

**INTERNATIONAL
STANDARD
NORME
INTERNATIONALE**

**IEC
CEI**

60599

Edition 2.1

2007-05

Edition 2:1999 consolidated with amendment 1:2007
Edition 2:1999 consolidée par l'amendement 1:2007

**Mineral oil-impregnated electrical equipment
in service –**

**Guide to the interpretation of dissolved
and free gases analysis**

**Matériels électriques imprégnés d'huile minérale
en service –**

**Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz
dissous et des gaz libres**



Reference number
Numéro de référence
IEC/CEI 60599:1999+A1:2007



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2007 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 Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Email: inmail@iec.ch
Web: 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.

- Catalogue of IEC publications: www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: www.iec.ch/online_news/justpub

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details twice a month all new publications released. Available on-line and also by email.

- Customer Service Centre: www.iec.ch/webstore/custserv

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:

Email: csc@iec.ch
Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

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.

- Catalogue des publications de la CEI: www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: www.iec.ch/online_news/justpub

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

- Service Clients: www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:

Email: csc@iec.ch
Tél.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

INTERNATIONAL
STANDARD

IEC
CEI

NORME
INTERNATIONALE

60599

Edition 2.1

2007-05

Edition 2:1999 consolidated with amendment 1:2007
Edition 2:1999 consolidée par l'amendement 1:2007

**Mineral oil-impregnated electrical equipment
in service –**

**Guide to the interpretation of dissolved
and free gases analysis**

**Matériels électriques imprégnés d'huile minérale
en service –**

**Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz
dissous et des gaz libres**



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

PRICE CODE
CODE PRIX **CG**

*For price, see current catalogue
Pour prix, voir catalogue en vigueur*

CONTENTS

FOREWORD.....	3
INTRODUCTION.....	4
1 Scope.....	5
2 Normative references	5
3 Definitions and abbreviations	5
4 Mechanisms of gas formation	8
5 Identification of faults.....	9
6 Conditions for calculating ratios	14
7 Application to free gases in gas relays	15
8 Gas concentration levels in service	16
9 Recommended method of DGA interpretation (figure 1).....	19
10 Report of results	19
Annex A (informative) Equipment application notes	22
Annex B (informative) Graphical representation of gas ratios (see 5.9)	32
Annex C (informative) Bibliography	35
Figure 1 – Flow chart	21
Figure B.1 – Graphical representation 1 of gas ratios	32
Figure B.2 – Graphical representation 2 of gas ratios	33
Figure B.3 – Graphical representation 3 of gas ratios – Duval's triangle	34

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**MINERAL OIL-IMPREGNATED ELECTRICAL EQUIPMENT IN SERVICE –
GUIDE TO THE INTERPRETATION OF DISSOLVED AND
FREE GASES ANALYSIS**

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 provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 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 60599 has been prepared by IEC technical committee 10: Fluids for electrotechnical applications.

This consolidated version of IEC 60599 consists of the second edition (1999) [documents 10/450/FDIS and 10/460/RVD] and its amendment 1 (2007) [documents 10/685/FDIS and 10/693/RVD].

The technical content is therefore identical to the base edition and its amendment(s) and has been prepared for user convenience.

It bears the edition number 2.1.

A vertical line in the margin shows where the base publication has been modified by amendment 1.

Annexes A, B and C are for information only.

INTRODUCTION

Dissolved and free gas analysis (DGA) is one of the most widely used diagnostic tools for detecting and evaluating faults in electrical equipment. However, interpretation of DGA results is often complex and should always be done with care, involving experienced insulation maintenance personnel.

This guide gives information for facilitating this interpretation. The first edition, published in 1978, has served the industry well, but had its limitations, such as the absence of a diagnosis in some cases, the absence of concentration levels and the fact that it was based mainly on experience gained from power transformers. This second edition attempts to address some of these shortcomings. Interpretation schemes are based on observations made after inspection of a large number of faulty oil-filled equipment in service and concentrations levels deduced from analyses collected worldwide.

MINERAL OIL-IMPREGNATED ELECTRICAL EQUIPMENT IN SERVICE – GUIDE TO THE INTERPRETATION OF DISSOLVED AND FREE GASES ANALYSIS

1 Scope

This International Standard is a guide describing how the concentrations of dissolved gases or free gases may be interpreted to diagnose the condition of oil-filled electrical equipment in service and suggest future action.

This guide is applicable to electrical equipment filled with mineral insulating oil and insulated with cellulosic paper or pressboard-based solid insulation. Information about specific types of equipment such as transformers (power, instrument, industrial, railways, distribution), reactors, bushings, switchgear and oil-filled cables is given only as an indication in the application notes (see annex A).

The Guide may be applied only with caution to other liquid-solid insulating systems.

In any case, the indications obtained should be viewed only as guidance and any resulting action should be undertaken only with proper engineering judgment.

2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this International Standard are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent editions of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

IEC 60050(191):1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 191: Dependability and quality of service*

IEC 60050(212):1990, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 212: Insulating solids, liquids and gases*

IEC 60050(604):1987, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 604: Generation, transmission and distribution of electricity – Operation*

IEC 60567:1992, *Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and for the analysis of free and dissolved gases*

IEC 61198:1993, *Mineral insulating oils – Methods for the determination of 2-furfural and related compounds*

3 Definitions and abbreviations

3.1 Definitions

For the purpose of this International Standard, the following definitions, some of them based on IEC 60050(191), IEC 60050(212) and IEC 60050(604) apply:

3.1.1 fault

an unplanned occurrence or defect in an item which may result in one or more failures of the item itself or of other associated equipment [IEV 604-02-01]

NOTE In electrical equipment, a fault may or may not result in damage to the insulation and failure of the equipment.

3.1.2

non-damage fault

a fault which does not involve repair or replacement action at the point of the fault
[IEV 604-02-09]

NOTE Typical examples are self-extinguishing arcs in switching equipment or general overheating without paper carbonization.

3.1.3

damage fault

a fault which involves repair or replacement action at the point of the fault
[IEV 604-02-08, modified]

3.1.4

incident

an event related to an internal fault which temporarily or permanently disturbs the normal operation of an equipment [IEV 604-02-03, modified]

NOTE Typical examples are gas alarms, equipment tripping or equipment leakage.

3.1.5

failure

the termination of the ability of an item to perform a required function [IEV 191-04-01]

NOTE In the electrical equipment, failure will result from a damage fault or incident necessitating outage, repair or replacement of the equipment, such as internal breakdown, rupture of tank, fire or explosion.

3.1.6

electrical fault

a partial or disruptive discharge through the insulation

3.1.7

partial discharge

a discharge which only partially bridges the insulation between conductors. It may occur inside the insulation or adjacent to a conductor [IEV 212-01-34, modified]

NOTE 1 Corona is a form of partial discharge that occurs in gaseous media around conductors which are remote from solid or liquid insulation. This term is not to be used as a general term for all forms of partial discharges.

NOTE 2 X-wax is a solid material which is formed from mineral insulating oil as a result of electrical discharges and which consists of polymerized fragments of the molecules of the original liquid [IEV 212-07-24, modified]. Comparable products may be formed from other liquids under similar conditions.

NOTE 3 Sparking of low energy, for example because of metals or floating potentials, is sometimes described as partial discharge but should rather be considered as a discharge of low energy.

3.1.8

discharge (disruptive)

the passage of an arc following the breakdown of the insulation [IEV 604-03-38, modified]

NOTE 1 Discharges are often described as arcing, breakdown or short circuits. The more specific following terms are also used:

- sparkover (discharge through the oil);
- puncture (discharge through the solid insulation);
- flashover (discharge at the surface of the solid insulation);
- tracking (the progressive degradation of the surface of solid insulation by local discharges to form conducting or partially conducting paths);
- sparking discharges which, in the conventions of physics, are local dielectric breakdowns of high ionization density or small arcs.

NOTE 2 Depending on the amount of energy contained in the discharge, it will be described as a discharge of low or high energy, based on the extent of damage observed on the equipment (see 5.2).

3.1.9**thermal fault**

excessive temperature rise in the insulation

NOTE Typical causes are

- insufficient cooling,
- excessive currents circulating in adjacent metal parts (as a result of bad contacts, eddy currents, stray losses or leakage flux),
- excessive currents circulating through the insulation (as a result of high dielectric losses), leading to a thermal runaway,
- overheating of internal winding or bushing connection lead.

3.1.10**typical values of gas concentrations**

gas concentrations normally found in the equipment in service which have no symptoms of failure, and which are overpassed by only an arbitrary percentage of higher gas contents, for example 10 % (see 8.2.1)

NOTE 1 Typical values will differ in different types of equipment and in different networks, depending on operating practices (load levels, climate, etc.).

NOTE 2 Typical values, in many countries and by many users, are quoted as "normal values", but this term has not been used here to avoid possible misinterpretations.

3.2 Abbreviations**3.2.1 Chemical names and symbols**

Name	Symbol
Nitrogen	N ₂
Oxygen	O ₂
Hydrogen	H ₂
Carbon monoxide	CO
Carbon dioxide	CO ₂
Methane	CH ₄
Ethane	C ₂ H ₆
Ethylene	C ₂ H ₄
Acetylene	C ₂ H ₂

3.2.2 General abbreviations

DGA: Dissolved gas analysis

CIGRE: Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques

S: Analytical detection limit

4 Mechanisms of gas formation

4.1 Decomposition of oil

Mineral insulating oils are made of a blend of different hydrocarbon molecules containing CH_3 , CH_2 and CH chemical groups linked together by carbon-carbon molecular bonds. Scission of some of the C-H and C-C bonds may occur as a result of electrical and thermal faults, with the formation of small unstable fragments, in radical or ionic form, such as H^\bullet , CH_3^\bullet , CH_2^\bullet , CH^\bullet or C^\bullet (among many other more complex forms), which recombine rapidly, through complex reactions, into gas molecules such as hydrogen (H-H), methane ($\text{CH}_3\text{-H}$), ethane ($\text{CH}_3\text{-CH}_3$), ethylene ($\text{CH}_2 = \text{CH}_2$) or acetylene ($\text{CH} \equiv \text{CH}$). C_3 and C_4 hydrocarbon gases, as well as solid particles of carbon and hydrocarbon polymers (X-wax), are other possible recombination products. The gases formed dissolve in oil, or accumulate as free gases if produced rapidly in large quantities, and may be analyzed by DGA according to IEC 60567.

Low-energy faults, such as partial discharges of the cold plasma type (corona discharges), favour the scission of the weakest C-H bonds (338 kJ/mole) through ionization reactions and the accumulation of hydrogen as the main recombination gas. More and more energy and/or higher temperatures are needed for the scission of the C-C bonds and their recombination into gases with a C-C single bond (607 kJ/mole), C=C double bond (720 kJ/mole) or C≡C triple bond (960 kJ/mole), following processes bearing some similarities with those observed in the petroleum oil-cracking industry.

Ethylene is thus favoured over ethane and methane above temperatures of approximately 500 °C (although still present in lower quantities below). Acetylene requires temperatures of at least 800 °C to 1 200 °C, and a rapid quenching to lower temperatures, in order to accumulate as a stable recombination product. Acetylene is thus formed in significant quantities mainly in arcs, where the conductive ionized channel is at several thousands of degrees Celsius, and the interface with the surrounding liquid oil necessarily below 400 °C (above which oil vaporizes completely), with a layer of oil vapour/decomposition gases in between. Acetylene may still be formed at lower temperatures (< 800 °C), but in very minor quantities. Carbon particles form at 500 °C to 800 °C and are indeed observed after arcing in oil or around very hot spots.

Oil may oxidize with the formation of small quantities of CO and CO_2 , which can accumulate over long periods of time into more substantial amounts.

4.2 Decomposition of cellulosic insulation

The polymeric chains of solid cellulosic insulation (paper, pressboard, wood blocks) contain a large number of anhydroglucose rings, and weak C-O molecular bonds and glycosidic bonds which are thermally less stable than the hydrocarbon bonds in oil, and which decompose at lower temperatures. Significant rates of polymer chain scission occur at temperatures higher than 105 °C, with complete decomposition and carbonization above 300 °C. Mostly carbon monoxide and dioxide, as well as water, are formed, in much larger quantities than by oxidation of oil at the same temperature, together with minor amounts of hydrocarbon gases and furanic compounds. The latter can be analyzed according to IEC 61198, and used to complement DGA interpretation and confirm whether or not cellulosic insulation is involved in a fault. CO and CO_2 formation increases not only with temperature but also with the oxygen content of oil and the moisture content of paper.

4.3 Other sources of gas

Gases may be generated in some cases not as a result of faults in the equipment but through rusting or other chemical reactions involving steel, uncoated surfaces or protective paints.

Hydrogen may be produced by reaction of steel with water, as long as oxygen is available from the oil nearby. Large quantities of hydrogen have thus been reported in some transformers that had never been energized. Hydrogen may also be formed by reaction of free water with special coatings on metal surfaces, or by catalytic reaction of some types of stainless steel with oil, in particular oil containing dissolved oxygen at elevated temperatures. Hydrogen may also be formed in new stainless steel, absorbed during its manufacturing process, or produced by welding, and released slowly into the oil.

Hydrogen may also be formed by the decomposition of the thin oil film between overheated core laminates at temperatures of 140 °C and above (see [1]* of annex C).

Gases may also be produced by exposure of oil to sunlight or may be formed during repair of the equipment.

Internal transformer paints, such as alkyd resins and modified polyurethanes containing fatty acids in their formulation, may also form gases.

These occurrences, however, are very unusual, and can be detected by performing DGA analyses on new equipment which has never been energized, and by material compatibility tests. The presence of hydrogen with the total absence of other hydrocarbon gases, for example, may be an indication of such a problem.

NOTE The case of gases formed at a previous fault and remnant in the transformer is dealt with in 5.3.

5 Identification of faults

Any gas formation in service, be it minimal, results from a stress of some kind, even if it is a very mild one, like normal temperature ageing. However, as long as gas formation is below typical values, it should not be considered as an indication of a "fault", but rather as "typical gas formation" (see figure 1).

5.1 Dissolved gas compositions

Although the formation of some gases is favoured, depending on the temperature reached or the energy contained in a fault (see 4.1), in practice mixtures of gases are almost always obtained. One reason is thermodynamic: although not favoured, secondary gases are still formed, albeit in minor quantities. Existing thermodynamic models derived from the petroleum industry, however, cannot predict accurately the gas compositions formed, because they correspond to ideal gas/temperature equilibria which do not exist in actual faults. Large temperature gradients also occur in practice, for instance as a result of oil flow or vaporization along a hot surface. This is particularly true in the case of arcs with power follow-through, which transfer a lot of heat to the oil vapour/decomposition gas layer between the arc and the oil, probably explaining the increasing formation of ethylene observed in addition to acetylene. In addition, existing thermodynamic models do not apply to paper, which turns irreversibly to carbon above 300 °C.

* Figures in square brackets refer to the bibliography in annex C.

5.2 Types of faults

Internal inspection of hundreds of faulty equipment has led to the following broad classes of visually detectable faults:

- partial discharges (PD) of the cold plasma (corona) type, resulting in possible X-wax deposition on paper insulation, or of the sparking type, inducing pinhole, carbonized perforations (punctures) in paper, which, however, may not be easy to find;
- discharges of low energy (D1), in oil or/and paper, evidenced by larger carbonized perforations through paper (punctures), carbonization of the paper surface (tracking) or carbon particles in oil (as in tap changer diverter operation);
- discharges of high energy (D2), in oil or/and paper, with power follow-through, evidenced by extensive destruction and carbonization of paper, metal fusion at the discharge extremities, extensive carbonization in oil and, in some cases, tripping of the equipment, confirming the large current follow-through;
- thermal faults, in oil or/and paper, below 300 °C if the paper has turned brownish (T1), and above 300 °C if it has carbonized (T2);
- thermal faults of temperatures above 700 °C (T3) if there is strong evidence of carbonization of the oil, metal coloration (800 °C) or metal fusion (>1 000 °C).

Table 1 – Abbreviations

PD	Partial discharges
D1	Discharges of low energy
D2	Discharges of high energy
T1	Thermal fault, $t < 300\text{ °C}$
T2	Thermal fault, $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$
T3	Thermal fault, $t > 700\text{ °C}$

5.3 Basic gas ratios

Each of the six broad classes of faults leads to a characteristic pattern of hydrocarbon gas composition, which can be translated into a DGA interpretation table, such as the one recommended in table 2 and based on the use of three basic gas ratios:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad \frac{CH_4}{H_2} \quad \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

Table 2 applies to all types of equipment, with a few differences in gas ratio limits depending on the specific type of equipment.

Table 2 – DGA interpretation table

Case	Characteristic fault	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	Partial discharges (see notes 3 and 4)	NS ¹⁾	<0,1	<0,2
D1	Discharges of low energy	>1	0,1 – 0,5	>1
D2	Discharges of high energy	0,6 – 2,5	0,1 – 1	>2
T1	Thermal fault $t < 300$ °C	NS ¹⁾	>1 but NS ¹⁾	<1
T2	Thermal fault 300 °C < $t < 700$ °C	<0,1	>1	1 – 4
T3	Thermal fault $t > 700$ °C	<0,2 ²⁾	>1	>4

NOTE 1 In some countries, the ratio C_2H_2/C_2H_6 is used, rather than the ratio CH_4/H_2 . Also in some countries, slightly different ratio limits are used.

NOTE 2 The above ratios are significant and should be calculated only if at least one of the gases is at a concentration and a rate of gas increase above typical values (see clause 9).

NOTE 3 $CH_4/H_2 < 0,2$ for partial discharges in instrument transformers.
 $CH_4/H_2 < 0,07$ for partial discharges in bushings.

NOTE 4 Gas decomposition patterns similar to partial discharges have been reported as a result of the decomposition of thin oil film between overheated core laminates at temperatures of 140 °C and above (see 4.3 and [1] of annex C).

¹⁾ NS = Non-significant whatever the value.

²⁾ An increasing value of the amount of C_2H_2 may indicate that the hot spot temperature is higher than 1 000 °C.

Typical examples of faults in the various types of equipment (power transformers, instrument transformers, etc.), corresponding to the six cases of table 2, may be found in tables A.1, A.5, A.7 and A.11.

Some overlap between faults D1 and D2 is apparent in table 2, meaning that a dual attribution of D1 or D2 must be given in some cases of DGA results. The distinction between D1 and D2 has been kept, however, as the amount of energy in the discharge may significantly increase the potential damage to the equipment and necessitate different preventive measures.

NOTE Combinations of gas ratios which fall outside the range limits of table 2 and do not correspond to a characteristic fault of this table may be considered a mixture of faults, or new faults which combine with a high background gas level (see 6.1).

In such a case, table 2 cannot provide a diagnosis, but the graphical representations given in annex B may be used to visualize which characteristic fault of table 2 is closest to the case.

The less detailed scheme of table 3 may also be used in such a case in order to get at least a rough distinction between partial discharges (PD), discharges (D) and thermal fault (T), rather than no diagnosis at all.

Table 3 – Simplified scheme of interpretation

Case	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD		<0,2	
D	>0,2		
T	<0,2		

5.4 CO₂/CO ratio

The formation of CO₂ and CO from oil-impregnated paper insulation increases rapidly with temperature. Incremental (corrected) CO₂/CO ratios less than 3 are generally considered as an indication of probable paper involvement in a fault, with some degree of carbonization.

In order to get reliable CO₂/CO ratios in the equipment, CO₂ and CO values should be corrected (incremented) first for possible CO₂ absorption from atmospheric air, and for the CO₂ and CO background values (see 6.1 and clause 9), resulting from the ageing of cellulosic insulation, overheating of wooden blocks and the long term oxidation of oil (which will be strongly influenced by the availability of oxygen caused by specific equipment construction details and its way of operation).

Air-breathing equipment, for example, saturated with approximately 10 % of dissolved air, may contain up to 300 µl/l of CO₂ coming from the air. In sealed equipment, air is normally excluded but may enter through leaks, and CO₂ concentration will be in proportion of air present.

When excessive paper degradation is suspected (CO₂/CO < 3), it is advisable to ask for a furanic compounds analysis or a measurement of the degree of polymerization of paper samples, when this is possible.

5.5 O₂/N₂ ratio

Dissolved O₂ and N₂ may be found in oil, as a result of contact with atmospheric air in the conservator of air-breathing equipment, or through leaks in sealed equipment. At equilibrium, taking into account the relative solubilities of O₂ and N₂, the O₂/N₂ ratio in oil reflects air composition and is close to 0,5.

In service, this ratio may decrease as a result of oil oxidation and/or paper ageing, if O₂ is consumed more rapidly than it is replaced by diffusion. Factors such as the load and preservation system used may also affect the ratio, but ratios less than 0,3 are generally considered to indicate excessive consumption of oxygen.

5.6 C₂H₂/H₂ ratio

In power transformers, on load tap changer (OLTC) operations produce gases corresponding to discharges of low energy (D1). If some oil or gas communication is possible between the OLTC compartment and the main tank, or between the respective conservators, these gases may contaminate the oil in the main tank and lead to wrong diagnoses. The pattern of gas decomposition in the OLTC, however, is quite specific and different from that of regular D1s in the main tank.

C_2H_2/H_2 ratios higher than 2 to 3 in the main tank are thus considered as an indication of OLTC contamination. This can be confirmed by comparing DGA results in the main tank, in the OLTC and in the conservators. The values of the gas ratio and of the acetylene concentration depend on the number of OLTC operations and on the way the contamination has occurred (through the oil or the gas).

NOTE If contamination by gases coming from the OLTC is suspected, interpretation of DGA results in the main tank should be done with caution by subtracting background contamination from the OLTC, or should be avoided as unreliable.

5.7 C_3 hydrocarbons

The interpretation method of gas analysis indicated above takes into account only C_1 and C_2 hydrocarbons. Some practical interpretation methods also use the concentrations of C_3 hydrocarbons, and their authors believe that they are liable to bring complementary information which is useful to make the diagnosis more precise. Because the C_3 hydrocarbons are very soluble in oil, their concentrations are practically not affected by a possible diffusion into ambient air. Conversely, and because they are very soluble, they are difficult to extract from the oil and the result of the analysis may greatly depend on the extraction method used. Moreover, experience has shown that, in most cases, a satisfactory diagnosis can be made without taking into account these hydrocarbons and for the sake of simplification, they have been omitted from the interpretation method indicated above.

5.8 Evolution of faults

Faults often start as incipient faults of low energy, which may develop into more serious ones of higher energies, leading to possible gas alarms, breakdowns and failures.

When a fault is detected at an early stage of development, it may be quite informative to examine not only the increase in gas concentrations, but also the possible evolution with time toward a more dangerous high-energy fault of the final stage type.

For example, some current transformers have operated satisfactorily for long periods of time with very high levels of hydrogen produced by partial discharges. However, partial discharges may also cause the formation of X-wax. When the X-wax is present in sufficient quantity to increase the dissipation losses in the paper-oil insulation, a thermal fault may occur, eventually leading to catastrophic thermal runaway and breakdown.

In other occurrences, however, instant final breakdown may occur without warning.

5.9 Graphical representations

Graphical representations of gas ratios are convenient to follow this evolution of faults visually. Annex B gives examples of graphical representation of faults.

These representations are also useful in cases which do not receive a diagnosis using table 2, because they fall outside the gas ratios limits. Using figures B.1 or B.2, the zone or box which is closest to such an undiagnosed case can be easily visualized and attributed with caution to this case. Figure B.3 is particularly useful since it always provide a diagnosis in such cases.

6 Conditions for calculating ratios

6.1 Examination of DGA values

DGA sampling and analysis should be done in accordance with the recommendations of IEC 60567.

- a) Values of 0 $\mu\text{l/l}$ on a DGA report or below the analytical detection limits S shall be replaced by "below the S value for this gas" (see IEC 60567 for recommended S values)
- b) If successive DGA analyses have been performed over a relatively short period of time (days or weeks), inconsistent variations (e.g. brutal decreases of concentrations) may have to be eliminated as an indication of a sampling or analytical problem.
- c) Gas ratios are significant and should be calculated only if at least one gas concentration value is above typical value and above typical rate of gas increase (see note 2 of table 2 and clause 9).
- d) If gas ratios are different from those for the previous analysis, a new fault may superimpose itself on an old one or normal ageing. In order to get only the gas ratios corresponding to the new fault, subtract the previous DGA values from the last ones and recalculate ratios. This is particularly true in the case of CO and CO_2 (see 5.4). Be sure to compare DGA values of samples taken at the same place and preferably in moving oil. Interpretation should also take into account treatments previously made on the equipment, such as repair, oil degassing or filtering, which may affect the level of gases in the oil.

NOTE In the case of air-breathing power transformers, losses occur very slowly with time by diffusion through the conservator or as a result of oil expansion/temperature cycles, with the result that the measured gas levels may be slightly less than the gas levels actually formed in the transformer. However, there is no agreement concerning the magnitude of this diffusion loss in service, some considering it as totally negligible, others as potentially significant, depending on the type of equipment used. In case of doubt, it may be expedient to measure the gas concentration in the conservator to get an idea of the volume ventilated. Significant diffusion losses may affect gas ratios, typical values of gas concentrations and of rates of gas increase.

6.2 Uncertainty on gas ratios

Because of the precision on DGA values, there is also an uncertainty on gas ratios, which can be calculated using the precision on DGA values described in IEC 60567.

Above $10 \times S$ (S being the analytical detection limit), the precision is typically 5 % on DGA values and up to 10 % on a gas ratio. Below $10 \times S$, the precision on DGA values decreases rapidly, to typically 20 % at $5 \times S$ and up to 40 % on a gas ratio.

Caution should therefore be exercised when calculating gas ratios at low gas levels (lower than $10 \times S$), keeping in mind the possible variations resulting from the reduced precision. This is particularly true for instrument transformers and bushings, where typical values of gas concentration may be below $10 \times S$.

7 Application to free gases in gas relays

During a fault, the production rate of gases of all types is closely linked to the rate of energy liberation. Thus, the low rate of energy liberation in partial discharges, or in a low-temperature hot spot, will cause gases to evolve slowly and there is every probability that all the gas produced will dissolve in the oil. The higher rate of energy liberation of a high-temperature core fault, for example, can cause an evolution of gas rapid enough to result in gas bubbles. These will usually partially dissolve in the oil (and exchange with gases already dissolved) but some gas may well reach the gas collecting relay or gas cushion; this gas may approach equilibrium with the gases dissolved in the oil.

A very high rate of energy liberation associated with a power arcing fault causes a rapid and substantial evolution of gas (the resulting pressure surge normally operates the surge element of the gas collecting relay). The large gas bubbles rise quickly to the relay and exchange little gas with the oil so that the gas that collects in the relay is initially far from being in equilibrium with the gases dissolved in the oil. However, if this gas is left for a long time in the relay, some constituents will dissolve, modifying the composition of the gas collected. Acetylene, which is produced in significant quantities by an arcing fault and which is very soluble, is a noteworthy example of a gas which may dissolve comparatively quickly to produce misleading results.

In principle, the analysis of free gases from a gas collecting relay or from a gas cushion may be evaluated in the same way as the analysis of gases dissolved in the oil. However, where the surge element has operated and gas has accumulated in substantial quantities, there is a possibility of having a serious fault, and analyses of the gases should be undertaken to identify the fault. Buchholz alarms due to air accumulation are also possible following a combination of warm days and sudden temperature drops at night.

It is therefore important to collect the gas at the relay as soon as possible without burning it, and sample the oil in the relay and in the main tank.

Where gas has accumulated slowly, assessment of the gases dissolved in the oil is more informative than that of the free gases; this gas-in-oil analysis is also essential in order to determine the total rate of evolution of gases and thus check whether the fault is growing, which is the most important matter to investigate. When analysis of free gases is undertaken, it is necessary to convert the concentrations of the various gases in the free state into equivalent concentrations in the dissolved state, using table 4, before applying the gas ratio method of table 2, and to compare them to the dissolved gas concentrations in the oil of the relay and the main tank.

Applying the principles set out above, comparison of the actual concentrations in the oil with the equivalent concentrations in the free gas may give valuable information on how far gas bubbles may have risen through the oil and, hence, on the rate of gas evolution.

The calculation of dissolved gas concentrations equivalent to free gas concentrations is made by applying the Ostwald coefficient for each gas separately. For a particular gas, the Ostwald coefficient k is defined as follows:

$$k = \frac{\text{concentration of gas in liquid phase}}{\text{concentration of gas in gas phase}}$$

with concentrations in microlitres per litre.

The Ostwald coefficients for various gases in mineral insulating oils at 20 °C and 50 °C are given in table 4.

Table 4 – Ostwald coefficients for various gases in mineral insulating oils

Gas	<i>k</i> at 20 °C	<i>k</i> at 50 °C
N ₂	0,09	0,09
O ₂	0,17	0,17
H ₂	0,05	0,05
CO	0,12	0,12
CO ₂	1,08	1,00
CH ₄	0,43	0,40
C ₂ H ₆	2,40	1,80
C ₂ H ₄	1,70	1,40
C ₂ H ₂	1,20	0,9

NOTE Data given in this table represent mean values obtained on some of the current types of transformer mineral insulating oils. Actual data may differ a little from these figures. Nevertheless, data given above may be used without influencing conclusions drawn from recalculated test results.

The Ostwald coefficient is independent of the actual partial pressures of the gas concerned. The gas and liquid phases are assumed to be at the same temperature; this is rarely the case but the error introduced by any difference will not invalidate the conclusions reached.

8 Gas concentration levels in service

8.1 Probability of failure in service

8.1.1 General

The probability or risk of having an incident or a failure in service is related to gas concentration levels.

Below certain concentration levels (quoted as typical values or normal values), the probability of having a failure is low. The equipment is considered healthy, although a failure cannot be totally ruled out, even at these low levels, but it is improbable. A first rough screening between healthy and suspect analyses can therefore be obtained by calculating typical values for the equipment.

The probability of having a failure may increase significantly at values much above typical concentration levels. The situation is then considered critical, for even though a failure may never occur at these high levels, the risk of having one is high. Such failures may be divided into two categories:

- failures that develop within a very short time (which are therefore impossible to detect by oil sampling/laboratory analysis, but only by on-line detectors);
- failures developing over an extended time span. Only this second category may be detected by DGA laboratory analysis.

8.1.2 Calculation methods

Utilities with large DGA and equipment maintenance databases are able to calculate the probability of failure in service for a given type of equipment and at a given concentration level of a gas. This can be obtained by calculating the number of DGA analyses which have led to an actual failure or incident in service (gas alarm, failure, repair, outage, etc.), and comparing it to the total number of DGA analyses on this type of equipment and at this gas concentration level.

A large number of analyses is necessary to get reliable values of failure probability. Knowledge of these values, however, is useful when choosing the normality percentage most appropriate for a given network and type of equipment (see 8.2.3).

8.2 Typical concentration values

8.2.1 General

Typical concentration values are the acceptable gas quantities below which field experience shows no detectable or possible incipient fault, and which are overpassed by only an arbitrarily low percentage of higher gas contents, for example 10 %. Typical concentration values will be referred to in such an example as the 90 % typical values.

However, typical concentration values are preferably to be considered as initial guidelines for decision making, when no other experience is available. They shall not be used to ascertain whether or not a fault exists within an equipment. They should be viewed as values above which the rate of gas formation may permit the detection of a probable fault.

Typical concentration values are affected by a number of factors, chiefly the operating time since commissioning, the type of equipment and the nature of the fault (electrical or thermal). For power transformers, the type of oil protection, load factor and operation mode are other influencing factors.

Typical concentration values may be calculated as follows and should be obtained by the equipment users on the specific types of equipment.

8.2.2 Calculation methods

The simplest method of calculation consists in gathering all the DGA results concerning a specific type of equipment. For each characteristic gas considered, the cumulative number of DGA analyses where the gas concentration is below a given value is calculated, then plotted as a function of gas concentration. Using the plotted curve, the gas concentration corresponding to a given percentage of the total cumulative number of analyses (for instance 90 %) is the 90 % typical concentration value for that gas and type of equipment.

8.2.3 Choice of normality percentages

If the normality percentage chosen (e.g. 90 %, 95 % or other) is too low, suspicion will be placed on too many pieces of equipment, with a loss of credibility in the diagnosis and recommendations, and an increase in maintenance costs. If the normality percentage is chosen too high, failure may occur without advance warning, also involving considerable costs.

The choice of a normality percentage is often an educated guess, left to the experience of the user of similar equipment. A certain amount of leeway in the choice of a normality percentage is also provided by considering the probability of failure and the actual failure rate of the equipment in service. In the absence of such information or experience, users may choose conservative normality percentages such as 90 % as a rough screening value. If adequate databases are not available to calculate typical values, users may also adopt as a first step, values observed on other networks and indicated in the application notes. It is apparent from these values that, in general, typical values are lower in instrument transformers and bushings than in power transformers, especially those with a communicating OLTC.

8.3 Alarm concentration values

Alarm concentration values are those values of concentration above which the probability of an incident is sufficiently high to require urgent competent decisions and/or actions.

Alarm concentration values should be set by users, manufacturers or independent experts, based on previous experience with equipment with similar characteristics (voltage, type, manufacturer, loading practices, age, etc.).

8.4 Rates of gas increase

If there is no increase in gas concentration over the last analysis, chances are that the fault has disappeared (or that a very small one is still there, in the case of air-breathing equipment, compensated by diffusion losses through the conservator, see 6.1).

What should be considered as a typical or alarm rate of gas increase depends very much on equipment type and age, type of identified faults, air-breathing and load patterns, and volume of the insulation involved. Ultimately the rate of increase should be decided by the user of the equipment, the manufacturer and/or other experts.

An increase in gas concentrations of more than 10 % per month above typical concentration values is generally considered a prerequisite for pronouncing the fault as active, provided it is clear that the precision on DGA values is better than 10 % after one month. Much higher rates of gas increase, such as 50 % per week, and/or evolving towards faults of higher energy (e.g. D2 or T3), are generally considered very serious, especially if they exceed alarm concentration values. In the case of power transformers, typical rates of gas production in millilitres per day are also reported (see table A.3). Special attention should be given to cases where there is an acceleration in the rate of gas increase.

NOTE In the case of carbon oxides, rates of gas increase are dependent on the oil-to-paper ratio, which may be quite different depending on the equipment considered.

On-line gas detectors, including those already available for hydrogen, may be particularly well-suited for detecting non-typical rates of gas increase occurring within minutes, hours or weeks, which is generally not possible with routine oil samplings done at monthly or yearly intervals. However, when such increases are detected by a gas detector, complete DGA analyses shall be made at the laboratory to confirm the detector readings, evaluate the rates of increase of the various gases and identify the fault.

9 Recommended method of DGA interpretation (figure 1)

- a) Reject or correct inconsistent DGA values (see 6.1). Calculate the rate of gas increase since the last analysis, taking into account the precision on DGA results.

If all gases are below typical values of gas concentrations and rates of gas increase, report as "Normal DGA/healthy equipment".

If at least one gas is above typical values of gas concentrations and rates of gas increase, calculate gas ratios and identify fault using table 2 (see 5.3). Check for eventual erroneous diagnosis (see 4.3).

If necessary subtract last values from present ones before calculating ratios, particularly in the case of CO, CO₂ (see 6.1).

If DGA values are above typical values but below $10 \times S$ (S = analytical detection limit), see 6.2.

- b) Determine if gas concentrations and rates of gas increase are above alarm values. Verify if fault is evolving towards final stage (see 5.8). Determine if paper is involved (see 4.2 and 5.4).

- c) Take proper action according to best engineering judgment and/or with the help of figure 1.

It is recommended to

- 1) increase sampling frequency (quarterly, monthly or other) when the gas concentrations and their rates of increase exceed typical values,
- 2) consider immediate action when gas concentrations and rates of gas increase exceed alarm values.

10 Report of results

NOTE The report should be adapted to the specific type of equipment considered.

The DGA interpretation report should include the following, when available:

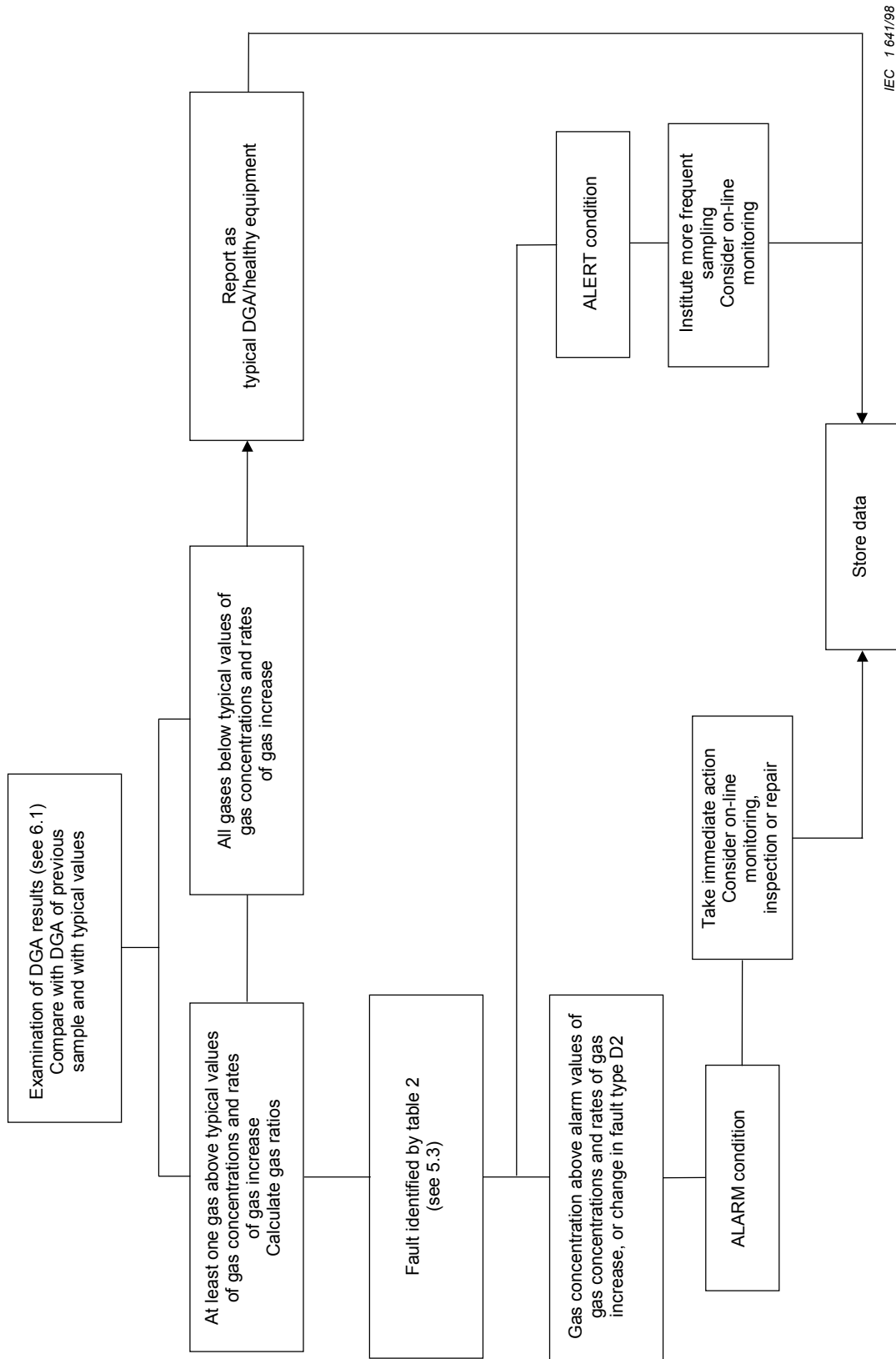
- a) DGA analysis report, including S values, method of DGA analysis, and date of analysis.

NOTE Values of 0 µl/l on a DGA report or below the S values are replaced by "below the S value for this gas".

- b) specific information on the equipment such as:

- 1) date of commissioning, voltage, general type (e.g. power or instrument transformer), rated power;
- 2) special features (e.g. sealed or air-breathing, type of OLTC (see A.1.6));
- 3) oil volume;
- 4) oil or gas sampling date;
- 5) oil or gas sampling location;

- c) special operations or incidents just before and after the oil or gas sampling, such as tripping, gas alarm, degassing, repair, outage;
- d) previous DGA on the equipment;
- e) indication of typical values for this specific equipment, if known;
- f) indication of "Typical DGA/healthy equipment" or "Fault";
- g) in case of "Fault", identification of the fault using table 2 (see 5.3), with values of the calculated gas ratios indicated;
- h) indication of paper involvement or not, with value of the CO_2/CO ratio;
- i) recommended actions:
 - 1) new frequency of oil sampling,
 - 2) furanic compound analysis if CO_2/CO ratio is lower than 3,
 - 3) other tests.



NOTE For power transformers, see also A.1.5.

Figure 1 – Flow chart

Annex A (informative)

Equipment application notes

WARNING: “Limit values” of gas concentrations and rates of gas increase in service are not the responsibility of TC10 but of IEC equipment committees.

“Typical values” in the following application notes **are not limit values**. They are given for information only, as a maintenance tool. In a given transformer population, they indicate for example that 90 % of DGA values in service are below the 90 % typical values and 10 % are above. When typical values are exceeded, the only action recommended in this standard is to increase the frequency of DGA analyses.

Typical values depend on several parameters (age, type and manufacturer of equipment, operating and loading practices, climate, etc.), and are not exactly the same for all electrical networks. Ranges of typical values are therefore indicated in the following application notes, covering the different individual values observed worldwide and surveyed by IEC and CIGRE.

Individual networks are strongly encouraged to calculate the typical values corresponding to their own specific transformer population, using DGA data meeting IEC 60567 specifications for accuracy and following methods indicated in Clause 8 and in CIGRE Brochure # 296 (2006).

The ranges of typical values indicated in these application notes should be used only by default, when individual values are not available, and should not be used in a contract without a special agreement between the user and manufacturer of the equipment.

A.1 Power transformers

A.1.1 Specific sub-types

- air-breathing (open conservator type);
- sealed or nitrogen-blanketed;
- inter-tie transmission versus generation step-up;
- no OLTC communicating with main tank versus communicating OLTC;
- core-type or shell-type;
- reactors.

A.1.2 Typical faults

See table A.1.

Table A.1 – Typical faults in power transformers

Type	Fault	Examples
PD	Partial discharges	Discharges in gas-filled cavities resulting from incomplete impregnation, high-humidity in paper, oil supersaturation or cavitation, and leading to X-wax formation
D1	Discharges of low energy	Sparking or arcing between bad connections of different or floating potential, from shielding rings, toroids, adjacent disks or conductors of winding, broken brazing or closed loops in the core Discharges between clamping parts, bushing and tank, high voltage and ground within windings, on tank walls Tracking in wooden blocks, glue of insulating beam, winding spacers. Breakdown of oil, selector breaking current
D2	Discharges of high energy	Flashover, tracking, or arcing of high local energy or with power follow-through Short circuits between low voltage and ground, connectors, windings, bushings and tank, copper bus and tank, windings and core, in oil duct, turret. Closed loops between two adjacent conductors around the main magnetic flux, insulated bolts of core, metal rings holding core legs
T1	Thermal fault $t < 300\text{ °C}$	Overloading of the transformer in emergency situations Blocked item restricting oil flow in windings Stray flux in damping beams of yokes
T2	Thermal fault $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$	Defective contacts between bolted connections (particularly between aluminium busbar), gliding contacts, contacts within selector switch (pyrolytic carbon formation), connections from cable and draw-rod of bushings Circulating currents between yoke clamps and bolts, clamps and laminations, in ground wiring, defective welds or clamps in magnetic shields Abraded insulation between adjacent parallel conductors in windings
T3	Thermal fault $t > 700\text{ °C}$	Large circulating currents in tank and core Minor currents in tank walls created by a high uncompensated magnetic field Shorting links in core steel laminations

A.1.3 Identification of faults by DGA

Table 2 (see 5.3) applies directly to all transformer sub-types, except those equipped with a communicating OLTC. In the latter cases, if C_2H_2/H_2 is higher than 2 to 3, there is contamination from the OLTC into the main tank, and table 2 does not apply or applies with care, after subtracting background contamination from the OLTC (see 5.6).

NOTE 1 Any gas formation below typical values of gas concentration and rates of gas increase should not be considered as an indication of “fault”, but rather as “normal gas formation”. Ratios are not significant in such a case (see note 2 of table 2).

NOTE 2 In the case of air-breathing power transformers, losses of gas occur very slowly with time by diffusion through the conservator or as a result of oil expansion cycles, with the result that the measured gas levels may be slightly less than the gas levels actually formed in the transformer. However, there is no agreement concerning the magnitude of this diffusion loss in service, some considering it as totally negligible, others as potentially significant, depending on the type of equipment considered. In case of doubt, to get an idea of the volume ventilated it may be expedient to measure the gas concentration in the conservator as well. Significant diffusion losses may affect gas ratios, typical values of gas concentrations and rates of gas increase (see 6.1).

A.1.4 Typical concentration values

Important note: the “WARNING” clause at the beginning of Annex A shall be consulted before using A.1.4.

Ranges of 90 % typical gas concentration values observed in power transformers, from about 25 electrical networks worldwide and including more than 20 000 transformers, are given in Table A.2. For hydrogen for example, one network reported a typical value of 50 µl/l, another one 150 µl/l and the 23 others reported values between 50 µl/l and 150 µl/l. These ranges of values have been reported by CIGRE SC D1 and A2 (TF11) and approved by IEC TC 10 and TC 14.

Table A.2 – Ranges of 90 % typical gas concentration values observed in power transformers, in µl/l

	C ₂ H ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
All transformers		50 - 150	30 - 130	60 - 280	20 - 90	400 - 600	3 800 - 14 000
No OLTC	2 - 20						
Communicating OLTC	60 - 280						

“Communicating OLTC” in Tables A.2 and A.3 means that some oil and/or gas communication is possible between the OLTC compartment and the main tank or between the respective conservators. These gases may contaminate the oil in the main tank and affect concentration values in these types of equipment. “No OLTC” refers to transformers not equipped with an OLTC, or equipped with a tap changer not communicating with or leaking to the main tank.

Typical values in Table A.2 apply to both breathing and sealed transformers, and correspond mostly to core-type transformers. Values in shell-type transformers are likely to be higher. In two countries, values for C₂H₆ are higher. In one country where transformers are operated below nominal load, values for CH₄ and CO and particularly for C₂H₄ are lower. In one country, values of 0,5 µl/l for C₂H₂ and 10 µl/l for C₂H₄ are reported. Values for H₂ may be higher in transformers where reactions between oil and transformer components (paints, metals) are occurring. Values in transformers frequently degassed, a practice used in a few countries, should not be compared with values of Table A.2.

A.1.5 Typical rates of gas increase

Important note: the “WARNING” clause at the beginning of Annex A shall be consulted before using A.1.5.

Ranges of 90 % typical rates of gas increase observed in power transformers, from four electrical networks and including more than 20 000 DGA analyses, are given in Table A.3. These ranges of values have been reported by CIGRE SC D1 and A2 (TF11) and approved by IEC/TC 10 and TC 14.

Table A.3 – Ranges of 90 % typical rates of gas increase observed in power transformers (all types), in $\mu\text{l/l/year}$

	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
All transformers		35 - 132	10 - 120	32 - 146	5 - 90	260 - 1060	1 700 - 10 000
No OLTC	0 - 4						
Communicating OLTC	21 - 37						

Typical values in Table A.3 are valid for large power transformers with an oil volume $>5\,000\text{ l}$. Values in small transformers ($<5\,000\text{ l}$) are usually lower. Values in the early and late years of the equipment tend to be higher than the average values of Table A.3.

Values of Table A.3 may be converted into ml/day when the transformer oil volume is known. Values in Table A.3 should not be used to calculate concentration values after several years and compare them to values in Table A.2, since values in these two tables are affected differently by the shape of their respective cumulative curves and gas losses.

When calculating typical rates of increase of individual networks, intervals should be chosen to provide an acceptable accuracy of results.

A.1.6 Specific information to be added to the DGA report (see clause 10)

- power rating;
- transformer sub-type: air-breathing or sealed;
- top oil temperature;
- type of cooling system: ONAN (oil natural air natural), OFAF (oil forced air forced), etc.;
- hours of service;
- type of OLTC (communicating with the main tank or not);
- number of OLTC operations, if known.

NOTE OLTCs are often composed of a selector switch, located in the oil of the main tank, and of a diverter switch, located in a separate tank but on the same operating axle.

A.2 Industrial and special transformers

A.2.1 Specific sub-types

- furnace transformers;
- rectifier transformers;
- railway transformers;
- distribution transformers (only industrial and service transformers, below 10 MVA, not from utilities).

A.2.2 Typical faults

See table A.1.

A.2.3 Identification of faults

See A.1.3.

A.2.4 Typical concentration values

See table A.4.

The values given in table A.4 are for information only.

Table A.4 – Examples of 90 % typical concentration values observed on a typical network (all types of transformers)

Values in microlitres per litre

Transformer sub-type	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Furnace *	200	800	6 000	150	150	200	*
Distribution	100	200	5 000	50	50	50	5
NOTE The values listed in this table were obtained from one particular network. Values on other networks may differ.							
* The data are influenced by the design and assembly of the on-load tap changer. For this reason, no statistically significant value can be proposed for acetylene.							

A.3 Instrument transformers

A.3.1 Specific sub-types

CT: Current transformers (eyebolt or hairpin design)

VT: Voltage transformers

CTCV: Combined transformers (current-voltage)

CIVT: Cascade (inductive) voltage transformers

CVT: Capacitor voltage transformers

MVT: Magnetic voltage transformers (see [2] of annex C).

NOTE Definitions of these specific sub-types can be found in [6] of annex C.

A.3.2 Typical faults

See table A.5.

Failure rates have been reported as being about 1 % of the total population (see [2] of annex C), although much higher rates were observed on a limited number of sub-groups.

The most frequent final failures involve local or catastrophic dielectric breakdown of paper insulation, following lengthy partial discharge activity and/or thermal runaways.

Table A.5 – Typical faults in instrument transformers

Type	Fault	Examples
PD	Partial discharges	Discharges in gas-filled cavities resulting from poor impregnation, humidity in paper, oil supersaturation, puckers or folds in paper, leading to X-wax deposition and increased dielectric losses Discharges related to switching operations from a nearby substation bus system (in the case of CTs) or to overvoltages at the edges of capacitor unit sections (case of CVTs)
D1	Discharges of low energy	Sparking around loose connections or floating metal strips Tracking in paper Arcing in static shielding connections
D2	Discharges of high energy	Local short circuits between capacitive stress grading foils, with high local current densities able to melt down foils General short circuits with power follow-through are often destructive, resulting in equipment breakage or explosion, and a DGA is not always possible after failure
T2	Thermal fault $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$	Circulating currents in paper insulation resulting from high dielectric losses, related to X-wax contamination, moisture or incorrect selection of insulating materials, and resulting in dielectric heating and thermal runaways Bad contacts in connections or welds Overheating due to the ferroresonant circuit in MVTs
T3	Thermal fault $t > 700\text{ °C}$	Circulating currents on steel lamination edges

A.3.3 Identification of faults by DGA

Table 2 (see 5.3) applies to all sub-types, with CH_4/H_2 lower than 0,2 instead of lower than 0,1 for partial discharges.

A.3.4 Typical concentration values

Ranges of 90 % typical values observed in instrument transformers are given in table A.6. The 90 % normality percentage is the most frequently used. Factors of influence are equipment sub-type, fault type, and age.

The values given in table A.6 are for information only.

Table A.6 – Ranges of 90 % typical concentration values observed in instrument transformers

Values in microlitres per litre

Transformer sub-type	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
CT	6-300	250-1100	800-4 000	11-120	7-130	3-40	1-5
VT	70-1000					20-30	4-16

NOTE 1 The values listed in this table were obtained from one particular network. Values on other networks may differ.

NOTE 2 The value for H₂ in CTs is much lower for rubber sealings (±20 µl/l) than for metal sealings (±300 µl/l).

The following maximum admissible values for sealed instrument transformers without any action to be taken on the transformer have been proposed

Values in microlitres per litre

H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
300	300	900	30	50	10	2

A.4 Bushings

A.4.1 Specific sub-types

- condenser type;
- non-condenser type.

A.4.2 Typical faults

See table A.7

In a number of instances, partial discharges result in increased dielectric losses, thermal runaway and final breakdown.

Most frequent final failures are related to the breakdown of core insulation between short-circuited layers (as a result of partial discharges or thermal runaway), flashovers along the internal surface of the porcelain (often resulting in explosions) and flashovers along the core surface.

Table A.7 – Typical faults in bushings

Type	Fault	Examples
PD	Partial discharges	Discharges in gas-filled cavities resulting from humidity in paper, poor impregnation, oil supersaturation or contamination, or X-wax deposition. Also in loose insulating paper displaced during transportation with puckers or folds in paper
D1	Discharges of low energy	Sparking around loose connections at capacitive tap Arcing in static shielding connections Tracking in paper
D2	Discharges of high energy	Localized short-circuits between capacitive stress grading foils, with high local current densities able to melt down foils (see definition of D2 in 5.2), but not leading to the explosion of the bushing
T2	Thermal fault 300 °C < t < 700 °C	Circulating currents in paper insulation resulting from high dielectric losses, related to contamination or improper selection of insulating materials, and resulting in thermal runaways Circulating currents in poor connections at bushing shield or high voltage lead, with the temperature transmitted inside the bushing through conduction by the conductor

A.4.3 Identification of faults by DGA

A simplified table of interpretation is proposed.

Table A.8 – Simplified interpretation scheme for bushings

Fault	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{CO_2}{CO}$
PD		<0,07		
D	>1			
T			>1	
TP				<1, >20
NOTE – PD = partial discharges D = discharges T = thermal fault TP = thermal fault in paper				

In cases where a single characteristic fault cannot be attributed using this simplified table, or when a more precise diagnosis is required, the general table 2 should be used.

NOTE Some modern bushings contain mixtures of mineral oil and dodecylbenzene (DDB), in proportions not known. Gas compositions evolved from DDB are not the same as from mineral oil, and DDB absorbs more gas than mineral oil.

A.4.4 Typical concentration values

The following 95 % typical values are proposed.

The values given in table A.9 are for information only.

Table A.9 – 95 % typical concentration values in bushings

Values in microlitres per litre

H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
140	1 000	3 400	40	70	30	2

A.5 Oil-filled cables

A.5.1 Typical faults

Discharges and hot spots at cable terminations or junctions.

A.5.2 Identification of faults

Table 2 applies.

DGA is difficult to apply in cables due to the lack of representativity of oil samples (sampling sometimes possible only a long distance from the fault; lack of oil convection; gas trapped in paper insulation ...).

Also, modern cables often contain mixtures of mineral oil and dodecylbenzene (DDB), in proportions not known. Gas compositions evolved from DDB are not the same as from mineral oil, and DDB absorbs more gas than mineral oil under electric stress.

A.5.3 Typical concentration values

The values given in table A.10 are for information only.

The following 95 % typical concentration values have been observed on cables.

Table A.10 – Ranges of 95 % typical concentration values observed on cables

Values in microlitres per litre

H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
150-500	40-100	220-500	5-30	10-25	3-20	2-10
NOTE These values are examples taken from one particular network. Values on other networks and with different types of cable designs may differ.						

A.6 Switching equipment

A.6.1 Specific sub-types

- tap changers (OLTC);
- selector switches;
- switchgear.

A.6.2 Typical faults

See table A.11.

Table A.11 – Typical faults in switching equipment

Type	Fault	Examples
D1	Discharges of low energy	Normal operation of OLTC, selectors Arcing on off-load selector switch ring, OLTC connections
D2	Discharges of high energy	Switch contacts do not reach their final position but stop halfway, due to a failure of the rotating mechanism, inducing a sparkover discharge Arcing on off-load selector switch ring, OLTC connections, of high energy or with power follow-through, with failure often transmitted to transformer windings
T3	Thermal fault	Increased resistance between contacts of OLTC or change-over selector, as a result of pyrolytic carbon growth, selector deficiency or a very large number of operations

NOTE 1 In this table are given examples of faults detected by DGA of oil samples taken from the switching compartment.

NOTE 2 Switching equipment attached to transformers is complex and of various designs. The detailed description of these systems and the interpretation of DGA results should be made with the help of the switching equipment manufacturer, particularly concerning the types of discharges which can or cannot occur in this equipment.

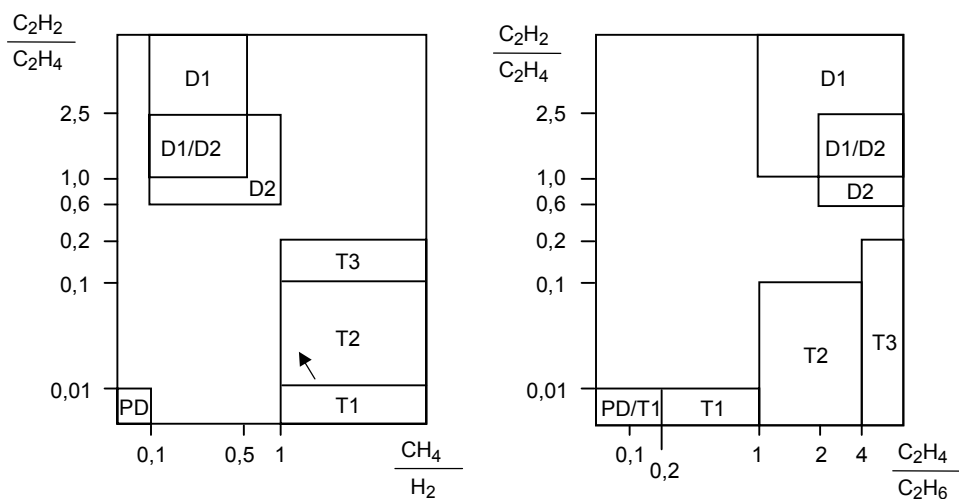
A.6.3 Identification of faults by DGA

Table 2 applies to all sub-types.

As the number of OLTC operations increases, a thermal effect has been observed to superimpose over the pure discharge effect of breaking current, possibly as a result of the increase in resistance of OLTC contacts contaminated by pyrolytic carbon.

Annex B (informative)

Graphical representation of gas ratios (see 5.9)



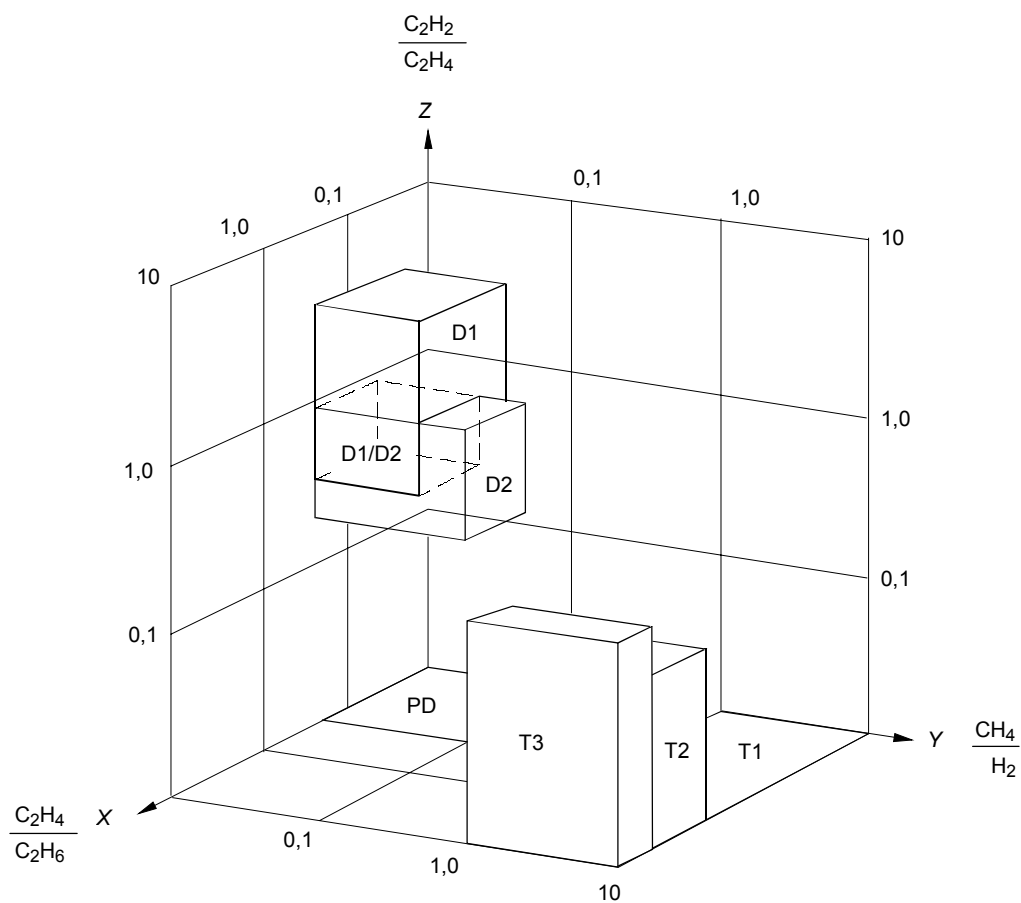
IEC 1 642/98

Key	PD	Partial discharges
	D1	Discharges of low energy
	D2	Discharges of high energy
	T1	Thermal fault, $t < 300\text{ °C}$
	T2	Thermal fault, $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$
	T3	Thermal fault, $t > 700\text{ °C}$

NOTE 1 The arrow indicates increasing temperature.

NOTE 2 The axes are limited to values of 10 for clarity of presentation, but actually extend to unlimited values. The coordinates of each zone are the same as in table 2 and figure B.2.

Figure B.1 – Graphical representation 1 of gas ratios (see [3] of annex C)



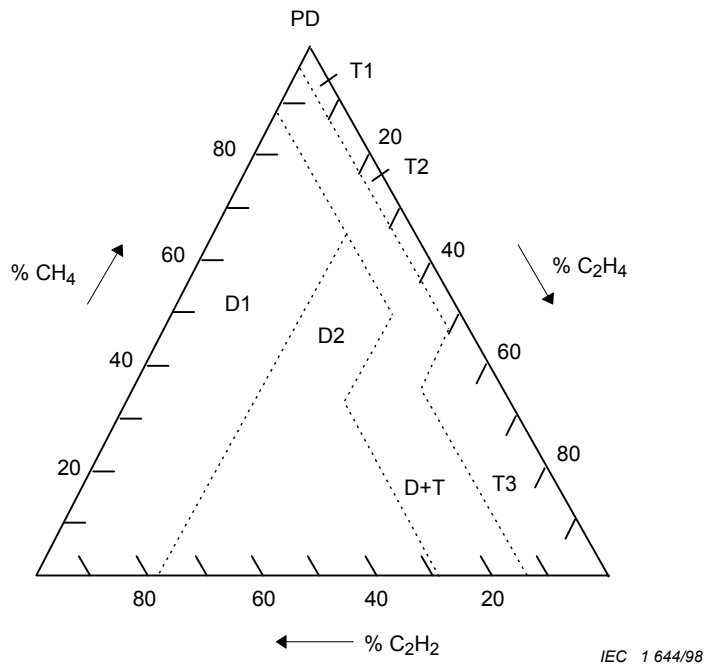
IEC 1 643/98

Key	PD	Partial discharges
	D1	Discharges of low energy
	D2	Discharges of high energy
	T1	Thermal fault, $t < 300\text{ °C}$
	T2	Thermal fault, $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$
	T3	Thermal fault, $t > 700\text{ °C}$

NOTE 1 Each of the cases defined in table 2 is represented by a volume or "box" on the 3-D graphic.

NOTE 2 The coordinates of each box are the same as in figure B.1 and table 2. It is more convenient to use this representation with the help of a computer software package.

Figure B.2 – Graphical representation 2 of gas ratios (see [4] of annex C)



where

$$\% C_2H_2 = \frac{100x}{x+y+z} \quad \text{for } x = [C_2H_2] \text{ in microlitres per litre}$$

$$\% C_2H_4 = \frac{100y}{x+y+z} \quad \text{for } y = [C_2H_4] \text{ in microlitres per litre}$$

$$\% CH_4 = \frac{100z}{x+y+z} \quad \text{for } z = [CH_4] \text{ in microlitres per litre}$$

Key	PD	Partial discharges
	D1	Discharges of low energy
	D2	Discharges of high energy
	T1	Thermal fault, $t < 300 \text{ }^\circ\text{C}$
	T2	Thermal fault, $300 \text{ }^\circ\text{C} < t < 700 \text{ }^\circ\text{C}$
	T3	Thermal fault, $t > 700 \text{ }^\circ\text{C}$

Limits of zones				
PD	98 % CH ₄			
D1	23 % C ₂ H ₄	13 % C ₂ H ₂		
D2	23 % C ₂ H ₄	13 % C ₂ H ₂	38 % C ₂ H ₄	29 % C ₂ H ₂
T1	4 % C ₂ H ₂	10 % C ₂ H ₄		
T2	4 % C ₂ H ₂	10 % C ₂ H ₄	50 % C ₂ H ₄	
T3	15 % C ₂ H ₂	50 % C ₂ H ₄		

Figure B.3 – Graphical representation 3 of gas ratios – Duval's triangle (see [5] of annex C)

Annex C
(informative)

Bibliography

- [1] OOMMEN et al., CIGRE Paris 1998, paper 12-206
 - [2] EPRI Workshop, Proceedings on Failed High Voltage Instrument Transformers, 1992
 - [3] DÖRNENBURG et al., *Etz* N° 98, 1977; pp 211-215
 - [4] COUDERC et al., CEIDP San Francisco, 1996
 - [5] DUVAL et al., CIGRE Symposium Berlin 1993, Paper 110-14
 - [6] IEC 60050(321):1986, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 321: Instrument transformers*
-

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	37
INTRODUCTION	38
1 Domaine d'application	39
2 Références normatives	39
3 Définitions et abréviations	39
4 Mécanismes de formation des gaz	42
5 Identification des défauts	43
6 Conditions de calcul des rapports	48
7 Application aux gaz libres recueillis aux relais de protection	49
8 Niveaux en service des concentrations de gaz	50
9 Méthode recommandée pour l'interprétation des AGD (figure 1)	53
10 Rapport des résultats	53
Annexe A (informative) Notes d'application aux matériels	56
Annexe B (informative) Représentations graphiques des rapports de gaz	66
Annexe C (informative) Bibliographie	69
Figure 1 – Ordinogramme	55
Figure B.1 – Représentation graphique n° 1 des rapports de gaz	66
Figure B.2 – Représentation graphique n° 2 des rapports de gaz	67
Figure B.3 – Représentation graphique n° 3 des rapports de gaz – Triangle de Duval	68

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**MATERIELS ÉLECTRIQUES IMPRÉGNÉS D'HUILE MINÉRALE EN SERVICE –
GUIDE POUR L'INTERPRÉTATION DE L'ANALYSE DES GAZ DISSOUS
ET DES GAZ LIBRES**

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 n'a prévu aucune procédure de marquage valant indication d'approbation et n'engage pas sa responsabilité pour les équipements déclarés conformes à une de ses Publications.
- 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 propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 60599 a été établie par le comité d'études 10 de la CEI: Fluides pour applications électrotechniques.

Cette version consolidée de la CEI 60599 comprend la deuxième édition (1999) [documents 10/450/FDIS et 10/460/RVD] et son amendement 1 (2007) [documents 10/685/FDIS et 10/693/RVD].

Le contenu technique de cette version consolidée est donc identique à celui de l'édition de base et à son (ses) amendement(s); cette version a été préparée par commodité pour l'utilisateur.

Elle porte le numéro d'édition 2.1.

Une ligne verticale dans la marge indique où la publication de base a été modifiée par l'amendement 1.

Les annexes A, B et C sont données à titre d'information uniquement.

INTRODUCTION

L'analyse des gaz libres et des gaz dissous dans l'huile (AGD) est l'un des outils de diagnostic les plus utilisés pour la détection et l'évaluation de défauts dans les matériels électriques. Cependant, l'interprétation des résultats d'AGD est souvent complexe et il convient qu'elle soit toujours faite avec prudence, en s'entourant de personnel expérimenté en maintenance d'isolation.

Le présent guide fournit des informations visant seulement à faciliter cette interprétation. La première édition, publiée en 1978, a bien servi l'industrie électrique, mais a montré ses limites, comme l'absence de diagnostic dans certains cas, l'absence de niveaux de concentration et le fait de reposer principalement sur l'expérience acquise avec les transformateurs de puissance. Cette deuxième édition essaie de remédier à certaines de ces insuffisances. Les schémas d'interprétation sont fondés sur des inspections effectuées sur un grand nombre d'appareils remplis d'huile, après un défaut en service, et les niveaux de concentration résultent d'analyses recueillies dans le monde entier.

MATERIELS ÉLECTRIQUES IMPRÉGNÉS D'HUILE MINÉRALE EN SERVICE –

GUIDE POUR L'INTERPRÉTATION DE L'ANALYSE DES GAZ DISSOUS ET DES GAZ LIBRES

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale est un guide décrivant comment les concentrations de gaz dissous ou de gaz libres peuvent être interprétées pour diagnostiquer l'état des matériels électriques remplis d'huile en service et pour proposer une intervention ultérieure.

Le présent guide s'applique aux matériels électriques remplis d'huile minérale isolante et isolés par des isolants solides constitués de papier ou de carton cellulosiques. Des informations spécifiques aux différents types de matériels tels que transformateurs (de puissance, de mesure, industriels, ferroviaires, de distribution), réactances, traversées, appareillage de coupure et câbles à l'huile sont données, à titre informatif seulement, dans les notes d'application (voir annexe A).

Ce guide peut être appliqué, mais avec prudence, à d'autres systèmes d'isolation liquide-solide.

Dans tous les cas, il convient que les indications obtenues soient considérées seulement comme un guide et que toute action qui en résulte ne soit entreprise qu'après un avis technique autorisé.

2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente Norme internationale. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Tout document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente Norme internationale sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

CEI 60050(191):1990, *Vocabulaire électrotechnique international (VEI) – Chapitre 191: Sûreté de fonctionnement et qualité de service*

CEI 60050(212):1990, *Vocabulaire électrotechnique international (VEI) – Chapitre 212: Isolants solides, liquides et gazeux*

CEI 60050(604):1987, *Vocabulaire électrotechnique international (VEI) – Chapitre 604: Production, transport et distribution de l'énergie électrique – Exploitation*

CEI 60567:1992, *Guide d'échantillonnage de gaz et d'huile dans les matériels électriques immergés, pour l'analyse des gaz libres et dissous*

CEI 61198:1993, *Huiles minérales isolantes – Méthodes pour la détermination du 2-furfural et ses dérivés*

3 Définitions et abréviations

3.1 Définitions

Pour les besoins de la présente Norme internationale, les définitions suivantes s'appliquent; elles sont tirées de la CEI 60050(191), de la CEI 60050(212) et de la CEI 60050(604).

3.1.1 défaut

événement imprévu ou défektivité d'un dispositif qui peut donner lieu à une ou à plusieurs défaillances de ce dispositif, ou d'autres dispositifs associés [VEI 604-02-01]

NOTE Dans les matériels électriques, un défaut peut ou non provoquer des dommages dans l'isolation et la défaillance du matériel.

3.1.2

défaut sans dommage

défaut ne nécessitant ni réparation ni remplacement à l'endroit du défaut [VEI 604-02-09]

NOTE Des exemples typiques sont les arcs auto-extinguibles dans les matériels de coupure ou un sur-échauffement général sans carbonisation du papier.

3.1.3

défaut avec dommage

défaut qui a provoqué des détériorations nécessitant une réparation ou un remplacement à l'endroit du défaut [VEI 604-02-08, modifié]

3.1.4

incident

événement d'origine interne qui, de façon temporaire ou permanente, perturbe le fonctionnement normal d'un matériel [VEI 604-02-03, modifié]

NOTE Des exemples typiques sont des alarmes du relais, un déclenchement du matériel ou des fuites du matériel.

3.1.5

défaillance

cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction prescrite [VEI 191-04-01]

NOTE Dans les matériels électriques, une défaillance sera la conséquence d'un défaut avec dommage ou d'un incident nécessitant la mise hors service, la réparation ou le remplacement du matériel, tel que claquage interne, rupture de la cuve, incendie ou explosion.

3.1.6

défaut électrique

décharge partielle ou disruptive à travers l'isolation

3.1.7

décharge partielle

décharge dont le trajet se développe sur une partie seulement de l'isolation entre des conducteurs. Elle peut se produire au sein même de l'isolation ou à partir d'un conducteur [VEI 212-01-34, modifié]

NOTE 1 L'effet couronne est une forme de décharge partielle qui se produit dans les milieux gazeux autour des conducteurs placés loin de toute isolation solide ou liquide. Ce terme ne sera pas employé comme terme général pour désigner n'importe quel type de décharge partielle.

NOTE 2 La cire-X est une substance solide qui se forme dans une huile minérale isolante par suite de décharges électriques et qui se compose de fragments polymérisés des molécules du liquide de départ [VEI 212-07-24, modifié]. Des produits analogues peuvent être formés dans des conditions similaires à partir d'autres liquides.

NOTE 3 Les étincelles de faible énergie, reliées par exemple à la présence de particules métalliques ou de potentiels flottants, sont parfois décrites comme étant des décharges partielles, mais il convient plutôt de les considérer comme des décharges de faible énergie.

3.1.8

décharge (disruptive)

passage d'un arc à la suite d'un claquage de l'isolation [VEI 604-03-38, modifié]

NOTE 1 Les décharges sont souvent appelées arcs, claquages ou courts-circuits. Les termes plus précis suivants sont aussi utilisés:

- amorçage (décharge à travers l'huile);
- perforation (décharge à travers l'isolation solide);
- contournement (décharge à la surface de l'isolation solide);
- cheminement (dégradation progressive de la surface d'un matériau isolant solide par des décharges locales formant des chemins conducteurs ou partiellement conducteurs);
- étincelles qui, selon les conventions de la physique, sont des claquages diélectriques locaux de forte densité d'ionisation ou de petits arcs.

NOTE 2 Selon la quantité d'énergie contenue dans la décharge, celle-ci sera décrite comme étant une décharge de faible ou de forte énergie, selon l'étendue des dommages observés sur le matériel (voir 5.2).

3.1.9**défaut thermique**

élévation excessive de la température dans l'isolation

NOTE Les causes typiques sont

- un refroidissement insuffisant,
- des courants trop élevés circulant dans des parties métalliques adjacentes (dus à de mauvais contacts, des courants de Foucault, des pertes vagabondes ou des flux de fuite),
- des courants trop élevés circulant dans l'isolation (en raison de pertes diélectriques élevées), conduisant à un emballement thermique,
- un suréchauffement d'enroulement interne ou de jonction de traversée.

3.1.10**valeurs typiques des concentrations de gaz**

concentrations de gaz se trouvant normalement dans les matériels en service ne présentant aucuns symptômes de défaillance, et qui ne sont dépassés que par un pourcentage arbitraire de teneurs en gaz plus élevées, par exemple 10 % (voir 8.2.1)

NOTE 1 Les valeurs typiques seront différentes selon les types de matériels et les réseaux électriques et selon les pratiques d'exploitation (niveaux de charge, climat, etc.).

NOTE 2 Les valeurs typiques, dans beaucoup de pays et pour beaucoup d'utilisateurs, sont souvent appelées «valeurs normales», mais ce terme n'a pas été retenu ici, pour éviter de possibles fausses interprétations.

3.2 Abréviations**3.2.1 Noms et symboles chimiques**

Nom	Symbole
Azote	N ₂
Oxygène	O ₂
Hydrogène	H ₂
Oxyde de carbone	CO
Dioxyde de carbone	CO ₂
Méthane	CH ₄
Ethane	C ₂ H ₆
Ethylène	C ₂ H ₄
Acétylène	C ₂ H ₂

3.2.2 Abréviations générales

AGD: Analyse des gaz dissous

CIGRE: Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques

S: Limite de détection analytique

4 Mécanismes de formation des gaz

4.1 Décomposition de l'huile

Les huiles minérales isolantes sont constituées d'un mélange de molécules différentes d'hydrocarbures, contenant des groupes chimiques CH_3 , CH_2 et CH reliés les uns aux autres par des liaisons moléculaires carbone-carbone. Des défauts thermiques ou électriques peuvent couper certaines de ces liaisons C-H et C-C, avec la formation de fragments petits et instables, sous forme radicalaire ou ionique, comme H^\bullet , CH_3^\bullet , CH_2^\bullet , CH^\bullet ou C^\bullet (parmi bien d'autres formes plus complexes), qui se recombinent rapidement, par des réactions complexes, en molécules de gaz comme l'hydrogène (H-H), le méthane ($\text{CH}_3\text{-H}$), l'éthane ($\text{CH}_3\text{-CH}_3$), l'éthylène ($\text{CH}_2 = \text{CH}_2$) ou l'acétylène ($\text{CH} \equiv \text{CH}$). Des hydrocarbures gazeux en C_3 et C_4 , ainsi que des particules solides de carbone et de polymères hydrocarbonés (cire-X), sont d'autres produits de recombinaison possibles. Les gaz formés se dissolvent dans l'huile, ou s'accumulent sous forme de gaz libres, s'ils sont produits rapidement en grandes quantités, et peuvent être analysés par AGD conformément à la CEI 60567.

Les défauts de faible énergie, tels que les décharges partielles de type plasma froid (décharges couronne), favorisent la coupure des liaisons C-H plus faibles (338 kJ/mole) par des réactions d'ionisation et l'accumulation d'hydrogène comme gaz principal de recombinaison. De plus en plus d'énergie et/ou des températures plus élevées sont nécessaires pour la coupure des liaisons C-C, et leur recombinaison en gaz contenant une liaison simple C-C (607 kJ/mole), une double liaison C=C (720 kJ/mole) ou une triple liaison C≡C (960 kJ/mole), suivant des réactions présentant des analogies avec celles observées dans l'industrie du craquage du pétrole.

Ainsi, la formation d'éthylène est favorisée par rapport à celle de méthane et d'éthane au-dessus d'environ 500 °C (bien que, au-dessous, l'éthylène soit toujours présent, mais en plus faibles quantités). L'acétylène nécessite des températures d'au moins 800 °C à 1 200 °C, suivies d'une trempe rapide jusqu'à de plus basses températures, pour pouvoir s'accumuler comme produit de recombinaison stable. L'acétylène se forme ainsi en quantités significatives principalement dans les arcs, où le canal de conduction ionisé est à plusieurs milliers de degrés Celsius, et où l'interface avec l'huile liquide avoisinante est nécessairement en dessous de 400 °C (température au-dessus de laquelle l'huile se vaporise complètement), avec une couche de vapeur d'huile et de gaz de décomposition entre les deux. L'acétylène peut se former à plus basse température (<800 °C), mais en très faibles quantités. Les particules de carbone se forment de 500 °C à 800 °C et s'observent, en effet, après claquage dans l'huile ou autour de points très chauds.

L'huile peut s'oxyder, avec la formation de faibles quantités de CO et de CO₂, qui peuvent s'accumuler en quantités plus importantes sur de longues durées.

4.2 Décomposition de l'isolation cellulosique

Les chaînes polymériques de l'isolation solide cellulosique (papier, carton, bois de calage) contiennent un grand nombre de noyaux anhydroglucosiques, et de faibles liaisons moléculaires C-O et glycosidiques, qui sont thermiquement moins stables que les liaisons hydrocarbonées de l'huile et se décomposent à des températures plus basses. Les vitesses de coupure de chaînes polymériques deviennent significatives à des températures supérieures à 105 °C, avec décomposition complète et carbonisation au-dessus de 300 °C. Il se forme principalement du monoxyde et du dioxyde de carbone, ainsi que de l'eau, en quantités beaucoup plus importantes que par oxydation de l'huile aux mêmes températures, ainsi que de faibles quantités d'hydrocarbures gazeux et de composés furaniques. Ces derniers peuvent être analysés conformément à la CEI 61198, en complément à l'interprétation de l'AGD, pour confirmer si oui ou non l'isolation cellulosique est impliquée dans le défaut. La formation de CO et de CO₂ augmente non seulement avec la température, mais également avec la teneur en oxygène dissous dans l'huile et avec la teneur en eau du papier.

4.3 Autres sources de gaz

Dans certains cas, des gaz peuvent se former, non pas à la suite de défauts dans le matériel, mais à cause de réactions chimiques de corrosion ou autres impliquant l'acier, les surfaces non peintes ou les peintures de protection.

De l'hydrogène peut être produit par réaction de l'acier avec l'eau, tant que de l'oxygène est présent dans l'huile qui est à proximité. Des quantités importantes d'hydrogène ont ainsi été observées dans des transformateurs qui n'avaient jamais été mis sous tension. De l'hydrogène peut aussi se former par réaction d'eau libre avec des revêtements spéciaux de surfaces métalliques, ou par réaction catalytique de certains types d'acier inoxydable avec l'huile, en particulier avec de l'huile à haute température contenant de l'oxygène dissous. De l'hydrogène peut aussi être présent dans de l'acier inoxydable neuf, absorbé pendant le procédé de fabrication, ou produit pendant le soudage, et libéré lentement dans l'huile.

De l'hydrogène peut aussi être formé par la décomposition du mince film d'huile entre les lamelles du noyau à des températures supérieures ou égales à 140 °C (voir [1]* de l'annexe C).

Des gaz peuvent aussi être produits par exposition de l'huile à la lumière solaire ou se former au cours de travaux de réparation du matériel.

Des peintures internes du transformateur, comme les résines alkydes et les polyuréthanes modifiés, contenant des acides gras dans leur formulation, peuvent aussi former des gaz.

De tels cas ne se produisent néanmoins qu'extrêmement rarement, et peuvent être détectés en effectuant des analyses d'AGD sur des matériels neufs qui n'ont jamais été mis sous tension et par des essais de compatibilité des matériaux. La présence d'hydrogène, en l'absence totale d'autres hydrocarbures gazeux peut être, par exemple, une indication d'un tel problème.

NOTE Le cas des gaz provenant d'un défaut ancien et subsistant dans le transformateur est traité en 5.3.

5 Identification des défauts

En service, toute formation de gaz, même minime, résulte d'une quelconque contrainte, même très faible, telle que le vieillissement thermique normal. Néanmoins, tant que la formation de gaz reste en dessous des valeurs typiques, il convient de ne pas la considérer comme l'indication d'un «défaut», mais plutôt comme une «formation typique de gaz» (voir figure 1).

5.1 Composition des gaz dissous

Bien que le niveau de température atteinte ou de l'énergie mise en jeu dans le défaut favorise la formation de certains gaz (voir 4.1), en pratique, on obtient presque toujours des mélanges de gaz. Une des raisons est thermodynamique: bien qu'ils soient moins favorisés, des gaz secondaires se forment toujours, mais en plus faibles quantités. Cependant, les modèles thermodynamiques issus de l'industrie pétrolière ne permettent pas de prédire avec précision la composition des gaz formés, parce que ces modèles correspondent à des équilibres idéaux de températures et de gaz qui n'existent pas dans les défauts réels. Également, des gradients élevés de température existent en pratique dus, par exemple à l'écoulement ou à la vaporisation de l'huile le long de surfaces très chaudes. Cela est particulièrement vrai pour les arcs de puissance, qui transfèrent une grande quantité de chaleur à la couche de gaz de décomposition et de vapeur d'huile, située entre l'arc et l'huile, expliquant probablement la formation accrue d'éthylène observée en plus de l'acétylène. D'autre part, les modèles thermodynamiques existants ne s'appliquent pas non plus au papier, qui se carbonise de façon irréversible au-dessus de 300 °C.

* Les chiffres entre crochets se réfèrent à la bibliographie donnée à l'annexe C.

5.2 Types de défauts

L'inspection interne de centaines de matériels défectueux a conduit aux classes suivantes de défauts qu'il est possible de détecter visuellement:

- les décharges partielles (DP), de type plasma froid (couronne), avec dépôt possible de cire-X sur l'isolation en papier, ou de type étincelles, provoquant des perforations carbonisées en forme de trou d'épingle dans le papier, qui, cependant, peuvent être difficiles à détecter;
- les décharges de faible énergie (D1), dans l'huile et/ou le papier, manifestées par de plus larges perforations carbonisées à travers le papier, une carbonisation de la surface du papier (cheminement) ou des particules de carbone dans l'huile (comme dans le rupteur, suite aux manoeuvres du changeur de prises);
- les décharges de forte énergie (D2), dans l'huile et/ou le papier, en dessous de 300 °C, ou décharges de puissance, manifestées par une destruction et une carbonisation importantes du papier, la fusion du métal aux extrémités de la décharge, une carbonisation importante de l'huile et, dans certains cas, le déclenchement du matériel, confirmant la forte intensité du courant de décharge;
- les défauts thermiques dans l'huile et/ou le papier, en dessous de 300 °C, si le papier est devenu brun (T1), et au-dessus de 300 °C s'il s'est carbonisé (T2);
- les défauts thermiques à des températures supérieures à 700 °C (T3), s'il y a eu forte carbonisation de l'huile, coloration du métal (800 °C) ou fusion du métal (>1 000 °C).

Tableau 1 – Abréviations

DP	Décharges partielles
D1	Décharges de faible énergie
D2	Décharges de forte énergie
T1	Défaut thermique, $t < 300\text{ °C}$
T2	Défaut thermique, $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$
T3	Défaut thermique, $t > 700\text{ °C}$

5.3 Rapports fondamentaux de gaz

Chacune des six grandes classes de défauts donne naissance à une composition caractéristique en hydrocarbures gazeux, qu'on peut mettre sous la forme d'une table d'interprétation d'AGD, telle que celle recommandée ci-dessous (tableau 2), utilisant trois rapports fondamentaux de gaz:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad \frac{CH_4}{H_2} \quad \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

Le tableau 2 s'applique à tous les types de matériels, avec quelques différences dans les limites des rapports de gaz, selon le type particulier de matériel.

Tableau 2 – Table d'interprétation d'AGD

Cas	Défaut caractéristique	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
DP	Décharges partielles (voir notes 3 et 4)	NS ¹⁾	<0,1	<0,2
D1	Décharges de faible énergie	>1	0,1 – 0,5	>1
D2	Décharges de forte énergie	0,6 – 2,5	0,1 – 1	>2
T1	Défaut thermique $t < 300 \text{ °C}$	NS ¹⁾	>1, mais NS ¹⁾	<1
T2	Défaut thermique $300 \text{ °C} < t < 700 \text{ °C}$	<0,1	>1	1 – 4
T3	Défaut thermique $t > 700 \text{ °C}$	0,2 ²⁾	>1	>4

NOTE 1 Dans certains pays, le rapport C_2H_2/C_2H_6 est utilisé plutôt que le rapport CH_4/H_2 . Egalement, dans certains pays, des limites légèrement différentes des rapports de gaz sont utilisées.

NOTE 2 Les rapports ci-dessus ne sont significatifs et ne seront calculés que si au moins un des gaz est à une concentration et à une vitesse d'accroissement de gaz supérieures aux valeurs typiques (voir article 9).

NOTE 3 $CH_4/H_2 < 0,2$ pour les décharges partielles dans les transformateurs de mesure.
 $CH_4/H_2 < 0,07$ pour les décharges partielles dans les traversées.

NOTE 4 Des compositions en gaz similaires aux décharges partielles ont été observées à la suite de la décomposition du mince film d'huile entre les lamelles du noyau, à des températures supérieures ou égales à 140 °C (voir 4.3 et [1] de l'annexe C).

¹⁾ NS = Non significatif, quelle que soit la valeur.
²⁾ Une valeur croissante de C_2H_2 peut indiquer que le point chaud est à une température supérieure à $1\ 000 \text{ °C}$.

Des exemples typiques de défauts correspondant aux six cas du tableau 2, observés dans différents types de matériels (transformateurs de puissance, de mesure, etc.) sont indiqués dans les tableaux A.1, A.5, A.7 et A.11.

On peut constater, dans le tableau 2, qu'il y a un certain recouvrement entre les défauts D1 et D2, ce qui signifie qu'une double attribution de D1 et D2 doit être donnée dans certains cas de résultats d'AGD. Cependant, la distinction entre D1 et D2 a été conservée, parce que la différence d'énergie entre ces deux types de décharges peut accroître de manière significative le dommage possible du matériel et nécessiter des mesures préventives différentes.

NOTE Les combinaisons de rapports de gaz qui sortent des limites du tableau 2, et ne correspondent pas à un défaut caractéristique de ce tableau, peuvent être considérées comme un mélange de défauts, ou comme de nouveaux défauts qui se superposent à un niveau élevé de gaz produit antérieurement (voir 6.1).

Dans un tel cas, le tableau 2 ne peut pas fournir de diagnostic, mais les représentations graphiques de l'annexe B peuvent être utilisées pour voir quel défaut caractéristique du tableau 2 est le plus proche.

Le schéma simplifié d'interprétation, donné au tableau 3, peut également être utilisé dans un tel cas pour obtenir au moins une distinction approximative entre décharges partielles (DP), décharges (D) et défaut thermique (T), plutôt que pas de diagnostic du tout.

Tableau 3 – Schéma d'interprétation simplifié

Cas	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
DP		<0,2	
D	>0,2		
T	<0,2		

5.4 Rapport CO₂/CO

La formation de CO₂ et de CO à partir de l'isolation en papier imprégné d'huile augmente rapidement avec la température. Des rapports CO₂/CO corrigés inférieurs à 3 sont généralement considérés comme l'indication d'une implication probable du papier dans le défaut, avec un certain degré de carbonisation.

Pour avoir des rapports CO₂/CO représentatifs de ce qui se passe dans le matériel, il convient tout d'abord de corriger les valeurs de CO₂ et de CO pour tenir compte de l'absorption possible du CO₂ de l'air atmosphérique, et des valeurs de CO₂ et de CO accumulées antérieurement (voir 6.1 et article 9), résultant du vieillissement de l'isolation cellulosique, de la surchauffe des bois de calage ou de l'oxydation de l'huile à long terme (celle-ci étant fortement influencée par la disponibilité en oxygène due aux détails particuliers de construction du matériel et à son mode d'exploitation).

Les matériels à respiration d'air, par exemple, saturés à environ 10 % d'air dissous dans l'huile, peuvent contenir jusqu'à 300 µl/l de CO₂ provenant de l'air. Dans les matériels scellés, l'air est normalement exclu mais il peut entrer par des fuites et la concentration en CO₂ sera en proportion de l'air présent.

Quand on soupçonne une dégradation anormale du papier (CO₂/CO < 3), il est judicieux de demander une analyse des composés furaniques ou une mesure du degré de polymérisation d'échantillons de papier, quand cela est possible.

5.5 Rapport O₂/N₂

On peut trouver de l'oxygène et de l'azote dissous dans l'huile, en raison du contact avec l'air atmosphérique dans le conservateur des matériels respirant à l'air, ou de fuites dans les matériels scellés. A l'équilibre, en raison des solubilités relatives de O₂ et de N₂, le rapport O₂/N₂ dans l'huile correspond à la composition de l'air et est proche de 0,5.

En service, ce rapport peut diminuer par oxydation de l'huile et/ou vieillissement du papier, si l'oxygène est consommé plus rapidement qu'il n'est remplacé par diffusion. Des facteurs comme la charge et le système de préservation utilisé peuvent aussi affecter ce rapport, mais des rapports inférieurs à 0,3 sont généralement considérés comme l'indication d'une consommation excessive d'oxygène.

5.6 Rapport C₂H₂/H₂

Dans les transformateurs de puissance, les manoeuvres du changeur de prises en charge (CPC) produisent des gaz caractéristiques des décharges de faible énergie (D1). Si des gaz ou de l'huile peuvent communiquer du CPC vers la cuve principale ou entre leurs conservateurs respectifs, ces gaz peuvent contaminer l'huile de la cuve principale et conduire à des diagnostics erronés. Cependant, le type de composition gazeuse dans le CPC est très caractéristique et différent de celui des D1 habituels dans la cuve principale.

Des rapports C_2H_2/H_2 supérieurs à 2 ou 3 dans la cuve principale sont ainsi considérés comme l'indication d'une contamination par le CPC. Cela peut être confirmé par comparaison des résultats d'AGD dans la cuve principale, dans le CPC et dans les conservateurs. Les valeurs du rapport de gaz et de la concentration en acétylène dépendent du nombre de manoeuvres du CPC et de la façon dont la contamination s'est produite (à travers l'huile ou par voie gazeuse).

NOTE Si l'on soupçonne une contamination par le CPC, il convient d'interpréter les résultats de l'AGD avec prudence en soustrayant la contamination due au CPC, ou d'éviter l'interprétation en raison de son manque de fiabilité.

5.7 Hydrocarbures en C_3

La méthode d'interprétation de l'analyse des gaz décrite ci-dessus ne tient compte que des hydrocarbures en C_1 et C_2 . D'autres méthodes pratiques d'interprétation utilisent également les concentrations des hydrocarbures en C_3 , et leurs auteurs pensent que ces derniers peuvent fournir des renseignements complémentaires utiles et un diagnostic plus précis. Comme les hydrocarbures en C_3 sont très solubles dans l'huile, leurs concentrations ne sont pratiquement pas affectées par une possible diffusion vers l'air ambiant. En revanche, comme ils sont très solubles, ils sont difficiles à extraire de l'huile, et leur analyse peut dépendre fortement de la méthode d'extraction utilisée. De plus, l'expérience a montré que, dans la plupart des cas, un diagnostic satisfaisant peut être obtenu sans tenir compte de ces hydrocarbures, c'est pourquoi, dans un but de simplification, on ne les a pas retenus dans la méthode d'interprétation décrite ci-dessus.

5.8 Evolution des défauts

Les défauts apparaissent souvent comme des défauts naissants, de faible énergie, qui se transforment par la suite en défauts plus sévères, de plus fortes énergies, pouvant conduire à des alarmes de gaz, à des claquages ou à des défaillances.

Quand un défaut est détecté à un stade initial d'évolution, il peut être intéressant de suivre non seulement l'augmentation de la concentration des gaz, mais également l'évolution éventuelle avec le temps vers un défaut plus dangereux de forte énergie, du type stade final.

Par exemple, certains transformateurs de courant ont fonctionné de façon satisfaisante pendant de longues périodes avec des teneurs élevées en hydrogène, produites par des décharges partielles. Cependant, ces dernières peuvent provoquer également la formation de cire-X. Quand de la cire-X est présente en quantité suffisante pour accroître les pertes diélectriques dans l'isolation papier-huile, un défaut thermique peut se produire, entraînant finalement un emballement thermique et le claquage du transformateur.

Dans d'autres cas, cependant, un claquage final instantané peut se produire à l'improviste.

5.9 Représentations graphiques

Les représentations graphiques des rapports de gaz sont utiles pour suivre visuellement cette évolution des défauts. L'annexe B donne des exemples de représentations graphiques de défauts.

Ces représentations sont également utiles dans les cas qui ne reçoivent pas de diagnostic à l'aide du tableau 2 parce qu'ils sortent des limites numériques du tableau. En utilisant les figures B.1 ou B.2, la zone ou la boîte qui est la plus proche d'un cas sans diagnostic peut être facilement visualisée et attribuée avec prudence à ce cas. La figure B.3 est particulièrement utile, car elle fournit toujours un diagnostic dans de tels cas.

6 Conditions de calcul des rapports

6.1 Examen des valeurs d'AGD

Il convient d'effectuer l'échantillonnage et l'analyse par AGD conformément aux recommandations de la CEI 60567.

- a) Des valeurs de 0 µl/l sur un rapport d'AGD ou en dessous des limites de détection analytique S, doivent être remplacées par «en dessous de la limite de détection S pour ce gaz» (voir les valeurs de S recommandées dans la CEI 60567)
- b) Si des analyses successives d'AGD ont été effectuées sur une durée relativement courte (jours ou semaines), on peut avoir à éliminer les variations aberrantes (par exemple des diminutions brutales de concentration), qui sont des indications d'un problème d'échantillonnage ou d'analyse.
- c) Les rapports de gaz ne sont significatifs et ne seront calculés que si au moins un des gaz est à une concentration supérieure aux valeurs typiques et au-dessus des vitesses typiques d'accroissement de gaz (voir note 2 du tableau 2 et article 9).
- d) Si les rapports de gaz sont différents de ceux obtenus lors de l'analyse précédente, un nouveau défaut peut se superposer à un ancien ou à un vieillissement normal. Pour avoir seulement les rapports de gaz correspondant au nouveau défaut, soustraire les valeurs d'AGD précédentes des dernières valeurs et recalculer les rapports. Cela est particulièrement vrai dans le cas du CO et du CO₂ (voir 5.4). S'assurer que la comparaison est faite entre des valeurs d'AGD provenant d'échantillons prélevés au même endroit et, de préférence, dans de l'huile en mouvement. Il convient également que l'interprétation tienne compte des traitements effectués précédemment sur le matériel, tels que réparations, dégazage ou filtration de l'huile, qui peuvent influencer le niveau de gaz dans l'huile.

NOTE Dans le cas de transformateurs de puissance respirant à l'air, des gaz peuvent s'échapper lentement par diffusion à travers le conservateur ou par suite des cycles de température et d'expansion d'huile. Il en résulte que les niveaux de gaz mesurés peuvent être légèrement inférieurs aux niveaux réellement formés dans le transformateur. Néanmoins, il n'y a pas de consensus sur l'ordre de grandeur de cette perte par diffusion en service; certains la considèrent comme totalement négligeable, d'autres comme potentiellement significative, selon le type d'équipement utilisé. Dans le doute, il peut être utile de mesurer la concentration en gaz dans le conservateur pour avoir une idée du volume de gaz diffusé. Des pertes significatives par diffusion peuvent affecter les rapports de gaz, les valeurs typiques de concentration et de vitesse d'accroissement de gaz.

6.2 Incertitude sur les rapports de gaz

En raison de la fidélité sur les valeurs d'AGD, il y a également une incertitude sur les rapports de gaz, qui peut être calculée en utilisant les valeurs de fidélité sur les AGD décrites dans la CEI 60567.

Au-dessus de $10 \times S$ (S = limite de détection analytique), la fidélité est typiquement de 5 % sur les valeurs d'AGD et jusqu'à 10 % sur un rapport de gaz. En dessous de $10 \times S$, la fidélité sur les valeurs d'AGD décroît rapidement, typiquement jusqu'à 20 % à $5 \times S$ et jusqu'à 40 % sur un rapport de gaz.

Il convient donc de faire preuve de prudence quand on calcule des rapports de gaz pour des niveaux faibles (inférieurs à $10 \times S$), en gardant à l'esprit les variations possibles résultant d'une moins bonne fidélité. Cela est particulièrement vrai pour les transformateurs de mesure et les traversées, où les valeurs typiques de concentration de gaz peuvent être inférieures à $10 \times S$.

7 Application aux gaz libres recueillis aux relais de protection

Lors d'un défaut, la vitesse de production de gaz de tout type est étroitement liée à la vitesse de libération de l'énergie. Ainsi, la faible vitesse de libération d'énergie dans les décharges partielles ou dans les points chauds de température peu élevée provoque une libération lente de gaz et il est fort probable que tous les gaz produits se dissolvent dans l'huile. Une plus grande vitesse de libération d'énergie associée, par exemple, à un défaut de haute température dans le circuit magnétique peut provoquer un dégagement de gaz suffisamment rapide pour produire des bulles de gaz. Celles-ci généralement se dissolvent partiellement dans l'huile (et s'échangent avec les gaz déjà dissous), mais une certaine quantité de gaz peut atteindre le relais collecteur ou le matelas protecteur; ce gaz peut s'approcher de l'équilibre avec les gaz dissous dans l'huile.

Une très grande vitesse de libération d'énergie associée à un défaut d'arc de puissance produit un dégagement rapide et important de gaz (la montée de pression résultante actionne normalement le relais collecteur). Les grosses bulles de gaz montent rapidement jusqu'au relais et échangent peu de gaz avec l'huile de sorte que le gaz recueilli au relais est, initialement, loin d'être en équilibre avec celui dissous dans l'huile. Cependant, si le gaz reste longtemps au relais, certains constituants se dissolvent dans l'huile, modifiant ainsi la composition du gaz recueilli; l'acétylène, qui est produit en grande quantité lors d'un défaut par arc et qui est très soluble, est un exemple typique de gaz pouvant se dissoudre rapidement et conduire à des résultats erronés.

En principe, les résultats de l'analyse des gaz libres recueillis dans un relais collecteur ou dans un matelas protecteur peuvent être interprétés de la même manière que les résultats de l'analyse des gaz dissous dans l'huile. Cependant, lorsque le relais collecteur a fonctionné et que du gaz s'est accumulé en grande quantité, il est possible qu'il y ait un défaut grave et il convient d'entreprendre des analyses de gaz pour identifier le défaut. Des alarmes Buchholz, provenant d'une accumulation d'air, sont également possibles à la suite d'une combinaison de journées chaudes et de chutes brutales de la température pendant la nuit.

Il est donc important de prélever les gaz au relais le plus vite possible et de ne pas les brûler, et également de prélever un échantillon d'huile dans le relais et dans la cuve principale.

Lorsque du gaz s'accumule lentement, l'analyse des gaz dissous dans l'huile donne plus d'informations que celle des gaz libres; cette analyse de gaz dissous est également indispensable pour déterminer la vitesse totale de production des gaz et donc pour vérifier si le défaut se développe, ce qui est le point le plus important à examiner. Lorsqu'une analyse des gaz libres est entreprise, il est nécessaire de convertir les concentrations des divers gaz à l'état libre en concentrations équivalentes à l'état dissous, à l'aide du tableau 4, avant d'appliquer les méthodes décrites au tableau 2, et de les comparer aux concentrations en gaz dissous dans l'huile du relais et de la cuve principale.

En appliquant les principes décrits ci-dessus, la comparaison entre les concentrations réelles en gaz dissous dans l'huile et les concentrations équivalentes dans le gaz libre peut donner des informations précieuses sur la vitesse de déplacement des bulles de gaz dans l'huile et, par conséquent, sur la vitesse de production du gaz.

Le calcul des concentrations en gaz dissous équivalentes aux concentrations dans le gaz libre s'effectue en appliquant le coefficient d'Ostwald pour chaque gaz. Pour un gaz particulier, le coefficient d'Ostwald k est défini comme suit:

$$k = \frac{\text{concentration de gaz dans la phase liquide}}{\text{concentration de gaz dans la phase gazeuse}}$$

avec les concentrations en microlitres par litre.

Les coefficients d'Ostwald pour différents gaz dans les huiles minérales isolantes à 20 °C et à 50 °C sont donnés dans le tableau 4.

Tableau 4 – Coefficients d'Ostwald pour différents gaz dans les huiles minérales isolantes

Gaz	k à 20 °C	k à 50 °C
N ₂	0,09	0,09
O ₂	0,17	0,17
H ₂	0,05	0,05
CO	0,12	0,12
CO ₂	1,08	1,00
CH ₄	0,43	0,40
C ₂ H ₆	2,40	1,80
C ₂ H ₄	1,70	1,40
C ₂ H ₂	1,20	0,9

NOTE Les données rassemblées dans ce tableau sont des valeurs moyennes provenant de différents types d'huile minérale isolante pour transformateur. Les valeurs réelles peuvent différer légèrement de celles figurant dans le tableau. Néanmoins, celles-ci peuvent être utilisées sans influence sur les conclusions tirées des résultats d'essai recalculés.

Le coefficient d'Ostwald est indépendant de la pression partielle réelle du gaz considéré. Les phases gazeuse et liquide sont supposées être à la même température; cela est rarement le cas, mais l'erreur introduite par cette approximation n'invalide pas les conclusions obtenues.

8 Niveaux en service des concentrations de gaz

8.1 Probabilité de défaillance en service

8.1.1 Généralités

La probabilité ou le risque d'avoir un incident ou une défaillance en service est relié aux niveaux des concentrations de gaz.

En dessous de certains niveaux de concentration (appelés valeurs typiques ou valeurs normales), la probabilité d'avoir une défaillance est faible. Le matériel est considéré comme sain, bien qu'une défaillance ne puisse être totalement écartée, même à ces niveaux très bas, mais elle n'est pas vraisemblable. Un premier tri grossier entre analyses saines et suspectes peut donc être obtenu en calculant les valeurs typiques pour le matériel.

La probabilité d'avoir une défaillance peut s'accroître de façon significative pour des valeurs très supérieures aux valeurs typiques de concentration. La situation est alors considérée comme critique car, même si une défaillance peut ne jamais se produire à ces niveaux élevés, les risques d'en avoir une sont élevés. De telles défaillances peuvent être divisées en deux catégories:

- les défaillances qui se développent en un temps très court (et qu'on ne peut donc détecter par prélèvement d'huile et analyse en laboratoire, mais seulement par des détecteurs en continu);
- les défaillances qui se développent sur une durée très longue. Seule cette deuxième catégorie peut être détectée par analyse d'AGD en laboratoire.

8.1.2 Méthodes de calcul

Les compagnies d'électricité ayant d'importantes bases de données d'AGD et de maintenance des matériels ont la possibilité de calculer la probabilité de défaillance en service pour un type donné de matériel et pour un niveau donné de concentration d'un gaz. Elles peuvent le faire en calculant le nombre d'analyses d'AGD effectivement suivies d'une défaillance ou d'un incident en service (alarme relais, défaillance, réparation, mise hors-service, etc.), et en comparant ce nombre au nombre total d'analyses d'AGD pour ce type de matériel et à ce niveau de concentration du gaz.

Un très grand nombre d'analyses est nécessaire pour obtenir des valeurs fiables de la probabilité de défaillance. Cependant, la connaissance de ces valeurs est utile pour choisir les pourcentages de normalité les mieux adaptés à un réseau et à un type de matériel donnés (voir 8.2.3).

8.2 Valeurs typiques de concentration

8.2.1 Généralités

Les valeurs typiques de concentration sont les quantités acceptables de gaz en dessous desquelles l'expérience en service montre qu'il n'y a pas de défaut en formation, possible ou détectable, et qui ne sont dépassées que par un pourcentage arbitrairement faible de valeurs de concentration plus élevées, par exemple 10 %. Les valeurs typiques de concentration, dans un tel exemple, seront appelées les valeurs typiques à 90 %.

Cependant, on doit considérer les valeurs typiques de concentration de préférence comme des guides initiaux de décision, quand il n'y a pas d'autre expérience disponible. Elles ne doivent pas être utilisées pour déterminer si un défaut existe ou non dans un matériel. Il convient de les considérer comme des valeurs au-dessus desquelles la vitesse de production de gaz peut permettre de détecter un défaut probable.

Les valeurs typiques de concentration sont influencées par plusieurs facteurs, les principaux étant la durée de fonctionnement depuis la mise en service, le type de matériel et la nature du défaut (électrique ou thermique). Pour les transformateurs de puissance, le type de protection d'huile, le facteur de charge et le mode d'exploitation sont d'autres facteurs d'influence.

Les valeurs typiques de concentration peuvent être calculées comme suit, et il convient qu'elles soient établies par les utilisateurs de matériels pour chacun des types particuliers de matériel.

8.2.2 Méthodes de calcul

La méthode de calcul la plus simple consiste à rassembler tous les résultats d'AGD concernant un type particulier de matériel. Pour chaque gaz caractéristique considéré, calculer le nombre cumulé d'analyses d'AGD pour lequel la concentration de ce gaz est inférieure à une valeur donnée, et le reporter en fonction de la concentration en gaz. En utilisant la courbe tracée, la concentration de gaz correspondant à un pourcentage donné du nombre total cumulé d'analyses, par exemple 90 %, est la valeur de concentration typique à 90 % pour ce gaz et ce type de matériel.

8.2.3 Choix des pourcentages de normalité

Si le pourcentage de normalité choisi (par exemple 90 %, 95 % ou autres) est trop bas, il y aura doute sur beaucoup trop de matériels, d'où une perte de crédibilité dans le diagnostic et les recommandations, et une augmentation des coûts de maintenance. Si le pourcentage choisi est trop élevé, des défaillances pourront se produire sans avertissement préalable, là aussi avec des coûts associés considérables.

Le choix du pourcentage de normalité est souvent une supposition éclairée, laissée à l'expérience de l'utilisateur pour le même type de matériel. On peut aussi choisir un pourcentage de normalité en considérant la probabilité de défaillance et le taux réel de défaillance en service du matériel. En l'absence de telles informations ou expériences, les utilisateurs peuvent choisir des pourcentages de normalité conservateurs, par exemple 90 %, comme valeur approximative de sélection. Si des bases de données appropriées ne sont pas disponibles pour calculer les valeurs typiques, les utilisateurs peuvent également adopter, dans un premier temps, les valeurs observées sur d'autres réseaux électriques et indiquées dans les notes d'application. Il ressort de ces valeurs que les valeurs typiques sont, en général, plus basses dans les transformateurs de mesure et les traversées que dans les transformateurs de puissance, particulièrement ceux équipés d'un CPC non étanche.

8.3 Valeurs d'alarme de concentration

Les valeurs d'alarme de concentration sont les valeurs de concentration au-dessus desquelles la probabilité d'un incident est suffisamment élevée pour nécessiter des décisions et/ou des interventions urgentes en connaissance de cause.

Il convient que les valeurs d'alarme de concentration soient établies par les utilisateurs, les constructeurs ou des experts indépendants, à partir de l'expérience antérieure acquise avec du matériel de caractéristiques semblables (tension, type, constructeur, guides de charge, âge, etc.).

8.4 Vitesses d'accroissement de gaz

S'il n'y a pas eu d'augmentation de la concentration des gaz depuis la dernière analyse, il y a de fortes chances que le défaut ait disparu (ou qu'un défaut très faible soit toujours là, dans le cas des matériels respirant à l'air, compensé par les pertes par diffusion à travers le conservateur, voir 6.1).

Ce qu'il convient de considérer comme une vitesse d'accroissement de gaz typique ou d'alarme dépend beaucoup du type de matériel et de son âge, du type du défaut identifié, des types de respiration et de charge, et du volume de l'isolation concernée. En définitive, il convient que cette vitesse soit choisie par l'utilisateur du matériel, le constructeur et/ou d'autres experts.

Une augmentation des concentrations en gaz de plus de 10 % par mois au-dessus des valeurs typiques de concentration permet généralement d'établir que le défaut est actif, à condition qu'il soit sûr que la fidélité des valeurs d'AGD au bout d'un mois soit meilleure que 10 %. Des vitesses d'accroissement de gaz beaucoup plus élevées, comme 50 % par semaine, et/ou évoluant vers des défauts de plus forte énergie (par exemple D2 ou T3), sont généralement considérées comme très sérieuses, particulièrement si elles dépassent les valeurs d'alarme de concentration. Dans le cas des transformateurs de puissance, des vitesses typiques d'accroissement de gaz en millilitres par jour sont également indiquées (voir tableau A.3). Il convient d'accorder une attention particulière aux cas où il y a une accélération de la vitesse d'accroissement de gaz.

NOTE Dans le cas des oxydes de carbone, les vitesses d'accroissement de gaz dépendent du rapport papier/huile, qui peut être très différent selon le type de matériel considéré.

Les détecteurs de gaz en continu, y compris ceux déjà disponibles pour l'hydrogène, conviennent particulièrement pour détecter des vitesses d'accroissement de gaz non typiques se produisant en quelques minutes, heures ou semaines, ce qui n'est pas possible, en général, avec les prélèvements d'huile de routine effectués à des intervalles de mois ou d'années. Cependant, quand de telles augmentations sont détectées par un détecteur de gaz, on doit effectuer des analyses complètes d'AGD en laboratoire pour confirmer les relevés du détecteur, évaluer les vitesses d'accroissement des différents gaz et identifier le défaut.

9 Méthode recommandée pour l'interprétation des AGD (figure 1)

- a) Rejeter ou corriger les valeurs contradictoires d'AGD (voir 6.1). Calculer la vitesse d'accroissement de gaz depuis la dernière analyse, en tenant compte de la fidélité sur les résultats de l'AGD.

Si tous les gaz sont en dessous des valeurs typiques de concentration et de vitesse d'accroissement de gaz, indiquer «AGD normale/matériel sain».

Si au moins un des gaz est au-dessus des valeurs typiques de concentration et de vitesse d'accroissement de gaz, calculer les rapports de gaz et identifier le défaut à l'aide du tableau 2 (voir 5.3). Vérifier la possibilité de diagnostic erroné (voir 4.3).

Si nécessaire, soustraire les dernières valeurs des valeurs présentes avant de calculer les rapports, particulièrement dans le cas de CO, CO₂ (voir 6.1).

Si les valeurs d'AGD sont supérieures aux valeurs typiques mais inférieures à $10 \times S$ (S = limite de détection analytique), voir 6.2.

- b) Déterminer si les concentrations de gaz et les vitesses d'accroissement de gaz sont au-dessus des valeurs d'alarme. Vérifier si le défaut évolue vers un stade final (5.8). Déterminer si le papier est impliqué (voir 4.2 et 5.4).
- c) Prévoir les interventions appropriées conformément à la meilleure expertise et/ou à l'aide de la figure 1.

Il est recommandé

- 1) d'accroître la fréquence des prélèvements (trimestrielle, mensuelle ou autre) quand les concentrations de gaz et leurs vitesses d'accroissement dépassent les valeurs typiques,
- 2) de considérer une action immédiate quand les concentrations de gaz et les vitesses d'accroissement de gaz dépassent les valeurs d'alarme.

10 Rapport des résultats

NOTE Il convient que le rapport soit adapté à chaque type particulier de matériel considéré.

Le rapport d'interprétation d'AGD comprendra, si possible, ce qui suit:

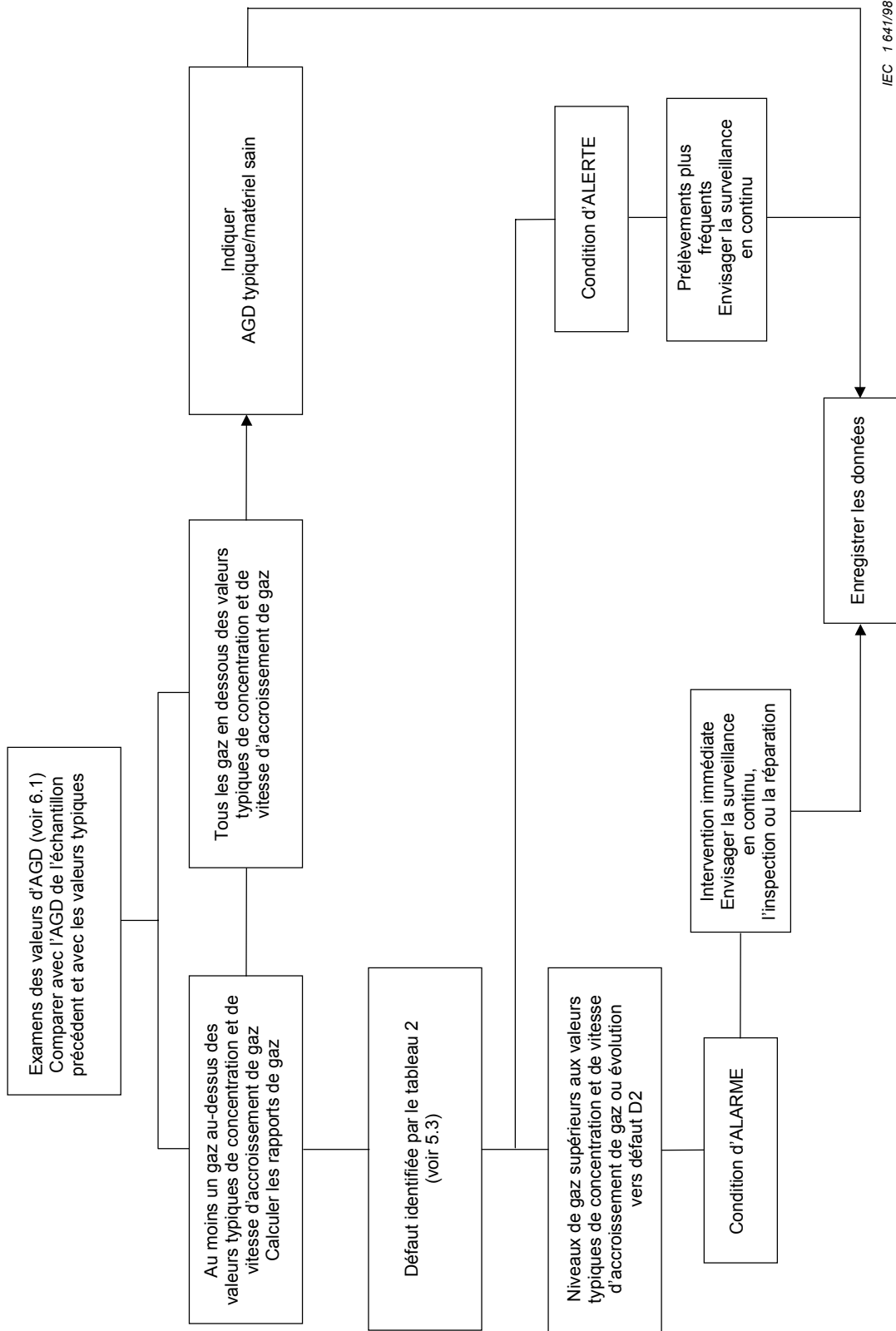
- a) rapport d'analyse d'AGD, incluant les valeurs de S , la méthode d'analyse d'AGD utilisée et la date de l'analyse;

NOTE Les valeurs de 0 $\mu\text{l/l}$ dans un rapport d'AGD ou en dessous des valeurs S sont remplacées par «en dessous de la limite de détection pour ce gaz».

- b) informations spécifiques sur le matériel telles que:

- 1) date de mise en service, tension, type général (par exemple transformateur de puissance ou de mesure), puissance nominale;
- 2) particularités (par exemple scellé ou respirant à l'air, type de CPC (voir A.1.6));
- 3) volume d'huile;
- 4) date de prélèvement d'huile ou des gaz;
- 5) lieu de prélèvement d'huile ou des gaz;

- c) exploitation ou incidents spéciaux, juste avant ou après le prélèvement d'huile ou de gaz, tels que déclenchement, alarme relais, dégazage, réparation, mise hors service;
- d) AGD précédentes sur le matériel;
- e) indication des valeurs typiques pour le type particulier d'appareil, si elles sont connues;
- f) indication de «AGD typique/matériel sain» ou «Défaut»;
- g) dans le cas de «Défaut», identification du défaut à l'aide du tableau 2 (voir 5.3), avec indication des valeurs calculées des rapports de gaz;
- h) indication de l'implication ou non du papier, avec la valeur du rapport CO_2/CO ;
- i) interventions recommandées:
 - 1) nouvelle fréquence de prélèvement d'huile,
 - 2) analyse des composés furaniques si le rapport CO_2/CO est inférieur à 3,
 - 3) autres essais.



IEC 1641/98

Figure 1 – Ordigramme

NOTE Pour les transformateurs de puissance, voir également A.1.5.

Annexe A (informative)

Notes d'application aux matériels

AVERTISSEMENT: Les « valeurs limites » de concentrations de gaz et de vitesses de formation de gaz en service ne sont pas de la responsabilité du TC 10 mais de celle des comités de matériels CEI.

Les « valeurs typiques » indiquées dans les notes d'application suivantes **ne sont pas des valeurs limites**. Elles sont fournies uniquement à titre d'information, comme outil d'entretien. À l'intérieur d'une population donnée de transformateurs, elles indiquent par exemple que 90 % des valeurs d'AGD en service sont en dessous des valeurs typiques à 90 % et que 10 % sont au-dessus. Quand les valeurs d'AGD dépassent les valeurs typiques, la seule action recommandée dans cette norme est d'accroître la fréquence des analyses d'AGD.

Les valeurs typiques dépendent de plusieurs paramètres (âge, type et fabricant des matériels, pratiques d'exploitation et de charge, climat, etc.), et elles ne sont pas exactement les mêmes pour tous les réseaux électriques. Des gammes de valeurs typiques sont pour cette raison indiquées dans les notes d'application suivantes qui recouvrent les différentes valeurs observées dans le monde et compilées par la CEI et la CIGRE.

Les réseaux individuels sont fortement encouragés à calculer les valeurs typiques correspondant à leur propre population spécifique de transformateurs, en utilisant des données d'AGD qui répondent aux spécifications de la CEI 60567 pour la précision et en suivant les méthodes indiquées dans l'Article 8 et dans la Brochure CIGRE # 296 (2006).

Il est recommandé que les gammes de valeurs typiques indiquées dans ces notes d'application soient utilisées par défaut seulement, quand des valeurs individuelles ne sont pas disponibles, et ne soient pas utilisées dans un contrat sans entente spéciale entre l'utilisateur et le fabricant des matériels.

A.1 Transformateurs de puissance

A.1.1 Catégories spécifiques

- respirant (à conservateur);
- scellé ou à coussin d'azote;
- de réseau de transport ou de production;
- CPC en communication ou non avec la cuve principale;
- de type colonne ou cuirassé;
- réactances.

A.1.2 Défauts typiques

Voir le tableau A.1.

Tableau A.1 – Défauts typiques dans les transformateurs de puissance

Type	Défaut	Exemples
DP	Décharges partielles	Décharges dans des cavités gazeuses résultant d'une imprégnation incomplète, d'une forte humidité dans le papier, de la sursaturation de l'huile ou de la cavitation, et entraînant la formation de cire-X
D1	Décharges de faible énergie	Étincelles ou arcs entre mauvaises connexions à potentiels différents ou à potentiel flottant, en provenance d'anneaux statiques, de tores, de disques ou de conducteurs d'enroulement adjacents, de mauvaises soudures ou de boucles fermées dans le noyau Décharges entre les pièces de serrage, la traversée et la cuve, la haute tension et la terre dans les enroulements, sur les parois de la cuve Cheminement dans le calage de bois, la colle des poutres d'isolation, les cales d'enroulement. Claquage dans l'huile, courant de coupure dans le sélecteur
D2	Décharges de forte énergie	Contournement, cheminement, ou arcs de forte énergie locale ou de puissance (forts courants) Courts-circuits entre basse tension et terre, connecteurs, enroulements, traversées et cuve, jeux de barres et cuve, enroulements et noyaux, dans le canal d'huile, la tourelle. Boucles de courant entre deux conducteurs adjacents autour du flux magnétique principal, entre des boulons isolants du noyau, des anneaux métalliques serrant les noyaux
T1	Défaut thermique $t < 300 \text{ °C}$	Surcharge du transformateur en situation d'urgence Objet bloqué limitant le passage de l'huile dans les enroulements Flux de fuite dans les poutres de serrage des culasses
T2	Défaut thermique $300 \text{ °C} < t < 700 \text{ °C}$	Contacts défectueux entre connexions boulonnées (particulièrement entre les barres omnibus en aluminium), contacts glissants, contacts à l'intérieur du sélecteur (formation pyrolytique de carbone), connexions entre le câble et le conducteur des traversées Courants de circulation entre pièces de serrage et dans les boulons de culasse, pièces de serrage et tôles magnétiques, dans les mises à la terre, soudures ou pièces de serrage défectueuses dans les écrans magnétiques Isolation endommagée entre conducteurs adjacents parallèles dans les enroulements
T3	Défaut thermique $t > 700 \text{ °C}$	Forts courants de circulation dans la cuve et le noyau Faibles courants dans les parois de la cuve créés par un champ magnétique élevé non compensé Courts-circuits dans les joints des tôles du noyau

A.1.3 Identification des défauts par AGD

Le tableau 2 (voir 5.3) s'applique directement à toutes les catégories de transformateurs, sauf ceux équipés de CPC non étanches. Dans ce dernier cas, si C_2H_2/H_2 est supérieur à 2 ou 3, il y a contamination de la cuve principale par le CPC, et le tableau 2 ne s'applique pas ou s'applique avec prudence, après avoir soustrait la partie due à la contamination par le CPC (voir 5.6).

NOTE 1 Une formation de gaz inférieure aux valeurs typiques de concentration et de vitesse d'accroissement de gaz ne sera pas considérée comme l'indication d'un «défaut», mais plutôt comme une «formation normale» de gaz. Les rapports de gaz ne sont pas significatifs dans un tel cas (voir note 2 du tableau 2).

NOTE 2 Dans le cas de transformateurs de puissance respirant à l'air, du gaz peut s'échapper très lentement par diffusion à travers le conservateur ou par suite des cycles de température et d'expansion d'huile. Il en résulte que les niveaux de gaz mesurés peuvent être légèrement inférieurs aux niveaux réellement formés dans le transformateur. Néanmoins, il n'y a pas de consensus sur l'ordre de grandeur de cette perte par diffusion en service; certains la considèrent comme totalement négligeable, d'autres comme potentiellement significative, selon le type d'équipement utilisé. Dans le doute, il peut être utile de mesurer la concentration en gaz dans le conservateur pour avoir une idée du volume de gaz diffusé. Des pertes significatives par diffusion peuvent affecter les rapports de gaz, les valeurs typiques de concentration et de vitesse d'accroissement de gaz (voir 6.1).

A.1.4 Valeurs de concentration typiques

Note importante: l' « AVERTISSEMENT » indiqué au début de l'Annexe A doit être consulté avant d'utiliser A.1.4.

Les gammes de valeurs de concentration typiques à 90 % observées dans les transformateurs de puissance, sur environ 25 réseaux électriques du monde entier et comprenant plus de 20 000 transformateurs, sont indiquées dans le Tableau A.2. Par exemple pour l'hydrogène, un réseau a indiqué une valeur typique de 50 µl/l, un autre 150 µl/l, et les 23 autres des valeurs comprises entre 50 µl/l et 150 µl/l. Ces gammes de valeurs ont été compilées par le SC D1 et A2 de la CIGRE (TF 11) et approuvées par les TC 10 et TC 14 de la CEI.

Tableau A.2 – Gammes de valeurs de concentration de gaz typiques à 90 % observées dans les transformateurs de puissance, en µl/l

	C ₂ H ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Tous les transformateurs		50 - 150	30 - 130	60 - 280	20 - 90	400 - 600	3 800 - 14 000
Sans CPC	2 - 20						
Avec un CPC communicant	60 - 280						

« Avec un CPC communicant » dans les Tableaux A.2 et A.3 signifie qu'un peu d'huile et/ou de gaz peut communiquer entre le compartiment du CPC et la cuve principale ou entre leurs conservateurs respectifs. Ces gaz peuvent contaminer l'huile du réservoir principal et affecter les valeurs de concentration dans ces types de matériels. « Sans CPC » se réfère aux transformateurs qui ne sont pas équipés de CPC, ou qui ont un CPC ne communiquant pas ou ne fuyant pas vers la cuve principale.

Les valeurs typiques du Tableau A.2 s'appliquent aussi bien aux transformateurs qui respirent qu'aux transformateurs scellés, et correspondent principalement aux transformateurs à colonnes. Les valeurs dans les transformateurs cuirassés sont habituellement plus élevées. Dans deux pays, les valeurs de C₂H₆ sont plus élevées. Dans un pays où les transformateurs sont utilisés en dessous de la charge nominale, les valeurs pour CH₄ et CO, et particulièrement pour C₂H₄, sont plus basses. Dans un pays, des valeurs de 0,5 µl/l pour le C₂H₂ et de 10 µl/l pour le C₂H₄ sont observées. Les valeurs pour H₂ peuvent être plus élevées dans les transformateurs où des réactions se produisent entre l'huile et des composantes du transformateur (peintures, métaux). Il est recommandé que les valeurs observées dans les transformateurs fréquemment dégazés ne soient pas comparées aux valeurs du Tableau A.2.

A.1.5 Vitesses d'accroissement de gaz typiques

Note importante: l' « AVERTISSEMENT » indiqué au début de l'Annexe A doit être consulté avant d'utiliser A.1.5.

Des gammes de vitesses d'accroissement de gaz typiques à 90 %, observées dans les transformateurs de puissance de quatre réseaux électriques et comprenant plus de 20 000 analyses d'AGD, sont indiquées au Tableau A.3. Ces gammes de valeurs ont été compilées par les SC D1 et A2 de la CIGRE (TF11) et approuvées par les TC 10 et TC 14 de la CEI.

Tableau A.3 – Gammes de vitesses d'accroissement de gaz typiques à 90 % observées dans les transformateurs de puissance (tous types confondus), en $\mu\text{l/l/année}$

	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Tous les transformateurs		35 - 132	10 - 120	32 - 146	5 - 90	260 - 1060	1 700 - 10 000
Sans CPC	0 - 4						
Avec un CPC communicant	21 - 37						

Les valeurs typiques du Tableau A.3 concernent les grands transformateurs de puissance d'un volume d'huile $>5\,000\text{ l}$. Les valeurs dans les petits transformateurs ($<5\,000\text{ l}$) sont généralement plus basses. Les valeurs pendant les premières et dernières années en service des matériels ont tendance à être plus élevées que les valeurs moyennes du Tableau A.3.

Les valeurs du Tableau A.3 peuvent être converties en ml/jour quand le volume d'huile du transformateur est connu. Il convient que les valeurs du Tableau A.3 ne soient pas utilisées pour calculer les valeurs de concentration après plusieurs années et qu'elles ne soient pas comparées aux valeurs du Tableau A.2, étant donné que les valeurs dans ces deux tableaux sont affectées différemment par la forme de leurs courbes cumulatives respectives et par les pertes de gaz.

Pour le calcul des vitesses d'accroissement de gaz typiques sur des réseaux individuels, il est recommandé que les intervalles de temps soient choisis de façon à obtenir une exactitude acceptable des résultats.

A.1.6 Informations spécifiques à joindre au rapport d'AGD (voir article 10)

- puissance nominale;
- catégorie du transformateur: respirant ou scellé;
- température de l'huile au sommet;
- type de refroidissement: ONAN (refroidissement par circulation naturelle de l'huile et de l'air), OFAF (refroidissement par circulation forcée de l'huile et de l'air), etc.;
- heures de service;
- type de CPC (communiquant ou non avec la cuve principale);
- nombre de manoeuvres du CPC, s'il est connu.

NOTE Les CPC sont souvent constitués d'un sélecteur situé dans l'huile de la cuve principale et d'un rupteur situé dans une cuve séparée mais sur le même axe de manoeuvre.

A.2 Transformateurs industriels et transformateurs spéciaux

A.2.1 Catégories spécifiques

- transformateurs de fours;
- transformateurs de redresseurs;
- transformateurs ferroviaires;
- transformateurs de distribution (industriels et de services seulement, de moins de 10 MVA, pas de compagnies d'électricité).

A.2.2 Défauts typiques

Voir le tableau A.1.

A.2.3 Identification des défauts

Voir A.1.3.

A.2.4 Valeurs typiques de concentration

Voir le tableau A.4.

Les valeurs du tableau A.4 sont fournies à titre d'information uniquement.

Tableau A.4 – Exemples de valeurs typiques de concentration à 90 % observées sur un réseau électrique typique (tous types de transformateurs)

Valeurs en microlitres par litre

Catégorie de transformateur	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Four *	200	800	6 000	150	150	200	*
Distribution	100	200	5 000	50	50	50	5
NOTE Les valeurs données dans ce tableau proviennent d'un réseau particulier. Les valeurs pour d'autres réseaux peuvent être différentes.							
* Les valeurs sont influencées par la conception et le montage du CPC. Pour cette raison, on ne peut fournir de valeur statistiquement significative pour l'acétylène.							

A.3 Transformateurs de mesure

A.3.1 Catégories spécifiques

TC: Transformateurs de courant (torique ou en épingle à cheveux)

TT: Transformateurs de tension

TCCT: Transformateurs combinés (courant-tension)

TTCl: Transformateurs de tension en cascade (à induction)

TCT: Transformateurs condensateurs de tension

TTM: Transformateurs de tension magnétiques (voir [2] de l'annexe C).

NOTE Les définitions de ces catégories spécifiques peuvent être trouvées dans [6] de l'annexe C.

A.3.2 Défauts typiques

Voir le tableau A.5.

Des taux de défaillance d'environ 1 % de la population totale ont été mentionnés (voir [2] de l'annexe C), bien que des taux beaucoup plus élevés aient été observés sur un nombre limité de sous-groupes.

Les défaillances finales les plus fréquentes sont le claquage diélectrique total ou local de l'isolation en papier, à la suite d'une longue période de décharges partielles et/ou d'emballement thermique.

Tableau A.5 – Défauts typiques dans les transformateurs de mesure

Type	Défaut	Exemples
DP	Décharges partielles	Décharges dans des cavités gazeuses, résultant d'une mauvaise imprégnation, d'une humidité du papier, de la sursaturation de l'huile, de plis ou de plissements (faux plis) dans le papier, conduisant à un dépôt de cire-X et à un accroissement des pertes diélectriques Décharges liées aux manoeuvres d'un jeu de barres de sous-station voisine (dans le cas des TC) ou aux surtensions sur les arêtes des sections unitaires de condensateurs (cas des TCT)
D1	Décharges de faible énergie	Étincelles autour de mauvaises connexions ou de rubans de feuilards flottants Cheminement dans le papier Arcs dans les connexions d'écrans statiques
D2	Décharges de forte énergie	Courts-circuits localisés entre les feuilards en gradins sous contrainte capacitive, avec de fortes densités locales de courant, capables de les faire fondre les feuilards Les courts-circuits généraux avec forts courants sont souvent destructifs, avec endommagement ou explosion du matériel, et une AGD n'est pas toujours possible après défaillance
T2	Défaut thermique $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$	Courants de circulation dans le papier isolant résultant de pertes diélectriques élevées, liées à une contamination de cire-X, à de l'humidité ou à une mauvaise sélection des matériaux isolants, et conduisant à un chauffage diélectrique et un emballement thermique Mauvais contacts dans des connexions ou des soudures Surchauffe due au circuit de ferrorésonance dans les TPM
T3	Défaut thermique $t > 700\text{ °C}$	Courants circulation sur les arêtes du circuit magnétique

A.3.3 Identification des défauts par AGD

Le tableau 2 (voir 5.3) s'applique à toutes les catégories, avec CH_4/H_2 inférieur à 0,2 au lieu d'être inférieur à 0,1, pour les décharges partielles.

A.3.4 Valeurs typiques de concentration

Le tableau A.6 suivant donne des gammes de valeurs typiques à 90 % observées sur des transformateurs de mesure. Le pourcentage de normalité de 90 % est le plus fréquemment utilisé. Les facteurs d'influence sont la catégorie de matériel, le type de défaut et l'âge.

Les valeurs du tableau A.6 sont fournies à titre d'information uniquement.

Tableau A.6 – Gammes de valeurs typiques de concentration à 90 % observées sur les transformateurs de mesure

Valeurs en microlitres par litre

Catégorie de matériel	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
TC	6-300	250-1 100	800-4 000	11-120	7-130	3-40	1-5
TT	70-1000					20-30	4-16

NOTE 1 Les valeurs données dans ce tableau proviennent de réseaux particuliers. Les valeurs pour d'autres réseaux peuvent être différentes.

NOTE 2 La valeur de H₂ dans les TC est beaucoup plus faible dans le cas d'étanchéité avec des joints en caoutchouc ($\pm 20 \mu\text{l/l}$) qu'avec des joints en métal ($\pm 300 \mu\text{l/l}$).

Les valeurs maximales admissibles suivantes pour les transformateurs de mesure ne nécessitant pas d'intervention sur les appareils sont proposées.

Valeurs en microlitres par litre

H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
300	300	900	30	50	10	2

A.4 Traversées

A.4.1 Catégories spécifiques

- type condensateur;
- autre type.

A.4.2 Défauts typiques

Voir le tableau A.7.

Dans un certain nombre d'exemples, des décharges partielles provoquent un accroissement des pertes diélectriques, un emballement thermique et le claquage final.

Les défaillances finales les plus fréquentes sont liées au claquage de l'isolation du corps condensateur entre couches court-circuitées (en raison de décharges partielles ou d'emballement thermique), aux contournements le long de la surface interne de la porcelaine (souvent suivis d'explosion) et aux contournements le long de la surface du corps condensateur.

Tableau A.7 – Défauts typiques dans les traversées

Type	Défaut	Exemples
DP	Décharges partielles	Décharges dans des cavités gazeuses, résultant d'humidité dans le papier, d'une mauvaise imprégnation, de la sursaturation de l'huile, de sa contamination ou d'un dépôt de cire-X. Egalement, dans du papier isolant desserré déplacé durant le transport, avec des plis ou des plissements (faux plis) dans le papier
D1	Décharges de faible énergie	Étincelles autour de connexions desserrées à la prise capacitive Arcs dans les connexions de l'écran statique Cheminement dans le papier
D2	Décharges de forte énergie	Courts-circuits localisés entre les feuillets en gradins sous contrainte capacitive, avec de fortes densités locales de courant, capables de faire fondre les feuillets (voir définition de D2 en 5.2), mais ne conduisant pas à l'explosion de la traversée
T2	Défauts thermiques 300 °C < t < 700 °C	Courants de circulation dans l'isolation en papier, résultant de pertes diélectriques élevées, liées à de la contamination ou à une mauvaise sélection des matériaux isolants, et conduisant à un emballement thermique Courants de circulation dans de mauvaises connexions d'écran de traversée ou de conducteur haute tension, avec la chaleur transmise par conduction par le conducteur à l'intérieur de la traversée

A.4.3 Identification des défauts par AGD

Un tableau d'interprétation simplifié est proposé pour les traversées.

Tableau A.8 – Schéma d'interprétation simplifié pour les traversées

Défaut	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{CO_2}{CO}$
DP		<0,07		
D	>1			
T			>1	
TP				<1, >20

NOTE – DP = décharges partielles
D = décharges
T = défaut thermique
TP = défaut thermique dans le papier

Dans les cas où un seul défaut caractéristique ne peut pas être attribué à l'aide de ce tableau simplifié, ou si l'on souhaite avoir un diagnostic plus précis, il convient d'utiliser le tableau 2 général (voir 5.3).

NOTE Certaines traversées modernes contiennent des mélanges d'huile minérale et de dodécylbenzène (DDB), en proportions inconnues. La composition des gaz émis par le DDB n'est pas la même que celle de l'huile minérale et le DDB absorbe aussi plus de gaz que l'huile minérale.

A.4.4 Valeurs typiques de concentration

Les valeurs typiques à 95 % suivantes sont proposées.

Les valeurs du tableau A.9 sont fournies à titre d'information uniquement.

Tableau A.9 – Valeurs typiques de concentration à 95 % dans les traversées

Valeurs en microlitres par litre

H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
140	1 000	3 400	40	70	30	2

A.5 Câbles à huile

A.5.1 Défauts typiques

Décharges et points chauds aux jonctions ou connexions de sortie des câbles.

A.5.2 Identification des défauts

Le tableau 2 s'applique.

Il est difficile d'appliquer l'AGD aux câbles en raison du manque de représentativité des échantillons d'huile (le prélèvement n'est parfois possible qu'à une grande distance du défaut; il n'y a pas de convection d'huile; le gaz peut être piégé dans l'isolation en papier ...).

De même, les câbles modernes contiennent souvent des mélanges d'huile minérale et de dodécylbenzène (DDB), dans des proportions inconnues. La composition des gaz émis par le DDB n'est pas la même que celle de l'huile minérale et le DDB absorbe aussi plus de gaz que l'huile minérale sous contrainte électrique.

A.5.3 Valeurs typiques de concentration

Les valeurs indiquées au tableau A.10 sont données à titre d'information uniquement.

Les valeurs typiques à 95 % suivantes ont été observées sur des câbles.

Tableau A.10 – Gammes de valeurs typiques de concentration à 95 % observées sur des câbles

Valeurs en microlitres par litre

H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
150-500	40-100	220-500	5-30	10-25	3-20	2-10

NOTE Ces valeurs sont des exemples provenant d'un réseau particulier. Les valeurs sur d'autres réseaux et provenant de câbles d'un autre type de construction peuvent être différentes.

A.6 Matériels de coupure

A.6.1 Catégories spécifiques

- changeurs de prise en charge (CPC);
- sélecteurs;
- commutateurs hors tension.

A.6.2 Défauts typiques

Voir le tableau A.11.

Tableau A.11 – Défauts typiques dans les matériels de coupure

Type	Défaut	Exemples
D1	Décharges de faible énergie	Manoeuvres normales des CPC, des sélecteurs Arcs sur l'anneau de coupure hors charge, les connexions du CPC
D2	Décharges de forte énergie	Les contacts de l'interrupteur n'atteignent pas leur position finale, mais s'arrêtent à mi-chemin en raison d'une défaillance du mécanisme de rotation, provoquant une décharge de contournement Arcs sur l'anneau de coupure hors charge, les connexions du CPC, de forte énergie ou avec forts courants, la défaillance étant souvent transmise aux enroulements du transformateur
T3	Défaut thermique	Résistance accrue entre les contacts du CPC ou du sélecteur, par suite d'un dépôt pyrolytique de carbone, de la défektivité du sélecteur ou d'un très grand nombre de manoeuvres

NOTE 1 Ce tableau fournit des exemples de défauts détectés par AGD sur des échantillons d'huile prélevés dans le compartiment de coupure.

NOTE 2 Les matériels de coupure couplés aux transformateurs sont complexes et de conceptions variées. La description détaillée de ces systèmes et l'interprétation des résultats d'AGD seront effectués avec l'aide d'experts en fabrication de matériels de coupure, particulièrement en ce qui a trait aux types de décharges qui peuvent se produire ou non dans ces matériels.

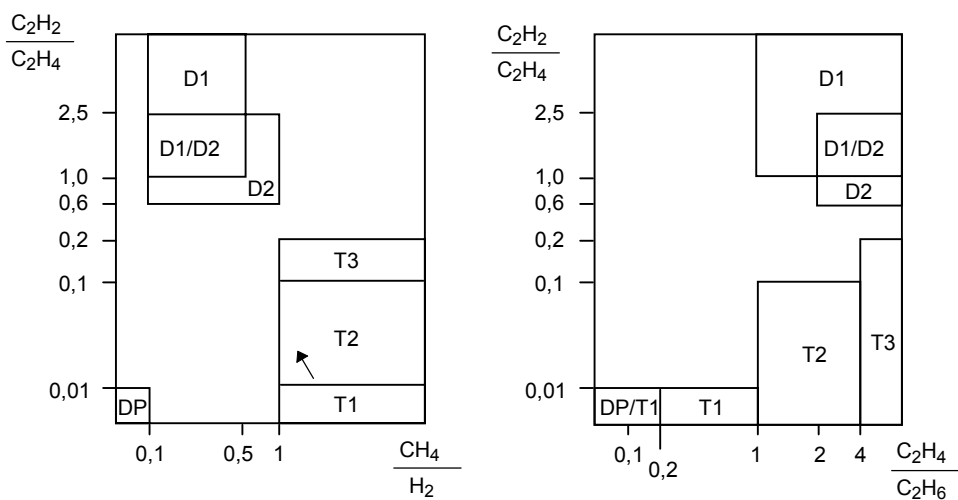
A.6.3 Identification des défauts par AGD

Le tableau 2 s'applique à toutes les catégories.

Avec l'accroissement du nombre de manoeuvres du CPC, on a observé la superposition d'un effet thermique sur l'effet purement de décharge électrique du courant de coupure, peut-être en raison de l'accroissement de la résistance des contacts du CPC contaminés par du carbone pyrolytique.

Annexe B (informative)

Représentations graphiques des rapports de gaz (voir 5.9)



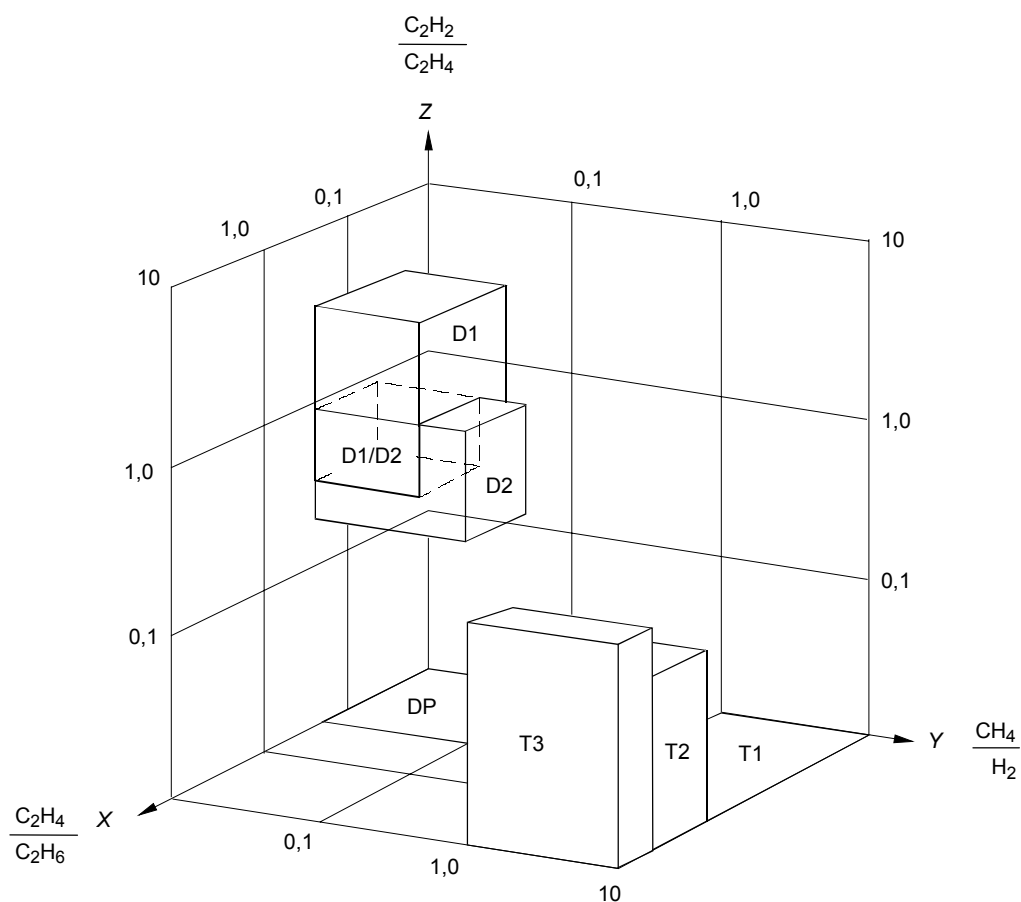
IEC 1642/98

Légende	DP	Décharges partielles
	D1	Décharges de faible énergie
	D2	Décharges de forte énergie
	T1	Défaut thermique, $t < 300\text{ °C}$
	T2	Défaut thermique, $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$
	T3	Défaut thermique, $t > 700\text{ °C}$

NOTE 1 La flèche indique une température croissante.

NOTE 2 Les axes ont été limités à des valeurs de 10 par souci de clarté dans la représentation, mais ne sont pas limités en réalité. Les coordonnées de chaque zone sont les mêmes que dans le tableau 2 et la figure B.2.

Figure B.1 – Représentation graphique n° 1 des rapports de gaz (voir [3] de l'annexe C)



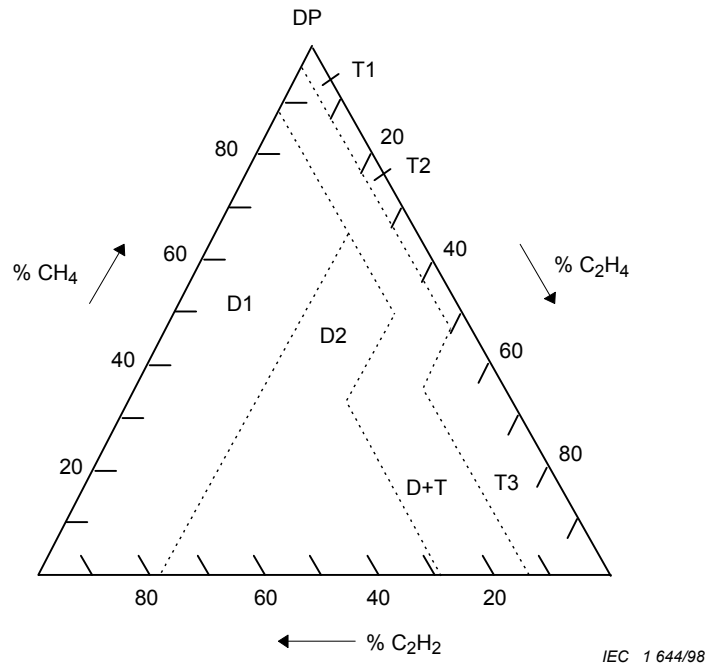
IEC 1 643/98

Légende	DP	Décharges partielles
	D1	Décharges de faible énergie
	D2	Décharges de forte énergie
	T1	Défaut thermique, $t < 300 \text{ }^\circ\text{C}$
	T2	Défaut thermique, $300 \text{ }^\circ\text{C} < t < 700 \text{ }^\circ\text{C}$
	T3	Défaut thermique, $t > 700 \text{ }^\circ\text{C}$

NOTE 1 Chacun des cas définis dans le tableau 2 est représenté par un volume ou «boîte» dans le graphique en 3-D.

NOTE 1 Les coordonnées de chaque boîte sont les mêmes que dans la figure B.1 et le tableau 2. Il est plus pratique d'utiliser cette représentation à l'aide d'un logiciel informatique.

Figure B.2 – Représentation graphique n° 2 des rapports de gaz (voir [4] de l'annexe C)



avec

$$\% C_2H_2 = \frac{100x}{x+y+z} \quad \text{où } x = [C_2H_2] \text{ en microlitres par litre}$$

$$\% C_2H_4 = \frac{100y}{x+y+z} \quad \text{où } y = [C_2H_4] \text{ en microlitres par litre}$$

$$\% CH_4 = \frac{100z}{x+y+z} \quad \text{où } z = [CH_4] \text{ en microlitres par litre}$$

- Légende
- DP Décharges partielles
 - D1 Décharges de faible énergie
 - D2 Décharges de forte énergie
 - T1 Défaut thermique, $t < 300 \text{ }^\circ\text{C}$
 - T2 Défaut thermique, $300 \text{ }^\circ\text{C} < t < 700 \text{ }^\circ\text{C}$
 - T3 Défaut thermique, $t > 700 \text{ }^\circ\text{C}$

Limites de zones				
DP	98 % CH ₄			
D1	23 % C ₂ H ₄	13 % C ₂ H ₂		
D2	23 % C ₂ H ₄	13 % C ₂ H ₂	38 % C ₂ H ₄	29 % C ₂ H ₂
T1	4 % C ₂ H ₂	10 % C ₂ H ₄		
T2	4 % C ₂ H ₂	10 % C ₂ H ₄	50 % C ₂ H ₄	
T3	15 % C ₂ H ₂	50 % C ₂ H ₄		

Figure B.3 – Représentation graphique n° 3 des rapports de gaz – Triangle de Duval (voir [5] de l’annexe C)

Annexe C (informative)

Bibliographie

- [1] OOMMEN et al., CIGRÉ Paris 1998, paper 12-206
- [2] EPRI Workshop, Proceedings on Failed High Voltage Instrument Transformers, 1992
- [3] DÖRNENBURG et al., *Etz* N° 98, 1977; pp 211-215
- [4] COUDERC et al., CEIDP San Francisco, 1996
- [5] DUVAL et al., CIGRÉ Symposium Berlin 1993, Paper 110-14
- [6] IEC 60050(321):1986, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Chapter 321: Transformateurs de mesure*

www.international-electrotechnical-commission.org

ISBN 2-8318-9145-0



9 782831 891453

ICS 17.220.99; 29.040.10; 29.180

Typeset and printed by the IEC Central Office
GENEVA, SWITZERLAND