue – Méthode par chromatographie en phase gazeuse*

ISO 6976, *Gaz naturel – Calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, de la densité relative et de l'indice de Wobbe à partir de la composition*

ISO 7934, *Emissions de sources fixes – Détermination de la concentration en masse de dioxyde de soufre – Méthode au peroxyde d'hydrogène/perchlorate de baryum/Thorin*

ISO 7935, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of sulfur dioxide – Performance characteristics of automated measuring methods*
(disponible en anglais seulement)

ISO 7941, *Propanes et butanes commerciaux – Analyse par chromatographie en phase gazeuse*

ISO 10396, *Emissions de sources fixes – Echantillonnage pour la détermination automatisée des concentrations d'émission de gaz pour des systèmes fixes de surveillance*

ISO 10849, *Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of nitrogen oxides – Performance characteristics of automated measuring systems*
(disponible en anglais seulement)

ISO 11042-1, *Turbines à gaz – Emissions de gaz d'échappement – Partie 1: Mesurage et évaluation*

ISO 11042-2, *Turbines à gaz – Emissions de gaz d'échappement – Partie 2: Surveillance automatisée des émissions*

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

ISO 11564, *Emissions de sources fixes – Détermination de la concentration en masse des oxydes d'azote – Méthode photométrique à la naphtyléthylène diamine (NEDA)*

ISO/TR 15916, *Considérations fondamentales pour la sécurité des systèmes à l'hydrogène*

SAE ARP 1533A-2004, *Procedure for the Analysis and Evaluation of Gaseous Emissions from Aircraft Engines*

EN 50465, *Appareils fonctionnant au gaz – Appareils à gaz produisant de la chaleur au moyen d'une pile à combustible – Appareil de chauffage produisant de la chaleur au moyen d'une pile à combustible dont le débit calorifique nominal est inférieur ou égal à 70 kW*

ASTM D4809-09, *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11
Fax: + 41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch