

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60599

Deuxième édition
Second edition
1999-03

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

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

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

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



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60599:1999

Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000.

Publications consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles dans le Catalogue de la CEI.

Les renseignements relatifs à des questions à l'étude et des travaux en cours entrepris par le comité technique qui a établi cette publication, ainsi que la liste des publications établies, se trouvent dans les documents ci-dessous:

- «Site web» de la CEI*
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement (Catalogue en ligne)*
- **Bulletin de la CEI**
Disponible à la fois au «site web» de la CEI* et comme périodique imprimé

Terminologie, symboles graphiques et littéraux

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60050: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI).

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60027: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60617: *Symboles graphiques pour schémas*.

* Voir adresse «site web» sur la page de titre.

Numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series.

Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is to be found at the following IEC sources:

- **IEC web site***
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates (On-line catalogue)*
- **IEC Bulletin**
Available both at the IEC web site* and as a printed periodical

Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60050: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV).

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60617: *Graphical symbols for diagrams*.

* See web site address on title page.

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60599

Deuxième édition
Second edition
1999-03

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

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

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

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

© IEC 1999 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

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 the publisher.

International Electrotechnical Commission
Telefax: +41 22 919 0300

3, rue de Varembe Geneva, Switzerland
e-mail: inmail@iec.ch IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

V

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

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	4
INTRODUCTION	6
Articles	
1 Domaine d'application	8
2 Références normatives.....	8
3 Définitions et abréviations	8
4 Mécanismes de formation des gaz.....	14
5 Identification des défauts.....	16
6 Conditions de calcul des rapports	26
7 Application aux gaz libres recueillis aux relais de protection.....	28
8 Niveaux en service des concentrations de gaz.....	30
9 Méthode recommandée pour l'interprétation des AGD (figure 1).....	36
10 Rapport des résultats	36
Annexe A (informative) Notes d'application aux matériels.....	42
Annexe B (informative) Représentations graphiques des rapports de gaz	62
Annexe C (informative) Bibliographie	68
Figure 1 – Ordinogramme.....	40
Figure B.1 – Représentation graphique n° 1 des rapports de gaz.....	62
Figure B.2 – Représentation graphique n° 2 des rapports de gaz.....	64
Figure B.3 – Représentation graphique n° 3 des rapports de gaz – Triangle de Duval.....	66

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
INTRODUCTION	7
Clause	
1 Scope	9
2 Normative references	9
3 Definitions and abbreviations.....	9
4 Mechanisms of gas formation	15
5 Identification of faults	17
6 Conditions for calculating ratios.....	27
7 Application to free gases in gas relays.....	29
8 Gas concentration levels in service.....	31
9 Recommended method of DGA interpretation (figure 1)	37
10 Report of results	37
Annex A (informative) Equipment application notes	43
Annex B (informative) Graphical representation of gas ratios	63
Annex C (informative) Bibliography	69
Figure 1 – Flow chart.....	41
Figure B.1 – Graphical representation 1 of gas ratios	63
Figure B.2 – Graphical representation 2 of gas ratios	65
Figure B.3 – Graphical representation 3 of gas ratios – Duval's triangle.....	67

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

MATÉRIELS 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 CEI (Commission Electrotechnique Internationale) 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. 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 intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale 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 deuxième édition annule et remplace la première édition parue en 1978. Cette deuxième édition constitue une révision technique.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
10/450/FDIS	10/460/RVD

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

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

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

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

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the 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, the IEC publishes International Standards. 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. The 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 the 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 National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The 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 second edition cancels and replaces the first edition published in 1978. This second edition constitutes a technical revision.

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

FDIS	Report on voting
10/450/FDIS	10/460/RVD

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

Annexes A, B and C are for information only.

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.

Withdrawal

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.

Withdrawal

MATÉRIELS 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 défectuosité 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.

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

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).

3.1.2**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

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

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 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 $\text{H}^\bullet$, $\text{CH}_3^\bullet$, $\text{CH}_2^\bullet$, $\text{CH}^\bullet$ ou $\text{C}^\bullet$ (parmi bien d'autres formes plus complexes), qui se recombinent rapidement, par des réactions complexes, en molécules de gaz comme l'hydrogène (H_2), le méthane (CH_4), l'éthane (C_2H_6), l'éthylène (C_2H_4) ou l'acétylène (C_2H_2). 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 $\text{C}=\text{C}$ (720 kJ/mole) ou une triple liaison $\text{C}\equiv\text{C}$ (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 CO_2 , 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 CO_2 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 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 $\text{H}^\bullet$, $\text{CH}_3^\bullet$, $\text{CH}_2^\bullet$, $\text{CH}^\bullet$ or $\text{C}^\bullet$ (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 $\equiv$ 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 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. Egalement, 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.

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 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.

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.

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.

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 $t < 300\text{ °C}$	NS ¹⁾	>1 but NS ¹⁾	<1
T2	Thermal fault $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$	<0,1	>1	1 – 4
T3	Thermal fault $t > 700\text{ °C}$	<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.