

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance

Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2024



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2024 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

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 It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

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

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 500 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 25 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

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

A propos des publications IEC

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

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

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

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 500 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 25 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance

Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.040.10

ISBN 978-2-8322-9202-0

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	9
2 Normative references	9
3 Terms and definitions	11
4 Properties and deterioration or degradation of oil	12
5 Categories of equipment.....	12
6 Sampling of oil from equipment.....	13
7 In-service oil diagnostic tests.....	14
7.1 General.....	14
7.2 Colour.....	15
7.3 Appearance	15
7.4 Breakdown voltage (BDV)	15
7.5 Water content	16
7.5.1 Water content in the oil and paper system	16
7.5.2 Influence of water on the solid and liquid dielectric system	16
7.5.3 Water in oil	17
7.5.4 Water in the solid insulation.....	18
7.5.5 Interpretation of results.....	19
7.6 Acidity.....	20
7.7 Dielectric dissipation factor (DDF) and resistivity	21
7.8 Inhibitor content.....	22
7.8.1 Oxidation stability	22
7.8.2 Monitoring of uninhibited and inhibited oils	22
7.9 Sediment	22
7.10 Sludge	23
7.11 Interfacial tension (IFT).....	23
7.12 Particles	23
7.13 Flash point.....	24
7.14 Compatibility	24
7.14.1 General	24
7.14.2 Compatibility between different insulating mineral oils (miscibility).....	24
7.15 Pour point	25
7.16 Density	25
7.17 Viscosity	26
7.18 Polychlorinated biphenyls (PCBs)	26
7.19 Corrosive sulphur in mineral insulating oil	26
7.19.1 General	26
7.19.2 Corrosive sulphur	27
7.19.3 Potentially corrosive sulphur.....	27
7.19.4 Dibenzyl disulphide (DBDS).....	27
7.20 Metal passivator.....	28
7.21 Air release and foaming	28
8 Evaluation of mineral insulating oil in new equipment	28
9 Evaluation of oil in service	29
9.1 General.....	29

9.2	Frequency of examination of oils in service	30
9.3	Testing procedures	31
9.3.1	General	31
9.3.2	Field tests.....	31
9.3.3	Laboratory tests.....	32
9.4	Classification of the condition of oils in service	32
9.4.1	General	32
9.4.2	Transformers	32
9.4.3	Tap-changers	32
9.4.4	Instrument and protection transformers.....	33
9.4.5	Circuit breakers and switchgear.....	33
9.4.6	Oil filled and OIP bushings	33
9.5	Corrective action.....	34
10	Interpretation of results.....	35
11	Handling and storage.....	45
12	Replacement of oil in electrical equipment.....	46
12.1	Replacement of oil in transformers with an U_m below 72,5 kV and in switchgear and associated equipment.....	46
12.2	Replacement of oil in transformers with an U_m of 72,5 kV and above.....	46
12.3	Replacement of oil in electrical equipment contaminated with PCBs	47
13	Addition of metal passivators to in-service oil	47
14	Treatment.....	47
14.1	Warning	47
14.2	Classification of treatment processes	48
14.2.1	General	48
14.2.2	Off-line (de-energized) vs on-line (energized) treatment	48
14.2.3	Batch vs continuous mode treatment	49
14.3	Reconditioning (degassing, drying and filtration).....	49
14.3.1	General	49
14.3.2	Reconditioning equipment.....	50
14.3.3	Application to electrical equipment	52
14.4	Reclaiming.....	53
14.4.1	General	53
14.4.2	Reclaiming by percolation with single use sorbents	54
14.4.3	Reclaiming process using reactivating sorbents.....	54
14.4.4	Renewal of additives	56
14.5	Removal of PCBs using dehalogenation and related processes	56
14.5.1	General	56
14.5.2	Dehalogenation processes using sodium and lithium derivatives	56
14.5.3	Dehalogenation processes using polyethylene glycol and potassium hydroxide (KPEG).....	56
14.5.4	Dehalogenation in continuous mode by closed circuit process	56
14.5.5	Corrosive sulphur removal using KPEG	57
14.6	Criteria for oil reclamation and treatments.....	57
Annex A (normative)	Criteria for reclamation and treatments	58
A.1	General.....	58
A.2	Key parameters to measure before and after reclamation	58
A.3	Addition of inhibitor after reclamation	59

A.4 Time and location of sampling.....	60
Annex B (informative) General guideline for moisture %RS for continuous online monitoring.....	61
Annex C (informative) Normalizing water in oil for comparison and trending (historical practice)	62
C.1 General.....	62
C.2 Sampling temperature at or above 35 °C.....	62
Annex D (informative) Material compatibility	64
Annex E (informative) Test method for determination of sediment and sludge	66
E.1 Sediment determination	66
E.2 Sludge determination	66
Annex F (informative) Contamination of oils with silicone	67
Bibliography.....	68
Figure 1 – Water solubility curves for unused mineral oil as adapted from literature [5] (according to Formula (3))	18
Figure 2 – Hysteresis loops of %RS vs. oil temperature in transformers with 3 different water content levels [5]	20
Figure 3 – Correlation between resistivity and dissipation factor [6]	21
Figure C.1 – Normalization factors according to Formula (C.2)	63
Table 1 – Categories of equipment	13
Table 2 – Tests for in-service mineral insulating oils	14
Table 3 – Recommended limits for mineral insulating oils after filling in new electrical equipment prior to first energization at site	29
Table 4 – Recommended frequency of testing	31
Table 5 – Transformers and reactors – Application and interpretation of tests.....	35
Table 6 – Tap-changers – Application and interpretation of tests	41
Table 7 – Instrument and protection transformers – Application and interpretation of tests	42
Table 8 – Circuit breakers and switchgear – Application and interpretation of tests.....	43
Table 9 – Oil filled and OIP bushings – Application and interpretation of tests	44
Table 10 – Summary of typical actions.....	45
Table 11 – Conditions for processing mineral insulating oils (both inhibited and uninhibited).....	50
Table 12 – Beta ratio related to filter efficiency	51
Table A.1 – Parameters where limits should be agreed upon	58
Table A.2 – Parameters where limits should not necessarily be set but should be measured for baseline and trending	59
Table B.1 – Moisture %RS, continuous online monitoring, general guideline	61

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**MINERAL INSULATING OILS IN ELECTRICAL EQUIPMENT –
SUPERVISION AND MAINTENANCE GUIDANCE****FOREWORD**

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

IEC 60422 has been prepared by IEC technical committee 10: Fluids for electrotechnical applications. It is an International Standard.

This fifth edition cancels and replaces the fourth edition published in 2013. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) This new edition represents a major revision of the fourth edition, bringing this document in line with the latest developments in oil condition monitoring. New interpretation tables have been created, containing limits for oil parameters specific to plant type with suggested corrective actions in the tables and new test methods.
- b) The action limits for all oil tests have been revised and changes made where necessary to enable users to use current methodology and comply with requirements and regulations affecting safety and environmental aspects.

- c) Category O has been removed and is now incorporated within category A.
- d) Online moisture interpretation is now incorporated.
- e) More guidance on oil treatment (including reclamation criteria) is now available.
- f) Guidance has been updated regarding corrosive sulphur.
- g) In addition, this document incorporates changes introduced in associated standards since the fourth edition was published.

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

Draft	Report on voting
10/1233/FDIS	10/1239/RVD

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

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

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

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

- reconfirmed,
- withdrawn, or
- revised.

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

INTRODUCTION

Insulating mineral oils are used in electrical equipment employed in the generation, transmission, distribution, and use of electrical energy.

Monitoring and maintaining oil quality is essential to ensure the reliable operation of oil-filled electrical equipment. Codes of practice for this purpose have been established by electrical power authorities, power companies and industries in many countries.

A review of current experience reveals a wide variation of procedures and guidance. It is possible, however, to compare the value and significance of standardized oil tests and to recommend uniform criteria for the evaluation of test data.

If a certain amount of oil deterioration (by degradation or contamination) is exceeded, there is inevitably some erosion of safety margins and the question of the risk of failure should be considered. While the quantification of the risk can be very difficult, a first step involves the identification of potential effects of increased deterioration. The philosophy underlying this document is to furnish users with as broad a base of understanding of oil quality deterioration as is available, so that they can make informed decisions on inspection and maintenance practices.

Mineral oils are valuable resources and should be utilised accordingly. Used mineral oils are, by most regulations, deemed to be controlled waste. If spills occur, this can have a negative environmental impact especially if the oil is contaminated by persistent organic pollutants such as polychlorinated biphenyls (PCBs).

This document, whilst technically sound, is mainly intended to serve as a common basis for the preparation of more specific and complete codes of practice by users in the light of local circumstances. Sound engineering judgement will have to be exerted in seeking the best compromise between technical requirements and economic factors.

Reference should also be made to instructions from the equipment manufacturer.

General caution

This document does not purport to address all the safety problems associated with its use. It is the responsibility of the user of this document to establish appropriate health and safety practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.

The handling of mineral oils can be subject to local regulatory requirements and suppliers' safety datasheets.

Environment, health, and safety

This document is applicable to mineral oils, chemicals and used sample containers. The disposal of these items can be subject to local regulatory requirements regarding their impact on the environment.

Attention is drawn to the fact that, at the time of writing this document, some mineral oils in service are known to be contaminated to some degree with other liquids, for example, silicone oils and PCBs.

Because of this, safety countermeasures should be taken to avoid risks to workers, the public and the environment during the life of the equipment, by strictly controlling spills and emissions. The disposal or decontamination of these oils can be subject to local regulatory requirements. Every precaution should be taken to prevent release of mineral oil into the environment.

Typically, each country has specific regulations around health and safety. Safety Data Sheets (SDS) are normally used by the industry internationally and are usually written in accordance with an international regulation set (such as REACH [1]¹). Please consult the SDS from the suppliers of the insulating product that is used. These documents provide essential information regarding health, safety, and environmental impacts.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2024

¹ Numbers in square brackets refer to the Bibliography.

MINERAL INSULATING OILS IN ELECTRICAL EQUIPMENT – SUPERVISION AND MAINTENANCE GUIDANCE

1 Scope

This document provides monitoring guidance and procedures that are required for the use and maintenance of mineral insulating oils and other hydrocarbon-based liquids in transformers and other electrical equipment, including strategic spares and tanks for holding spare parts and components.

This document is applicable to mineral insulating oils, originally supplied conforming to IEC 60296, in transformers, switchgear and other electrical apparatus where oil sampling is reasonably practicable, and where the normal operating conditions specified in the equipment specifications apply.

This document is also intended to assist the power equipment operator to evaluate the condition of the oil and maintain it in a serviceable condition. It also provides a common basis for the preparation of more specific and complete local codes of practice.

The document includes recommendations on tests and evaluation procedures, and outlines methods for reconditioning and reclaiming oil, and the decontamination of oil contaminated with PCBs.

NOTE The condition monitoring of electrical equipment, for example by analysis of dissolved gases, furanic compounds or other means, is outside the scope of this document.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60156, *Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method*

IEC 60247, *Insulating liquids – Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor ($\tan \delta$) and d.c. resistivity*

IEC 60296:2020, *Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for electrical equipment*

IEC 60475, *Method of sampling insulating liquids*

IEC 60666:2010, *Detection and determination of specified additives in mineral insulating oils*

IEC 60814, *Insulating liquids – Oil-impregnated paper and pressboard – Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration*

IEC 60970, *Insulating liquids – Methods for counting and sizing particles*

IEC 61125:2018, *Insulating liquids – Test methods for oxidation stability – Test method for evaluating the oxidation stability of insulating liquids in the delivered state*

IEC 61619, *Insulating liquids – Contamination by polychlorinated biphenyls (PCBs) – Method of determination by capillary column gas chromatography*

IEC 62021-1, *Insulating liquids – Determination of acidity – Part 1: Automatic potentiometric titration*

IEC 62021-2, *Insulating liquids – Determination of acidity – Part 2: Colourimetric titration*

IEC 62535:2008, *Insulating liquids – Test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oil*

IEC 62697-1, *Test methods for quantitative determination of corrosive sulfur compounds in unused and used insulating liquids – Part 1: Test method for quantitative determination of dibenzyl disulfide (DBDS)*

IEC 62961, *Insulating liquids – Test methods for the determination of interfacial tension of insulating liquids – Determination with the ring method*

ISO 2049, *Petroleum products – Determination of colour (ASTM scale)*

ISO 2719, *Determination of flash point – Pensky-Martens closed cup method*

ISO 3016, *Petroleum and related products from natural or synthetic sources – Determination of pour point*

ISO 3104, *Petroleum products – Transparent and opaque liquids – Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity*

ISO 3675, *Crude petroleum and liquid petroleum products – Laboratory determination of density – Hydrometer method*

ISO 6247, *Petroleum products – Determination of foaming characteristics of lubricating oils*

ISO 9120, *Petroleum and related products – Determination of air-release properties of steam turbine and other oils – Impinger method*

ISO 12185, *Crude petroleum and petroleum products – Determination of density – Oscillating U-tube method*

ASTM D971, *Standard Test Method for Interfacial Tension of Insulating Liquids Against Water by the Ring Method*

ASTM D7042, *Standard Test Method for Dynamic Viscosity and Density of Liquids by Stabinger Viscometer (and the Calculation of Kinematic Viscosity)*

DIN 51353, *Testing of insulating oils – Detection of corrosive sulphur – Silver strip test*

3 Terms and definitions

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

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

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

NOTE ASTM and IEEE terminologies are available on:

- ASTM D2864: Standard Terminology Relating to Electrical Insulating Liquids and Gases [2]
- IEEE C57.12.80: Standard Terminology for Power and Distribution Transformers [3]

3.1

local regulations

regulations pertinent to the particular process in the country concerned

Note 1 to entry: Such regulations can include local, regional or national legislation or internal regulations set by the owner or operator of the equipment. Such regulations can refer to operational, environmental or health and safety issues. A detailed risk assessment, including consideration of such regulations, will usually be required.

3.2

routine tests (Group 1)

minimum tests required to monitor the oil and to ensure that it is suitable for continued service

Note 1 to entry: If the results obtained from these tests do not exceed recommended action limits, usually no further tests are considered necessary until the next regular period for inspection but, under certain perceived conditions, complementary tests can be deemed prudent.

3.3

complementary tests (Group 2)

additional tests, which can be used to obtain further specific information about the quality of the oil, and can be used to assist in the evaluation of the oil for continued use in service

3.4

special investigative tests (Group 3)

tests used mainly to determine the suitability of the oil for the type of equipment in use and to ensure compliance with environmental and operational considerations

3.5

reconditioning

process that eliminates or reduces gases, water, solid particles, and contaminants by physical processing only

3.6

reclamation

process that eliminates or reduces soluble and insoluble polar contaminants from the oil by chemical and physical processing

3.7

PCBs decontamination

process that eliminates or reduces PCBs contamination from mineral oil

4 Properties and deterioration or degradation of oil

The reliable performance of mineral insulating oil in an insulation system depends upon certain basic oil characteristics that can affect the overall performance of the electrical equipment.

Certain properties of oil are necessary to accomplish its multiple roles of dielectric insulation, cooling, arc-quenching and lubrication. Oil needs to possess certain properties, in particular:

- high dielectric strength to withstand the electric stresses imposed in service;
- sufficiently low viscosity so that its ability to circulate and transfer heat is not impaired;
- adequate viscosity range and lubricity to ensure fault-free operation and endurance of mechanical equipment, such as tap-changers, over the whole temperature range;
- adequate low-temperature properties down to the lowest temperature expected at the installation site;
- resistance to oxidation and pyrolytic degradation (by switching arcs) to maximize service life;
- non-corrosive or detrimental to electrical plant construction materials that it is in contact with.

In service, mineral oil degrades due to the conditions of use. In many applications, insulating oil is in contact with air and is therefore subject to oxidation. Elevated temperatures accelerate degradation. The presence of metals, organo-metallic compounds, or both, can act as a catalyst for oxidation. Changes in colour, the formation of acidic compounds and, at an advanced stage of oxidation, precipitation of sludge can occur. Dielectric and, in extreme cases, thermal properties can be impaired.

In addition to oxidation products, many other undesirable contaminants, such as water, solid particles and oil-soluble polar compounds can accumulate in the oil during service, and affect its electrical properties. The presence of such contaminants and any oil degradation products are indicated by a change in one or more properties as described in Table 2.

Deterioration of other constructional materials, which can interfere with the proper functioning of the electrical equipment and shorten its working life, can also be indicated by changes in oil properties.

The decision on when to carry out an intervention is normally the responsibility of the asset owner and is usually part of a wider asset management strategy. When making intervention decisions, consideration should not only be given to the condition of the oil but also to the age and general condition of the plant item and its operational environment and duty. Carrying out an expensive intervention on an asset that is reaching end of life is not cost effective, alternatively not carrying out an intervention on a relatively new plant item even when certain intervention limits have not yet been reached can contribute to accelerated ageing and reduction in the projected asset life.

5 Categories of equipment

To take into account different user requirements, equipment has been placed in various categories, as shown in Table 1.

Table 1 – Categories of equipment

Category	Transformers and reactors
Category A	Power transformers and reactors with an U_m above 170 kV. Power transformers of any rated voltage where continuity of supply is vital and similar equipment for special applications operating under onerous condition.
Category B	Power transformers and reactors with an U_m above 72,5 kV and up to and including 170 kV (other than those in Category A).
Category C	Power transformers and reactors for MV/LV application, e.g. U_m up to and including 72,5 kV (distribution transformers) and traction transformers (other than those in Category A).
	Instrument and protection transformers
Category D	Instrument and protection transformers with an U_m above 170 kV.
Category E	Instrument and protection transformers with an U_m up to and including 170 kV.
	Tap-changers
Category F	Diverter tanks of on-load tap-changers, including combined selector and diverter tanks.
	Circuit breakers and switchgear
Category G	Oil-filled circuit breakers, oil-filled switches, AC metal-enclosed switchgear and control gear with an U_m exceeding 72,5 kV.
Category H	Oil-filled circuit breakers, oil-filled switches, AC metal-enclosed switchgear and control gear with an U_m up to and including 72,5 kV.
	Oil filled and OIP bushings
Category K	Bushings with an U_m above 170 kV.
Category L	Bushings with an U_m up to and including 170 kV.
NOTE 1 Separated selector tanks of on-load tap-changers belong to the same category as the associated transformer.	
NOTE 2 Regardless of size or voltage, a risk assessment can justify condition-monitoring techniques usually appropriate to a higher classification.	
NOTE 3 For practical and economic reasons, some electrical utilities can decide that their small transformers up to 1 MVA and 36 kV are not included in this classification. Routine monitoring programmes can be considered uneconomical for this type of equipment. Where a monitoring programme is required for these transformers, the guidelines given for Category C should be adequate.	
NOTE 4 U_m is the highest voltage for equipment. This was referred to as "nominal system voltage" in previous editions.	

6 Sampling of oil from equipment

Sampling in accordance with IEC 60475, shall be performed by an experienced person with adequate training, using approved sample containers or devices. Whenever possible, sampling from equipment shall be at normal operating conditions or very shortly after de-energisation. Whenever possible, Oil Directed or Oil Forced Air Forced (ODAF or OFAF) transformers should have their samples taken with pumps running.

Where available, manufacturer's instructions should be followed, and designated sample valves or points used.

It is essential that every effort is made to ensure that samples are representative of the oil in the equipment. Careless sampling procedures or contamination of the sample container will lead to erroneous conclusions concerning quality and incur wasted time, effort and expense involved in obtaining, transporting, and testing the sample.

During sampling, the temperature of the oil shall be recorded, see IEC 60475 for further guidance.

7 In-service oil diagnostic tests

7.1 General

A selection of tests can be applied to mineral oils in electrical equipment. The tests listed in Table 2 are considered sufficient to determine whether the condition of the in-service mineral oil is adequate for continued operation and to suggest the type of corrective action to be taken, if required.

The tests are not listed in order of priority within a grouping. When more than one test method is reported, the reference method is the first one listed. In case of dispute, this method shall be used.

Table 2 – Tests for in-service mineral insulating oils

Property	Group ^a	Subclause	Method
Colour	1	7.2	ISO 2049 or ASTM D1500
Appearance	1	7.3	Visual test
Breakdown voltage	1	7.4	IEC 60156
Water content	1	7.5	IEC 60814
Acidity (neutralization value)	1	7.6	IEC 62021-2 or IEC 62021-1
Dielectric dissipation factor (DDF) and resistivity	1	7.7	IEC 60247
Inhibitor content	1	7.8	IEC 60666
Sediment	2	7.9	Annex E of this document
Interfacial tension (IFT) ^{b, c}	2	7.11	IEC 62961 or ASTM D971
Particles (counting and sizing) ^b	2	7.12	IEC 60970
Sludge	3	7.10	Annex E of this document
Flash point	3	7.13	ISO 2719
Compatibility	3	7.14	See 7.14
Pour point	3	7.15	ISO 3016
Density at 20 °C	3	7.16	ISO 12185 or ISO 3675 or ASTM D7042
Viscosity	3	7.17	ISO 3104 or ASTM D7042
Polychlorinated biphenyls (PCBs)	3	7.18	IEC 61619
Corrosive sulphur ^b	3	7.19.2	DIN 51353
Potentially corrosive sulphur ^b	3	7.19.3	IEC 62535
Dibenzyl disulphide (DBDS) content	3	7.19.4	IEC 62697-1
Passivator content	3	7.20	Annex B of IEC 60666:2010
^a Group 1 are routine tests, Group 2 are complementary tests, Group 3 are special investigative tests.			
^b Only under special circumstances, see applicable subclause.			
^c IFT can be considered as a Group 1 test (for inhibited oil only).			

7.2 Colour

The colour of oil is determined in transmitted light and is expressed by a numerical value based on comparison with a series of colour standards. It is a general property, which can show significant degradation of oil. A rapid increase in colour of the in-service oil, relative to the original colour is an indication of degradation or contamination.

Colour shall be measured in accordance with ISO 2049. An alternative method is ASTM D1500 [4].

7.3 Appearance

A visual inspection of oil (oil sample in transmitted light under a thickness of approximately 10 cm and at ambient temperature) if showing cloudiness or sediment, can indicate the presence of free water, insoluble sludge, carbon particles, fibres, dust, or other contaminants.

7.4 Breakdown voltage (BDV)

Breakdown voltage is a measure of the ability of oil to withstand electric stress and has primary importance for the safe operation of electrical equipment. It is strongly dependent on the sampling temperature (7.5.1 to 7.5.5).

Dry and clean oil exhibits an inherently high breakdown voltage. Free water and solid particles, the latter particularly in combination with high levels of dissolved water, can reduce breakdown voltage dramatically. The effect of breakdown voltage reduction starts to accelerate with relative moisture saturation² (%RS) of over 20 %, which applies to different insulation fluid types [5]. The measurement of breakdown voltage, therefore, serves primarily to indicate the presence of contaminants such as water or particles. A low value of breakdown voltage can indicate that one or more of these are present. However, a high breakdown voltage does not necessarily indicate the absence of all contaminants.

Relative saturation, measured in an oil sample in the laboratory can be correlated to the measured value of breakdown voltage in the laboratory; while relative saturation measured by on-line monitoring reflects the condition of the combined insulation, acknowledging changes of water content in the oil induced by changes of transformer working temperatures and is a suitable parameter to correlate to breakdown voltage (dielectric strength of oil) under the operating conditions (see also informative Annex B).

The values of breakdown voltage are only significant when the oil has been sampled at the operating temperature of the transformer. Samples taken at < 20 °C (oil temperature) can give an optimistic view of the oil condition when analysed at room temperature, because almost all the water normally dissolved at temperatures above 20 °C has already migrated into the paper. On the other hand, samples taken at oil temperature near to the highest permissible top oil and analysed at room temperature can give too pessimistic a view on the dielectric strength of the oil than under the normal transformer operating condition, because relative moisture saturation (%RS) is temperature dependent. The breakdown voltage of spare units that have been out of service for a prolonged time should be monitored more frequently until the transformer has reached a steady state.

Breakdown voltage shall be measured in accordance with IEC 60156.

² %RS is the ratio of actual water content to maximum water content an insulating liquid can dissolve at a given temperature.

7.5 Water content

7.5.1 Water content in the oil and paper system

Transformers are dried during the manufacturing process until measurements or standard practices yield a moisture content in the cellulosic insulation of less than 0,5 % to 1,0 % depending upon purchaser's and manufacturer's requirements. After the initial drying, the moisture content of the insulation system can increase depending on either the environmental or operating conditions, or both. It is important that the transformer has adequate initial dryness and is kept in a dry state until put into service, since a high initial water content will increase the rate of degradation of the cellulosic insulation.

In a transformer, the total mass of water is distributed between the paper and the oil such that the bulk of water is in the paper.

Oil is a hydrophobic material with a very small capacity for water absorption (milligrams of water per kilogram of oil, mg/kg or parts per million, ppm). Conversely, cellulose material is hygroscopic with a huge water absorption capacity (parts per hundred, percent). Effectively this means that > 99 % of the water in such a system will be absorbed in the cellulose material. The exact distribution between these two materials is temperature dependent, but even at the highest operating temperatures, > 99 % of the water is in the cellulose material. Temperature fluctuation in a transformer drives the dynamic moisture exchange between oil and paper. The water distribution within the solid insulation is dependent on temperature gradients and the ageing condition of paper and other cellulose materials. Other polymer-based materials can also contain moisture in the bulk or on the surface. This shall be considered during oil handling, commissioning, and maintenance of the equipment.

When a transformer is working at a constant load, relatively elevated and stable temperature for a long period of time, thermodynamic equilibrium between water absorbed by the solid insulating materials and water dissolved in oil can be achieved.

All calculations and correlations of the water content in oil, and the water content in the oil and paper system, assume there is an equilibrium state between the insulating oil and the oil and paper system and vice versa. The equilibrium state is influenced by many factors, such as the difference in temperature between the oil and the cellulose and oil system, temperature gradient within the windings, composition of oil and paper and ageing status of paper and oil, insulation thickness etc.

The calculation of the water content in paper and pressboard by determination of the water in the oil has been examined in several studies and publications [5]. Nevertheless, practical results are often not in line with the theoretical predictions. In addition, please note that the drying process of the paper might not have removed as much water as calculated.

7.5.2 Influence of water on the solid and liquid dielectric system

Water influences:

- the breakdown voltage of the oil;
- the dielectric strength of the solid insulation;
- the ageing tendency of the liquid and solid insulation.

The water content in the liquid and solid insulation thus has a significant impact on the actual operating conditions and the lifetime of the transformer.

There are two main sources of water increase in transformer insulation:

- ingress of moisture from the atmosphere or through oil leakages;
- degradation of cellulose and oil.

Water is transferred in oil-filled electrical equipment by the insulating liquid. Water is present in oil in a dissolved form and can also be present as a hydrate adsorbed by polar ageing products (bonded water). Particles, such as cellulose fibres, sludge and soot in tap-changers can bind some water.

Age is not necessarily an indicator of high water content in solid insulation. Transformers up to 30 years old have been recorded to have water content in the solid insulation close to the "as new" factory condition.

7.5.3 Water in oil

The solubility of water in oil, given in mg/kg, depends on the condition of the oil, the temperature and type of oil. In an insulating liquid sample, the absolute water content (W_{abs}) is independent of the temperature, type and condition of the oil and the result given in mg/kg. W_{abs} shall be measured according to IEC 60814. The relative water content, called relative moisture saturation (RS) is defined by the ratio W_{abs}/S (where S is the moisture saturation in the insulating liquid) and the result is given in percent. The relative saturation can be evaluated by use of a suitable method such as those described in [5]. Since moisture saturation (S) is temperature dependent, the relative saturation is therefore also temperature dependent.

Relative saturation can be measured directly by techniques using capacitive sensors.

Usually, the temperature is determined directly in the oil stream of the sample taken. In cases where top oil indicator readings or corrections for Oil Natural Air Natural (ONAN) or Oil Forced Air Forced (OFAF) cooling mode are used, this should be recorded.

The water content in oil is directly proportional to the relative moisture saturation (%RS) up to the saturation level (Formula (1)).

$$W_{\text{abs}} = \frac{RS}{100} \times S \quad (1)$$

The temperature dependence of the moisture saturation in insulating liquid (S) is expressed by Formula (2):

$$S = e^{A_e - B_e/T} \quad (2)$$

Formula (2) has an Arrhenius form as the moisture saturation in insulating liquid (S) is temperature dependent. The natural logarithmic form can also be expressed in its decimal logarithm form for convenience as shown in Formula (3).

$$S = 10^{A_{10} - B_{10}/T} \quad (3)$$

where W_{abs} is the absolute water content in liquid (mg/kg), RS is the relative saturation (%), S is the moisture saturation level (mg/kg), T is the temperature in Kelvin, whereas A_e , B_e , A_{10} and B_{10} are moisture saturation coefficients in natural or decimal logarithm forms that depend on liquid characteristics, composition, and condition. As both natural logarithm and decimal logarithm forms of coefficients are used in the literature, Formulae (4) and (5) can be used to convert the moisture saturation coefficient values.

$$A_e = A_{10} \ln(10); B_e = B_{10} \ln(10) \quad (4)$$

$$A_{10} = A_e \log(e); B_{10} = B_e \log(e) \quad (5)$$

A and B together define the level of water content at a given temperature.

NOTE Online moisture sensors have the function of calculated conversion from relative saturation to absolute water content in ppm. Those ppm values obtained are likely to differ from the values determined from a sample with Karl-Fischer titration in a laboratory. This is because online monitoring is done at a different temperature or temperatures and most likely at a different sampling point in the transformer. Also, water solubility coefficients used for the calculations are usually generic, not defined for the specific oil sample.

As oils become very oxidized with increasing amounts of polar ageing by-products, their water solubility characteristics, which are also dependent on the type of the oil, also increase. The solubility of water in very aged oils can be much higher than that in unused oils (Figure 1). Each oil should be considered separately.

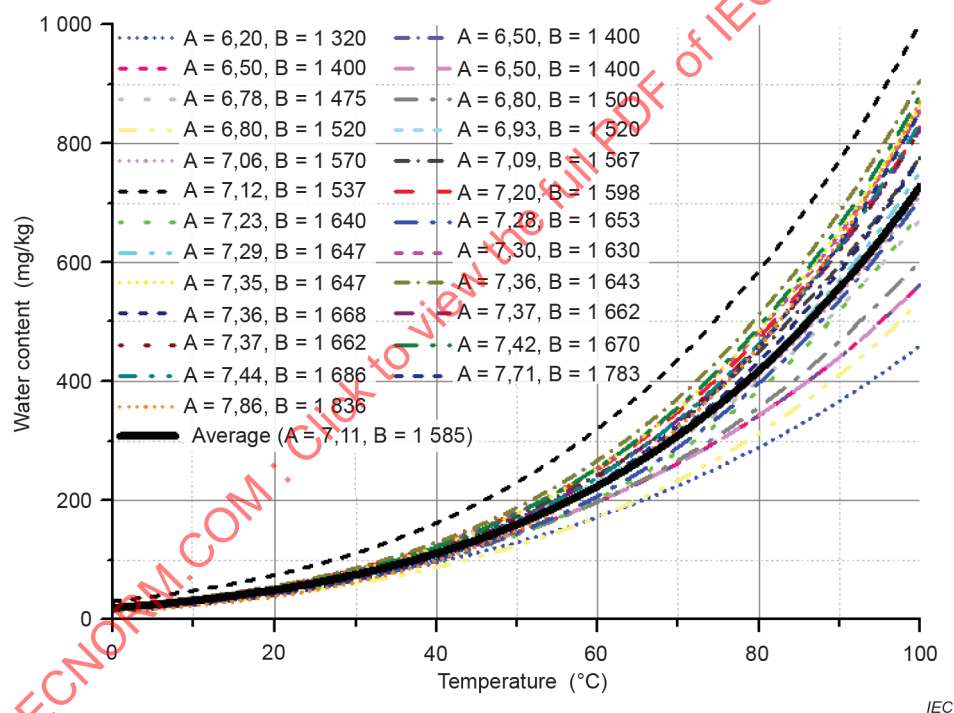


Figure 1 – Water solubility curves for unused mineral oil as adapted from literature [5] (according to Formula (3))

7.5.4 Water in the solid insulation

The estimation of moisture in the solid insulation is not a part of this document.

The so-called indirect methods for estimating moisture in the solid insulation are based on the water content measurement in the insulating liquid. Using the water content in liquid, temperature of insulation and by means of water sorption isotherms or moisture equilibrium curves, the water content in the solid insulation can be estimated.

The application of the moisture equilibrium curves, and water sorption isotherms requires consideration of the following:

- type and chemical structure of solid and liquid insulation;
- ageing condition of liquid insulation (e.g. high acidity);
- ageing condition of solid insulation;
- moisture equilibrium state (very rare, if at all possible);
- distribution of moisture in the solid insulation;
- temperature of insulation.

There are different moisture models, based on indirect methods. Some of them utilize normalized to 20 °C water content of the insulating liquid. The solubility coefficients A and B of the different liquids are different and the water exchange between solid and liquid insulation is a temperature triggered dynamic process. In a real transformer, there is not one single insulation water content – different parts of the solid insulation will hold different amounts of water, depending on the different temperatures, types and conditions of the solid materials involved.

7.5.5 Interpretation of results

Breakdown voltage and moisture are strongly interrelated. Both are temperature dependent, therefore it is most informative to measure them at different transformer temperatures to obtain a reliable assessment of moisture in the combined oil-paper insulation system. The interpretation of water content in oil is strongly related to the sampling temperature determined by measuring the temperature directly in the oil stream at the point of sampling. Where top oil temperature indicator (OTI) temperature corrections for oil natural (e.g. ONAN) or oil directed (e.g. ODAF) cooling mode are used, this should be explicitly noted.

The values for water content defining the condition Good, Fair and Poor in Table 5 to Table 9 of this document are based on 90 % statistical information from transformers in service. In cases of highly loaded transformers with oil temperature near to the highest permissible top oil temperature, the quick moisture exchange can lead to higher values of water in oil. Such cases shall be assessed carefully, investigating the possibility of reaching oil saturation, especially at steep temperature gradients. It shall always be kept in mind that:

- There is quite high uncertainty linked to measurement of water content from an oil sample (e.g. sampling technique, weather, oil condition).
- A single, high water content value should not be a reason for an immediate action. Repeated sampling is strongly recommended prior to considering corrective measures.
- Moisture levels in oil are highly dependent on the operating temperature of the transformer.
- Any short-term oil treatment or oil change will not solve a moisture problem in the transformer.
- For interpretation, the value shall come with recorded temperatures.
- High moisture in the oil is an indicator that there is too much moisture in the solid insulation.
- An online measurement of moisture on an in-service transformer will give a more accurate indication of the moisture situation than a single oil sample.

The use of on-line hysteresis curves of relative saturation at actual transformer operating temperature can be a useful tool for risk estimation [5]. See also informative Annex B.

Figure 2 shows online sensor data examples of hysteresis loops of %RS vs. temperature in transformers with 3 different water content levels.

1) Moist transformers: > 20 %RS

Relative moisture saturation vs oil temperature hysteresis curve values exceed 20 %RS at operating transformer temperature all the time. The oils of these transformers have continuously significantly reduced dielectric strength due to high moisture.

They also have a very broad hysteresis loop at 20 °C indicating there is potentially considerable water on paper surface for dynamic exchange of water between paper and oil. Such transformers can be at risk of dielectric breakdown due to moisture immediately after high loading where the oil cools rapidly or during cold start of the transformer, when water is pushed from the paper into the cold oil which results in a significant increase in %RS.

2) Transformers fit for service, but with elevated moisture in comparison to a new transformer. 10 % to 20 %RS

Transformers, that have 10 % to 20 %RS moisture in oil can be at risk of reduced dielectric strength of oil due to moisture. This can occur during cold start or rapid cooling followed by higher than normal loading, because there is significant amount of water in the paper. In such conditions, the %RS increases significantly thus reducing the dielectric strength of oil.

3) Dry transformers: < 10 %RS

Relative moisture saturation vs oil temperature hysteresis curve values are below 10 %RS and have a flat hysteresis loop. Such transformers are not at risk of reduced dielectric strength of oil due to moisture. There is very little water available on the paper surface for dynamic exchange of water between paper and oil.

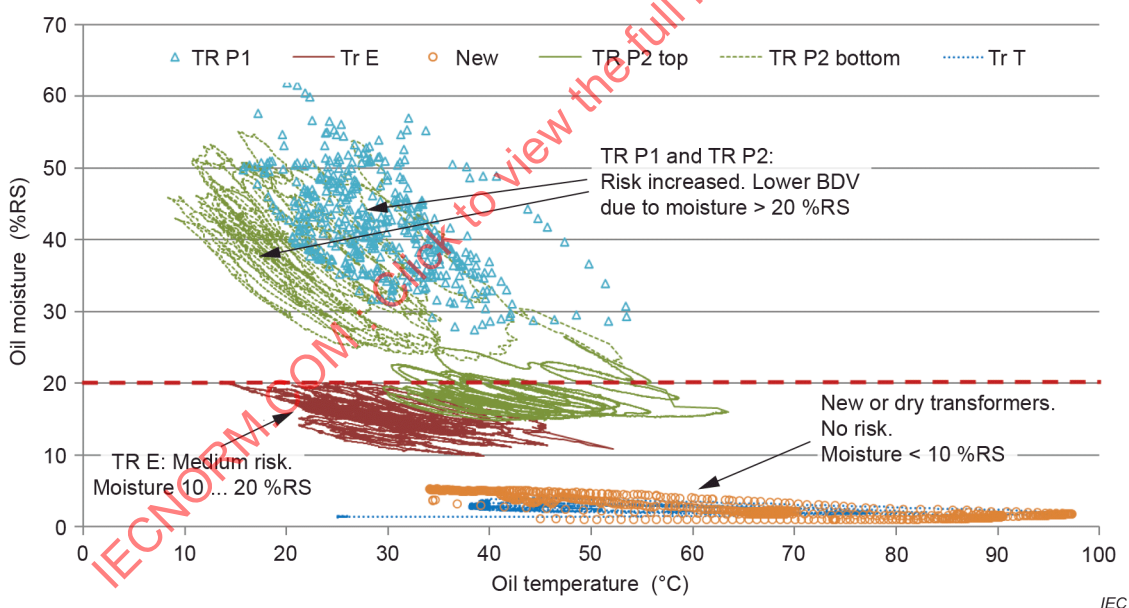


Figure 2 – Hysteresis loops of %RS vs. oil temperature in transformers with 3 different water content levels [5]

For general guideline on %RS for continuous online monitoring, refer to Table B.1.

7.6 Acidity

The acidity (neutralization value) of oil is a measure of the acidic constituents or contaminants in the oil.

Unused oil should be free from any acidic compound.

The acidity of used oil is due to the formation of acidic oxidation products. Acids and other oxidation products will, in conjunction with water and solid contaminants, affect the dielectric and other properties of the oil. Acids have an impact on the degradation of cellulosic materials and can also be responsible for the corrosion of metal parts in a transformer or similar equipment.

The rate of increase of acidity of oil in service is a good indicator of progressive ageing. The acidity level is used as a general guide for determining when the oil should be replaced or reclaimed.

Inhibited oils according to IEC 60296 will develop significantly lower amounts of acidic by-products in comparison to uninhibited oils, provided enough inhibitor is present.

Acidity shall be measured in accordance with IEC 62021-2 or 62021-1.

7.7 Dielectric dissipation factor (DDF) and resistivity

These parameters are very sensitive to the presence of soluble polar contaminants, ageing products, or colloids in the oil. Changes in the levels of the contaminants can be monitored by measurement of these parameters even when contamination is so slight as to be near the limit of chemical detection.

Acceptable limits for these parameters depend largely upon the type of equipment. However, high values of DDF, or low values of resistivity, can either deleteriously affect the dielectric losses or the insulation resistance of the electrical equipment, or both.

There is generally a relationship between DDF and resistivity, with resistivity decreasing as DDF increases, as presented in Figure 3.

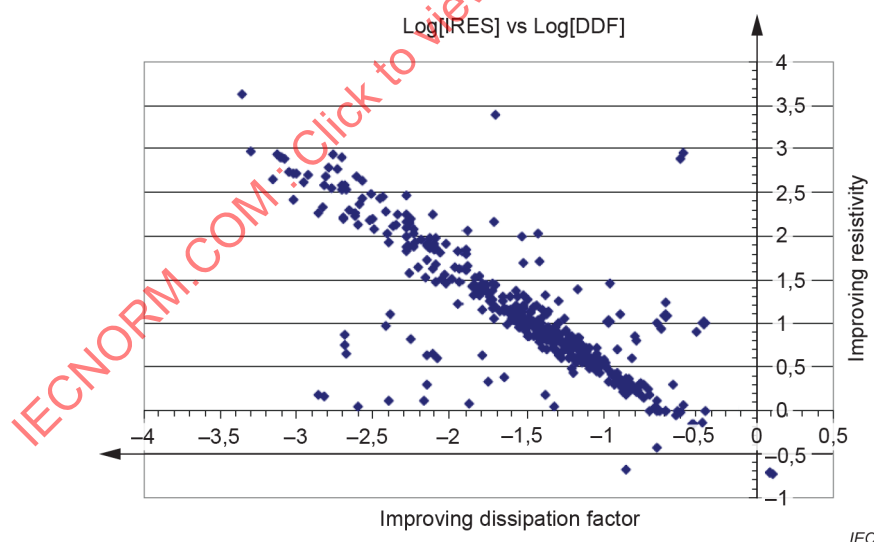


Figure 3 – Correlation between resistivity and dissipation factor [6]

It is normally not necessary to conduct both tests on the same oil and generally DDF is found to be the more common test.

In the case of very high voltage (VHV) and ultra-high voltage (UHV) instrument transformers and oil filled bushings, special attention shall be paid to DDF as it has been reported that a higher value of DDF can lead to thermal runaway leading to failure.

DDF shall be measured in accordance with IEC 60247. IEC 61620 can be used to check the results obtained with IEC 60247.

7.8 Inhibitor content

7.8.1 Oxidation stability

The ability of unused mineral insulating oil to withstand oxidation under thermal stress and in the presence of oxygen and a copper catalyst is called oxidation stability. It gives general information about the life expectancy of the oil under service conditions in electrical equipment. The property is defined as resistance to formation of acidic compounds, sludge and compounds influencing the dielectric dissipation factor (DDF) under given conditions. For unused oils complying with IEC 60296, these conditions are detailed in IEC 61125 and the limits of acceptable performance in IEC 60296.

The property depends mainly on the refining process and how it is applied to a given feedstock. Refined mineral oils contain, to a varying degree, natural compounds acting as oxidation inhibitors. These are known as natural antioxidants. Oils containing only natural antioxidants are designated as uninhibited oils.

Synthetic oxidation inhibitors can be added to enhance the oxidation stability. In mineral oils, mainly the phenolic type is used, and the common and generally accepted compounds are 2,6-di-tert-butyl-paracresol (DBPC) and 2,6-di-tert-butyl-phenol (DBP). The efficacy of added inhibitors will vary with the chemical composition of the base oil [7].

7.8.2 Monitoring of uninhibited and inhibited oils

Oxidation of uninhibited oils is normally monitored by the formation of acidic compounds and oil soluble and insoluble sludge. An increase in DDF and reduction in IFT are also signs of oxidation of insulating oils (see 7.6, 7.7 and 7.11).

Inhibited oils have a different oxidation pattern compared to uninhibited oils. At the beginning of service life, the synthetic inhibitor is consumed with little formation of oxidation products. This is referred to as the induction period. After the inhibitor is consumed, the oxidation rate is determined mainly by the base oil oxidation stability.

The inhibitor content should be monitored at regular intervals; the frequency of which will depend upon operational temperature and load levels.

A decrease of IFT in inhibited (and uninhibited) oils can also be an early indication of initial formation of oxidation products.

Inhibitor concentration is measured according to IEC 60666.

7.9 Sediment

Sediment is insoluble material present in the oil.

Sediment includes:

- insoluble oxidation or degradation products of solid or liquid insulating materials;
- solid products arising from the conditions of service of the equipment; carbon and metal particles, metallic oxides and sulphides;
- fibres and other foreign matter of diverse origins.

The presence of sediment can change the electrical properties of the oil, and in addition, deposits can hinder heat-exchange, thus encouraging thermal degradation of the insulating materials.

Sediment should be measured according to the method E.1 described in Annex E.

7.10 Sludge

Sludge is a polymerized degradation product of solid and liquid insulating material. Sludge is soluble in oil up to a certain limit, depending on the oil solubility characteristics and temperature. At sludge contents above this, the sludge is precipitated, contributing as an additional component to the sediment.

The presence of sludge can change the electrical properties of the oil, and in addition, deposits can hinder heat-exchange, thus encouraging thermal degradation of the insulating materials.

Sludge should be measured according to the method E.2 described in Annex E.

7.11 Interfacial tension (IFT)

The interfacial tension (IFT) between oil and water provides a means of detecting soluble polar contaminants and products of degradation. This characteristic can change rapidly during the initial stages of ageing but levels off when deterioration is still moderate.

The rate of decrease of IFT is strongly influenced by the type of oil; uninhibited oils usually show higher IFT rates of decrease than inhibited oils especially in free breathing transformers.

A rapid decrease of IFT can also be an indication of compatibility problems between the oil and some transformer materials (varnishes, gaskets), or of accidental contamination when filling with oil. However, oils with IFT values at or near the lower limit value given in Table 5 to Table 9 should be further investigated or reclaimed.

With overloaded transformers, the deterioration of materials is rapid and IFT is a tool for detection of deterioration.

The measurement of IFT of oil is strongly influenced by the relaxation time of the oil-water interface (dynamic interfacial tension). The reliability of the results can be improved when the duration of measurement is increased.

IFT shall be measured in accordance with IEC 62961 (reference method) and ASTM D971.

NOTE A drop in IFT is typical following the first fill of a transformer, see Table 3 for guidance.

7.12 Particles

The presence of particles in oil is known to impact breakdown voltage and DDF, especially in association with high moisture conditions.

Particles in the insulating oil of electrical equipment can have numerous possible sources. The equipment itself can contain particles from manufacturing and the oil can contain particles from storage and handling if not properly filtered before use. Mechanical wear and the ageing of oil and solid materials can produce particles during the service life of the equipment. Localized overheating above 500 °C can form carbon particles. Carbon particles are also produced by the normal switching operation of on-load tap-changers inside the tap-changer oil compartment. Where there are leaks, some particles can migrate into the transformer oil. Typical sources of metallic particles are the mechanical wear of tap-changer contacts, wear of pump bearings, and the wear of similar components.

Particle counting methods have been advised as a monitoring tool in [8] [9]. The impact of particles up to 14 µm (c) on the dielectric strength of the insulating system can typically be reliably detected by the commonly used BDV and DDF tests. Particles larger than 14 µm (c) can originate from the identified particle sources above and can be difficult to detect, due to their low number of occurrences. However, they shall be regarded as a possible risk for HV flashovers as bare metal electrode arrangements with small oil gaps are prone to be bridged by these particles. In some instances, this risk cannot be avoided by design, e.g. tap-changer contacts and additional advice and guidance on particles should be sought from the equipment manufacturer.

In most cases, knowledge on the type of particles (i.e. iron, aluminium, silver sulphide, fibres, carbon, etc.) will help to identify the particle source. Such analysis can provide more information on the wear status or possible mechanical defects than particle counting itself. When used in combination with an identification of the type of particles, Method B of IEC 60970 is applicable. If, for any reason, there is a requirement to code the level of contamination by solid particles in accordance with ISO 4406 [10], Method A of IEC 60970 shall be applied.

7.13 Flash point

The flash point of mineral oil usually does not vary with time and deterioration of the liquid however, a lowering flash point can indicate contamination. If the flash point is depressed, then this should be investigated to determine the cause and any required remedial action. In some critical applications or as determined by a risk assessment, the flash point should be measured to assure a satisfactory level of fire safety when required.

Flash point shall be measured in accordance with ISO 2719.

7.14 Compatibility

7.14.1 General

Compatibility can be defined as the ability of materials to be used together without deleterious changes in any of the materials.

Materials incompatibility can jeopardize the global efficiency of equipment with adverse consequences on materials performance, whether solids or liquids.

When required, end users should contact laboratories with experience in completing compatibility testing for details on testing and acceptable results. See Annex D for guidance.

7.14.2 Compatibility between different insulating mineral oils (miscibility)

When two or more different mineral oils for use in electrical equipment are mixed, a compatibility or miscibility issue can arise. The following recommendations provided some mitigation against the risk of poor compatibility.

Field experience indicates that problems are not normally encountered when unused oil is added in small percentages, i.e. < 10 %, to used oils classified as "Good" or "Fair" (see Table 5 to Table 9). In these cases, a compatibility test is usually not required.

NOTE 1 Where inhibited oil is used to top up an uninhibited oil, trace inhibitor can be detected in future oil samples.

Mineral insulating oils in the delivery state, complying with IEC 60296 and with the same classification (class, group, type, inhibition level and Lowest Cold Start Energizing Temperature (LCSET) as stated in IEC 60296) as that already in service should either be used for topping up or refilling electrical equipment, or both.

NOTE 2 For oils produced before 2021 (according to IEC 60296), new oil of Type B (according to IEC 60296) are suitable for mixing, provided they belong to the same inhibition level and LCSET.

In cases where a larger percentage is added, i.e. 10 % or more, or in cases where unused oil is added to heavily aged oil, a compatibility test can be necessary to determine the feasibility of mixing unused oils of different origins with oil in service.

For mixing used oils, a compatibility study is strongly recommended. Reference to the oil supplier is recommended in all cases but particularly where there are any doubts concerning compatibility.

In the compatibility study, as described below, the characteristics of the mixture should not be less favourable than those of the worse individual oil.

Oils should be mixed in the same proportions as in the application, or if not known in a 50/50 ratio.

The following functional tests are recommended for each individual oil and for the mixture:

- Foaming tendency according to ISO 6247
- Sediments and sludge
- DDF (tan delta) at 90 °C
- IFT

The following additional tests can also be carried out as investigatory tests if deemed required.

- Either corrosive sulphur (shall be according to DIN 51353) or potential corrosivity (shall be according to IEC 62535), or both.
- Oxidation stability shall be according to IEC 61125. Test duration shall be according to the oil class and type as stated in IEC 60296.

NOTE 3 Oxidation stability of in-service insulating liquid is not routinely measured nor are the test methods applicable (IEC 61125). To compare individual oils and the resulting mixture, it can be appropriate to measure oxidation stability to IEC 61125:2018, Annex B (induction period). Used oils typically do not have an oxidation stability comparable to unused oils.

Experience is very limited regarding the use of oil containing pour point depressants to top-up naturally low pour point oils. However, laboratory investigations suggest that no significant deterioration of low temperature behaviour is likely to occur.

Compatibility tests are particularly necessary in the case of oils containing additives. Again, reference to the oil supplier or to the equipment manufacturer is recommended.

7.15 Pour point

Pour point is a measure of the ability of the oil to flow properly at low temperature. There is no evidence to suggest that this property is affected by normal oil deterioration.

Pour point shall be measured in accordance with ISO 3016.

NOTE Slight changes in pour point can usually be interpreted as the result of topping-up with a different liquid or oil, though it can be the result of other sources of contamination.

7.16 Density

In cold climates, the density of the oil shall be low enough to prevent any ice resulting from the freezing of free water to float and possibly lead to fault conditions developing such as flashover of conductors. However, density is not significant in comparing the quality of different oils. Additionally, there is no evidence that density is affected by normal oil use or deterioration.

Density can be useful for discriminating mineral insulating oil from other liquid types or mineral oils of different chemical composition.

Density shall be measured in accordance with ISO 12185 (reference method); ISO 3675 and ASTM D7042 are acceptable.

NOTE 1 Changes in density can be interpreted as the result of topping-up with a different liquid or oil.

NOTE 2 Density is a consideration when designing protection flow and control equipment, for example devices which rely on buoyancy principles such as a Buchholz relay, this is to be taken into consideration in event of an oil change where the density of the new oil can be different.

7.17 Viscosity

Viscosity is a significant factor in heat transfer and can also influence the switching behaviour of on-load tap-changers (OLTCs) and similar equipment. If normal operation and maintenance practices are adhered to, then limited oxidation of the oil will not significantly affect its viscosity.

Viscosity shall be measured in accordance with ISO 3104 (preferred method) or ASTM D7042.

7.18 Polychlorinated biphenyls (PCBs)

Polychlorinated biphenyls (PCBs) are a family of synthetic chlorinated aromatic hydrocarbons, which have good thermal and electrical properties. These properties combined with excellent chemical stability made them useful in numerous commercial applications. However, their chemical stability and resistance to biodegradation has given cause for concern in terms of environmental pollution. This increasing concern over the environmental impact of PCBs has progressively restricted their use since the early 1970s and their use in new plant and equipment was banned by international agreement in 1986. Unfortunately, the use of common handling facilities has led to widespread contamination of mineral insulating oil.

The PCBs content of oil in new equipment should be measured to confirm that the oil is PCBs free, i.e. below the detection limit. Thereafter, whenever there is a risk of potential contamination (oil treatment, transformer repairs, etc.) the oil should be analysed and if PCBs content is found to exceed defined limits, appropriate action should be taken (see 14.5).

PCBs shall be measured in accordance with IEC 61619 (identical to EN 12766-2 test method A:2001 [11]).

Testing for disposal can be subject to local regulations.

NOTE Limits can be subject to local regulations.

7.19 Corrosive sulphur in mineral insulating oil

7.19.1 General

Sulphur is always present in mineral insulating oils and some sulphur compounds can be corrosive to metal surfaces. When exceeding a minimum concentration level, sulphur compounds can form deposits which can cause failures in electrical equipment. It is required to differentiate between corrosive and potentially corrosive sulphur compounds:

- Corrosive sulphur compounds: elemental sulphur and mercaptans.
- Potentially corrosive compounds: disulphides, including DBDS, sulphides (rarely).

Table 2 recommends two methods for the assessment of corrosive sulphur in oil. Both methods can be used as complementary, and it should be considered that:

- IEC 62535 gives information on the oil's corrosivity against copper and the oil's tendency to deposit copper sulphide on paper. It will show positive results with corrosive sulphur but has been found to be especially reliable to detect potentially corrosive sulphur.
- DIN 51353 is suitable for silver corrosion assessment only. It has been found to be extremely sensitive and selective to detect corrosive sulphur substances such as highly reactive mercaptans and elemental sulphur, but it is insensitive to DBDS.

Both tests shall give a negative result to report an oil as "non-corrosive".

IEC 60296 provides specifications to ensure that deposition of copper and silver sulphides will not occur in service with unused and recycled oils, and so specifies the above-mentioned test procedures. Please note that these tests apply to oils that do not contain a metal passivator additive. When following the IEC 60666 test procedure, it shall be verified that the oil does not contain a metal passivator additive, before testing for corrosive sulphur. IEC 60296:2020, Clause B.3, provides a method for the removal of passivators where they are present.

7.19.2 Corrosive sulphur

The amount of sulphur in mineral oil depends on the quality of the crude oil, which determines the process and degree of refining. Sulphur in crude oil is usually present as organo-sulphur, but elemental sulphur contamination can also occur. The presence of reactive compounds causing corrosion at the normal operating temperatures of a mineral insulating oil is due to poor refining, contamination or, in the case of reclaiming, inappropriate materials or procedure.

At relatively high temperatures, sulphur-containing oil molecules can decompose and react with uncoated metal surfaces to form metal sulphides. Such reactions can take place in switching equipment and can increase the contact resistance. Another effect more frequently observed as occurring from corroded silver surfaces than from copper, is that sulphide deposits can flake off and cause flashovers in the equipment. Some sulphur containing molecules can also cause the formation of copper sulphide (Cu_2S) deposition in the paper insulation of electrical equipment. This phenomenon leads to a reduction of the electrical insulation properties and has resulted in several equipment failures in service [12].

7.19.3 Potentially corrosive sulphur

Where potentially corrosive sulphur compounds are present in oil, Cu_2S deposition occurs typically on paper insulated electrical conductors inside the paper layers, or on unvarnished or unprotected copper surfaces, when liquid temperatures are high.

Strongly aged insulating oils (e.g. oils showing high acidity), or oils with poor oxidation stability, can give ambiguous results on the paper wrapped copper strip under the conditions of IEC 62535, because of the formation of sludge. SEM-EDX analysis (as described in IEC 62535:2008, Annex B) is helpful to solve such ambiguous cases.

A combination of several factors, not only the potential oil corrosivity, can lead to a failure in electrical equipment. In this case, a risk assessment including design and operating conditions should be performed.

7.19.4 Dibenzyl disulphide (DBDS)

In the period between 1989 and 2006, DBDS had been widely added to mineral insulating oils as an antioxidant. Nevertheless, the oils passed the corrosivity tests of their time. In later years, DBDS was found to be potentially corrosive to copper surfaces at normal transformer operating temperatures, as it can form copper sulphide under certain conditions [12]. Additionally, DBDS can react with silver-coated contacts in switching equipment such as tap-changers, creating silver sulphide and causing an increase in contact resistance [13].

DBDS shall be measured in accordance with IEC 62697-1.

7.20 Metal passivator

The addition of a metal passivator is the mitigation technique that has been used to the greatest extent to minimize the risk of corrosive sulphur.

Three main types of benzotriazole derivatives are typically used as metal passivator additives:

N-bis(2-ethylhexyl)-aminomethyl-tolotriazole (TTAA), benzotriazole (BTA) and 5-methyl-1H-benzotriazole (TTA).

If a tolutriazole derivative has been used³, typically, 100 mg/kg (0,01 % by weight) of this substance is added to inhibit the reactions of copper with corrosive sulphur.

Metal passivators have a long history of use in mineral oil, mainly in lubricating oil but also, to a more limited extent, in insulating oil. They have been used not only to counteract corrosion, but also to improve oxidation stability and to suppress streaming electrification.

The passivator content shall be monitored during service.

Passivator content shall be measured in accordance with IEC 60666:2010, Annex B.

NOTE For additional guidance, see CIGRÉ Technical Brochure 625 [13].

7.21 Air release and foaming

Air release (shall be according to ISO 9120) and foaming tendency (shall be according to ISO 6247) are properties of the oil which can both be influenced by contaminants, such as silicone, phthalates or other surface-active chemicals or oils – see Annex F.

8 Evaluation of mineral insulating oil in new equipment

A substantial proportion of electrical equipment is supplied to the final user already filled with mineral oil. In such cases, as the oil has been in contact with insulating and other materials, it can no longer be considered as "mineral oil in the delivered state" as defined in IEC 60296. Therefore, its properties shall be regarded as those applicable to oil in service, even though the electrical equipment itself might not have been energized.

Oil properties should be appropriate to the category and functions of the equipment (see Table 3).

The extent of the changes in properties can vary with the type of equipment due to the different types of material and ratios of liquid-to-solid insulation; they should also be within the limits of Table 3. Properties not included in Table 3 (except for oxidation stability for which no in-service limits have been established) should be within the limits of IEC 60296.

As the characteristics of oil in new equipment are an integral part of that equipment design, the user can request these characteristics to be better than the minimum standards suggested in Table 3, which are based on the experience of many years of operating practice.

³ Examples of commercially available TTAA and TAA are Irgamet® 39 and Irgamet® 30, respectively. This information is given for the convenience of users of this document and does not constitute an endorsement by the IEC of these products.

Table 3 – Recommended limits for mineral insulating oils after filling in new electrical equipment prior to first energization at site

Property	Highest voltage for equipment kV		
	< 72,5	72,5 to 170	> 170
Appearance	Clear, free from sediment and suspended matter		
Colour (on scale given in ISO 2049)	Max. 2,0	Max. 2,0	Max. 2,0
Breakdown voltage (kV)	Min. 55	Min. 60	Min. 60
Water content (mg/kg)	Max. 20 ^a	Max. 10	Max. 10
Acidity (mg KOH/g)	Max. 0,03	Max. 0,03	Max. 0,03
Dielectric dissipation factor at 90 °C and 40 Hz to 60 Hz ^b	Max. 0,015	Max. 0,015	Max. 0,010
Potentially corrosive sulphur and corrosive sulphur	Non-corrosive		
DBDS content (mg/kg)	Not detectable (< 5 mg/kg total)		
Interfacial tension (mN/m)	Min. 35	Min. 35	Min. 35
Total PCBs content (mg/kg)	Not detectable (< 2 mg/kg total)		
Particles	See 7.12 ^c		
^a For use in transformers under 72,5 kV class; the maximum water content should be agreed between supplier and user depending upon local circumstances.			
^b Higher dielectric dissipation factor values can indicate excessive contamination, or the misapplication of solid materials used in manufacture, and should be investigated.			
^c A determination of particle size and quantity can be agreed between either the end user and the manufacturer, or service provider, or both. This information can be useful in situations where assets are critical.			
Values in Table 3 are applicable to transformers factory filled or filled at site, samples can be taken shortly after filling (the appropriate time interval to sample should be agreed between the manufacturer and the end user).			

9 Evaluation of oil in service

9.1 General

Insulating oil in service is subjected to heat, oxygen, water, and various catalysts; all of which are detrimental to the properties of the oil. To be able to maintain the condition of oil in service, it is necessary to perform regular sampling and analysis.

The interpretation of results, in terms of the functional deterioration of the oil, should be performed by experienced personnel based on the following elements of risk management and life cycle management:

- characteristic values for the type and family of oil and equipment, developed by statistical methods;
- evaluation of trends and the rate of variation of the values for a given oil property;
- normal, or typical values, for "Fair" or "Poor" for the appropriate type and family of equipment.

In the case of oil contaminated with PCBs, environmental impact is a critical factor to consider, as are local regulations. If it is suspected that oil has become contaminated with PCBs, specific analyses should be undertaken and interpretation of the results should be used in a risk assessment in advance of any works to avoid unreasonable risks for staff and the public or damage to the environment. Direct observation of the sight glass (if available), or oil level indicator can be used to monitor leakage and spills of oil.

9.2 Frequency of examination of oils in service

It is impossible to prescribe the frequency of examination of oils in service which will be applicable to all possible situations. Asset owners should set their frequencies based on a thorough risk assessment considering their own unique requirements and service conditions as well as the equipment manufacturer's maintenance guidance.

The optimum frequency will depend on the type, function, voltage, power, construction, and service conditions of the equipment, as well as the condition of the oil as determined in the previous analysis. A compromise will often have to be found between economic factors and reliability requirements.

Much greater difficulties exist in deciding frequency of testing and permissible oil deterioration levels which are acceptable for all applications of insulating oil in relation to differences in operating policies, reliability requirements and types of electrical system. For example, large power companies can find the full application of these recommendations to distribution transformers uneconomical. Conversely, the industrial user, whose activities depend on the reliability of his power supply, can institute more frequent and stricter controls of oil quality as a means of guarding against power failures.

By way of a guide, a suggested frequency of tests suitable for different types of equipment is given in Table 4. However, some equipment is designed having systems that are designed to control or prevent exposure of the oil to atmosphere. Where such systems are maintained in good condition, less frequent testing can be appropriate based on either life cycle analysis (LCA) or life cycle management (LCM) and risk assessment (RA), or both.

As some parameters such as water content and breakdown voltage can be subject to a rapid rate of change, they should be subject to an increased testing frequency and additional guidance on the required frequency should be sought from the relevant expert who can provide the required engineering judgement.

End users with liquid filled electrical equipment operating under special environmental or operating stresses such as solar, offshore, or highest voltage for equipment of ≥ 400 kV (Category O transformers in previous edition) should carry out an evaluation as per the guidance above and set sample frequency periods and limit values in accordance with their internal risk assessment and maintenance policy; this can result in more frequent testing or onerous limits than the guidance provided in Table 4 and Table 5 to Table 9.

Generally, check measurements should be carried out based on the following criteria:

- a) Characteristics can be checked periodically, at intervals as suggested in Table 4, unless otherwise defined.
- b) The frequency of examination can be increased where any of the significant properties indicates that the oil is in "Fair" or "Poor" condition, or when trend analysis indicates significant changes.
- c) The oxidation of the oil will accelerate with increased temperature and in the presence of oxygen and water. Therefore, more frequent oil-sampling and complementary testing such as interfacial tension can be necessary for heavily loaded transformers.
- d) The testing frequency should be established by means of a cost and benefit evaluation based on life cycle analysis and risk assessment. For some owners, this approach can indicate different testing frequencies from those suggested in Table 4.

Table 4 – Recommended frequency of testing ^a

Property ^b	Equipment category ^{c i}									
	A	B	C ^d	D ^e	E ^e	F	G	H	K ^e	L ^e
Group 1 (routine tests) ^f – years	1-2	1-4	1-12	1-2	2-6	2-6	2-6	2-12	3-12	3-12
Group 2 (complementary tests)	g									
Group 3 (special investigative tests)	h									
Group 3 (passivator content)	6 months or less, depending on the rate of decrease and the absolute value.									

^a These proposed periods refer to a normal routine maintenance programme and for the tests detailed in this document. Should one or more of the measured properties indicate that the oil is in a "Fair" or "Poor" condition or if an abnormal ageing trend is observed, these periods should be shortened according to the importance of the equipment. These periods can also be shortened in the case of oils contaminated with PCBs to minimize any potential environmental impact caused by malfunctioning equipment.

^b Groups 1, 2 and 3 are defined in Clause 3 and as a footnote to Table 2.

^c Equipment categories are defined in Table 1.

^d See 9.2 d).

^e Categories D, E, K and L. After the first sample has been taken, the user, after consultation with either the manufacturer or laboratory, or both, can decide to lengthen the sampling period.

^f Group 1 tests shall be performed after filling or refilling the transformer, prior to energizing.

^g These tests can be done periodically but less frequently than routine tests. The frequency will depend upon the type of oil, age, and equipment. First (benchmark) measurements should be carried out in new or refurbished equipment prior to energization.

^h These are very special tests that are carried out only under special circumstances.

ⁱ For traction transformers, sampling can be distance based rather than time based.

9.3 Testing procedures

9.3.1 General

The venue for testing and the number and type of tests that can be carried out on a given sample of oil can vary depending on local circumstances and economic considerations.

Oil in service varies widely in the extent of degradation and the degree of contamination. In general, a single type of test is insufficient to evaluate the condition of the oil sample.

Evaluation of the condition should preferably be based upon the composite evaluation of significant characteristics determined in suitably qualified and properly equipped laboratories. However, some users find it advantageous to carry out field screening tests.

9.3.2 Field tests

In some circumstances it is necessary to perform tests closer to the point of sampling rather in the laboratory. These are typically chosen to meet the following requirements:

- obtain a prompt estimation of oil condition;
- establish the classification of service-aged oils (see 9.4);
- eliminate any changes to the oil sample's properties due to transportation to either a laboratory or storage of oil samples, or both.

Field tests are typically done using mini mobile labs or robust transportable test equipment. Field tests can also be performed where there are on-site and on-line test instruments with an accuracy comparable to laboratory test instruments.

Field tests using mobile test equipment can provide results that are less accurate than laboratory tests due to a less controlled environment. Field tests are usually limited to visual inspection (colour and appearance), breakdown voltage, water content and acidity. These tests can sometimes be used for the assessment of service-aged oils in accordance with 9.4, though, more often, field tests are carried out to identify oil samples requiring laboratory evaluation.

9.3.3 Laboratory tests

A complete examination scheme includes all the tests listed in Table 2. However, these tests can be sub-divided into three groups and tests applicable to one or more groups can be required according to the specific requirements (see Table 2 and Table 4).

9.4 Classification of the condition of oils in service

9.4.1 General

It is virtually impossible to set rigid rules for the evaluation of oil in service or recommend test limits for all possible applications of insulating oil in service. The classification and any consequent corrective action should only be taken after due consideration of the results of all tests, the age and type of equipment. The trend of such results over a period of time is considered essential information when arriving at a final decision.

According to local or current industrial experience, oils in service can be classified as "Good", "Fair" or "Poor" based on the evaluation of significant properties and their ability to be restored to the characteristics desired. Table 5 to Table 9 provide asset specific guidance to assist in this classification process.

- Good
Oil in normal condition; continue normal sampling.
- Fair
Oil deterioration detectable; more frequent sampling recommended (see Table 5 to Table 9).
- Poor
Oil deterioration abnormal; schedule effective actions.

For all asset types, always refer to the manufacturer's Operations and Maintenance (O&M) manual for model specific information and guidance. Where the manufacturer has provided limit values, then they shall take precedence.

9.4.2 Transformers

See Table 5 for guidance.

9.4.3 Tap-changers

See Table 6 and Table 5 for guidance. Table 6 provides guidance for parameters specific to vacuum and non-vacuum on-load tap-changers (OLTCs). For vacuum type OLTCs and de-energized tap-changers (DETCs), further guidance on relevant parameters not detailed in Table 6 can be found in Table 5. Values might be different for different types of OLTCs, the manufacturers limits (where available) will prevail.

For vacuum type OLTCs, no regular time or condition-based oil replacement is generally required, and oil ageing should be similar to the oil in the transformer main tank. Therefore, monitoring of acidity, inhibitor content and passivator content is appropriate, as for transformers.

All OLTCs will present a certain amount of sediment in their oil compartment, due to normal abrasive wear. Non-vacuum models can show significant amounts of sediment and sludge, due to contact erosion and oil deterioration which are produced during their normal service life, therefore limit values for colour, appearance, dielectric dissipation factor, resistivity, sediment and sludge cannot be provided.

Vacuum type OLTCs should maintain a high level of oil quality during their whole service life, only particles from mechanical wear should be present. Non-vacuum type OLTCs can present high amounts of particles due to normal contact and mechanical wear; additionally, normal arc breaking activity can produce high levels of carbon within the oil.

9.4.4 Instrument and protection transformers

See Table 7 and Table 5 for guidance. Table 7 provides guidance for parameters specific to instrument and protection transformers. For guidance on parameters not detailed in Table 7, refer to appropriate category in Table 5.

Normally the amount of oil in instrument transformers is limited, therefore it is not usual to carry out routine sampling. Where sampling is carried out, the effect on the oil level and pressure should be taken into consideration.

9.4.5 Circuit breakers and switchgear

See Table 8 and Table 5 for guidance. Table 8 provides guidance for parameters specific to circuit breakers and switchgear. For other parameters not detailed in Table 8, refer to Table 5 Category C for guidance.

Based on knowledge and experience with their specific plant, asset owners operating large fleets can decide to apply different limit values to those detailed in Table 8 and Table 5, or they can opt to routinely change the oil in the equipment as they have determined that it is more economical than managing an oil testing regime, especially at distribution voltages.

9.4.6 Oil filled and OIP bushings

See Table 9 and Table 5 for guidance. Table 9 provides guidance for parameters specific to oil filled and oil impregnated bushings (OIP). For guidance on parameters not detailed in Table 9, refer to the appropriate category in Table 5.

Oil sampling is typically performed if other bushing diagnostic methods indicate a problem or have provided an inconclusive result.

Normally the amount of oil in bushings is limited, therefore it is not usual to carry out routine sampling. Users should refer to an approved sampling method before undertaking any sampling works. Where sampling is carried out, the effect on the oil level and pressure should be taken into consideration. Due to the low volumes of oil in bushings, topping up can be required following the taking of samples. Oil sampling from bushings without an oil level gauge is not recommended.

Where oil samples are taken for analysis, tests are typically limited to DGA and water content only.

Bushings flooded with the same oil as in the main tank of the transformer are not covered in Table 9, refer to the appropriate category in Table 5 for guidance.

9.5 Corrective action

In general, two types of contamination and deterioration of the oil can be considered: physical and chemical. Each one requires a different remedial action as described in Table 5 to Table 9 below. Summary of the remedial actions are detailed in Table 10.

Detailed guidance for plant types is found in the relevant table. Where indicated, additional guidance for all plant types can be found in Table 5. Refer to 9.4.2 to 9.4.6 for guidance on what tables and tests are applicable as well as additional guidance on testing considerations for each of the plant types.

The following recommendations should also be noted:

- a) Where a test result is outside the limits recommended in Table 5 to Table 9, it should be compared with previous results and, if appropriate, a fresh sample obtained for confirmation before any other action is taken.
- b) If rapid deterioration or acceleration in the rate of deterioration is observed, more frequent tests (see Table 4) should be instituted promptly and appropriate remedial action should be taken. It can be desirable to consult the manufacturer of the equipment.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2024

10 Interpretation of results

Table 5 – Transformers and reactors – Application and interpretation of tests

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}			Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor	
Colour	A, B, C	Limits >> Actions >> No action required, continue normal sampling.	2 to 6 As dictated by other tests.	> 6 As dictated by other tests.	Typically, no action should be taken based on colour. Change, specifically rapid change in colour can indicate ageing and should be investigated utilising other tests. Some oils can be dark in colour but be in good condition therefore colour should not be used as an indicator of health.
Appearance	A, B, C	Limits >> Actions >> Clear, free from sediment and suspended matter. No action required, continue normal sampling.		Either dull or turbid or both. As dictated by other tests.	Dull appearance can be a symptom of chemical contamination. Turbidity is a symptom of high water content or indication of material incompatibility or severe contamination from non-soluble materials.
Breakdown voltage (kV)	A	Limits >> Actions >> No action required, continue normal sampling.	50 to 60 40 to 50 30 to 40 More frequent sampling. Check other parameters, e.g. water, particle content.	< 50 < 40 < 30 Check the source of water or particulate contamination, resample. If high water content is confirmed, consider drying the solid insulation or filtering for removal and identification of particles.	High sampling temperatures (> 50 °C) can lead to poor results when evaluated at ambient temperature in the laboratory. In these cases, repeat samples should be taken at lower temperatures. Alternatively, users can refer to Annex C for guidance on normalization of water content and how it can influence breakdown voltage.
	B				
	C				

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}			Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor	
Water content (mg/kg at transformer operating temperature)	A	Limits >>	15 to 20	> 20	The values of water content shall be always assessed together with the values for breakdown voltage. In case of suspicion of a moisture problem, sampling at different equipment temperatures is recommended. In the case of "Poor" condition due to high water content in the oil, online monitoring with relative saturation measurement is recommended. Guidance on limits for relative saturation are shown in Annex B.
	B	Limits >>	20 to 30	> 30	
	C	Limits >>	30 to 40	> 40	
		Actions >>	More frequent sampling. Check other parameters, e.g. breakdown voltage, particle content and perhaps DDF or resistivity and acidity.	Check the source of water, resample. Consider monitoring with the transformer online (if possible) using fixed or portable equipment. Where further samples or online monitoring confirms high saturation values (see Annex B), drying of the solid insulation is recommended.	
Acidity ^d (mg _{KOH} /g _{oil})	A	Limits >>	0, 10 to 0, 15	> 0, 15	
	B	Limits >>	0, 10 to 0, 20	> 0, 20	
	C	Limits >>	0, 15 to 0, 30	> 0, 30	
		Actions >>	More frequent sampling. Check the presence of sediment and sludge. An inhibited oil that reached fair values has possibly lost its oxidation protection.	Starting from the limit value shown above, a decision can then be made at which point to reclaim the oil (see 14.4) or, alternatively, if more economical, replace the oil (see Clause 12).	

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}			Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor	
Dielectric dissipation factor at 40 Hz to 60 Hz at 90 °C	A	Limits >>	0,10 to 0,20	> 0,20	Consider reclaiming the oil (see 14.4) or, alternatively, if more economical, replace the oil (see Clause 12).
	B, C	Limits >>	0,10 to 0,50	> 0,50	
		Actions >>	More frequent sampling. Check other parameters.		
Resistivity at 90 °C (GΩm)	A	Limits >>	3 to 10	< 3	
	B, C	Limits >>	0,2 to 3	< 0,2	
		Actions >>	More frequent sampling. Check other parameters.	Consider reclaiming the oil (see 14.4) or alternatively, if more economical, replace the oil (see Clause 12).	
Inhibitor content (inhibited oils only)	A, B, C	Limits >>	40 % to 60 % of original value	< 40 % of original value.	This guidance is applicable to originally inhibited oils and applicable to reclaimed uninhibited oils that have had inhibitor added. For further guidance, users can refer to the oil supplier.
		Actions >>	More frequent sampling. Where acidity is $\leq 0,08 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{oil}}$ and IFT $\geq 28 \text{ mN/m}$, consider re-inhibition to original base line level based on local experience.	More frequent sampling. Where acidity is $\leq 0,08 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{oil}}$ and IFT $\geq 28 \text{ mN/m}$, consider re-inhibition to original base line level based on local experience. Where acidity is $> 0,08 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{oil}}$ or IFT $< 28 \text{ mN/m}$, re-inhibition is not effective. Consider reclaiming (see 14.4) or change the oil (see Clause 12).	

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}			Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor	
Passivator content (mg/kg)	A, B, C	Limits >> > 70 mg/kg and stable, (rate of decrease < 10 mg/kg/year)	50 to 70 mg/kg or > 70 mg/kg, with a significant rate of decrease of > 10 mg/kg/year	< 50 mg/kg	Aged oil, especially uninhibited oil, runs a greater risk of rapid depletion of passivator.
		Actions >> No action required, less frequent monitoring acceptable.	Maintain regular monitoring.	Remove the source of corrosivity by changing the oil (see Clause 12) or by removing corrosive compounds by mean of suitable oil treatments, or as a short-term solution, top up with new passivator, to ≤ 100 mg/kg (see Clause 13).	
Sediment (%)	A, B, C	Limits >> No sediment. Results below 0,02 % by mass can be neglected.	No action required.	Sediment detected.	Not a routine test. Perform only when BDV, acidity and DDF values are near the limits.
		Actions >> No action required.		Where sediment is detected, recondition oil or reclaim oil or both (14.3). Alternatively, if more economical, replace the oil (see Clause 12).	
Sludge (%)	A, B, C	Limits >> No precipitable sludge. Results below 0,02 % by mass can be neglected.	No action required.	Sludge detected.	Not a routine test. Perform only when BDV, acidity and DDF values are near the limits.
		Actions >> No action required.		Where precipitable sludge is detected, reclaim oil (see 14.4). Alternatively, if more economical, replace the oil (see Clause 12).	

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}				Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor		
Interfacial tension (mN/m)	A, B, C				Can be a routine test for inhibited oil, typically not a routine test for uninhibited oil. This test is most useful during the early life as it can indicate early stage of oxidation or contamination.	
	Inhibited	Limits >>	22 to 28	< 22		
	Uninhibited	Limits >>	20 to 25	< 20		
		Actions >>	No action required, continue normal sampling. More frequent sampling.	When poor results observed, refer to other tests such as acidity and DDF as well as other tests that can confirm ageing of the oil.		
Corrosive sulphur and potentially corrosive sulphur	A, B, C	Limits >>	Non-corrosive and not potentially corrosive.	Corrosive or potentially corrosive	The necessity of corrective actions is to be carefully evaluated following completion of a risk assessment study (see 7.19). After the addition of metal passivator to the oil, regular monitoring of the concentration of passivator is necessary. In case of continuous depletion of concentration of the passivator, remove the cause of corrosivity accordingly with recommended actions.	
		Actions >>	No action required, continue normal sampling.	Conduct risk assessment – add a metal passivator (e.g. triazole derivatives). or – remove the source of corrosivity by changing the oil (see Clause 12) or by removing corrosive compounds by mean of suitable oil treatments. Measure DBDS See ^e		
Flash point	A, B, C	Limits >>	Decrease < 10 %	Decrease ≥ 10 %	Not a routine test. Can be required when an unusual odour is noticed, when an internal fault has occurred or when a transformer is refilled. Can be subject to local legislation and regulations.	
		Actions >>	No action required.	Equipment can require inspection. Investigate.		

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}			Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor	
PCBs	A, B, C	Limits >>	PCBs contamination not detectable.	PCBs detected Above limits subject to local regulations.	Can be subject to local legislation and regulations.
		Actions >>	No action required.	Can be subject to local regulations.	
^a Category of equipment (see Table 1).					
^b Ensure sampling was properly done, sampling valve was properly cleaned before sampling (Clause 6) and transportation and storage periods in the laboratory were short.					
^c No action should be taken on the basis of one result and one property. All results shall be confirmed by a repeat sample especially if the result appears abnormal compared to the trend of the previous results obtained.					
^d Acidity values are typical for uninhibited oils. Inhibited oils with "Good" inhibitor content would have lower acidity values which are not expected to reach the "Poor" condition.					
^e If the oil test for corrosivity is positive and DBDS is present, follow the recommendations of CIGRE Brochures 378:2009 [12] and 625:2015 [13] for the appropriate mitigation actions.					

Table 6 – Tap-changers – Application and interpretation of tests

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}			Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor	
Breakdown voltage (kV)	F star point (Y)	≥ 30 kV		< 30 kV	If OLTC configuration is not known, then delta or line end guidance should be applied.
	F delta (Δ) or line-end	≥ 40 kV		< 40 kV	
		No action required, continue normal sampling.		Non-vacuum type – initiate maintenance including oil replacement. Vacuum type – Check the source of water or particulate contamination, resample. If contamination is confirmed, recondition or replace oil.	
Water content (mg/kg at transformer operating temperature)	F star point (Y)	< 15 mg/kg	15 to 40 mg/kg	> 40 mg/kg	The value of water content shall be regarded together with the value for breakdown voltage. The value of breakdown voltage is of overriding importance. When reconditioning the oil, consider residual humidity in the solid insulation which can require multiple drying process or repeated oil replacement.
	F delta (Δ) or line-end	< 15 mg/kg	15 to 30 mg/kg	> 30 mg/kg	
		No action required, continue normal sampling. For vacuum tap-changers, consider more frequent sampling.	No action required, continue normal sampling.	Check source of water. Non-vacuum type – Initiate maintenance including oil replacement. Vacuum type – Recondition or replace the oil.	
^a Category of equipment (see Table 1).					
^b Ensure sampling was properly done, sampling valve was properly cleaned before sampling (Clause 6) and transportation and storage periods in the laboratory were short.					
^c No action should be taken on the basis of one result and one property. All results shall be confirmed by a repeat sample especially if the result appears abnormal compared to the trend of the previous results obtained.					

Table 7 – Instrument and protection transformers – Application and interpretation of tests

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}			Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor	
Water content (mg/kg at transformer operating temperature)	D	Limits >>	20 to 30	> 30	The value of water content shall always be assessed together with the value for breakdown voltage.
	E	Limits >>	30 to 40	> 40	
		Actions >> No action required, continue normal sampling.	More frequent sampling. Check other parameters, e.g. breakdown voltage, particle content and perhaps DDF or resistivity and acidity.	Check the source of water, resample. Check seals and gaskets, if values are confirmed as above the limits then carry out a risk assessment to confirm if transformer can remain in service.	
Dielectric dissipation factor at 40 Hz to 60 Hz at 90 °C	D	Limits >>	0,01 to 0,10	> 0,10	
	E	Limits >>	0,10 to 0,30	> 0,30	
		Actions >> No action required, continue normal sampling.	More frequent sampling. Check other parameters.	If values are confirmed as above the limits, then carry out a risk assessment to confirm if transformer can remain in service.	
^a Category of equipment (see Table 1).					
^b Ensure sampling was properly done, sampling valve was properly cleaned before sampling (Clause 6) and transportation and storage periods in the laboratory were short.					
^c No action should be taken on the basis of one result and one property. All results shall be confirmed by a repeat sample especially if the result appears abnormal compared to the trend of the previous results obtained.					

Table 8 – Circuit breakers and switchgear – Application and interpretation of tests

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}			Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor	
Breakdown voltage (kV)	G	Limits >> > 50	30 to 50	< 30	For these switching equipment types, check the source of water or particulate contamination. Resample, if high water content is confirmed, change the oil and repair as required to prevent further occurrence.
	H	Limits >> > 40	30 to 40	< 30	
		No action required, continue normal sampling.	More frequent sampling. Check other parameters, e.g. water, particle content.		
Water content (mg/kg)	G	Limits >> < 20	20 to 40	> 40	The value of water content shall always be assessed together with the value for breakdown voltage. For these switching equipment types, the values of breakdown voltage are of overriding importance.
	H	Limits >> < 30	30 to 45	> 45	
		No action required, continue normal sampling.	More frequent sampling. Check other parameters, e.g. water, particle content and perhaps DDF or resistivity and acidity.	For these switching equipment types, check the source of water. Resample, if high water content is confirmed, change the oil and repair as required to prevent further occurrence.	
Acidity ^d (mg _{KOH} /g _{oil})	G, H	Limits >> < 0,10	0,10 to 0,2	> 0,2	
		No action required, continue normal sampling.	More frequent sampling. Check the presence of sediment and sludge. An inhibited oil that reached fair values has possibly lost its oxidation protection.	Starting from a value of 0,2 and if other tests indicate severe ageing, consider replacing the oil (see Clause 12).	

^a Category of equipment (see Table 1).

^b Ensure sampling was properly done, sampling valve was properly cleaned before sampling (Clause 6) and transportation and storage periods in the laboratory were short.

^c No action should be taken on the basis of one result and one property. All results shall be confirmed by a repeat sample especially if the result appears abnormal compared to the trend of the previous results obtained.

^d Acidity values are typical for uninhibited oils. Inhibited oils with "Good" inhibitor content would have lower acidity values which are not expected to reach the "Poor" condition.

Table 9 – Oil filled and OIP bushings – Application and interpretation of tests

Property	Category ^a	Conditions, limits and recommended actions ^{b, c}			Notes
		Condition: Good	Condition: Fair	Condition: Poor	
Breakdown voltage (kV)	K	Limits >> > 60	40 to 60	< 40	Consider electrical tests, capacitance and power factor to verify bushing condition. Frequent sampling of bushings is generally not recommended see 9.4.6.
	L	Limits >> > 50	30 to 50	< 30	
		Actions >> No action required, continue normal sampling.	Check other parameters, e.g. water, particle content. Resample only if deemed required.	Check the source of water or particulate contamination. Resample. Based on all tests carry out risk assessment and remove bushing from service if required.	
Water content (mg/kg)	K	Limits >> < 10	10 to 20	> 20	Consider electrical tests, capacitance and power factor to verify bushing condition.
	L	Limits >> < 10	10 to 30	> 30	
		Actions >> No action required, continue normal sampling.	Check other parameters, e.g. breakdown voltage, particle content and perhaps DDF or resistivity and acidity. Resample only if deemed required.	Check the source of water, resample. Based on all tests carry out risk assessment and remove bushing from service if required.	
Dielectric dissipation factor at 40 Hz to 60 Hz at 90 °C	K	Limits >> < 0,01	0,01 to 0,10	> 0,10	Consider electrical tests, capacitance and power factor to verify bushing condition.
	L	Limits >> < 0,10	0,10 to 0,30	> 0,30	
		Actions >> No action required, continue normal sampling.	Check other parameters. Resample only if deemed required.	If other tests indicate severe ageing, contact the manufacturer.	
^a Category of equipment (see Table 1).					
^b Ensure sampling was properly done, sampling valve was properly cleaned before sampling (Clause 6) and transportation and storage periods in the laboratory were short.					
^c No action should be taken on the basis of one result and one property. All results shall be confirmed by a repeat sample especially if the result appears abnormal compared to the trend of the previous results obtained.					

Table 10 – Summary of typical actions

Key factors	Symptoms	Corrective actions
Physical	High water content Low breakdown voltage value High particles content Turbid (not clear)	Either reconditioning (see 14.3) or drying of solid insulation if present, or both.
Chemical	High colour value Low IFT High acidity value High dissipation factor value Presence of sediments or sludge, or both Low inhibitor content, for inhibited oil Low passivator content for passivator containing oil.	Reclaiming (see 14.4) or change the oil (see Clause 12).
		Restore original additive concentration according to recommendations in Table 5.
PCBs	PCBs contamination detectable.	Can be subject to local regulations (see 14.5).
Corrosive sulphur	Corrosive sulphur or potentially corrosive sulphur detected.	Perform risk assessment and carry out intervention as necessary: – add metal passivator (see Clause 13) – oil change (see Clause 12) – reclaiming (see 14.4)
In some cases, if the chemical contamination is extremely high, it can be more economical to replace the oil. A reclaiming viability test (see 14.4.1) is recommended. NOTE The more aged the oil is at the time of passivation, and the more severe the operating conditions, the higher is the risk that passivation is not a sufficient long-term remedy. A more detailed scheme for dealing with corrosive sulphur and copper sulphide formation is proposed in CIGRÉ, Brochure no. 378, 2009 [1].		

It is strongly emphasized that no action should be taken based on either one result or one property, or both. Where results appear abnormal compared to the trend of previous results it is recommended that an additional sample is taken and analysed to verify the results.

11 Handling and storage

CAUTION: Drum and container handling and environmental procedures can be subject to local regulations. Special attention shall be paid to avoid cross contamination by PCBs.

To ensure satisfactory service, the utmost care in handling the oil is essential. Drums and containers such as bulk containers should be clearly marked to indicate whether they are for clean or for used oil and should be reserved for the type indicated. Drums and containers and bulk tankers used for oil awaiting reclamation should not be used for any other product.

Drums and containers should preferably be stored in a temperature-controlled or stable temperature environment that provides protection from direct solar radiation. This minimises the expansion and contraction of the oil due to temperature fluctuations and will help to prevent the formation of condensation.

Drums should be stored horizontally and placed in such a position that there is a head of oil on the stopper or plug. They should be stored under cover to minimize the ingress of water and to reduce solar thermal cycling due to exposure to sunlight. The use of plastic sheeting is not recommended unless great care is taken to avoid the drums “sweating” with condensation.

During transportation, drums should be in the vertical position for stability and covered to prevent the ingress of water.

In practice, difficulty can be experienced in maintaining the purity of oil when it is transferred from one vessel to another due to the possibility of introducing contamination. Such practice is not recommended without strict adherence to quality control.

It is recognized that storage of oil in damaged drums and containers is not always satisfactory and the transfer of oil from such vessels to electrical equipment should be through a suitable treatment plant to remove water and dissolved gases.

In locations with fixed oil-handling equipment, the pipework from the clean oil tanks to the electrical apparatus should be kept clean and free from water. Dehydrating breathers should be regularly inspected and maintained. Where portable oil-handling equipment is used, flexible pipework and hand pumps should be carefully inspected to ensure that they are free from dirt and water and should be flushed with clean oil before use. If the clean oil is from drums, it should have been recently tested, and the filling orifices of the drums should be clean.

Hoses used for clean oil and hoses used for used oil should be clearly marked and provided with plugs for sealing the ends when not in use. Hoses shall be resistant to oil, as ordinary rubber contains free sulphur, which is corrosive. If wire braided hoses are used, the hoses shall be cross-bonded and properly grounded to prevent the build-up of any static charge. For specific problems, reference should be made to the equipment manufacturer's instructions.

12 Replacement of oil in electrical equipment

12.1 Replacement of oil in transformers with an U_m below 72,5 kV and in switchgear and associated equipment

A quantity of oil is necessary to rinse the interior of the tank and the immersed parts. It is essential that the tank and the surfaces of conductors and insulators be cleaned effectively and subsequently be kept free from fibres. Such fibres are readily introduced by the use of unsatisfactory cleaning materials during plant maintenance; in practice the only efficient and permissible materials are synthetic. It is also essential that the tank and other surfaces be kept free from water.

A final pressure flush with clean oil of known quality has proved beneficial in the removal of fibres and other extraneous material. It should be noted that possibly up to 10 % of the original oil might remain adsorbed in the solid insulation and its contaminants can take some time to migrate into the new oil.

Application of a vacuum extraction procedure has proved valuable in removing surface moisture, provided the equipment can withstand the vacuum and is warm.

Oil is normally reconditioned when filling the equipment. See 14.3.

There should be as little aeration as possible during the filling of tanks and as far as possible, the end of the delivery pipe should be held below the surface of the oil in order to avoid splashing; alternatively, the tanks should be filled from the bottom.

There should normally be a standing period ≥ 12 h to allow de-aeration before commissioning transformers (1 h is adequate for switchgear and 1 h to 2 h for power transformers with an U_m of < 16 kV).

12.2 Replacement of oil in transformers with an U_m of 72,5 kV and above

Reference should be made to the equipment manufacturer.

12.3 Replacement of oil in electrical equipment contaminated with PCBs

Reference should be made to the equipment manufacturer, and local regulations can apply. A full risk assessment should be carried out.

13 Addition of metal passivators to in-service oil

Metal passivator is added as a stock solution, dissolved in insulating oil. Such stock solutions are commercially available, but some service providers prepare the stock solution on-site, with oil from the actual unit. The stock solution can be added via an oil processing unit or other suitable equipment.

This treatment is recommended for corrosive oils which are otherwise in “Good” condition (see Table 5 etc.). For in-service oils that fall in “Fair” or “Poor” condition for acidity, a case-by-case study is recommended.

14 Treatment

14.1 Warning

The treatment of used oil shall be carried out with proper care and attention. All countermeasures should be taken to minimize any unreasonable risk to workers, public health, and the environment. All activities shall be undertaken by experienced and qualified personnel, fully aware of the health and environmental risks associated with oil treatment work. Local regulations can apply. In case of special oil treatments, where the related experience is poor, a risk assessment should be undertaken before commencing the treatment.

Strict control shall be undertaken to avoid possible cross contamination with polluted, contaminated, heavily aged and carbonized mineral oil or other types of liquids. Treatment plants and machines previously used for reconditioning and reclamation of PCBs contaminated transformers can induce cross contamination in another unit. The verification of the PCBs content in the residual oil retained in the treatment machine (prior to use for a new treatment) can avoid this risk.

Even the case of cross contamination by other insulating liquids (esters, silicones) should be considered. The use of the same treatment unit for different types of liquid is not recommended. In these cases, the reconditioning and reclaiming unit should be carefully drained, rinsed with unused mineral oil and either all filters or sorbent materials, or both should be replaced.

It is common practice in many countries to certify a container clean prior to filling it with mineral insulating oil; local regulations and practices can apply.

Strict control shall be undertaken to avoid accidental spills to the environment. Pipes, pumps, and hoses shall be carefully inspected for tightness. Piping used for on-line treatments (see 14.2.2) should be designed to prevent accidental emptying of the apparatus undergoing treatment.

As oil treatments are usually carried out under vacuum, special attention shall be paid to avoid emissions to the atmosphere. If applicable, equipment owners should verify the vacuum withstand capability of the electrical equipment (i.e. transformer) before undertaking work which will subject the equipment tank to vacuum.

Oil treatments produce waste, such as spent filters, oil-contaminated absorbents etc. The disposal of waste can be subject to local regulations regarding their impacts on the environment.

If the treatment is performed on-line on energized electrical equipment, strict safety measures shall be taken to avoid risks to the workers. Also, safety measures shall be taken to avoid any damage to the electrical equipment undergoing treatment.

Due care should be taken when working with hot oil. Personal protective equipment and relevant risk assessments can be subject to local regulations.

The oil cannot be considered totally separated from the solid insulation in the electrical equipment. Some of the ageing products and contaminants that treatments aim to remove reside within and on the surfaces of the oil-impregnated cellulosic (or similar porous) insulation. The practical implication of this is that when a reclamation treatment is carried out, after one circulation for example, such contaminants that are in solution in the oil will be removed and the oil condition, if sampled immediately thereafter, will have improved properties. However, should there still be significant ageing products and contaminants in the solid insulation, they can diffuse or dissolve into the oil within a short period thereafter. It is therefore important for good long-term results, that the treatment is carried on until the extraction is so complete (enough circulations through the reclamation equipment) that a significant bounce-back effect is avoided. Maintaining a high enough oil temperature to achieve this in a reasonable time is facilitated when the equipment is on-line while the treatment is carried out. To check that good, long-lasting results are acquired, follow-up sampling of the oil should be carried out after a few months in service following the treatment.

The properties of the oil after any treatment should be agreed between the service provider and the customer. Annex A provides a guideline for setting reclamation criteria.

In this document, reference is made in some places to the original electrical equipment manufacturer's instructions. In cases where manufacturer's instructions are unavailable, case-by-case consideration with expert consultation is recommended.

14.2 Classification of treatment processes

14.2.1 General

Treatment processes, regardless to the specific technology used, can be classified as follows:

- Off-line (de-energized) or on-line (energized)
- Batch or continuous mode

14.2.2 Off-line (de-energized) vs on-line (energized) treatment

Off-line treatments are performed on completely de-energized electrical equipment, whose connections with the power supply, transmission or distribution network have been isolated. These types of treatments allow the partial or complete draining of the unit undergoing the activity.

On-line treatments are performed on energized and loaded electrical equipment, where it has been confirmed that they can be operated during the treatment. These types of treatments are not possible with any oil draining, even partial. During an on-line treatment, the oil-level in the electrical equipment shall be carefully controlled, ensuring it covers the active part sufficiently and ensuring safe operation. On-line treatments require some specific precautions:

- Electrical insulation between the treatment plant and the electrical equipment undergoing treatment.
- Piping able to avoid the accidental emptying of the electrical equipment undergoing treatment, even in cases of pipe breakage.
- Systems to prevent the ingress of air bubbles in the electrical equipment.
- Appropriate measures to prevent turbulence in the oil circulation of the electrical equipment.

NOTE 1 It is not recommended to disconnect transformer protections during on-line oil treatment (e.g. Buchholz relay).

NOTE 2 CIGRÉ Technical Brochure 413 [14] provides detail on related topics of oil treatment.

14.2.3 Batch vs continuous mode treatment

Batch treatments are made on the oil after removal from the electrical equipment (e.g. in a separate external tank). By definition, they cannot be performed on-line. They are usually applied to the reconditioning or reclamation of oils intended to be used in a transformer, or other similar electrical apparatus (e.g. a new oil to be used to fill a new transformer).

In the case of open cycle (batch or off-line reconditioning and reclamation units), oil draining and oil refilling of the transformer to be treated are required. These activities result in more complex site works including a full oil drain and re-filling of the equipment, usually under vacuum. Care should be taken to ensure sufficient insulation impregnation when re-filling equipment. Additionally, care should be taken to ensure the equipment can withstand vacuum. Refer to CIGRÉ TB 445 [15] for further guidance.

Continuous mode treatment is performed by circulating the oil through the transformer and the treatment plant, without emptying the transformer, not even partially. They are usually carried out to improve certain properties of oil in service and can in certain circumstances be applied on-line. On-line application depends upon many conditions (transformer design and voltage, oil connection points, protection devices, etc.), so it is not always feasible.

14.3 Reconditioning (degassing, drying and filtration)

14.3.1 General

Reconditioning, also sometimes referred to as “drying and filtration”, “vacuum degassing and filtration” or “physical treatment”, is a process that eliminates or reduces some contaminants (moisture, gas, suspended material, etc.) by means of physical or mechanical processes (filtration, dehydration, degassing by vacuum, etc.). Chemical and polar contamination (as well as ageing products) are not normally removed. For example, proxies for polar contamination such as interfacial tension (IFT) or acidity will not necessarily be improved by reconditioning alone.

Reconditioning is usually carried out at the user's site to remove the above-mentioned contaminants from the oil. Reconditioning can be performed on oil already filled or during filling on electrical equipment, as well as on oil in storage tanks and containers. Depending on the context of the reconditioning, certain factors should be considered, for example, there can be an oil-paper (solid-porous insulation) system to consider. Two documents that give information on reconditioning are CIGRÉ Technical Brochure 227, 2003 “Life Management Techniques for Power Transformer” [16] and CIGRÉ Technical Brochure 413, 2010 “Insulating Oil Reclamation and Dechlorination” [14].

Reconditioning reduces the particle, water, and gas content of the oil. This is normally done for first filling of oil in equipment, refilling of oil in equipment or on-site or online reconditioning. This normally achieves the desired reduction in total gas content, water content as well as the target breakdown voltage. Expected properties after reconditioning should always be contractually agreed between customer and supplier; requirements of “Good” condition in Table 5 and Table 6 can be taken as a guideline. The process can also reduce other components such as furanic compounds (see CIGRÉ TB 779) [17]. For future interpretation, new base-line levels for parameters such as DGA and furan levels, when on-site or online treatment is done, should be established after such a process.

When doing reconditioning on oil contained in storage tanks, iso-containers, and sometimes in electrical equipment themselves, where free water is present in the base of the tank, then the removal of the water from the oil using reconditioning (that being vacuum degassing and drying) will be highly inefficient and the possibility of removing the free water directly by draining should be investigated first.

Vacuum degassing in open systems, or in large tanks having a large headspace, can result in incomplete gas removal, leading to a residual final concentration of atmospheric gases (oxygen, nitrogen, and traces of carbon dioxide) higher than expected. To prevent loss of additives (such as most common inhibitors, 2,6-di-tert-butyl-paracresol and 2,6-di-tert-butyl-phenol) and undue loss of lighter liquid fractions, conservative conditions for heat and vacuum applicable to most mineral insulating oils are shown in Table 11.

**Table 11 – Conditions for processing mineral insulating oils
(both inhibited and uninhibited)**

Maximum liquid temperature [°C]	Minimum pressure	
	[mbar]	[Pa]
40	0,08	8
50	0,15	15
60	0,3	30
70	0,8	80
80	2	200
85	2,8	280

Table 11 presents the limits for maximum temperature for a certain minimum vacuum. For example, for a vacuum treatment with a pressure (vacuum) of 80 Pa (0,8 mbar), then the oil temperature, into the vacuum chamber, should not exceed 70 °C.

NOTE in some countries, an oil treatment above certain temperatures (usually 80 °C) can be classified as distillation and can be subject to local regulations.

Temperature limits from reconditioning equipment manufacturers and oil suppliers shall be respected. Ensure that special care is taken when oil is heated by means of electrical heaters. As a lot of energy is accumulated in the heaters, it is necessary to switch them off well in advance before the oil flow is stopped. Otherwise, overheating and burning can occur in the heaters. In addition, the heat density in the heater modules shall be considered. Modern oil reconditioning plants work typically with a heat density of $\approx < 1,5 \text{ W/cm}^2$.

14.3.2 Reconditioning equipment

14.3.2.1 Filters

Filtering equipment usually forces oil under pressure through material such as paper, glass fibre, mesh (steel), and combinations of these media. Filters of this type are normally used to remove contaminants in suspension. Such equipment alone does not de-gas the oil.

It should be noted that historically the nominal micron ratings, commonly used to characterize these filters, are based on gravimetric tests and applying efficiency, based on weight, which takes no regard of particle size. (The filter medium should be capable of removing particles larger than 10 μm although local regulations can specify a lower value e.g. 5 μm).

Nowadays it is more common to define the filter rating including filtration efficiency; for example, specifying the filter rating e.g. 5 μm with a specific efficiency e.g. 99,5 %.

Typically filter rating with high efficiency have become the industry standard and these filter media will capture more particles per filtration cycle.

Filter manufacturers often use “Beta-ratio”, at a given filter rating, to indicate the filter efficiency, see Table 12. This Beta ratio is the ratio of particle upstream versus downstream of the filter element.

Table 12 – Beta ratio related to filter efficiency

Typical wording efficiency	Efficiency in %	Beta ratio
Nominal	50	2
High (or absolute)	98,5	75
Very high	99,5	200

Care should be taken to ensure that filter media are of the correct grade, efficiency and integrity and do not either shed fibres or unload dirt, or both, especially during differential pressure and temperature fluctuations.

Typically, depth filter media with filter rating 1 µm and 99 % or higher efficiency are not only capable of capturing particles, but they can also collect insoluble sludge pollution. It is therefore important to use only moderate oil flows, to allow the insoluble sludge to adhere to the filter.

Filtration efficiency can be evaluated with particle counts. Normally, filtration occurs both before and after the vacuum stage (coarse and fine).

During service, filters can become contaminated with used oil and solid contaminants. The disposal of filters can be subject to local regulations. Special consideration shall be given to filters likely to be contaminated with PCBs.

14.3.2.2 Vacuum dehydrator (vacuum chamber)

The vacuum dehydrator is an efficient means of reducing the gas and water content of a mineral insulating oil to very low values. The principle is to reduce the boiling point of water to facilitate water removal from the oil.

The use of vacuum dehydrators to recondition the oil has a negligible effect on the water absorbed in the solid insulation (porous media, cellulose or paper). The reduction of significant moisture from “wet” solid insulation systems requires special techniques, which are out of the scope of this document.

There are various types of vacuum dehydrator; normally functioning at 50 °C to 70 °C (see Table 11). In one method, the treatment is accomplished by spraying the oil into a vacuum chamber: in another, the oil flows in thin layers over a series of baffles (e.g. Rashig rings) inside a vacuum chamber. There are also coalescer based methods. In all situations, the objective is to expose a maximum surface and minimum thickness of oil to the vacuum.

In addition to removing water, vacuum dehydration will de-gas the oil and partially remove volatile ageing products for example some of the furans such as 2-furfural. Even if some by-products of the paper decomposition are partly removed, vacuum degassing will have no significant effect in reducing or the slowing down of the degradation of the solid insulation. Should some 2-furfural be removed, a new baseline of 2-furfural and related compounds will be achieved, this baseline can return to pre-conditioning levels but is highly dependent on the equipment in question and could take months or years.

Silicone contamination, even at low levels, can cause undesired slow de-aeration or excessive foaming that can disrupt the vacuum dehydration process. Flow rate, vacuum reduction and temperature variation can assist in reducing foaming. However, should the foaming persist, some have reported success in reclamation to remove silicone. Examples of sources of silicone contamination are silicone insulating liquids as well as silicone-based greases.

In addition, the degree of foaming of oils in the vacuum chambers of reconditioning equipment is also influenced by the water content, acidity, and physio-chemical nature of the insulating oil.

14.3.3 Application to electrical equipment

14.3.3.1 Conditioning or re-conditioning the oil prior to filling electrical equipment

During maintenance, a common activity is to run either new or used oil through an oil reconditioning plant (and thus do reconditioning) to reduce gas, water, and particles to reach desired oil parameters (such as target water and breakdown voltage, see Table 3). This can occur either during filling (i.e. in line reconditioning) or can be done in an oil storage container (such as an iso-container), where the oil is reconditioned prior to filling, re-filling or top-up in the electrical equipment.

14.3.3.2 Filling procedures

The filling of oil into the electrical equipment is normally a complex process which often involves pulling vacuum on the equipment tank and the introduction of oil at the appropriate flow rate and temperature into the equipment, usually through a reconditioning unit. Consult the electrical equipment manufacturer's instructions for the detailed procedure for oil filling.

14.3.3.3 Reconditioning by circulation

The oil is circulated through the reconditioning equipment, typically being taken from the bottom of the tank of the electrical equipment and returned to the top. The return delivery should be made smoothly and horizontally at or near the top oil level to avoid, as far as possible, mixing cleaned oil with oil that has not yet passed through the reconditioning unit. The circulation method is particularly useful for removing suspended contaminants, but not all contaminants adhering to the inner surfaces (e.g. papers and pressboards) will necessarily be removed.

Experience has shown that it is generally necessary to pass the total volume of oil through the reconditioning unit multiple times; this depends on the target values for the relevant parameters (water, BDV, total gas content). Equipment able to provide a flowrate that can guarantee a multiple circulation in a reasonable time should be used for this purpose. The final number of cycles will depend on the specific condition of the oil and of the electrical equipment itself. It is recommended that a sample from the electrical equipment is taken after the treatment to check the relevant parameters. The relevance of the measured parameters will be dependent on the sampling point, time, and temperature. For example, a particle measurement conducted during oil flow is the most representative.

In all cases, the oil should be allowed to stand for some time in accordance with the manufacturer's instructions before the equipment is re-energized. Reconditioning by circulation is a continuous-type process (see 14.2), and can be operated on-load, provided that the requirements in 14.2 are respected. On-line treatment should be done only in case of necessity (when transformer operability cannot be interrupted), as off-line treatment is inherently safer.

Another technique which is sometimes used for transformers involves the continuous circulation of oil during normal service through an adsorbent, such as a molecular sieve (so called "on-line moisture filtering"). This technique is able to keep the oil dry, even in cases of continuous release of moisture from the wet solid insulation. However, there are some systems which remove moisture by physical means rather than by adsorption on molecular sieves. These systems can alter the dissolved gas content in the oil, potentially compromising their diagnostic role in Dissolved Gas Analysis (DGA). These are specialized methods for which details are not considered further in this document.

14.3.3.4 Sealed electrical equipment

This includes distribution transformers, hermetically sealed, nitrogen blanketed, instrument transformers, capacitors, and bushings. Free breathing units which make use of a rubber-bag (bladder) in the conservator require some additional considerations when performing an activity that changes the oil level significantly (e.g. the rubber bag shall be inflated, and the conservator bled of air).

To avoid the risk of introducing air into the equipment, which can lead to premature failure, oil reconditioning in hermetically sealed units is not normally done. In cases of nitrogen blanketed units, consult the manufacturer of the equipment for specific procedures.

Should reconditioning be desired to be done in cases of sealed equipment, proceed strictly in accordance with the manufacturer's instructions pertinent at the time of reconditioning. In cases where manufacturer's instructions are unavailable, case-by-case consideration with expert consultation is recommended.

14.4 Reclaiming

14.4.1 General

This is a process that eliminates or reduces soluble and insoluble polar contaminants and ageing products from the oil by chemical and physical processing. Reclamation processes require special competence, equipment, and experience. The resulting treated oil should be evaluated on critical parameters to achieve information about process efficiency and to be able to estimate remaining oil lifetime.

Reclamation usually results in oil (which originally conformed to IEC 60296) with properties being restored to an acceptable condition for service (see Table 5). The extent of improvement of oil properties, as well as the extent of resistance to oxidation in further service, will depend on several factors such as: the oil condition before reclamation (degree of degradation expressed by acidity and DDF values, among others), quality of the original base oil, condition and contamination degree of the solid insulation, and the response of the oil to added inhibitor after reclamation. The specific parameters of the reclamation process itself also have a significant impact.

Reclamation processes are also used for removal of corrosive sulphur compounds from oil, including both Cu_2S forming copper compounds (e.g. DBDS) and elemental ("free") sulphur. Reclamation processes have also been applied to the removal of silicone contamination of insulating oils.

Before performing a reclamation process, a laboratory feasibility test can be useful depending on the specific circumstances and is often used for optimizing the process based on the specific adsorbents and process type.

Modern reclamation processes are based predominantly on a percolation type process. This usually consists of passing the oil through adsorbents whereby ageing products and polar contaminants are removed.

When reclaiming, generally there are two main approaches:

- Single Use Sorbents – these often include traditional clays such as "Fuller's earth" where reactivation is not appropriate or efficient.
- Reactivating Sorbents – these often include materials with specific and well-defined chemical structure so that they are more effective and thermally stable (such as activated bauxite).

Efficacy of the specific sorbent (for example in removing acids or corrosive sulphur) can vary.

14.4.2 Reclaiming by percolation with single use sorbents

The full process consists of four consecutive steps which are often applied multiple times.

- 1) The oil, being taken from the bottom of the electrical equipment, is heated to a given temperature and passed through a coarse filter.
- 2) It is then passed through one or more cartridges containing Fuller's earth or other suitable material, to eliminate soluble polar contaminants.
- 3) The oil is finally passed through a reconditioning device (vacuum dehydrator or centrifuge) to eliminate water, gases and do fine filtration.
- 4) Oil is then returned to the top of the electrical equipment.

Fuller's earth is an active material containing both internal and external polar active sites, which allow the non-polar components of the oil to pass through without retention, but which retains the polar contaminants or degradation compounds dissolved in the oil.

Several different clays are available that have proven suitable for these purposes. The most widely used are of the sepiolite, bentonite, attapulgite or montmorillonite type of which Fuller's earth is the most commonly used. They are composed of silicate anions $[\text{Si}_2\text{O}_5]_n$ condensed with octahedral layers of the type $\text{X}(\text{OH})_2$ where X can be magnesium, aluminium, etc.

Normally, Fuller's earth is treated to increase its specific surface area and the concentration and polarity of its Lewis acids. Fuller's earth can be used alone or in combination with other chemicals like trisodium phosphate, activated charcoal and sodium silicate. Some clays can be of poor quality and in some rare cases add contaminants to the oil during reclamation. Apart from other parameters measured after the reclamation (defined by the reclamation criteria) a DIN 51353 silver strip test shall be done on the treated oil to confirm non-corrosivity.

The retention of contaminants by adsorbent active sites is generally improved by temperature, thus the process normally takes place at 60 °C to 80 °C.

Experience has shown that it is usually necessary to pass the total volume of oil through the adsorbent multiple times, therefore, reclamation units of appropriate capacity should be chosen for this purpose. The final number of cycles will depend on initial oil condition (the degree of ageing and contamination) and the desired final level for properties.

Disposal of oil contaminated clay and sorbent after use can be subject to local regulations (whereby incineration is the most common disposal method).

14.4.3 Reclaiming process using reactivating sorbents

The full process consists of several consecutive steps, which are often applied multiple times, having many similarities with the process using single-use clays such as Fuller's earth, but includes a reactivating step:

- 1) The oil, being taken from the bottom of the electrical equipment, is heated to a given temperature and passed through a coarse filter.
- 2) It is then passed through one or more cartridges (or columns) containing a suitable sorbent material, to eliminate soluble polar contaminants. For the sake of simplicity, a single column system is described in the following, though it is more common to use several or many columns in parallel.
- 3) The oil passes through a reconditioning device (usually a vacuum dehydrator) to eliminate water, gases and do fine filtration.
- 4) Oil is then returned to the top of the electrical equipment.

- 5) When the sorbent material is getting close to saturation (after a treatment time that can vary between several hours to several days), then a reactivation cycle is started:
- a) The cartridge and column are drained of oil.
 - b) While air is pushed or drawn through the column, the top of the column is heated, igniting the adsorbed polar contaminants and some of the oil trapped in the porous sorbent.
 - c) A heated (burning) zone travels then down the column, leaving behind reactivated sorbent, and pushing out much of the oil remaining in the sorbent.
 - d) After the entire column has “burnt” it is allowed to cool down.
 - e) After cooling down, the column is refilled with oil, and after some internal recirculation (whereby oil is not entering the electrical equipment, and the contaminated residues are removed to a separate waste tank), the treatment of oil in the electrical equipment is then resumed (step 1 above).

Although it is commonly applied to transformers and related equipment in an on-site, on-line setting, the same process is also applicable to oil held in external tanks (batch mode).

The sorbent material used is most commonly thermally activated granular bauxite, or a mixture of this with other materials, but could also be granules of pure alumina.

The retention of contaminants by adsorbent active sites is generally improved by temperature, thus the process normally takes place at 60 °C to 80 °C. To maintain temperatures and attain maximum efficiency, it is normally preferred to do the treatment while the equipment, whose oil is being treated, is in on-line and loaded in regular service.

Experience has shown that when the treatment is done on-line, it is necessary to pass the total volume of oil through the adsorbent several times. The final number of cycles will depend on initial oil condition (the degree of ageing and contamination) and the desired final level for properties.

Some oil is lost in the reactivation process; thus, some unused oil can be necessary for topping-up the equipment at the end of the process.

Over time the adsorbent will lose some efficiency. After typically a few hundred reactivations, it will be necessary to exchange the sorbent and dispose of the waste sorbent. The disposal of sorbents can be subject to local regulations, and efforts to minimize the residual contaminants in the disposed sorbent should be made.

Some types of reclaiming plant and procedures that make use of the reactivating sorbents method can in some cases cause the oil to become contaminated with corrosive sulphur, most notably elemental (“free”) sulphur. The sulphur is formed mainly in the reactivation process, and depending on the design of the equipment, and operation and maintenance routines, the severity of the problem can vary. However, a properly carried out treatment, where contaminated residues are appropriately dealt with in the process, should not result in any significant contamination of free sulphur in the transformer oil. This should always be confirmed by a DIN 51353 silver strip test on the treated oil.

As mentioned, over time the adsorbent becomes contaminated with used oil and solid contaminants. The disposal, or re-activation, of the substance can be subject to local regulations. Special consideration will have to be given to adsorbent likely to be contaminated with PCBs.

NOTE If online reclamation using reactivating sorbents on oil containing PCBs (such as levels up to 50 ppm where in some countries this is allowed) is done, during the reactivation process the possibility exists to emit by-products such as Poly-Chlorinated-Dibenzo-Dioxins (PCDD) and Poly-Chlorinated-Dibenzo-Furans (PCDF). Local regulations can apply.

14.4.4 Renewal of additives

After reclamation, inhibitors and passivators are usually significantly removed and thus after any type of reclamation it is strongly recommended to add inhibitor to the agreed concentration after the reclamation process is completed. See 7.8, Clause 13 and Clause A.2.

14.5 Removal of PCBs using dehalogenation and related processes

14.5.1 General

As keeping in service electrical equipment containing PCBs-contaminated oil can be permitted by some local regulations, these devices are not always be considered waste. Should the oil become accidentally contaminated, there are several processes and techniques available for either on-site or off-site decontamination of PCBs contaminated oil. These processes are based on chemical reactions between PCBs and the reagent to remove the chlorine present. All PCBs decontamination methods, either off-site or on-site, shall be applied by skilled personnel. Local regulations can apply.

Off-site decontamination techniques are limited by considerations for the safe transportation of contaminated equipment and liquid to an authorized oil processing facility and can be subject to local regulations.

14.5.2 Dehalogenation processes using sodium and lithium derivatives

These processes are typically applied in batch and use reagents based on metallic sodium, sodium hydride, lithium hydride and additives, for the dehalogenation of PCBs in the oil. This type of process is typically run under pressure and medium to high temperature (150 °C to 300 °C). This temperature is higher than the flash point of the oil (140 °C to 150 °C) and therefore introduces subsequent safety risks.

WARNING: Proper measures shall be taken to minimize the risk of fire or explosion, especially in the presence of oil with high moisture.

14.5.3 Dehalogenation processes using polyethylene glycol and potassium hydroxide (KPEG)

This process, developed to overcome the problems associated with the use of metallic sodium, uses a liquid reagent based on polyethylene glycol (PEG) and an alkaline metal hydroxide such as potassium hydroxide (KOH). This type of processes typically runs at temperatures of 100 °C to 130 °C.

These processes usually imply that some oil is removed from the unit to put it in contact with the liquid reagents in a suitable reactor. With adequate techniques (e.g. using auxiliary tanks), the process can be comparable to a continuous mode, closed circuit process (see 14.5.4).

14.5.4 Dehalogenation in continuous mode by closed circuit process

This process uses a solid reagent consisting of a high molecular weight glycol mixture, a mixture of bases and a radical promoter or other catalyst for chemical conversion of organic chlorine to inert salts, on a high surface area particulate support.

This process normally runs at 110 °C to 130 °C and has the capability to decontaminate equipment on-site, through continuous circulation of the oil in a closed system (without draining the oil or using auxiliary tanks), using the solvent capability of the oil for continuous extraction of PCBs from solid materials inside the equipment. This makes these processes suitable for on-line application.

14.5.5 Corrosive sulphur removal using KPEG

KPEG and continuous mode processes can be used for on-site treatment of aged and corrosive oils, being proven as very efficient in the removal of DBDS. They usually also improve the parameters of the oil linked to the presence of polar compounds, such as DDF, IFT and acidity.

These technologies can be applied in the removal of DBDS even at lower temperatures (80 °C to 100 °C) compared to those necessary for the efficient removal of PCBs. Simultaneous removal of PCBs and DBDS (in the cases when PCBs are present in the corrosive oil) is also possible using these methods.

14.6 Criteria for oil reclamation and treatments

See Annex A for recommendations on setting a criterion for oil reclamation and similar treatments.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2024

Annex A (normative)

Criteria for reclamation and treatments

A.1 General

Before proceeding with a reclamation process on an in-service insulating oil, it is recommended that there is a written agreement between the asset owner and the service provider regarding the measurable parameters and target values of the oil after the reclamation is completed. There are several aspects to consider, some of which are outlined below.

A.2 Key parameters to measure before and after reclamation

The parameters listed in Table A.1 are regarded as important and should be measured when carrying out a reclamation process. All the parameters shall be measured in accordance with the methods detailed (refer to Table 2 and Clause 7). This list is not prescriptive, and an asset owner can choose to include differing or additional parameters in their specific specification document. When deciding target values, it is important that baseline values are determined on the insulating liquid in question before the reclamation, and that these are used to define the intended target values.

Table A.1 – Parameters where limits should be agreed upon

Parameter	Recommended usage	Comments
Acidity (mg KOH/g)	Agreed maximum target value.	
Dielectric dissipation factor (DDF)	Agreed maximum target value.	
Interfacial tension (IFT)	Agreed minimum target value.	
Inhibitor content	Agreed minimum and maximum after inhibitor addition.	See Clause A.3.
Corrosive sulphur	All reclamations: DIN 51353 (Silver Corrosion) should have "corrosive sulphur absent". If the purpose of the treatment is to remove potentially corrosive sulphur, then requirements for either potentially corrosive sulphur or DBDS content, or both, should be agreed upon.	See 14.4.3.
PCBs content	Measure and report for reference in general cases. If the purposes of the reclamation are to remove PCBs, then requirements for total PCBs content should be agreed upon.	Local regulations can apply. PCBs content should never be increased by a reclamation process, within the uncertainty of the method.

The parameters listed in Table A.2 have no limits but are recorded for trending purposes.

Table A.2 – Parameters where limits should not necessarily be set but should be measured for baseline and trending

Parameter	Recommended usage	Comments
Colour	Measure and report for reference.	
Breakdown voltage	Measure and report for reference. In cases where batch mode treatments are done, limits should be agreed prior to filling the electrical equipment.	BDV is a property that can rapidly change in the oil depending also on the temperature dependent water equilibrium between oil and solid insulation. It should be measured just after the treatment to ensure that no moisture ingress occurred, but it can change quite rapidly when the unit is returned to service, see 7.4.
Water	Measure and report for reference. In cases where batch mode treatments are done, limits should be agreed prior to filling the electrical equipment.	Water content is a property that can rapidly change in the oil depending also on the temperature dependent water equilibrium between oil and solid insulation. It should be measured just after the treatment to ensure that no moisture ingress occurred, but it can change quite rapidly when the unit is returned to service, see 7.5.

Asset owners can consult Table 3 or Table 5 as a guideline to decide the required target values. When ageing or contamination is extremely severe (one or more of the oil's properties largely over the "Poor" condition according to Table 5), the viability of doing reclamation should be evaluated.

Some of the above parameters are known to change with time (usually after days to weeks following treatment) after the reclamation is concluded, for example, due to ageing products and contaminants in the solid insulation which dissolve back into the insulating liquid. For this reason, the agreed end result can apply to a sample taken from the equipment immediately after reclamation in order to reflect either the efficiency of oil reclamation itself (for example using limit values of specified individual properties as given in Table 3) or can apply to a follow-up sample taken approximately 1 to 3 months after completion of treatment, or both, to reflect the real oil condition in service after conducted reclamation.

Oxidation stability of reclaimed in-service insulating liquid is not routinely measured nor are the test methods applicable (IEC 61125). For benchmarking and comparative purposes, it can be appropriate to measure oxidation stability to IEC 61125:2018, Annex B (induction period). Used oils subjected to reclamation typically do not have an oxidation stability comparable to unused oils.

A.3 Addition of inhibitor after reclamation

It is strongly recommended that inhibitor (see 7.8) is added to the insulating liquid after it has been reclaimed (this includes previously uninhibited oil). This is because the reclamation process removes both synthetic and natural occurring antioxidants, and the oxidation stability of the resulting liquid will typically be relatively poor. Therefore, inhibitor should be added or restored to the level of inhibited liquids as per IEC 60296 typically maximum 0,4 % by weight. If insufficient inhibitor is added, then the reclaimed oil ageing rate might be unacceptably high, thus it is recommended that a minimum inhibitor level (typically for aged oils in the range of 0,25 % to 0,35 %) be agreed between asset owner and service provider.

If the original inhibitor amount of the specific unused insulating oil type is known, it is recommended to dose to this point, and this can be below 0,25 %.

A.4 Time and location of sampling

A key aspect of the reclamation processes is that, depending on the electrical equipment in question, the solid insulation system might contain ageing products and contaminants that will migrate back into the insulating liquid post treatment. This means that if the main tank of the electrical equipment is sampled directly (i.e. hours) after the reclamation, the parameter's value will typically be better than if the sample is taken, for example, some weeks or months after the treatment.

It is recommended that target values are specified according to the main tank sampling point of the electrical equipment and that the asset owner agrees how long after the treatment samples should be taken, and which ones correspond to their target values.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2024

Annex B

(informative)

General guideline for moisture %RS for continuous online monitoring

Table B.1 – Moisture %RS, continuous online monitoring, general guideline

Property	Category ^a		Recommended action limits			Notes
			Good	Fair	Poor	
Moisture (%RS when measured online at transformer operating temperature) **	All	Limits >>	< 10	10 – 20	> 20	The follow-up period shall be long enough under normal operating transformer conditions, at least one month. Broad hysteresis curve indicates potentially wet insulation. Flat hysteresis is indication of dry insulation.
		Actions >>	No action required.	Follow the %RS level during varying temperature, especially after high loading.	Consider drying solid insulation.	

^a Category of equipment (see Table 1).

** The sensor being used shall have good sensitivity at very dry conditions and supplied with calibration at close to 0 %RS. The sensor shall have no temperature dependency i.e. be temperature compensated over the whole operating range. The sensor location should be in representative and flowing oil [5].

Annex C (informative)

Normalizing water in oil for comparison and trending (historical practice)

C.1 General

Changes in a transformers operating temperature will result in water migration between the oil and any cellulose insulation. Therefore, normalisation for comparison and trending purposes is applied by some asset owners. The tools presented in this annex for interpreting the results are applicable only in the presence of cellulosic insulation in the equipment. Typically, this will be the active parts of power transformers and reactors. The basic idea is to normalize the measured water content of an oil sample from its sampling temperature always to the same reference temperature. Results of normalized water content should be used for moisture trending purposes to evaluate the need for additional tests or corrective actions. Additionally, normalization helps in evaluating the quality of sample taking, as normalized results should usually be similar from one year to the next.

When the normalized water content shows an increasing trend over a longer period (months), other tests as described in Table 5 are recommended to assess the moisture content of the insulation system.

The following guidance can be applied to obtain reliable results:

- a) Sampling temperature ≥ 35 °C
- b) Variation in operation temperature ± 10 °C (max ± 15 °C) within the last 12 h to 24 h before sampling
- c) Accurate reading of oil temperature (always use the same measuring point)
- d) Oil not treated during last 90 days
- e) Unit in operation for at least one week after energizing

C.2 Sampling temperature at or above 35 °C

For a more realistic interpretation of water content and for trending purposes, the analytical result of water content of the oil at a given sampling temperature is normalized to a defined standard temperature. For practical reasons, the defined temperature is set at 20 °C. But normalization should only take place when the operating temperature is at or above 35 °C at the time of sampling; as below 35 °C, the rate of diffusion of water is too slow to achieve a state close to equilibrium in operational equipment within a reasonable time.

Normalized water content is expressed by Formula (C.1), which utilizes the normalization formula expressed by Formula (C.2) that is also shown in Figure C.1.

$$w_n = w_m \times f \quad (\text{C.1})$$

$$f = 2,24 \exp^{(-0,04 T_s)} \quad (\text{C.2})$$

Where w_n is the normalized water content, w_m is the measured water content at the time of sampling, f is the normalization factor and T_s is the transformer oil sampling temperature in Celsius.

When using the formula at temperatures below 35 °C, care should be taken with regards interpretation of the results. This is because at lower temperatures such as between 20 °C and 35 °C, the uncertainty is increased significantly due to the difficulty of achieving equilibrium.

The transformer oil sampling temperature for normalization should always be measured at the same location. Otherwise, comparison with previous results is not possible. Always using the top oil temperature can be the easiest solution.

NOTE 1 Normalized values are valid only for comparing results obtained at different oil temperatures. Actual values of water in oil at sampling points are the measured values, not the corrected ones.

NOTE 2 Some studies like CIGRÉ TB 738 [18] or TB 779 [17] show slightly different factors in the formula.

NOTE 3 These coefficients can change in the cases of severely aged oil caused by a change in partition of water in the paper and oil system.

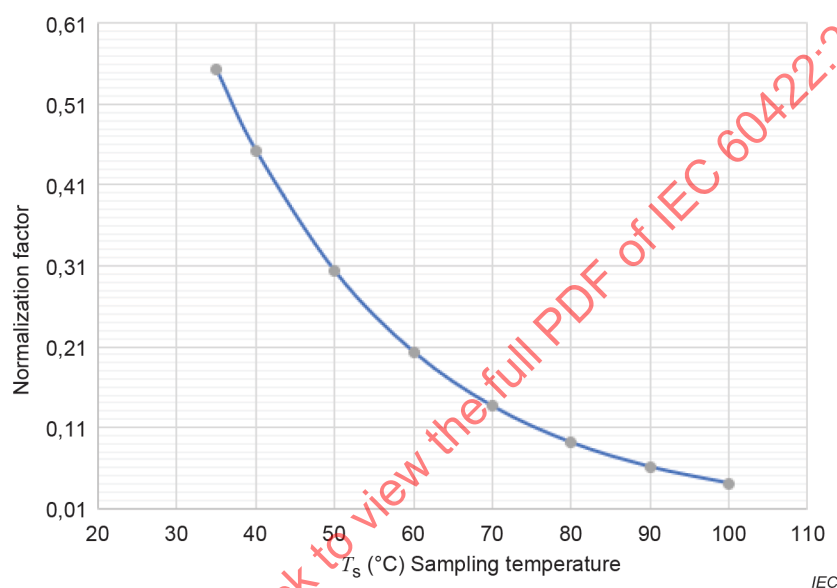


Figure C.1 – Normalization factors according to Formula (C.2)

EXAMPLE

Measured water content	10 mg/kg
Sampling temperature	40 °C
Normalization factor (from Formula (C.1))	0,45
Normalized water content ($10 \times 0,45$)	4,5 mg/kg

Annex D (informative)

Material compatibility

Materials incompatibility can have significant adverse consequences on a materials performance, whether solid or liquid which can ultimately impact the operability of an electrical asset.

Electrical properties (dielectric dissipation factor (DDF) and breakdown voltage (BDV)) of the oil can be negatively influenced by dissolution of the solid components (elastomers, resins, polymers, paints, etc.). Additionally, the solid materials used in the winding insulation or in gaskets can suffer dimensional changes (swelling, shrinking), therefore losing their original functionality.

Some guidelines are available in ASTM D3455 [19] but limited to the procedure for testing the compatibility.

Compatibility tests between the oil and other materials used in the apparatus (and in contact with the oil) are usually performed during the apparatus design process.

For oils in service, a problem with compatibility can arise in cases where replacement of one or more of the components (e.g. the oil, gaskets, etc.) involved has been carried out. If the replaced components are of different materials from the original ones, a compatibility check shall be required.

If the in-service mineral oil is replaced with a new one (fulfilling the requirements of IEC 60296), it can be assumed that materials compatibility is fully respected.

In cases of retro-filling with a liquid different from a mineral oil (or not fulfilling IEC 60296), or replacement of parts in contact with the oil with new ones of different material, the manufacturer of the equipment should be contacted for additional guidance.

As a confirmation of materials compatibility for equipment in service, it is a good practice to visually inspect all material surfaces accessible during maintenance activities for signs of deterioration, leakage, discoloration, or deformation.

When compatibility is to be checked between the materials and a new insulating liquid used in the equipment, tests of short duration at low temperature as detailed in IEC 63177⁴ and ASTM D3455 [19] can be performed but can only reveal macroscopic incompatibilities.

Realistic, long duration tests are recommended in all cases but especially for high voltage application.

An increased temperature in the compatibility test can accelerate the reaction reducing the test duration, but caution should be taken to prevent changes in either reaction thermodynamic or kinetics, or both, that can lead to overstated degradation of the material.

A proper materials ratio in terms of volume or area or weight should be chosen between liquid and solid for simulating a real transformer design.

4 Stage at the time of publication: IEC FDIS 63177:2024.

At the end of the test, the relevant properties of the constituents should be measured:

- for oil, e.g. colour, DDF, BDV, water content, acidity, interfacial tension, dissolved gases, etc.
- for solid materials, e.g. tensile strength, dimension, weight, elastic modulus, etc.

A blank test using the same ageing conditions but without solid material shall be carried-out for reference. The acceptance limits should be expressed, where possible, in terms of variation from the blank values (oil) or the initial value (solid).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2024

Annex E (informative)

Test method for determination of sediment and sludge

E.1 Sediment determination

To determine sediment:

- a) weigh a P 10 glass filter or a suitable 8 µm membrane filter to the nearest 0,1 mg;
- b) filter 100 g of a homogenized sample of the oil through the glass filter;
- c) flush the filter with 100 ml of n-heptane in portions until the filter is free from oil;
- d) dry the filter at 105 °C, weigh the filter and calculate the amount of sediment in %.

E.2 Sludge determination

To determine sludge:

- a) take 25 g of the filtered oil from the sediment determination;
- b) follow the procedure for sludge precipitation and calculation described in IEC 61125:2018, 4.8.1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2024

Annex F (informative)

Contamination of oils with silicone

Mineral insulating oils accidentally contaminated with silicone, phthalates or other surface-active chemicals or oils can cause undesired slow de-aeration or excessive foaming in oil when trying to degas the transformer, thus making it difficult or impossible to fully degas the mineral insulating oil. The air release test of ISO 9120 and foaming tendency test of ISO 6247 can be used to indicate such contamination. Oil change or reclamation can be a solution to such a problem. This can be accompanied by the cleaning of contaminated parts.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2024

Bibliography

- [1] Regulation (EC) No 1907/2006, *Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals (REACH)*, 2006
- [2] ASTM D2864, *Standard Terminology Relating to Electrical Insulating Liquids and Gases*, 2021
- [3] IEEE C57.12.80, *IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers*, 2010
- [4] ASTM D1500, *Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)*, 2017
- [5] CIGRÉ Technical Brochure 741, *Moisture Measurement in Insulating Fluids and Transformer Insulation – an Evaluation of Solid State Sensors and Chemical Methods*, 2018
- [6] CIGRÉ Technical Brochure 526, *Oxidation Stability of Insulating Fluids*, 2013
- [7] P. Wiklund, *The response to antioxidants in base oils of different degrees of refining*, 3 ed., vol. 19, Lubrication Science, 2007, pp. 169 – 182
- [8] CIGRÉ Technical Brochure 349, *Moisture Equilibrium and Moisture Migration within Transformer Insulation Systems*, 2008
- [9] CIGRÉ Technical Brochure 157, *Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength*, 2000
- [10] ISO 4406, *Hydraulic fluid power – Fluids – Method for coding the level of contamination by solid particles*
- [11] EN 12766-2, *Petroleum products and unused oils – Determination of PCBs and related products – Part 2: Calculation of polychlorinated biphenyl (PCB) content*, 2001
- [12] CIGRÉ Technical Brochure 378, *Copper Sulphide in Transformer Insulation*, 2009
- [13] CIGRÉ Technical Brochure 625, *Copper Sulphide Long Term Mitigation and Risk Assessment*, 2015
- [14] CIGRÉ Technical Brochure 413, *Insulating Oil Reclamation and Dechlorination*, 2010
- [15] CIGRÉ Technical Brochure 445, *Guide for Transformer Maintenance*, 2011
- [16] CIGRÉ Technical Brochure 227, *Life Management Techniques for Power Transformer*, 2003
- [17] CIGRÉ Technical Brochure 779, *Field Experience with Transformer Solid Insulation Ageing Markers*, 2019
- [18] CIGRÉ Technical Brochure 738, *Ageing of liquid impregnated cellulose for power transformers*, 2018
- [19] ASTM International, *ASTM D3455 Standard Test Methods for Compatibility of Construction Materials with Electrical Insulating Oil of Petroleum Origin*, 2019

Non-cited references

- [20] IEEE C57.106:2002, *Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*
 - [21] BS 6522, *Methods for determination of percentage water saturation of insulating oil*
 - [22] IEC 60567, *Oil-filled electrical equipment – Sampling of free gases and analysis of free and dissolved gases in mineral oils and other insulating liquids – Guidance*
 - [23] IEC 60599, *Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guide on the interpretation of dissolved and free gases analysis*
 - [24] IEC 61198, *Mineral insulating oils – Methods for the determination of 2-furfural and related compounds*
 - [25] IEC 61620, *Insulating liquids – Determination of the dielectric dissipation factor by measurement of the conductance and capacitance – Test method*
 - [26] IEC TR 60076-26, *Power transformers – Part 26: Functional requirements of insulating liquids for use in power transformers*
 - [27] ISO 4407, *Hydraulic fluid power – Fluid contamination – Determination of particulate contamination by the counting method using an optical microscope*
 - [28] ISO 4793, *Laboratory sintered (fritted) filters – Porosity grading, classification and designation*
 - [29] ISO Guide 73, *Risk management – Vocabulary*
 - [30] ASTM D 5185, *Standard Test Method for Determination of Additive Elements, Wear Metals, and Contaminants in Used Lubricating Oils and Determination of Selected Elements in Base Oils by Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry (ICP-AES)*
 - [31] ASTM D 7151-05, *Standard Test Method for Determination of Elements in Insulating Oils by Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry (ICP-AES)*
-

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	73
INTRODUCTION.....	75
1 Domaine d'application	77
2 Références normatives	77
3 Termes et définitions	79
4 Propriétés et détérioration ou dégradation de l'huile	80
5 Catégories de matériels.....	81
6 Échantillonnage de l'huile dans les matériels.....	82
7 Essais de diagnostic de l'huile en service	82
7.1 Généralités	82
7.2 Couleur.....	83
7.3 Aspect	83
7.4 Tension de claquage (BDV)	84
7.5 Teneur en eau	84
7.5.1 Teneur en eau dans le système huile et papier	84
7.5.2 Influence de l'eau sur le système diélectrique solide et liquide.....	85
7.5.3 Eau dans l'huile	86
7.5.4 Eau dans l'isolation solide	87
7.5.5 Interprétation des résultats	88
7.6 Acidité	90
7.7 Facteur de dissipation diélectrique (FDD) et résistivité.....	90
7.8 Teneur en inhibiteur.....	91
7.8.1 Stabilité à l'oxydation.....	91
7.8.2 Surveillance des huiles non inhibées et inhibées	91
7.9 Dépôts	92
7.10 Boues	92
7.11 Tension interfaciale (TIF)	92
7.12 Particules.....	93
7.13 Point d'éclair.....	93
7.14 Compatibilité.....	93
7.14.1 Généralités.....	93
7.14.2 Compatibilité entre différentes huiles minérales isolantes (miscibilité)	94
7.15 Point d'écoulement	95
7.16 Masse volumique	95
7.17 Viscosité	95
7.18 Polychlorobiphényles (PCB).....	96
7.19 Soufre corrosif dans les huiles minérales isolantes	96
7.19.1 Généralités	96
7.19.2 Soufre corrosif.....	97
7.19.3 Soufre potentiellement corrosif	97
7.19.4 Disulfure de dibenzyle (DBDS)	97
7.20 Passivant de métaux.....	98
7.21 Désaération et formation de mousse.....	98
8 Évaluation de l'huile minérale isolante dans les matériels à l'état neuf.....	98
9 Évaluation de l'huile en service.....	99
9.1 Généralités	99

9.2	Fréquence des examens de l'huile en service	100
9.3	Procédures d'essais.....	101
9.3.1	Généralités.....	101
9.3.2	Essais sur site	102
9.3.3	Essais en laboratoire	102
9.4	Classification des états des huiles en service	102
9.4.1	Généralités.....	102
9.4.2	Transformateurs	103
9.4.3	Changeurs de prises.....	103
9.4.4	Transformateurs de mesure et de protection.....	103
9.4.5	Disjoncteurs et appareillages de connexion	103
9.4.6	Traversées remplies d'huile et au papier imprégné	104
9.5	Action corrective	104
10	Interprétation des résultats	105
11	Traitement et stockage	115
12	Remplacement de l'huile dans le matériel électrique.....	116
12.1	Remplacement de l'huile dans les transformateurs avec une tension U_m inférieure à 72,5 kV et dans les appareillages de connexion et les matériels associés	116
12.2	Remplacement de l'huile dans les transformateurs avec une tension U_m supérieure ou égale à 72,5 kV	117
12.3	Remplacement de l'huile dans le matériel électrique contaminé par les PCB.....	117
13	Ajout de passivants de métaux à l'huile en service	117
14	Traitement.....	117
14.1	Avertissement.....	117
14.2	Classification des procédés de traitement	119
14.2.1	Généralités.....	119
14.2.2	Traitement hors ligne (hors tension) ou traitement en ligne (sous tension)	119
14.2.3	Traitement par lots ou en mode continu	119
14.3	Retraitement (dégazage, séchage et filtration)	120
14.3.1	Généralités.....	120
14.3.2	Matériel de retraitement.....	121
14.3.3	Application aux matériels électriques.....	123
14.4	Régénération	124
14.4.1	Généralités.....	124
14.4.2	Régénération par percolation avec des sorbants à usage unique.....	125
14.4.3	Processus de régénération à l'aide de sorbants réactivants	126
14.4.4	Renouvellement des additifs.....	127
14.5	Élimination des PCB par déshalogénéation et procédés connexes.....	127
14.5.1	Généralités.....	127
14.5.2	Procédés de déshalogénéation qui utilisent des dérivés de sodium et de lithium	127
14.5.3	Procédés de déshalogénéation qui utilisent du polyéthylène glycol et de l'hydroxyde de potassium (KPEG)	128
14.5.4	Déshalogénéation en mode continu par un procédé en circuit fermé.....	128
14.5.5	Élimination du soufre corrosif à l'aide de KPEG	128
14.6	Critères pour la régénération et les traitements des huiles	128
Annexe A (normative)	Critères pour la régénération et les traitements	129

A.1	Généralités	129
A.2	Paramètres clés à mesurer avant et après la régénération.....	129
A.3	Ajout d'un inhibiteur après régénération	131
A.4	Moment et emplacement de l'échantillonnage	131
Annexe B (informative) Ligne directrice générale relative à la saturation relative en humidité (%RS) pour la surveillance continue en ligne		132
Annexe C (informative) Normalisation de l'eau dans l'huile pour la comparaison et l'observation des tendances (pratique historique).....		133
C.1	Généralités	133
C.2	Température d'échantillonnage supérieure ou égale à 35 °C.....	133
Annexe D (informative) Compatibilité des matériaux		135
Annexe E (informative) Méthode d'essai pour la détermination des dépôts et des boues		137
E.1	Détermination des dépôts	137
E.2	Détermination des boues	137
Annexe F (informative) Contamination des huiles par du silicone		138
Bibliographie.....		139
Figure 1 – Courbes de solubilité dans l'eau d'une huile minérale neuve, d'après la référence [5] (selon la Formule (3)).....		87
Figure 2 – Boucles d'hystérésis du %RS en fonction de la température de l'huile dans des transformateurs avec 3 niveaux de teneur en eau différents [5]		89
Figure 3 – Corrélation entre la résistivité et le facteur de dissipation [6].....		90
Figure C.1 – Facteurs de normalisation selon la Formule (C.2)		134
Tableau 1 – Catégories de matériels.....		81
Tableau 2 – Essais des huiles minérales isolantes en service		83
Tableau 3 – Limites recommandées pour les huiles minérales isolantes après remplissage de matériels électriques neufs avant leur première mise sous tension sur site		99
Tableau 4 – Fréquences d'essais recommandées ^a		101
Tableau 5 – Transformateurs et bobines d'inductance – Application et interprétation des essais		105
Tableau 6 – Chargeurs de prises – Application et interprétation des essais.....		111
Tableau 7 – Transformateurs de mesure et de protection – Application et interprétation des essais.....		112
Tableau 8 – Disjoncteurs et appareillages de connexion – Application et interprétation des essais		113
Tableau 9 – Traversées remplies d'huile et au papier imprégné – Application et interprétation des essais		114
Tableau 10 – Récapitulatif des actions types		115
Tableau 11 – Conditions de traitement des huiles minérales isolantes (inhibées et non inhibées).....		121
Tableau 12 – Rapport bêta lié à l'efficacité du filtre.....		122
Tableau A.1 – Paramètres pour lesquels il convient de fixer des limites.....		129
Tableau A.2 – Paramètres pour lesquels il ne convient pas nécessairement de fixer des limites, mais qu'il convient de mesurer à des fins de référence et d'observation des tendances		130
Tableau B.1 – Saturation relative en humidité (%RS), surveillance continue en ligne, ligne directrice générale.....		132

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**HUILES MINÉRALES ISOLANTES DANS LES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES –
LIGNES DIRECTRICES POUR LA MAINTENANCE ET LA SURVEILLANCE****AVANT-PROPOS**

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

L'IEC 60422 a été établie par le comité d'études 10 de l'IEC: Fluides pour applications électrotechniques. Il s'agit d'une Norme internationale.

Cette cinquième édition annule et remplace la quatrième édition parue en 2013. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente:

- a) cette nouvelle édition constitue une révision majeure de la quatrième édition afin d'aligner le présent document sur les dernières évolutions en matière de surveillance de l'état de l'huile. De nouveaux tableaux d'interprétation ont été créés, qui contiennent des limites pour les paramètres de l'huile spécifiques au type d'installation, avec des actions correctives suggérées dans les tableaux et de nouvelles méthodes d'essais;
- b) les limites d'action pour tous les essais effectués sur les huiles ont été mises à jour et des modifications ont été apportées lorsque cela était nécessaire pour permettre aux utilisateurs d'employer la méthodologie courante et de se conformer aux exigences et aux règlements relatifs à la sécurité et aux aspects environnementaux;
- c) la catégorie O a été supprimée et est désormais intégrée à la catégorie A;
- d) l'interprétation en ligne de l'humidité est désormais intégrée;
- e) des recommandations supplémentaires sur le traitement de l'huile (y compris les critères de régénération) sont maintenant disponibles;
- f) les recommandations concernant le soufre corrosif ont été mises à jour;
- g) le présent document incorpore également les modifications introduites dans les normes associées depuis la publication de la quatrième édition.

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

Projet	Rapport de vote
10/1233/FDIS	10/1239/RVD

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

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

La version française de la norme n'a pas été soumise au vote.

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

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

- reconduit,
- supprimé, ou
- révisé.

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

INTRODUCTION

Les huiles minérales isolantes sont présentes dans les matériels électriques utilisés dans le cadre de la production, la transmission, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique.

La surveillance et l'entretien de la qualité des huiles sont essentiels pour assurer le bon fonctionnement des matériels électriques immergés dans l'huile. À cette fin, des recueils d'instructions ont été établis par les autorités responsables de l'alimentation en électricité, les sociétés de distribution d'électricité et les industries dans de nombreux pays.

L'examen de l'expérience actuelle révèle une grande diversité dans les procédures et les recommandations. Cependant, il est possible de comparer la valeur et la signification des essais normalisés concernant les huiles et de recommander des critères uniformes pour l'évaluation des données d'essai.

Lorsqu'un certain niveau de détérioration de l'huile (par dégradation ou par contamination) est dépassé, les marges de sécurité sont inévitablement réduites et il convient de se poser la question du risque de défaillance. Même si l'évaluation de ce risque peut s'avérer très difficile, une première étape consiste à identifier les effets potentiels d'une dégradation accrue. La philosophie sous-jacente au présent document est de fournir aux utilisateurs des bases aussi larges que possible pour comprendre pourquoi la qualité des huiles se dégrade, afin qu'ils puissent prendre des décisions éclairées quant aux procédures d'examen et de maintenance.

Les huiles minérales sont des ressources précieuses, et il convient de les utiliser en conséquence. Les huiles minérales usagées sont considérées comme des déchets contrôlés par la plupart des réglementations. Si des déversements se produisent, ceux-ci peuvent avoir une incidence négative sur l'environnement, en particulier si l'huile est contaminée par des polluants organiques persistants tels que les polychlorobiphényles (PCB).

Le présent document, quoique techniquement valide, a été établi principalement pour servir de base commune à l'élaboration par les utilisateurs de codes de pratique plus complets et plus spécifiques, en tenant compte des circonstances locales. Des avis techniques sérieux doivent être établis pour définir le meilleur compromis entre les exigences techniques et les facteurs économiques.

Il convient aussi de se reporter aux instructions fournies par le fabricant du matériel.

Avertissement général

Le présent document ne prétend pas couvrir tous les problèmes de sécurité liés à son utilisation. Il incombe à l'utilisateur du présent document d'établir, avant de l'utiliser, des pratiques d'hygiène et de sécurité appropriées et de déterminer l'applicabilité des restrictions réglementaires.

La manipulation des huiles minérales peut être soumise aux exigences réglementaires locales et aux fiches de données de sécurité des fournisseurs.

Environnement, santé et sécurité

Le présent document s'applique aux huiles minérales, aux produits chimiques et aux conteneurs d'échantillons usagés. L'élimination de ces éléments peut être soumise à des exigences réglementaires locales pour réduire leur impact sur l'environnement.

L'attention est attirée sur le fait qu'au moment de la rédaction du présent document, quelques huiles minérales en service sont reconnues comme étant contaminées à un certain degré par d'autres liquides, par exemple des huiles de silicone et des PCB.

Pour cette raison, il convient de prendre des mesures de sécurité pour éviter des risques aux travailleurs, au public et à l'environnement pendant la durée de vie des matériels concernés, en contrôlant de manière stricte les fuites et les émissions. L'élimination ou la décontamination de ces huiles peut être soumise à des exigences réglementaires locales. Il convient de prendre toutes les précautions pour prévenir tout rejet d'huile minérale dans l'environnement.

En règle générale, chaque pays dispose de réglementations spécifiques en matière d'hygiène et de sécurité. Les fiches de données de sécurité (FDS) sont normalement utilisées par l'industrie à l'échelle internationale et sont généralement rédigées conformément à un ensemble de réglementations internationales (comme le REACH [1]¹). Consulter les FDS des fournisseurs du produit isolant utilisé. Ces documents fournissent des informations essentielles en ce qui concerne l'hygiène, la sécurité et les impacts sur l'environnement.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60422:2024

¹ Les chiffres entre crochets renvoient à la Bibliographie.

HUILES MINÉRALES ISOLANTES DANS LES MATÉRIELS ÉLECTRIQUES – LIGNES DIRECTRICES POUR LA MAINTENANCE ET LA SURVEILLANCE

1 Domaine d'application

Le présent document fournit des recommandations et des procédures de surveillance nécessaires pour l'utilisation et la maintenance des huiles minérales isolantes et d'autres liquides à base d'hydrocarbures dans les transformateurs et autres matériels électriques, y compris les pièces de rechange stratégiques et les cuves qui contiennent les pièces et composants de rechange.

Le présent document s'applique aux huiles minérales isolantes qui satisfont à l'origine aux exigences de l'IEC 60296 et sont présentes dans les transformateurs, appareillages de connexion et autres appareils électriques pour lesquels le prélèvement d'échantillons d'huile est raisonnablement possible et auxquels les conditions normales de fonctionnement prévues dans les spécifications du matériel s'appliquent.

Le présent document est également destiné à aider l'opérateur du matériel électrique à évaluer l'état de l'huile et à la maintenir en état d'être utilisée. Il fournit également une base commune à l'élaboration de codes de pratique locaux plus complets et plus spécifiques.

Le document inclut des recommandations sur les essais et les procédures d'évaluation et indique des procédés de retraitement et de régénération de l'huile ainsi que de décontamination de l'huile contaminée par les PCB.

NOTE La surveillance de l'état des matériels électriques, par exemple par l'analyse des gaz dissous et des dérivés furaniques, ou par tout autre moyen, ne fait pas partie du domaine d'application du présent document.

2 Références normatives

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

IEC 60156, *Isolants liquides – Détermination de la tension de claquage à fréquence industrielle – Méthode d'essai*

IEC 60247, *Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) et de la résistivité en courant continu*

IEC 60296:2020, *Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes pour matériel électrique*,

IEC 60475, *Méthode d'échantillonnage des liquides isolants*

IEC 60666:2010, *Détection et dosage d'additifs spécifiques présents dans les huiles minérales isolantes*

IEC 60814, *Isolants liquides – Cartons et papiers imprégnés d'huile – Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fischer automatique*

IEC 60970, *Isolants liquides – Méthodes de détermination du nombre et de la taille des particules*

IEC 61125:2018, *Isolants liquides – Méthodes d'essai de la stabilité à l'oxydation – Méthode d'essai pour évaluer la stabilité à l'oxydation des isolants liquides tels que livrés*

IEC 61619, *Isolants liquides – Contamination par les polychlorobiphényles (PCB) – Méthode de détermination par chromatographie en phase gazeuse sur colonne capillaire*

IEC 62021-1, *Liquides isolants – Détermination de l'acidité – Partie 1: Titrage potentiométrique automatique*

IEC 62021-2, *Liquides isolants – Détermination de l'acidité – Partie 2: Titrage colorimétrique*

IEC 62535:2008, *Liquides isolants – Méthode d'essai pour la détection du soufre potentiellement corrosif dans les huiles usagées et neuves*

IEC 62697-1, *Méthodes d'essai pour la détermination quantitative des composés de soufre corrosif dans les liquides isolants usagés et neufs – Partie 1: Méthode d'essai pour la détermination quantitative du disulfure de dibenzyle (DBDS)*

IEC 62961, *Isolants liquides – Méthodes d'essai pour la détermination de la tension interfaciale des isolants liquides – Détermination par la méthode à l'anneau*

ISO 2049, *Produits pétroliers – Détermination de la couleur (échelle ASTM)*

ISO 2719, *Détermination du point d'éclair – Méthode Pensky-Martens en vase clos*

ISO 3016, *Produits pétroliers et connexes d'origine naturelle ou synthétique – Détermination du point d'écoulement*

ISO 3104, *Produits pétroliers – Liquides opaques et transparents – Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique*

ISO 3675, *Pétrole brut et produits pétroliers liquides – Détermination en laboratoire de la masse volumique – Méthode à l'aréomètre*

ISO 6247, *Produits pétroliers – Détermination des caractéristiques de moussage des huiles lubrifiantes*

ISO 9120, *Pétroles et produits connexes – Détermination de l'aptitude à la désaération des huiles pour turbine à vapeur et autres huiles – Méthode Impinger*

ISO 12185, *Pétroles bruts et produits pétroliers – Détermination de la masse volumique – Méthode du tube en U oscillant*

ASTM D971, *Standard Test Method for Interfacial Tension of Insulating Liquids Against Water by the Ring Method*

ASTM D7042, *Standard Test Method for Dynamic Viscosity and Density of Liquids by Stabinger Viscometer (and the Calculation of Kinematic Viscosity)*

DIN 51353, *Testing of insulating oils – Detection of corrosive sulphur – Silver strip test*

3 Termes et définitions

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

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

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

NOTE Les terminologies ASTM et IEEE sont disponibles dans:

- l'ASTM D2864, Standard Terminology Relating to Electrical Insulating Liquids and Gases [2]
- l'IEEE C57.12.80: Standard Terminology for Power and Distribution Transformers [3]

3.1

réglementations locales

réglementations pertinentes liées à un processus particulier dans le pays concerné

Note 1 à l'article: Ces réglementations peuvent inclure la législation locale, régionale ou nationale, ou encore les réglementations internes définies par le propriétaire ou l'opérateur du matériel. De telles réglementations peuvent concerner des questions opérationnelles, environnementales ou d'hygiène et de sécurité. Une évaluation détaillée des risques, y compris l'examen de ces réglementations, est généralement exigée.

3.2

essais individuels de série (Groupe 1)

essais minimaux exigés pour surveiller l'huile et pour s'assurer qu'elle est toujours apte à être utilisée

Note 1 à l'article: Si les résultats de ces essais ne dépassent pas les limites d'action recommandées, en général aucun autre essai n'est considéré comme nécessaire jusqu'au prochain examen régulièrement prévu, mais, lorsque certaines conditions sont constatées, il peut être plus prudent de procéder à des essais complémentaires.

3.3

essais complémentaires (Groupe 2)

essais additionnels qui peuvent être réalisés pour obtenir des informations plus spécifiques sur la qualité de l'huile, et qui peuvent être utilisés pour aider à l'évaluation de l'huile en vue de poursuivre son utilisation en service

3.4

essais d'investigation spéciaux (Groupe 3)

essais principalement utilisés pour déterminer l'adéquation de l'huile avec le type de matériel en service et pour s'assurer de sa conformité aux considérations environnementales et opérationnelles

3.5

retraitement

procédé qui élimine ou réduit les gaz, l'eau, les particules et les contaminants par traitement physique uniquement

3.6

régénération

procédé qui élimine ou réduit les contaminants polaires solubles et insolubles de l'huile par des moyens chimiques et physiques

3.7

décontamination des PCB

procédé qui élimine ou réduit la contamination de l'huile minérale par les PCB

4 Propriétés et détérioration ou dégradation de l'huile

La fiabilité des performances d'une huile minérale isolante dans un système d'isolation dépend de certaines caractéristiques de base de l'huile qui peuvent altérer la performance globale du matériel électrique.

Certaines propriétés de l'huile sont nécessaires pour assurer ses nombreuses fonctions d'isolation diélectrique, de refroidissement, d'extinction d'arc et de lubrification. Il est nécessaire que l'huile possède certaines propriétés, en particulier:

- une rigidité diélectrique élevée, afin de supporter les contraintes électriques imposées en service;
- une viscosité suffisamment faible pour ne pas freiner sa circulation ni diminuer le transfert de chaleur;
- une plage de viscosités et un pouvoir lubrifiant adéquats pour assurer un fonctionnement sans défaut et l'endurance des matériels mécaniques, tels que les changeurs de prises, sur l'ensemble de la plage de températures;
- des propriétés à basse température appropriées aux conditions climatiques les plus basses susceptibles d'exister sur le lieu d'installation;
- une résistance à l'oxydation et à la dégradation par pyrolyse (par les arcs de commutation) pour optimiser la durée de vie en service;
- être non corrosive ou non préjudiciable pour les matériaux de construction des installations électriques avec lesquels elle est en contact.

La dégradation de l'huile minérale en service est due aux conditions d'utilisation. Dans de nombreuses applications, l'huile isolante est en contact avec l'air, et est ainsi soumise à l'oxydation. Les températures élevées accélèrent la dégradation. La présence de métaux, de dérivés organométalliques, ou des deux, peut agir comme catalyseur d'oxydation. Il peut se produire un changement de couleur, une formation de produits acides et, à un stade avancé d'oxydation, une précipitation de boues. Les propriétés diélectriques et, dans des cas extrêmes, les propriétés thermiques peuvent être altérées.

En plus des produits d'oxydation, d'autres agents contaminants indésirables tels que de l'eau, des particules solides et des produits polaires solubles peuvent s'accumuler dans l'huile en service et altérer ses propriétés électriques. La présence de ces agents contaminants et de tout produit de dégradation de l'huile se traduit par une modification d'une ou de plusieurs propriétés, comme cela est décrit dans le Tableau 2.

La dégradation d'autres matériaux de construction, qui peut compromettre le bon fonctionnement des matériels électriques et diminuer leur durée de fonctionnement, peut également se révéler par des modifications des propriétés de l'huile.

La décision de savoir quand procéder à une intervention relève normalement de la responsabilité du propriétaire du matériel et s'inscrit généralement dans une stratégie plus large de gestion du matériel. Lors de la prise de décision d'une intervention, il convient de tenir compte non seulement de l'état de l'huile, mais aussi de l'âge et de l'état général de l'élément de l'installation, de son environnement opérationnel et de sa fonction. Réaliser une intervention coûteuse sur un matériel qui arrive en fin de vie n'est pas rentable, ou bien ne pas réaliser d'intervention sur un élément relativement récent de l'installation, même si certaines limites d'intervention n'ont pas encore été atteintes, peut contribuer à accélérer le vieillissement et à réduire la durée de vie prévue du matériel.

5 Catégories de matériels

Afin de tenir compte des différentes exigences des utilisateurs, les matériels ont été classés en plusieurs catégories, comme cela est indiqué dans le Tableau 1.

Tableau 1 – Catégories de matériels

Catégorie	Transformateurs et bobines d'inductance
Catégorie A	Transformateurs de puissance et bobines d'inductance avec une tension U_m supérieure à 170 kV. Transformateurs de puissance dont la continuité de service est essentielle, quelle que soit leur tension assignée, et matériels similaires pour des applications particulières qui fonctionnent dans des conditions onéreuses.
Catégorie B	Transformateurs de puissance et bobines d'inductance avec une tension U_m supérieure à 72,5 kV et inférieure ou égale à 170 kV (autres que ceux qui appartiennent à la catégorie A)
Catégorie C	Transformateurs de puissance et bobines d'inductance pour des applications MT/BT, par exemple, U_m inférieure ou égale à 72,5 kV (transformateurs de distribution) et transformateurs de traction (autres que ceux qui appartiennent à la catégorie A).
Transformateurs de mesure et de protection	
Catégorie D	Transformateurs de mesure et de protection avec une tension U_m supérieure à 170 kV.
Catégorie E	Transformateurs de mesure et de protection avec une tension U_m inférieure ou égale à 170 kV.
Changeurs de prises	
Catégorie F	Cuves de commutateurs des changeurs de prises en charge, y compris les cuves commutateurs et sélecteurs.
Disjoncteurs et appareillages de connexion	
Catégorie G	Disjoncteurs remplis d'huile, interrupteurs remplis d'huile et appareillages de connexion et de commande sous enveloppe métallique en courant alternatif avec une tension U_m supérieure à 72,5 kV.
Catégorie H	Disjoncteurs remplis d'huile, interrupteurs remplis d'huile et appareillages de connexion et de commande sous enveloppe métallique en courant alternatif avec une tension U_m inférieure ou égale à 72,5 kV.
Traversées remplies d'huile et au papier imprégné	
Catégorie K	Traversées avec une tension U_m supérieure à 170 kV.
Catégorie L	Traversées avec une tension U_m inférieure ou égale à 170 kV.
NOTE 1 Les cuves séparées de sélecteurs de changeurs de prises en charge appartiennent à la même catégorie que le transformateur associé. NOTE 2 Quelle que soit la taille ou la tension, une évaluation des risques peut justifier des techniques de surveillance d'état habituellement appliquées à une classification plus élevée. NOTE 3 Pour des raisons pratiques et économiques, des entreprises d'alimentation électrique peuvent décider que leurs petits transformateurs, jusqu'à 1 MVA et 36 kV, ne soient pas inclus dans cette classification. Les programmes de contrôle individuels peuvent être considérés comme peu économiques pour ces types de matériels. Lorsqu'un programme de contrôle est exigé pour ces transformateurs, il convient que les lignes directrices données pour la catégorie C s'appliquent. NOTE 4 U_m est la tension la plus élevée pour les matériels. Cette tension était appelée "tension de réseau nominale" dans les éditions précédentes.	

6 Échantillonnage de l'huile dans les matériels

L'échantillonnage, conformément à l'IEC 60475, doit être effectué par une personne expérimentée qui a reçu une formation adéquate, en utilisant des conteneurs d'échantillons ou dispositifs d'échantillonnage approuvés. Dans la mesure du possible, l'échantillonnage du matériel doit avoir lieu dans les conditions de fonctionnement normales ou immédiatement après la mise hors tension. Dans la mesure du possible, il convient de prélever les échantillons des transformateurs à huile dirigée ou à air forcé (ODAF ou OFAF) avec des pompes en marche.

Lorsqu'elles sont disponibles, il convient de suivre les instructions du fabricant et d'utiliser des valves ou des points d'échantillonnage désignés.

Il est essentiel de tout mettre en œuvre pour s'assurer que les échantillons soient représentatifs de l'huile présente dans le matériel. Une procédure d'échantillonnage effectuée sans soin ou la contamination du conteneur d'échantillons entraîne des conclusions erronées sur la qualité de l'huile et provoque des pertes de temps, des efforts inutiles et des frais supplémentaires pour l'obtention, le transport et l'analyse d'échantillons supplémentaires.

Pendant l'échantillonnage, la température de l'huile doit être enregistrée; voir l'IEC 60475 pour davantage de recommandations.

7 Essais de diagnostic de l'huile en service

7.1 Généralités

Une sélection d'essais peut être réalisée sur les huiles minérales dans les matériels électriques. Les essais indiqués dans le Tableau 2 sont considérés comme suffisants pour déterminer si l'état de l'huile minérale en service est satisfaisant pour poursuivre son exploitation et pour suggérer le type d'action corrective à entreprendre, le cas échéant.

Les essais ne sont pas donnés par ordre de priorité au sein d'un groupe. Lorsque plusieurs méthodes d'essai sont indiquées, la méthode de référence est la première citée. En cas de litige, cette méthode doit être utilisée.

Tableau 2 – Essais des huiles minérales isolantes en service

Propriété	Groupe ^a	Paragraphe	Méthode
Couleur	1	7.2	ISO 2049 ou ASTM D1500
Aspect	1	7.3	Essai visuel
Tension de claquage	1	7.4	IEC 60156
Teneur en eau	1	7.5	IEC 60814
Acidité (indice de neutralisation)	1	7.6	IEC 62021-2 ou IEC 62021-1
Facteur de dissipation diélectrique (FDD) et résistivité	1	7.7	IEC 60247
Teneur en inhibiteur	1	7.8	IEC 60666
Dépôts	2	7.9	Annexe E du présent document
Tension interfaciale (TIF) ^{b, c}	2	7.11	IEC 62961 ou ASTM D971
Particules (nombre et taille) ^b	2	7.12	IEC 60970
Boues	3	7.10	Annexe E du présent document
Point d'éclair	3	7.13	ISO 2719
Compatibilité	3	7.14	Voir le 7.14
Point d'écoulement	3	7.15	ISO 3016
Masse volumique à 20 °C	3	7.16	ISO 12185 ou ISO 3675 ou ASTM D7042
Viscosité	3	7.17	ISO 3104 ou ASTM D7042
Polychlorobiphényles (PCB)	3	7.18	IEC 61619
Soufre corrosif ^b	3	7.19.2	DIN 51353
Soufre potentiellement corrosif ^b	3	7.19.3	IEC 62535
Teneur en disulfure de dibenzyle (DBDS, <i>DiBenzyl DiSulphide</i>)	3	7.19.4	IEC 62697-1
Teneur en passivant	3	7.20	Annexe B de l'IEC 60666:2010
^a Le Groupe 1 correspond aux essais individuels de série, le Groupe 2 aux essais complémentaires, le Groupe 3 aux essais d'investigation spéciaux. ^b Uniquement dans des circonstances particulières; voir le paragraphe applicable. ^c La TIF peut être considérée comme un essai du Groupe 1 (pour l'huile inhibée uniquement).			

7.2 Couleur

La couleur d'une huile est déterminée en lumière transmise et est exprimée par un nombre obtenu par comparaison à une série de couleurs normalisées. Il s'agit d'une propriété générale, qui peut révéler une dégradation importante de l'huile. Une augmentation rapide de la couleur de l'huile en service, par rapport à la couleur d'origine, est une indication de dégradation ou de contamination.

La couleur doit être mesurée selon l'ISO 2049. L'ASTM D1500 [4] propose une autre méthode.

7.3 Aspect

Un examen visuel de l'huile (échantillon d'huile en lumière transmise sous une épaisseur d'environ 10 cm et à température ambiante), s'il met en évidence de la turbidité ou des dépôts, peut indiquer la présence d'eau libre, de boues insolubles, de particules de carbone, de fibres, de poussière ou d'autres contaminants.

7.4 Tension de claquage (BDV)

La tension de claquage (BDV, *BreakDown Voltage*) est une mesure de la capacité de l'huile à supporter les contraintes électriques et a une importance primordiale pour le fonctionnement en toute sécurité du matériel électrique. Elle dépend fortement de la température à laquelle le prélèvement a eu lieu (7.5.1 au 7.5.5).

Une huile sèche et propre est caractérisée par une tension de claquage intrinsèquement élevée. L'eau libre et les particules solides, en particulier lorsque ces dernières sont associées à des teneurs en eau dissoute élevées peuvent réduire sévèrement la tension de claquage. L'effet de la réduction de la tension de claquage commence à s'accélérer avec une saturation relative en humidité² (%RS) de plus de 20 %, ce qui s'applique à différents types de liquides isolants [5]. Par conséquent, la mesure de la tension de claquage sert en premier lieu à indiquer la présence d'éléments contaminants tels que de l'eau ou des particules. Une faible valeur de tension de claquage peut indiquer la présence d'un ou de plusieurs d'entre eux. Cependant, une tension de claquage élevée ne constitue pas un indice formel de l'absence de toute contamination.

La saturation relative, mesurée dans un échantillon d'huile en laboratoire, peut être corrélée à la valeur mesurée de la tension de claquage en laboratoire, tandis que la saturation relative mesurée par la surveillance en ligne reflète l'état de l'isolation combinée, en tenant compte des variations de la teneur en eau dans l'huile induites par les variations des températures de fonctionnement du transformateur et constitue un paramètre approprié à corrélérer à la tension de claquage (résistance diélectrique de l'huile) dans les conditions de fonctionnement (voir également l'Annexe B informative).

Les valeurs de la tension de claquage ne sont significatives que si l'huile a été échantillonnée à la température de fonctionnement du transformateur. Les échantillons prélevés à < 20 °C (température de l'huile) peuvent donner une vision optimiste de l'état de l'huile lorsqu'elle est analysée à température ambiante, car la quasi-totalité de l'eau normalement dissoute à des températures supérieures à 20 °C a déjà migré dans le papier. D'autre part, les échantillons prélevés à une température d'huile proche de la température maximale admissible de l'huile en haut de cuve et analysés à température ambiante peuvent donner une vision trop pessimiste de la rigidité diélectrique de l'huile par rapport aux conditions normales de fonctionnement du transformateur, car la saturation relative en humidité (%RS) dépend de la température. Il convient de surveiller plus fréquemment la tension de claquage des unités de rechange qui sont restées hors service pendant une période prolongée, jusqu'à ce que le transformateur ait atteint un régime stable.

La tension de claquage doit être mesurée selon l'IEC 60156.

7.5 Teneur en eau

7.5.1 Teneur en eau dans le système huile et papier

Les transformateurs sont séchés pendant le processus de fabrication, jusqu'à ce que les mesurages ou les pratiques normalisées donnent un taux d'humidité dans l'isolation cellulosique inférieur à 0,5 % ou 1,0 %, selon les exigences de l'acheteur et du fabricant. Après le séchage initial, la teneur en humidité du système d'isolation peut augmenter en fonction des conditions d'environnement, des conditions de fonctionnement, ou des deux. Il est important que le transformateur présente un séchage initial adéquat et qu'il soit maintenu dans un état sec jusqu'à sa mise en service, car une teneur en eau initiale élevée augmente la vitesse de dégradation de l'isolation cellulosique.

Dans un transformateur, la quantité totale d'eau présente se répartit entre le papier et l'huile, de telle sorte que la majeure partie de l'eau se trouve dans le papier.

² Le %RS est le rapport entre la teneur en eau réelle et la teneur en eau maximale qu'un liquide isolant peut dissoudre à une température donnée.

L'huile est un matériau hydrophobe dont la capacité d'absorption d'eau est très faible (milligrammes d'eau par kilogramme d'huile, mg/kg ou parties par million, ppm). À l'inverse, le matériau cellulosique est hygroscopique et possède une énorme capacité d'absorption d'eau (parties par cent, pourcentage). Cela signifie concrètement que > 99 % de l'eau contenue dans un tel système est absorbée par le matériau cellulosique. La répartition exacte entre ces deux matériaux dépend de la température, mais même aux températures de fonctionnement les plus élevées, > 99 % de l'eau se trouve dans le matériau cellulosique. La fluctuation de la température dans un transformateur entraîne un échange dynamique d'humidité entre l'huile et le papier. La répartition de l'eau dans l'isolation solide dépend des gradients de température et de l'état de vieillissement du papier et des autres matériaux cellulosiques. D'autres matériaux à base de polymères peuvent également contenir de l'humidité dans la masse ou à la surface. Ceci doit être pris en compte lors de la manipulation de l'huile, de la mise en service et de la maintenance du matériel.

Lorsqu'un transformateur fonctionne à une charge constante, à une température relativement élevée et stable pendant une longue période, un équilibre thermodynamique entre l'eau absorbée par les matériaux isolants solides et l'eau dissoute dans l'huile peut être atteint.

Tous les calculs et corrélations entre les teneurs en eau dans l'huile et dans le système huile et papier prennent pour hypothèse qu'il existe un état d'équilibre entre l'huile isolante et le système huile et papier, et inversement. L'état d'équilibre est influencé par de nombreux facteurs, tels que la différence de température entre l'huile et le système cellulose et huile, le gradient de température à l'intérieur des enroulements, la composition de l'huile et du papier et l'état de vieillissement du papier et de l'huile, l'épaisseur de l'isolation, etc.

Le calcul de la teneur en eau du papier et du carton par la détermination de l'eau dans l'huile a été examiné dans le cadre de plusieurs études et publications [5]. Néanmoins, les résultats pratiques ne sont souvent pas conformes aux prédictions théoriques. En outre, noter que les procédés de séchage du papier pourraient ne pas éliminer autant d'eau que ce qui a été calculé.

7.5.2 Influence de l'eau sur le système diélectrique solide et liquide

L'eau influence:

- la tension de claquage de l'huile;
- la rigidité diélectrique de l'isolation solide;
- la tendance au vieillissement de l'isolation liquide et solide.

La teneur en eau dans les isolants liquide et solide a ainsi un impact significatif sur les conditions de fonctionnement réelles et la durée de vie du transformateur.

Il existe deux principales sources d'augmentation de l'eau dans l'isolation des transformateurs:

- la pénétration d'humidité issue de l'atmosphère ou de fuites d'huile;
- la dégradation de la cellulose et de l'huile.

L'eau est transférée dans le matériel électrique immergé dans l'huile par le liquide isolant. L'eau est présente dans l'huile sous une forme dissoute et peut également être présente comme hydrate adsorbé par les produits de vieillissement polaires (eau fixée). Les particules telles que les fibres de cellulose, la boue et la suie dans les changeurs de prises peuvent fixer de l'eau.

L'âge n'est pas nécessairement un indicateur d'une teneur élevée en eau dans l'isolation solide. Des transformateurs vieux de 30 ans ont été enregistrés comme ayant une teneur en eau dans l'isolation solide proche de celle de l'état d'usine "comme neuf".

7.5.3 Eau dans l'huile

La solubilité de l'eau dans l'huile, exprimée en mg/kg, dépend de l'état de l'huile, de la température et du type d'huile. Dans un échantillon de liquide isolé la teneur en eau absolue (W_{abs}) est indépendante de la température, du type et de l'état de l'huile et sa valeur est exprimée en mg/kg. W_{abs} doit être mesurée selon l'IEC 60814. La teneur relative en eau, appelée saturation relative en humidité (RS), est définie par le rapport W_{abs}/S (où S est la saturation en humidité dans le liquide isolant) et sa valeur est exprimée en pourcentage. La saturation relative peut être évaluée selon une méthode appropriée, comme celle décrite dans le [5]. Comme la saturation en humidité (S) est sensible à la température, la saturation relative est également sensible à la température.

La saturation relative peut être mesurée directement par des techniques qui utilisent des capteurs capacitifs.

Habituellement, la température est mesurée directement dans le flot du prélèvement d'huile. Lorsque des lectures de l'indicateur d'huile en haut de cuve ou des corrections sont utilisées pour le mode de refroidissement à huile naturelle et air naturel (ONAN, *Oil Natural Air Natural*) ou à huile forcée et air forcé (OFAF, *Oil Forced Air Forced*), il convient de l'enregistrer.

La teneur en eau d'une huile est directement proportionnelle à sa saturation relative en humidité (%RS) jusqu'au niveau de saturation (Formule (1)).

$$W_{\text{abs}} = \frac{RS}{100} \times S \quad (1)$$

La dépendance vis-à-vis de la température de la saturation en humidité dans le liquide isolant (S) est exprimée par la Formule (2):

$$S = e^{A_e - B_e/T} \quad (2)$$

La Formule (2) a la forme de la loi d'Arrhenius, car la saturation en humidité du liquide isolant (S) dépend de la température. La forme logarithmique naturelle peut également être exprimée sous sa forme logarithmique décimale pour plus de commodité, comme cela est indiqué dans la Formule (3).

$$S = 10^{A_{10} - B_{10}/T} \quad (3)$$

où W_{abs} est la teneur absolue en eau dans le liquide (mg/kg), RS est la saturation relative (%), S est le niveau de saturation en humidité (mg/kg), T est la température en Kelvin, tandis que A_e , B_e , A_{10} et 10 sont des coefficients de saturation en humidité sous forme de logarithme naturel ou décimal qui dépendent des caractéristiques, de la composition et de l'état du liquide. Comme les formes logarithme naturel et logarithme décimal des coefficients sont toutes deux utilisées dans la documentation, les Formules (4) et (5) peuvent être utilisées pour convertir les valeurs des coefficients de saturation en humidité.

$$A_e = A_{10} \ln(10); B_e = B_{10} \ln(10) \quad (4)$$

$$A_{10} = A_e \log(e); B_{10} = B_e \log(e) \quad (5)$$

A et B définissent conjointement le niveau de la teneur en eau à une température donnée.

NOTE Les capteurs d'humidité en ligne ont pour fonction de calculer la conversion de la saturation relative en teneur en eau absolue en ppm. Ces valeurs en ppm obtenues sont susceptibles de différer des valeurs déterminées à partir d'un échantillon par titrage de Karl Fischer en laboratoire. Cela s'explique par le fait que la surveillance en ligne est effectuée à une ou plusieurs températures différentes et très probablement à un point d'échantillonnage différent dans le transformateur. En outre, les coefficients de solubilité dans l'eau utilisés pour les calculs sont habituellement génériques et ne sont pas définis pour l'échantillon d'huile spécifique.

À mesure qu'une huile s'oxyde, les quantités de sous-produits de vieillissement polaires augmentent, et la solubilité de l'eau, qui dépend aussi du type d'huile, augmente également. La solubilité de l'eau dans des huiles très vieilles peut être beaucoup plus importante que la solubilité dans des huiles neuves (Figure 1). Il convient de prendre en compte chaque huile séparément.

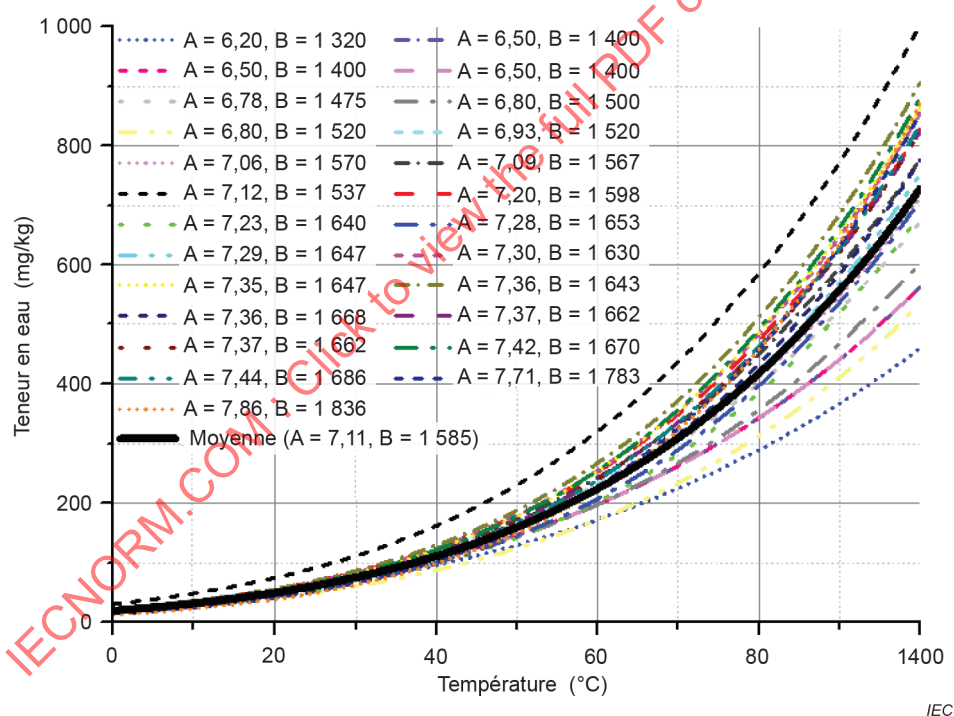


Figure 1 – Courbes de solubilité dans l'eau d'une huile minérale neuve, d'après la référence [5] (selon la Formule (3))

7.5.4 Eau dans l'isolation solide

L'estimation de l'humidité dans l'isolation solide ne fait pas partie du présent document.

Les méthodes dites indirectes pour estimer l'humidité dans l'isolation solide sont fondées sur la mesure de la teneur en eau dans le liquide isolant. En utilisant la teneur en eau dans le liquide, la température de l'isolation et au moyen d'isothermes de sorption de l'eau ou de courbes d'équilibre de l'humidité, la teneur en eau dans l'isolation solide peut être estimée.

L'application des courbes d'équilibre de l'humidité et des isothermes de sorption de l'eau nécessite la prise en compte des éléments suivants:

- type et structure chimique de l'isolation solide et liquide;
- état de vieillissement de l'isolation liquide (par exemple, acidité élevée);
- état de vieillissement de l'isolation solide;
- état d'équilibre de l'humidité (très rare, si cela est possible);
- répartition de l'humidité dans l'isolation solide;
- température de l'isolation.

Il existe différents modèles d'humidité, fondés sur des méthodes indirectes. Certains d'entre eux utilisent une teneur en eau normalisée à 20 °C du liquide isolant. Les coefficients de solubilité A et B des liquides sont différents et l'échange d'eau entre l'isolation solide et l'isolation liquide est un processus dynamique déclenché par la température. Dans un transformateur réel, il n'existe pas une seule teneur en eau pour l'isolation: les différentes parties de l'isolation solide contiennent différentes quantités d'eau, en fonction des différentes températures, des différents types et des différents états des matériaux solides concernés.

7.5.5 Interprétation des résultats

Il existe une relation étroite entre la tension de claquage et l'humidité. Ces deux caractéristiques dépendent de la température, aussi est-il plus instructif de les mesurer à différentes températures du transformateur pour permettre une évaluation fiable de l'humidité dans le système d'isolation huile-papier. L'interprétation de la teneur en eau dans l'huile est étroitement liée à la température d'échantillonnage déterminée en mesurant la température directement dans le flot d'huile au point d'échantillonnage. Lorsque des corrections de température du capteur (OTI, *Oil Temperature Indicator*) en haut de cuve sont utilisées pour les modes de refroidissement à huile naturelle (ONAN, par exemple) ou à huile dirigée (ODAF, par exemple), il convient de le noter explicitement.

Les valeurs de teneur en eau qui définissent les états "Satisfaisant", "Juste correct" et "Mauvais" dans le Tableau 5 au Tableau 9 du présent document sont fondées sur des informations statistiques de 90 % des transformateurs en service. Dans le cas de transformateurs fortement chargés dont la température de l'huile est proche de la température maximale admissible de l'huile en haut de cuve, l'échange rapide d'humidité peut conduire à des valeurs plus élevées d'eau dans l'huile. Ces cas doivent être évalués avec soin, en examinant la possibilité d'atteindre la saturation de l'huile, notamment en cas de gradients de température élevés. On doit toujours garder à l'esprit que:

- l'incertitude liée à la mesure de la teneur en eau d'un échantillon d'huile est assez élevée (par exemple, la technique d'échantillonnage, les conditions météorologiques, l'état de l'huile);
- il convient de ne pas entreprendre d'action immédiate à partir d'une seule valeur élevée de teneur en eau. Il est fortement recommandé de répéter l'échantillonnage avant d'envisager des actions correctives;
- les niveaux d'humidité dans l'huile dépendent fortement de la température de fonctionnement du transformateur;
- un traitement ou un changement d'huile à court terme ne résout pas un problème d'humidité dans le transformateur;
- pour l'interprétation, la valeur doit être fournie avec les températures enregistrées;
- une humidité élevée dans l'huile indique qu'il y a trop d'humidité dans l'isolation solide;
- un mesurage en ligne de l'humidité sur un transformateur en service donne une indication plus exacte de la situation de l'humidité qu'un simple échantillon d'huile.

L'utilisation de courbes d'hystérésis en ligne de la saturation relative à la température de fonctionnement réelle du transformateur peut être un outil utile pour l'estimation des risques [5]. Voir également l'Annexe B informative.

La Figure 2 montre des exemples issus de données de capteurs en ligne de boucles d'hystérésis du %RS en fonction de la température dans des transformateurs avec 3 niveaux de teneur en eau différents.

1) Transformateurs humides: > 20 %RS

Les valeurs de la courbe d'hystérésis de la saturation relative en humidité par rapport à la température de l'huile dépassent en permanence 20 %RS à la température de fonctionnement du transformateur. Les huiles de ces transformateurs présentent en continu une rigidité diélectrique considérablement réduite en raison de l'humidité élevée.

Elles présentent également une boucle d'hystérésis très large à 20 °C, ce qui indique une quantité potentiellement considérable d'eau à la surface du papier pour l'échange dynamique d'eau entre le papier et l'huile. Ces transformateurs peuvent être exposés à un risque de claquage diélectrique dû à l'humidité immédiatement après une charge élevée, lorsque l'huile se refroidit rapidement, ou pendant le démarrage à froid du transformateur, lorsque l'eau est poussée du papier dans l'huile froide, ce qui entraîne une augmentation significative du %RS.

2) Transformateurs aptes au service, mais avec une humidité élevée par rapport à un transformateur neuf. 10 %RS à 20 %RS

Les transformateurs dont l'huile contient entre 10 %RS et 20 %RS d'humidité peuvent présenter un risque de réduction de la rigidité diélectrique de l'huile en raison de l'humidité. Cela peut se produire lors d'un démarrage à froid ou d'un refroidissement rapide suivi d'une charge supérieure à la normale, du fait d'une quantité importante d'eau dans le papier. Dans de telles conditions, le %RS augmente considérablement, ce qui réduit la rigidité diélectrique de l'huile.

3) Transformateurs secs: < 10 %RS

Les valeurs de la courbe d'hystérésis de la saturation relative en humidité en fonction de la température de l'huile sont inférieures à 10 %RS et présentent une boucle d'hystérésis plate. Ces transformateurs ne présentent pas de risque de réduction de la rigidité diélectrique de l'huile en raison de l'humidité. Très peu d'eau est disponible sur la surface du papier pour l'échange dynamique d'eau entre le papier et l'huile.

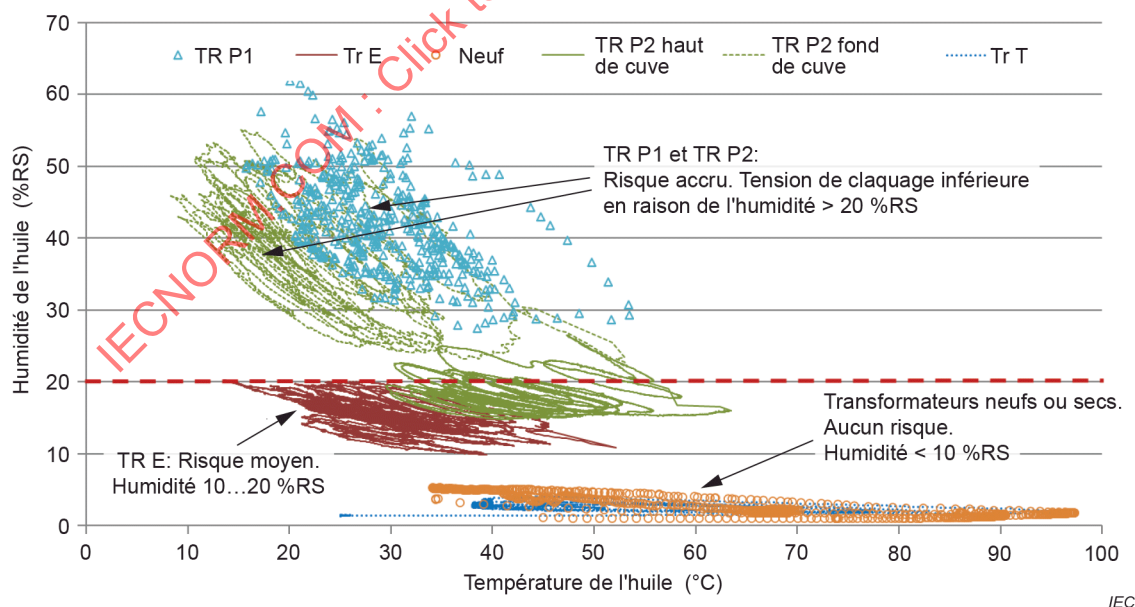


Figure 2 – Boucles d'hystérésis du %RS en fonction de la température de l'huile dans des transformateurs avec 3 niveaux de teneur en eau différents [5]

Pour obtenir une ligne directrice générale relative au %RS pour la surveillance continue en ligne, voir le Tableau B.1.

7.6 Acidité

L'acidité d'une huile (indice de neutralisation) est une mesure des constituants ou des agents contaminants acides présents dans l'huile.

Il convient que l'huile neuve soit exempte de tout composé acide.

L'acidité d'une huile usagée est due à la formation de produits d'oxydation acides. Les acides et autres produits d'oxydation, conjointement avec l'eau et les contaminants solides, altèrent les propriétés diélectriques et autres de l'huile. Les acides ont un impact sur la dégradation des matériaux cellulotiques et peuvent également être responsables de la corrosion des parties métalliques d'un transformateur ou d'un matériel similaire.

Le taux d'augmentation de l'acidité d'une huile en service est un bon indicateur du vieillissement progressif. Le niveau d'acidité est utilisé comme un guide général pour déterminer à quel moment il convient de remplacer ou de régénérer l'huile.

Les huiles inhibées conformément à l'IEC 60296 développent des quantités de sous-produits acides nettement inférieures à celles des huiles non inhibées, à condition que l'inhibiteur soit présent en quantité suffisante.

L'acidité doit être mesurée selon l'IEC 62021-2 ou à l'IEC 62021-1.

7.7 Facteur de dissipation diélectrique (FDD) et résistivité

Ces caractéristiques sont très sensibles à la présence dans l'huile de contaminants polaires solubles, de produits de vieillissement ou de substances colloïdales. Des variations du niveau de contamination peuvent être détectées par le mesurage de ces paramètres, même pour des teneurs en contaminants si faibles qu'elles sont proches de la limite de détection chimique.

Les limites acceptables pour ces caractéristiques dépendent en grande partie du type de matériel concerné. Cependant, des valeurs élevées du FDD, ou des valeurs de résistivité faibles, peuvent avoir une influence nuisible sur les pertes diélectriques, sur la résistance d'isolement des matériels électriques ou sur les deux.

Il existe une relation habituelle entre le FDD et la résistivité, celle-ci diminuant quand le FDD augmente, comme cela est représenté sur la Figure 3.

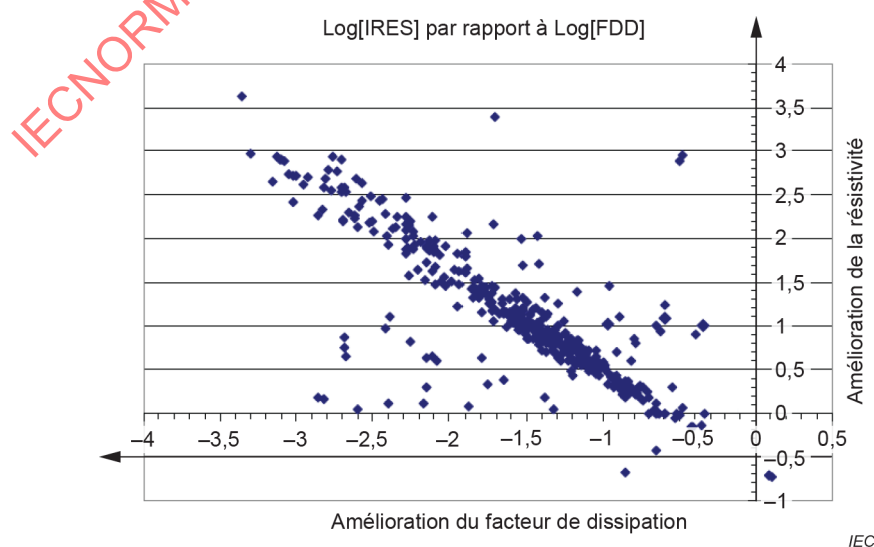


Figure 3 – Corrélation entre la résistivité et le facteur de dissipation [6]

Il n'est normalement pas nécessaire de pratiquer les deux essais sur une même huile, et généralement le FDD est l'essai le plus utilisé.

Dans le cas des transformateurs de mesure à très haute tension et à ultra haute tension et des traversées remplies d'huile, une attention particulière doit être portée au FDD, car une valeur plus élevée de FDD peut conduire à un emballement thermique, qui conduit lui-même à une défaillance.

Le FDD doit être mesuré selon l'IEC 60247. L'IEC 61620 peut être utilisée pour vérifier les résultats obtenus avec l'IEC 60247.

7.8 Teneur en inhibiteur

7.8.1 Stabilité à l'oxydation

La stabilité à l'oxydation correspond à la capacité de l'huile minérale isolante neuve à résister à l'oxydation sous contrainte thermique et en présence d'oxygène et de cuivre catalyseur. Elle fournit des informations générales sur l'espérance de vie de l'huile dans les conditions de fonctionnement du matériel électrique. Cette propriété est définie comme étant la résistance à la formation de composés acides, de dépôts et des composés qui influencent le facteur de dissipation diélectrique (FDD), dans les conditions données. Pour les huiles neuves conformes à l'IEC 60296, ces conditions sont décrites dans l'IEC 61125 et les limites d'une performance acceptable (huile neuve) dans l'IEC 60296.

La propriété dépend principalement du processus de raffinage et de la manière dont il est appliqué sur une matière première donnée. Les huiles minérales raffinées contiennent, à un degré variable, des composés naturels qui agissent comme des antioxydants. Ceux-ci sont définis comme antioxydants naturels. Les huiles qui contiennent uniquement des antioxydants naturels sont désignées comme huiles non inhibées.

Des agents antioxydants synthétiques peuvent être ajoutés pour augmenter la stabilité d'oxydation. Dans les huiles minérales, ceux-ci sont principalement de type phénolique et les produits courants généralement acceptés sont le 2,6-di-tert-butyl-paracrésol (DBPC) et le 2,6-di-tert-butylphénol (DBP). L'efficacité des additifs antioxydants varie suivant la composition chimique de l'huile de base [7].

7.8.2 Surveillance des huiles non inhibées et inhibées

L'oxydation des huiles non inhibées est normalement suivie par la formation de composés acides et de boues solubles et insolubles. L'augmentation du FDD et la réduction de la TIF sont également des signes d'oxydation des huiles isolantes (voir le 7.6, le 7.7 et le 7.11).

Les huiles inhibées ont un profil d'oxydation différent de celui des huiles non inhibées. Au début de la durée de vie en service, l'inhibiteur synthétique se consomme avec une faible formation de produits d'oxydation. Cette phase est appelée la période d'induction. Lorsque l'inhibiteur est entièrement consommé, le taux d'oxydation est déterminé principalement par la stabilité à l'oxydation de l'huile de base.

Il convient de surveiller la teneur en inhibiteur à intervalles réguliers, dont la fréquence dépend de la température de fonctionnement et des niveaux de charge.

Une diminution de la TIF dans les huiles inhibées (et non inhibées) peut également être un indicateur précoce de la formation initiale de produits d'oxydation.

La concentration d'inhibiteurs est mesurée selon l'IEC 60666.

7.9 Dépôts

Les dépôts sont des matériaux insolubles présents dans l'huile.

Les dépôts comprennent:

- des produits insolubles d'oxydation ou de dégradation des matériaux isolants solides ou liquides;
- des produits solides qui proviennent des conditions de service du matériel; des particules de carbone et de métaux, oxydes métalliques et sulfures;
- des fibres et autres matières étrangères, d'origines différentes.

La présence de dépôts peut modifier les propriétés électriques de l'huile; de plus, les dépôts et boues précipitées peuvent entraver les échanges thermiques, ce qui favorise la dégradation thermique des matériaux isolants.

Il convient de mesurer les dépôts selon la méthode E.1 décrite à l'Annexe E.

7.10 Boues

Les boues correspondent aux produits de dégradation polymérisés de matériaux isolants solides et liquides. Ces boues sont solubles dans l'huile jusqu'à une certaine limite, fonction des caractéristiques de solubilité dans l'huile et de la température. Pour des teneurs en boues supérieures à cette limite, celles-ci précipitent et viennent s'ajouter aux dépôts.

La présence de boues peut modifier les propriétés électriques de l'huile; de plus, les dépôts et boues précipitées peuvent entraver les échanges thermiques, ce qui favorise la dégradation thermique des matériaux isolants.

Il convient de mesurer les boues selon la méthode E.2 décrite à l'Annexe E.

7.11 Tension interfaciale (TIF)

La tension interfaciale (TIF) entre l'huile et l'eau permet de déceler les agents contaminants polaires solubles et les produits de dégradation. Cette caractéristique peut varier assez rapidement au cours des premiers stades du vieillissement, mais se stabilise lorsque la dégradation est encore modérée.

La vitesse de diminution de la TIF est fortement influencée par le type d'huile; les huiles non inhibées présentent habituellement des vitesses de diminution de TIF plus élevées que les huiles inhibées, en particulier dans des transformateurs à respiration libre.

Une diminution rapide de la TIF peut également être une indication de problèmes de compatibilité entre l'huile et certains matériaux présents dans les transformateurs (verniss, joints d'étanchéité), ou d'une contamination accidentelle de l'huile lors de leur remplissage. Il convient toutefois d'examiner de manière approfondie ou de régénérer les huiles dont les valeurs de TIF sont à la valeur limite inférieure donnée dans le Tableau 5 au Tableau 9 ou proche de celle-ci.

Dans les transformateurs en surcharge, la détérioration des matériaux est rapide et la TIF est un outil pour la détection de détérioration.

La mesure de la TIF de l'huile est fortement influencée par le temps de relaxation de l'interface huile-eau (tension interfaciale dynamique). La fiabilité des résultats peut être améliorée lorsque la durée de mesure est augmentée.

La TIF doit être mesurée selon l'IEC 62961 (méthode de référence) et l'ASTM D971.

NOTE Une chute de la TIF est habituelle après le premier remplissage d'un transformateur; voir le Tableau 3 pour obtenir des recommandations.

7.12 Particules

La présence de particules dans l'huile est connue pour avoir un impact sur la tension de claquage et le FDD, en particulier dans des conditions d'humidité élevée.

La présence de particules dans l'huile isolante d'un matériel électrique peut avoir de nombreuses sources possibles. Le matériel lui-même peut contenir des particules issues de sa fabrication et l'huile peut contenir des particules issues de son stockage et de sa manipulation si elle n'est pas correctement filtrée avant utilisation. L'usure mécanique et le vieillissement de l'huile et des matériaux solides peuvent produire des particules pendant la durée de vie en service du matériel. Une surchauffe localisée supérieure à 500 °C peut former des particules de carbone. Des particules de carbone sont également produites par la manœuvre de commutation normale des changeurs de prises en charge à l'intérieur du compartiment à huile du changeur de prises. En cas de fuites, certaines particules peuvent migrer dans l'huile du transformateur. Les particules métalliques proviennent généralement de l'usure mécanique des contacts du changeur de prises, de l'usure des roulements de la pompe et de l'usure de composants similaires.

Les méthodes de comptage des particules ont été conseillées comme outil de surveillance dans [8] [9]. Les effets des particules jusqu'à 14 µm (c) sur la rigidité diélectrique du système isolant peuvent généralement être détectés de manière fiable par les essais BDV et FDD couramment utilisés. Les particules de plus de 14 µm (c) peuvent provenir des sources de particules identifiées ci-dessus et peuvent être difficiles à détecter, en raison de leur faible nombre d'occurrences. Cependant, elles doivent être considérées comme un risque possible de décharges à haute tension, car les dispositions d'électrodes en métal nu avec de petits espaces d'huile sont susceptibles d'être reliées par ces particules. Dans certains cas, ce risque ne peut être évité par la conception, par exemple pour les contacts de changeurs de prises, et il convient de demander des conseils et des recommandations supplémentaires concernant les particules au fabricant du matériel.

Dans la plupart des cas, la connaissance du type des particules (c'est-à-dire fer, aluminium, sulfure d'argent, fibres, carbone, etc.) permet d'identifier la source des particules. Une telle analyse peut fournir plus d'informations sur l'état d'usure ou les éventuels défauts mécaniques que le comptage des particules lui-même. Lorsqu'elle est utilisée en combinaison avec une identification du type des particules, la méthode B de l'IEC 60970 s'applique. Si, pour une raison quelconque, il est exigé de coder le niveau de contamination par des particules solides conformément à l'ISO 4406 [10], la méthode A de l'IEC 60970 doit être appliquée.

7.13 Point d'éclair

Le point d'éclair de l'huile minérale ne varie généralement pas avec le temps et la détérioration du liquide. Cependant, une baisse du point d'éclair peut indiquer une contamination. Si le point d'éclair est abaissé, il convient alors d'enquêter pour en déterminer la cause et les actions correctives nécessaires. Dans certaines applications importantes ou selon une évaluation des risques, il convient de mesurer le point d'éclair afin d'assurer un niveau satisfaisant de sécurité incendie lorsque cela est exigé.

Le point d'éclair doit être mesuré selon l'ISO 2719.

7.14 Compatibilité

7.14.1 Généralités

La compatibilité peut être définie comme la capacité des matériaux à être utilisés ensemble sans que des changements délétères se produisent dans l'un ou l'autre des matériaux.

L'incompatibilité des matériaux peut mettre en péril l'efficacité globale du matériel et avoir des conséquences négatives sur la performance des matériaux, qu'ils soient solides ou liquides.

Lorsque cela est exigé, il convient que les utilisateurs finaux contactent des laboratoires qui ont de l'expérience en matière d'essais de compatibilité pour obtenir des détails sur les essais et les résultats acceptables. Voir l'Annexe D pour obtenir des recommandations.

7.14.2 Compatibilité entre différentes huiles minérales isolantes (miscibilité)

Lorsque deux huiles minérales différentes ou plus destinées à être utilisées dans des matériels électriques sont mélangées, un problème de compatibilité ou de miscibilité peut se poser. Les recommandations suivantes ont permis d'atténuer le risque de mauvaise compatibilité.

L'expérience sur le terrain montre qu'il n'y a normalement pas de problèmes lorsque de l'huile neuve est ajoutée en faibles pourcentages, c'est-à-dire < 10 %, à des huiles usagées classées comme "satisfaisantes" ou "juste correctes" (voir le Tableau 5 au Tableau 9). Dans ces cas, un essai de compatibilité n'est généralement pas exigé.

NOTE 1 Lorsque de l'huile inhibée est utilisée pour compléter une huile non inhibée, des traces d'inhibiteur peuvent être détectées dans les échantillons d'huile prélevés ultérieurement.

Il convient d'utiliser des huiles minérales isolantes en l'état de livraison, conformément à l'IEC 60296 et de même classification (classe, groupe, type, niveau d'inhibition et température minimale de démarrage en puissance (TMDP), comme cela est indiqué dans l'IEC 60296) que les huiles déjà en service pour compléter la charge d'huile d'un matériel électrique, la remplacer ou les deux.

NOTE 2 Pour les huiles produites avant 2021 (selon l'IEC 60296), les nouvelles huiles de type B (selon l'IEC 60296) sont aptes au mélange, à condition qu'elles aient le même niveau d'inhibition et la même TMDP.

Dans les cas où un pourcentage plus important est ajouté, c'est-à-dire 10 % ou plus, ou dans les cas où de l'huile neuve est ajoutée à de l'huile très vieille, un essai de compatibilité peut être nécessaire pour déterminer la possibilité de mélanger des huiles neuves d'origines différentes à l'huile en service.

Pour le mélange d'huiles usagées, une étude de compatibilité est fortement recommandée. Il est recommandé de se référer au fournisseur d'huile dans tous les cas, mais surtout en cas de doute sur la compatibilité.

Dans une étude de compatibilité, telle que décrite ci-dessous, il convient que les caractéristiques du mélange ne soient pas moins favorables que celles de la plus mauvaise des huiles du mélange prises séparément.

Il convient de mélanger les huiles dans les mêmes proportions que dans l'application visée ou, si elles ne sont pas connues, dans un rapport 50/50.

Les essais fonctionnels suivants sont recommandés pour chaque huile prise séparément et pour le mélange:

- tendance à la formation de mousse selon l'ISO 6247;
- dépôts et boues;
- FDD (tan delta) à 90 °C;
- TIF.

Les essais supplémentaires suivants peuvent également être effectués en tant qu'essais de recherche s'ils sont jugés nécessaires.

- L'essai au soufre corrosif (doit être conforme à la DIN 51353) ou l'essai de corrosivité potentielle (doit être conforme à l'IEC 62535) ou les deux.
- La stabilité à l'oxydation doit être conforme à l'IEC 61125. La durée de l'essai doit être déterminée en fonction de la classe et du type d'huile, comme cela est indiqué dans l'IEC 60296.

NOTE 3 La stabilité à l'oxydation du liquide isolant en service n'est pas mesurée régulièrement et les méthodes d'essai ne sont pas applicables (IEC 61125). Pour comparer les différentes huiles et le mélange qui en résulte, il peut être approprié de mesurer la stabilité à l'oxydation conformément à l'Annexe B de l'IEC 61125:2018 (période d'induction). Les huiles usagées n'ont généralement pas une stabilité à l'oxydation comparable à celle des huiles neuves.

L'expérience est très limitée en ce qui concerne l'utilisation d'huiles qui contiennent des additifs abaisseurs de point d'écoulement pour des appoints dans des huiles dont le point d'écoulement est naturellement bas. Toutefois, des études en laboratoire suggèrent qu'aucune dégradation significative du comportement à basse température n'est susceptible de se produire.

Des essais de compatibilité sont particulièrement nécessaires dans le cas d'huiles qui contiennent des additifs. En cas de doute, il est toujours recommandé de se référer au fournisseur de l'huile ou au fabricant du matériel.

7.15 Point d'écoulement

Le point d'écoulement est une mesure de la capacité de l'huile à s'écouler correctement à basse température. Il n'existe aucune preuve qui suggère que cette propriété est altérée par une dégradation normale de l'huile.

Le point d'écoulement doit être mesuré selon l'ISO 3016.

NOTE De légères variations du point d'écoulement peuvent généralement être interprétées comme le résultat d'appoints effectués avec un liquide différent ou une huile différente, mais elles peuvent également dues à d'autres sources de contamination.

7.16 Masse volumique

Dans les climats froids, la masse volumique de l'huile doit être suffisamment faible pour empêcher la glace résultant du gel de l'eau libre de flotter et de conduire éventuellement à des conditions de défaut telles que la décharge des conducteurs. Cependant, la masse volumique n'est pas un critère significatif pour comparer la qualité de différentes huiles. En outre, il n'existe aucune preuve que la masse volumique soit altérée par l'utilisation normale ou la dégradation de l'huile.

La masse volumique peut être utile pour distinguer une huile isolante minérale d'autres types de liquides ou des huiles minérales de composition chimique différente.

La masse volumique doit être mesurée selon l'ISO 12185 (méthode de référence); l'ISO 3675 et l'ASTM D7042 sont admises.

NOTE 1 Des variations de la masse volumique peuvent être interprétées comme le résultat d'appoints effectués avec un liquide différent ou une huile différente.

NOTE 2 La masse volumique est un facteur à prendre en compte lors de la conception du matériel de protection et de contrôle du débit, par exemple les dispositifs qui reposent sur les principes de flottabilité tels que les relais Buchholz. Ce facteur doit être pris en compte en cas de changement d'huile, car la masse volumique de la nouvelle huile peut être différente.

7.17 Viscosité

La viscosité est un facteur important dans le transfert de chaleur et peut également influencer le comportement de commutation des changeurs de prises en charge (OLTC) et matériels similaires. Si les pratiques normales d'utilisation et de maintenance sont respectées, alors une oxydation limitée de l'huile n'altère pas de manière significative sa viscosité.

La viscosité doit être mesurée selon l'ISO 3104 (méthode préférentielle) ou l'ASTM D7042.

7.18 Polychlorobiphényles (PCB)

Les polychlorobiphényles (PCB) sont une famille d'hydrocarbures aromatiques chlorés de synthèse, qui ont de bonnes propriétés thermiques et électriques. Ces propriétés, combinées à une excellente stabilité chimique, les ont rendus utiles dans de nombreuses applications commerciales. Cependant, leur stabilité chimique et leur résistance à la biodégradation ont été une source de préoccupations vis-à-vis de la pollution de l'environnement. Cette inquiétude croissante à propos de l'impact des PCB sur l'environnement a progressivement limité leur usage depuis le début des années 1970, et leur utilisation dans de nouvelles installations et dans des matériels neufs a été interdite par un accord international en 1986. Malheureusement, leur utilisation sur des sites industriels ordinaires a conduit à une contamination étendue des huiles isolantes minérales.

Il convient de mesurer la teneur en PCB de l'huile dans les nouveaux matériels afin de s'assurer de l'absence de PCB dans l'huile, c'est-à-dire que la teneur est inférieure à la limite de détection. Par la suite, lorsqu'il y a un risque de contamination potentielle (traitement de l'huile, réparation du transformateur, etc.), il convient d'analyser l'huile et, si la teneur en PCB dépasse les limites définies, il convient de prendre les mesures appropriées (voir le 14.5).

Les PCB doivent être mesurés selon l'IEC 61619 (identique à la méthode d'essai A:2001 de l'EN 12766-2 [11]).

Les essais en vue de l'élimination peuvent être soumis aux réglementations locales.

NOTE Les limites peuvent être soumises aux réglementations locales.

7.19 Soufre corrosif dans les huiles minérales isolantes

7.19.1 Généralités

Le soufre est toujours présent dans les huiles minérales isolantes et certains composés soufrés peuvent être corrosifs pour les surfaces métalliques. Lorsqu'ils dépassent un niveau de concentration minimal, les composés soufrés peuvent former des dépôts susceptibles de provoquer des défaillances dans les matériels électriques. Il est nécessaire de faire la différence entre les composés soufrés corrosifs et potentiellement corrosifs:

- composés soufrés corrosifs: soufre élémentaire et mercaptans;
- composés potentiellement corrosifs: disulfures, notamment DBDS, sulfures (rarement).

Le Tableau 2 recommande deux méthodes pour l'évaluation du soufre corrosif dans l'huile. Les deux méthodes peuvent être utilisées de manière complémentaire, et il convient de tenir compte du fait que:

- l'IEC 62535 donne des informations sur la corrosivité de l'huile vis-à-vis du cuivre et sur la tendance de l'huile à déposer du sulfure de cuivre sur le papier. Elle donne des résultats positifs avec le soufre corrosif, mais s'est avérée particulièrement fiable pour détecter le soufre potentiellement corrosif;
- la DIN 51353 convient uniquement pour l'évaluation de la corrosion de l'argent. Elle s'est avérée extrêmement sensible et sélective pour détecter les substances soufrées corrosives telles que les mercaptans hautement réactifs et le soufre élémentaire, mais elle est insensible au DBDS.

Les deux essais doivent donner un résultat négatif pour qu'une huile soit déclarée comme "non corrosive".

L'IEC 60296 fournit des spécifications pour s'assurer que le dépôt de sulfures de cuivre et d'argent ne se produit pas en service avec des huiles neuves et recyclées, et spécifie ainsi les procédures d'essai susmentionnées. Noter que ces essais s'appliquent aux huiles qui ne contiennent pas d'additif passivant de métaux. Dans le cadre de la procédure d'essai de l'IEC 60666, l'absence d'additif passivant de métaux dans l'huile doit être vérifiée avant de procéder à l'essai de détection de la présence de soufre corrosif. L'Article B.3 de l'IEC 60296:2020 fournit une méthode pour l'élimination des passivants lorsqu'ils sont présents.

7.19.2 Soufre corrosif

La quantité de soufre dans l'huile minérale dépend de la qualité de l'huile brute, qui détermine le processus et le degré de raffinage. Le soufre contenu dans l'huile brute est généralement présent sous forme de soufre organique, mais une contamination par du soufre élémentaire peut également se produire. La présence de composés réactifs responsables de la corrosion aux températures normales de fonctionnement d'une huile minérale isolante est due à un mauvais raffinage, à une contamination ou, dans le cas de la régénération, à des matériaux ou à une procédure inappropriés.

À des températures relativement élevées, les molécules d'huile qui contiennent du soufre peuvent se décomposer et réagir avec des surfaces métalliques non revêtues pour former des sulfures métalliques. Ces réactions peuvent avoir lieu dans le matériel de commutation et peuvent augmenter la résistance de contact. Un autre effet, plus fréquemment observé sur les surfaces d'argent corrodées que sur celles de cuivre, est que les dépôts de sulfure peuvent s'écailler et provoquer des décharges dans le matériel. Certaines molécules contenant du soufre peuvent aussi provoquer la formation de dépôts de sulfure de cuivre (Cu_2S) dans l'isolation papier du matériel électrique. Ce phénomène conduit à une réduction des propriétés d'isolation électrique et est à l'origine de plusieurs défaillances de matériels en service [12].

7.19.3 Soufre potentiellement corrosif

Lorsque des composés soufrés potentiellement corrosifs sont présents dans l'huile, le dépôt de Cu_2S se produit généralement sur les conducteurs électriques isolés par du papier à l'intérieur des couches de papier, ou sur des surfaces de cuivre non vernies ou non protégées, lorsque les températures du liquide sont élevées.

Des huiles isolantes très vieilles (par exemple, les huiles qui ont une acidité élevée) ou des huiles qui présentent une faible stabilité à l'oxydation peuvent produire des résultats ambigus sur le ruban de cuivre enveloppé de papier dans les conditions de l'IEC 62535, à cause de la formation de boues. L'analyse SEM-EDX (décrite à l'Annexe B de l'IEC 62535:2008) est utile pour résoudre ces ambiguïtés.

Une combinaison de plusieurs facteurs, et pas uniquement la corrosivité potentielle de l'huile, peut conduire à la défaillance d'un matériel électrique. Dans ce cas, il convient d'effectuer une évaluation des risques, qui inclut les conditions de conception et de fonctionnement de l'appareil.

7.19.4 Disulfure de dibenzyle (DBDS)

Entre 1989 et 2006, le DBDS a été largement ajouté aux huiles minérales isolantes en tant qu'antioxydant. Néanmoins, les huiles ont satisfait aux essais de corrosivité de l'époque. Par la suite, le DBDS s'est avéré potentiellement corrosif pour les surfaces cuivrées aux températures de fonctionnement normales du transformateur, car il peut entraîner la formation de sulfure de cuivre dans certaines conditions [12]. En outre, le DBDS peut réagir avec les contacts revêtus d'argent dans les matériels de commutation tels que les changeurs de prises, ce qui crée du sulfure d'argent et provoque une augmentation de la résistance de contact [13].

Le DBDS doit être mesuré selon l'IEC 62697-1.

7.20 Passivant de métaux

L'ajout d'un passivant de métaux est la technique corrective qui a été largement utilisée pour réduire le possible les risques liés au soufre corrosif.

Trois principaux types de dérivés du benzotriazole sont généralement utilisés comme additifs passivants de métaux:

N-bis(2-éthylhexyl)-aminométhyl-tolutriazole (TTAA), benzotriazole (BTA) et 5-méthyl-1H-benzotriazole (TTA).

Si un dérivé du toluytriazole a été utilisé³, 100 mg/kg (0,01 % en poids) de cette substance sont habituellement ajoutés pour inhiber les réactions du cuivre avec le soufre corrosif.

Les passivants de métaux sont utilisés depuis longtemps dans les huiles minérales, essentiellement dans les huiles de lubrification, mais aussi, de façon plus limitée, dans les huiles isolantes. Ils sont utilisés non seulement pour contrer la corrosion, mais aussi pour améliorer la stabilité à l'oxydation et réduire l'électrisation statique.

La teneur en passivant doit être surveillée en service.

La teneur en passivant doit être mesurée selon l'Annexe B de l'IEC 60666:2010.

NOTE Pour obtenir des recommandations supplémentaires, voir la Brochure technique 625 du CIGRÉ [13].

7.21 Désaération et formation de mousse

La désaération (doit être conforme à l'ISO 9120) et la tendance à la formation de mousse (doit être conforme à l'ISO 6247) sont des propriétés de l'huile qui peuvent toutes deux être influencées par des contaminants, tels que le silicone, les phtalates ou d'autres produits chimiques ou huiles tensioactifs (voir l'Annexe F).

8 Évaluation de l'huile minérale isolante dans les matériels à l'état neuf

De nombreux matériels sont déjà remplis d'huile minérale lorsqu'ils sont fournis à l'utilisateur final. Dans ce cas, comme l'huile a été en contact avec des isolants et autres matériaux, elle ne peut plus être considérée comme une "huile minérale en l'état de livraison" selon les termes de l'IEC 60296. Par conséquent, ses propriétés doivent être considérées comme celles applicables à une huile en service, même si le matériel électrique lui-même pourrait ne pas avoir été mis sous tension.

Il convient de choisir les propriétés de l'huile selon la catégorie et les fonctions du matériel (voir le Tableau 3).

L'importance des écarts peut varier suivant le type de matériel, en raison des différents types de matériaux et des proportions entre isolations solide et liquide; il convient en outre de maintenir ces écarts dans les limites du Tableau 3. Il convient que les propriétés qui ne figurent pas dans le Tableau 3 (à l'exception de la stabilité à l'oxydation, pour laquelle aucune limite en service n'a été établie) se situent dans les limites de l'IEC 60296.

³ Irgamet® 39 et Irgamet® 30 sont des exemples de TTAA et TAA disponibles dans le commerce, respectivement. Cette information est donnée à l'intention des utilisateurs du présent document et ne signifie nullement que l'IEC approuve l'emploi des produits ainsi désignés.

Comme les caractéristiques de l'huile dans le matériel neuf font partie intégrante de la conception du matériel, l'utilisateur peut exiger que ces caractéristiques soient meilleures que les normes minimales proposées dans le Tableau 3, qui sont fondées sur une expérience de plusieurs années de pratique en exploitation.

Tableau 3 – Limites recommandées pour les huiles minérales isolantes après remplissage de matériels électriques neufs avant leur première mise sous tension sur site

Propriété	Tension maximale de l'appareil kV		
	< 72,5	72,5 à 170	> 170
Aspect	Limpide, exempte de dépôts et de matières en suspension		
Couleur (sur l'échelle donnée dans l'ISO 2049)	2,0 au maximum	2,0 au maximum	2,0 au maximum
Tension de claquage (kV)	55 au minimum	60 au minimum	60 au minimum
Teneur en eau (mg/kg)	20 au maximum ^a	10 au maximum	10 au maximum
Acidité (mg KOH/g)	0,03 au maximum	0,03 au maximum	0,03 au maximum
Facteur de dissipation diélectrique à 90 °C et de 40 Hz à 60 Hz ^b	0 015 au maximum	0 015 au maximum	0 010 au maximum
Soufre potentiellement corrosif et soufre corrosif	Non corrosive		
Teneur en DBDS (mg/kg)	Non détectable (< 5 mg/kg au total)		
Tension interfaciale (mN/m)	35 au minimum	35 au minimum	35 au minimum
Teneur totale en PCB (mg/kg)	Non détectable (< 2 mg/kg au total)		
Particules	Voir le 7.12 ^c		
^a Pour une utilisation dans les transformateurs de classe 72,5 kV; il convient que la teneur maximale en eau soit fixée par accord entre le fournisseur et l'utilisateur, selon les circonstances locales.			
^b Des valeurs du facteur de dissipation diélectrique plus élevées peuvent indiquer une contamination excessive ou l'usage impropre de matériaux solides dans la fabrication, aussi convient-il d'examiner ces points.			
^c Une détermination de la taille et de la quantité des particules peut faire l'objet d'un accord entre l'utilisateur final et le fabricant, le prestataire de services ou les deux. Cette information peut être utile dans les situations où les matériels sont essentiels.			
Les valeurs du Tableau 3 s'appliquent aux transformateurs remplis en usine ou sur site. Les échantillons peuvent être prélevés peu après le remplissage (il convient que l'intervalle de temps approprié pour le prélèvement des échantillons soit fixé par accord entre le fabricant et l'utilisateur final).			

9 Évaluation de l'huile en service

9.1 Généralités

Une huile isolante en service est soumise à la chaleur, à l'oxygène, à l'eau et à différents catalyseurs, qui sont tous préjudiciables aux propriétés de cette huile. Pour pouvoir maintenir l'état de l'huile en service, il est nécessaire de réaliser régulièrement des échantillonnages et des analyses.

Il convient que l'interprétation des résultats, en ce qui concerne la détérioration fonctionnelle de l'huile, soit effectuée par du personnel expérimenté à partir des éléments suivants relatifs à la gestion des risques et du cycle de vie:

- valeurs caractéristiques pour les types et familles d'huiles et de matériels, établies par des méthodes statistiques;
- évaluation des tendances et taux de variation des valeurs pour une propriété donnée de l'huile;

- valeurs normales ou habituelles associées à l'état "Juste correct" ou "Mauvais", pour le type et la famille appropriés de matériel.

Dans le cas d'une huile contaminée par des PCB, l'impact environnemental est un facteur essentiel à prendre en considération, de même que la réglementation locale. Si l'huile est suspectée d'être contaminée par des PCB, il convient d'entreprendre des analyses spécifiques et d'utiliser l'interprétation des résultats dans le cadre d'une évaluation des risques avant toute intervention pour éviter des risques excessifs pour le personnel et le public, ou tout dommage à l'environnement. L'observation directe du verre-regard (si disponible) ou de l'indicateur de niveau d'huile peut être utilisée pour surveiller les fuites et les déversements d'huile.

9.2 Fréquence des examens de l'huile en service

Il est impossible de définir une fréquence des examens des huiles en service qui soit applicable à toutes les situations possibles. Il convient que les propriétaires de matériels fixent leurs fréquences à partir d'une évaluation approfondie des risques, en tenant compte de leurs propres exigences et conditions de service, ainsi que des recommandations de maintenance du fabricant du matériel.

La fréquence optimale dépend du type, de la fonction, de la tension, de la puissance, de la constitution et des conditions d'exploitation du matériel, ainsi que de l'état de l'huile, déterminé par les analyses précédentes. Un compromis doit souvent être trouvé entre les facteurs économiques et les exigences de fiabilité.

Il est encore plus difficile de déterminer la fréquence des essais et les niveaux acceptables de dégradation de l'huile isolante pour toutes ses applications du fait des différences dans les politiques d'exploitation, les exigences liées à la fiabilité et les types de systèmes électriques. Par exemple, les grandes sociétés d'alimentation peuvent trouver peu économique l'application complète de ces recommandations aux transformateurs de distribution. Inversement, un utilisateur industriel, dont les activités dépendent de la fiabilité de son alimentation électrique, peut instituer des contrôles plus fréquents et plus stricts sur la qualité de l'huile comme moyen de prévenir les défaillances d'alimentation.

Le Tableau 4, à titre de guide, suggère des fréquences d'essais adaptées aux différents types de matériels. Cependant, certains matériels sont conçus avec des systèmes destinés à contrôler ou à empêcher l'exposition de l'huile à l'air. Lorsque ces systèmes sont maintenus en bon état, il peut être approprié de réduire la fréquence des essais d'après l'analyse de cycle de vie (ACV), la gestion du cycle de vie (GCV) et l'évaluation des risques (ER), ou les deux.

Comme certains paramètres tels que la teneur en eau et la tension de claquage peuvent être soumis à un taux de variation rapide, il convient de les soumettre à une fréquence d'essai accrue et de demander des recommandations supplémentaires concernant la fréquence exigée à l'expert compétent qui peut fournir le jugement technique exigé.

Il convient que les utilisateurs finaux de matériels électriques remplis de liquide et soumis à des contraintes environnementales ou de fonctionnement particulières, telles que l'exposition solaire, l'exploitation offshore, ou une tension maximale ≥ 400 kV (transformateurs de catégorie O dans l'édition précédente), effectuent une évaluation conformément aux recommandations ci-dessus et fixent des périodes de fréquence d'échantillonnage et des valeurs limites conformément à leur politique interne d'évaluation des risques et de maintenance. Cela peut se traduire par des essais plus fréquents ou des limites plus onéreuses que les recommandations fournies dans le Tableau 4 et les Tableaux 5 à 9.

En général, il convient d'effectuer des mesurages de contrôle à partir des critères suivants:

- a) sauf spécification contraire, les caractéristiques peuvent être vérifiées périodiquement, aux intervalles suggérés dans le Tableau 4;

- b) la fréquence d'examen peut être augmentée si l'une des propriétés significatives indique que l'huile est dans un état "Juste correct" ou "Mauvais", ou lorsque le suivi de tendance indique des modifications significatives;
- c) une élévation de température et la présence d'oxygène et d'eau accélèrent l'oxydation de l'huile. Par conséquent, des prélèvements d'huile plus fréquents et des essais complémentaires tels que la tension interfaciale peuvent être nécessaires pour les transformateurs fortement chargés;
- d) il convient d'établir la fréquence des essais à partir d'une évaluation du prix et du bénéfice fondée sur l'analyse du cycle de vie et l'évaluation des risques. Pour certains propriétaires, cette approche peut impliquer des fréquences d'essai différentes de celles indiquées dans le Tableau 4.

Tableau 4 – Fréquences d'essais recommandées ^a

Propriété ^b	Catégorie du matériel ^{c i}									
	A	B	C ^d	D ^e	E ^e	F	G	H	K ^e	L ^e
Groupe 1 (essais individuels de série) ^f – années	1-2	1-4	1-12	1-2	2-6	2-6	2-6	2-12	3-12	3-12
Groupe 2 (essais complémentaires)	^g									
Groupe 3 (essais d'investigation spéciaux)	^h									
Groupe 3 (teneur en passivant)	6 mois ou moins, selon la vitesse de diminution et la valeur absolue.									

^a Ces périodes proposées se réfèrent à un programme normal de maintenance de routine et aux essais décrits dans le présent document. Si une ou plusieurs des propriétés mesurées indiquent que l'huile est dans un état "Juste correct" ou "Mauvais", ou si une tendance de vieillissement anormale est observée, il convient de raccourcir ces périodes selon l'importance du matériel. Ces périodes peuvent également être raccourcies dans le cas d'huiles contaminées par des PCB afin de réduire le plus possible tout impact potentiel sur l'environnement dû à un dysfonctionnement du matériel.

^b Les Groupes 1, 2 et 3 sont définis à l'Article 3 et dans une note au bas du Tableau 2.

^c Les catégories de matériels sont définies dans le Tableau 1.

^d Voir le 9.2 d).

^e Catégories D, E, K et L. Après le prélèvement du premier échantillon, l'utilisateur, après consultation avec le fabricant, le laboratoire ou les deux, peut décider de prolonger la période d'échantillonnage.

^f Les essais du Groupe 1 doivent être réalisés après le remplissage initial ou un nouveau remplissage du transformateur, avant la mise sous tension.

^g Ces essais peuvent être réalisés périodiquement, mais moins fréquemment que les essais individuels de série. La fréquence dépend du type d'huile, de l'ancienneté et du matériel. Il convient d'effectuer les premiers mesurages (de repère) dans le matériel neuf ou remis à neuf avant la mise sous tension.

^h Il s'agit d'essais très particuliers, qui sont effectués seulement dans certaines circonstances particulières.

ⁱ Pour les transformateurs de traction, l'échantillonnage peut être fondé sur la distance plutôt que sur le temps.

9.3 Procédures d'essais

9.3.1 Généralités

Le lieu de réalisation des essais ainsi que le nombre et le type des essais qui peuvent être exécutés sur un échantillon d'huile donné peuvent dépendre des circonstances locales et de considérations économiques.

Le niveau de dégradation et le degré de contamination des huiles en service varient beaucoup. En général, un seul type d'essai est insuffisant pour évaluer l'état d'un échantillon d'huile.

Il convient de préférence de fonder l'évaluation de cet état sur l'examen de plusieurs caractéristiques significatives, mesurées par des laboratoires convenablement équipés et qualifiés. Cependant, certains utilisateurs considèrent qu'il est avantageux d'effectuer des essais de dépistage sur site.

9.3.2 Essais sur site

Dans certaines circonstances, il est nécessaire d'effectuer des essais à proximité du point de prélèvement plutôt qu'en laboratoire. Ceux-ci sont habituellement réalisés pour répondre aux exigences suivantes:

- obtenir une estimation rapide de l'état de l'huile;
- établir la classification des huiles usagées en service (voir le 9.4);
- éliminer toute modification des propriétés des échantillons d'huile due à leur transport vers le laboratoire, à leur stockage ou aux deux.

Les essais sur site sont habituellement réalisés à l'aide de mini-laboratoires mobiles ou de matériel d'essai robuste et transportable. Les essais sur site peuvent également être effectués s'il y a sur place des instruments d'essais en ligne qui ont une exactitude comparable à celle des instruments d'essais de laboratoire.

Les essais sur site réalisés à l'aide de matériel d'essai mobile peuvent fournir des résultats moins exacts que les essais en laboratoire en raison d'un environnement moins contrôlé. Les essais sur site se limitent habituellement à l'examen visuel (couleur et aspect), à la tension de claquage, à la teneur en eau et à l'acidité. Ces essais peuvent parfois être utilisés pour l'évaluation des huiles usagées en service conformément au 9.4 même si, plus souvent, les essais sur site sont effectués pour identifier des échantillons d'huile qui nécessitent une évaluation en laboratoire.

9.3.3 Essais en laboratoire

Un programme d'examen complet comprend tous les essais répertoriés dans le Tableau 2. Cependant, ces essais peuvent être divisés en trois groupes, et les essais applicables à un ou plusieurs groupes peuvent être exigés, selon les exigences spécifiques (voir le Tableau 2 et le Tableau 4).

9.4 Classification des états des huiles en service

9.4.1 Généralités

Il est virtuellement impossible d'établir des règles strictes pour évaluer les huiles en service ou pour recommander des limites d'essai qui correspondent à toutes les applications possibles des huiles isolantes en service. Il convient de ne décider de la classification et de toute action corrective en conséquence qu'après avoir dûment examiné les résultats de tous les essais, l'ancienneté et le type de matériel. L'évolution de tels résultats sur une certaine période est considérée comme une information essentielle pour la prise de décision finale.

Selon l'expérience industrielle locale ou actuelle, les huiles en service peuvent être classées dans les catégories "Satisfaisant", "Juste correct" ou "Mauvais" en fonction de l'évaluation des propriétés importantes et de la possibilité de redonner à ces propriétés les caractéristiques souhaitées. Des recommandations spécifiques au matériel sont données dans les Tableaux 5 à 9 pour faciliter le processus de classification.

- Satisfaisant
Huile en état normal; poursuivre l'échantillonnage normal.
- Juste correct
Dégradation de l'huile détectable; un échantillonnage plus fréquent est recommandé (voir les Tableaux 5 à 9).

- Mauvais

Dégradation anormale de l'huile; programmer des actions efficaces.

Pour tous les types de matériels, toujours se référer au manuel d'utilisation et de maintenance du fabricant pour obtenir des informations et des recommandations spécifiques au modèle. Lorsque le fabricant a fourni des valeurs limites, celles-ci doivent prévaloir.

9.4.2 Transformateurs

Voir le Tableau 5 pour obtenir des recommandations.

9.4.3 Changeurs de prises

Voir le Tableau 6 et le Tableau 5 pour obtenir des recommandations. Le Tableau 6 fournit des recommandations concernant les paramètres spécifiques aux changeurs de prises en charge (OLTC, *On-Load Tap-Changers*) sous vide ou non. Pour les OLTC sous vide et les changeurs de prises hors tension (DETC, *De-Energized Tap-Changers*), des recommandations supplémentaires concernant les paramètres pertinents qui ne sont pas décrits dans le Tableau 6 peuvent être obtenues dans le Tableau 5. Les valeurs pouvant être différentes pour les différents types d'OLTC, les limites des fabricants (lorsqu'elles sont disponibles) prévalent.

Pour les OLTC sous vide, aucun remplacement régulier de l'huile en fonction du temps ou de l'état n'est généralement nécessaire, et il convient que le vieillissement de l'huile soit similaire à celui de l'huile contenue dans la cuve principale du transformateur. Par conséquent, la surveillance de l'acidité, de la teneur en inhibiteurs et de la teneur en passivants est appropriée, comme pour les transformateurs.

Tous les OLTC présentent une certaine quantité de dépôts dans leur compartiment à huile, en raison de l'usure abrasive normale. Les modèles qui ne sont pas sous vide peuvent présenter des quantités significatives de dépôts et de boues, en raison de l'érosion par contact et de la détérioration de l'huile qui apparaissent pendant leur durée de vie normale. Par conséquent, les valeurs limites pour la couleur, l'aspect, le facteur de dissipation diélectrique, la résistivité, les dépôts et les boues ne peuvent pas être fournies.

Il convient que les OLTC sous vide maintiennent un haut niveau de qualité d'huile pendant toute leur durée de vie en service, et que seules des particules issues de l'usure mécanique soient présentes. Les OLTC qui ne sont pas sous vide peuvent présenter des quantités élevées de particules en raison du contact normal et de l'usure mécanique. En outre, l'activité normale de rupture d'arc peut produire des niveaux élevés de carbone dans l'huile.

9.4.4 Transformateurs de mesure et de protection

Voir le Tableau 7 et le Tableau 5 pour obtenir des recommandations. Le Tableau 7 fournit des recommandations concernant les paramètres spécifiques aux transformateurs de mesure et de protection. Pour obtenir des recommandations concernant les paramètres qui ne sont pas décrits dans le Tableau 7, se référer à la catégorie appropriée du Tableau 5.

Normalement, la quantité d'huile dans les transformateurs de mesure est limitée; par conséquent, il n'est pas habituel de procéder à un échantillonnage de routine. En cas d'échantillonnage, il convient de tenir compte de l'effet sur le niveau et la pression de l'huile.

9.4.5 Disjoncteurs et appareillages de connexion

Voir le Tableau 8 et le Tableau 5 pour obtenir des recommandations. Le Tableau 8 fournit des recommandations concernant les paramètres spécifiques aux disjoncteurs et aux appareillages de connexion. Pour les autres paramètres qui ne sont pas décrits dans le Tableau 8, se référer à la Catégorie C du Tableau 5 pour obtenir des recommandations.

Selon leur connaissance et leur expérience de leur installation spécifique, les propriétaires de matériels qui exploitent de grands parcs peuvent décider d'appliquer des valeurs limites différentes de celles décrites dans le Tableau 8 et le Tableau 5, ou ils peuvent choisir de changer régulièrement l'huile du matériel, car ils ont déterminé que cela était plus économique que de gérer un système de contrôle de l'huile, en particulier aux tensions de distribution.

9.4.6 Traversées remplies d'huile et au papier imprégné

Voir le Tableau 9 et le Tableau 5 pour obtenir des recommandations. Le Tableau 9 fournit des recommandations concernant les paramètres spécifiques aux traversées remplies d'huile et au papier imprégné (OIP). Pour obtenir des recommandations concernant les paramètres qui ne sont pas décrits dans le Tableau 9, se référer à la catégorie appropriée du Tableau 5.

Le prélèvement d'échantillons d'huile est généralement effectué si d'autres méthodes de diagnostic des traversées indiquent un problème ou ont donné un résultat non concluant.

Normalement, la quantité d'huile dans les traversées est limitée; par conséquent, il n'est pas habituel de procéder à un échantillonnage de routine. Il convient que les utilisateurs se réfèrent à une méthode d'échantillonnage approuvée avant d'entreprendre tout travail d'échantillonnage. En cas d'échantillonnage, il convient de tenir compte de l'effet sur le niveau et la pression de l'huile. En raison des faibles volumes d'huile dans les traversées, un appoint peut être nécessaire après le prélèvement d'échantillons. Il n'est pas recommandé de prélever des échantillons d'huile dans les traversées sans jauge de niveau d'huile.

Lorsque des échantillons d'huile sont prélevés pour analyse, les essais se limitent généralement à l'analyse des gaz dissous (DGA, *Dissolved Gas Analysis*) et à la teneur en eau.

Les traversées inondées avec la même huile que celle de la cuve principale du transformateur ne sont pas couvertes par le Tableau 9. Se référer à la catégorie appropriée du Tableau 5 pour obtenir des recommandations.

9.5 Action corrective

En général, deux types de contaminations et de détériorations de l'huile peuvent être envisagés: physique et chimique. Chacun exige différentes actions correctives, comme cela est décrit dans les Tableaux 5 à 9 ci-après. Le Tableau 10 fournit un récapitulatif des actions correctives.

Des recommandations détaillées pour les types d'installations se trouvent dans le tableau correspondant. Lorsque cela est indiqué, des recommandations supplémentaires pour tous les types d'installations peuvent être obtenues dans le Tableau 5. Pour obtenir des recommandations sur les tableaux et essais applicables, ainsi que sur les considérations relatives aux essais pour chaque type d'installation, voir les 9.4.2 à 9.4.6.

Il convient également de noter les recommandations suivantes:

- a) lorsqu'un résultat d'essai est en dehors des limites recommandées dans les Tableaux 5 à 9, il convient de le comparer aux résultats antérieurs et, si nécessaire, de se procurer un nouvel échantillon pour confirmation avant d'entreprendre une quelconque action;
- b) si une dégradation rapide ou une accélération de la vitesse de dégradation est observée, il convient d'augmenter sans tarder la fréquence des essais (voir le Tableau 4) et de mettre en œuvre une action correctives appropriée. Il peut être souhaitable de consulter le fabricant du matériel.

10 Interprétation des résultats

Tableau 5 – Transformateurs et bobines d'inductance – Application et interprétation des essais

Propriété	Catégorie ^a	Conditions, limites et actions recommandées ^{b, c}			Notes
		Condition: Satisfaisant	Condition: Juste correct	Condition: Mauvais	
Couleur	A, B, C	Limites >> Actions >>	< 2 Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	> 6 Selon ce que préconisent les autres essais.	En général, il convient de ne pas prendre de mesure en fonction de la couleur. Un changement, notamment un changement rapide de la couleur, peut indiquer un vieillissement et il convient de l'étudier à l'aide d'autres essais. Certaines huiles peuvent être de couleur foncée, mais être en bon état. Par conséquent, il convient de ne pas utiliser la couleur comme indicateur de l'état de santé.
		Limites >> Actions >>	Limpe, exempt de dépôts et de matières en suspension. Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Terme, trouble ou les deux. Selon ce que préconisent les autres essais.	
Tension de claquage (kV)	A	Limites >>	> 60	< 50	Des températures d'échantillonnage élevées (> 50 °C) peuvent conduire à de mauvais résultats lors d'une évaluation à température ambiante en laboratoire. Dans ces cas, il convient de prélever à nouveau des échantillons à des températures plus basses. Les utilisateurs peuvent également se référer à l'Annexe C pour obtenir des recommandations sur la normalisation de la teneur en eau et sur la façon dont elle peut influencer la tension de claquage.
	B	Limites >>	> 50	< 40	
	C	Limites >>	> 40	< 30	
		Actions >>	Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Vérifier la source de contamination par l'eau ou les particules, prélever un nouvel échantillon. Si une teneur élevée en eau est confirmée, envisager de sécher l'isolation solide ou de filtrer pour éliminer et identifier les particules.	

Propriété	Catégorie ^a	Conditions, limites et actions recommandées ^{b, c}			Notes
		Condition: Satisfaisant	Condition: Juste correct	Condition: Mauvais	
Teneur en eau (mg/kg à la température de fonctionnement du transformateur)	A	Limites >>	15 à 20	> 20	Les valeurs de teneur en eau doivent toujours être évaluées en même temps que les valeurs de la tension de claquage. En cas de suspicion d'un problème d'humidité, il est recommandé d'effectuer des prélèvements à différentes températures. Dans le cas d'un état "Mauvais" dû à une teneur élevée en eau dans l'huile, il est recommandé d'effectuer une surveillance en ligne avec un mesurage de la saturation relative. L'Annexe B fournit des recommandations sur les limites de la saturation relative.
	B	Limites >>	20 à 30	> 30	
	C	Limites >>	30 à 40	> 40	
	Actions >>	Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres, tels que la tension de claquage, la teneur en particules et peut-être le FDD ou la résistivité et l'acidité.	Vérifier la source d'eau, prélever un nouvel échantillon. Envisager une surveillance avec le transformateur en ligne (si possible) à l'aide d'un matériel fixe ou portable. Lorsque des échantillons supplémentaires ou une surveillance en ligne confirment des valeurs de saturation élevées (voir l'Annexe B), il est recommandé de sécher l'isolation solide.	
Acidité ^d (mg _{KOH} /g _{oil})	A	Limites >>	0,10 à 0,15	> 0,15	À partir de la valeur limite indiquée ci-dessus, il peut alors être décidé de fixer une valeur à laquelle régénérer l'huile (voir le 14.4) ou, en variante, si cela s'avère plus économique, de remplacer l'huile (voir l'Article 12).
	B	Limites >>	0,10 à 0,20	> 0,20	
	C	Limites >>	0,15 à 0,30	> 0,30	
	Actions >>	Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Échantillonnage plus fréquent. Vérifier la présence de dépôts et de boues. Une huile inhibée qui a atteint des valeurs "Juste correct" a peut-être perdu sa protection contre l'oxydation.		

Propriété	Catégorie ^a	Conditions, limites et actions recommandées ^{b, c}				Notes
		Condition: Satisfaisant	Condition: Juste correct	Condition: Mauvais		
Facteur de dissipation diélectrique à 90 °C de 40 Hz à 60 Hz	A	Limites >>	< 0,10	0,10 à 0,20	> 0,20	Envisager de régénérer l'huile (voir le 14.4) ou, en variante, si cela est plus économique, de remplacer l'huile (voir l'Article 12).
	B, C	Limites >>	< 0,10	0,10 à 0,50	> 0,50	
		Actions >>	Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres.		
Résistivité à 90 °C (GΩm)	A	Limites >>	> 10	3 à 10	< 3	Envisager de régénérer l'huile (voir le 14.4) ou, en variante, si cela est plus économique, de remplacer l'huile (voir l'Article 12).
	B, C	Limites >>	> 3	0,2 à 3	< 0,2	
		Actions >>	Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres.		
Teneur en inhibiteur (huiles inhibées uniquement)	A, B, C	Limites >>	> 60 % de la valeur d'origine.	40 % à 60 % de la valeur d'origine.	< 40 % de la valeur d'origine.	Ces recommandations s'appliquent aux huiles inhibées à l'origine et aux huiles non inhibées régénérées auxquelles un inhibiteur a été ajouté. Pour obtenir des recommandations supplémentaires, les utilisateurs peuvent s'adresser au fournisseur d'huile.
		Actions >>	Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Échantillonnage plus fréquent. Lorsque l'acidité est $\leq 0,08 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{oil}}$ et la TIF $\geq 28 \text{ mN/m}$, envisager une réinhibition au niveau de la ligne de base d'origine, en fonction de l'expérience locale. Lorsque l'acidité est $> 0,08 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{oil}}$ ou la TIF $< 28 \text{ mN/m}$, la réinhibition est inefficace. Envisager de régénérer (voir le 14.4) ou de changer l'huile (voir l'Article 12).	Échantillonnage plus fréquent. Lorsque l'acidité est $\leq 0,08 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{oil}}$ et la TIF $\geq 28 \text{ mN/m}$, envisager une réinhibition au niveau de la ligne de base d'origine, en fonction de l'expérience locale. Lorsque l'acidité est $> 0,08 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{oil}}$ ou la TIF $< 28 \text{ mN/m}$, la réinhibition est inefficace. Envisager de régénérer (voir le 14.4) ou de changer l'huile (voir l'Article 12).	

Propriété	Catégorie ^a	Conditions, limites et actions recommandées ^{b, c}			Notes
		Condition: Satisfaisant	Condition: Juste correct	Condition: Mauvais	
Teneur en passivant (mg/kg)	A, B, C	Limites >> Actions >>	50 à 70 mg/kg ou > 70 mg/kg, avec une vitesse de diminution importante > 10 mg/kg/an Assurer une surveillance régulière.	< 50 mg/kg Éliminer la source de corrosion en changeant l'huile (voir l'Article 12) ou en éliminant les composés corrosifs au moyen de traitements appropriés de l'huile, ou comme solution à court terme, remplir avec un nouveau passivant, jusqu'à ≤ 100 mg/kg (voir l'Article 13)	Avec une huile vieillie, et particulièrement une huile non inhibée, il existe un risque plus important d'appauvrissement rapide du passivant.
		Limites >> Actions >>	Pas de dépôts. Les résultats inférieurs à 0,02 % en masse peuvent être négligés. Aucune action exigée.	Dépôts détectés. Lorsque des dépôts sont détectés, retraiter l'huile ou régénérer l'huile ou les deux (14.3). En variante, si cela s'avère plus économique, remplacer l'huile (voir l'Article 12).	
Boues (%)	A, B, C	Limites >> Actions >>	Pas de boues précipitables. Les résultats inférieurs à 0,02 % en masse peuvent être négligés. Aucune action exigée.	Boues détectées. Lorsque des boues précipitables sont détectées, régénérer l'huile (voir le 14.4). En variante, si cela s'avère plus économique, remplacer l'huile (voir l'Article 12).	Pas un essai individuel de série. À réaliser uniquement lorsque les valeurs de la BDV, de l'acidité et du FDD sont proches des limites.
		Limites >> Actions >>	Pas de boues précipitables. Les résultats inférieurs à 0,02 % en masse peuvent être négligés. Aucune action exigée.	Boues détectées. Lorsque des boues précipitables sont détectées, régénérer l'huile (voir le 14.4). En variante, si cela s'avère plus économique, remplacer l'huile (voir l'Article 12).	

Propriété	Catégorie ^a	Conditions, limites et actions recommandées ^{b, c}				Notes
			Condition: Satisfaisant	Condition: Juste correct	Condition: Mauvais	
Tension interfaciale (mN/m)	A, B, C					Peut être un essai individuel de série pour l'huile inhibée, généralement pas un essai individuel de série pour l'huile non inhibée. Cet essai est le plus utile au début de la vie de l'huile, car il peut indiquer un stade précoce d'oxydation ou de contamination.
	Inhibée	Limites >>	> 28	22 à 28	< 22	
	Non inhibée	Limites >>	> 25	20 à 25	< 20	
		Actions >>	Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Échantillonnage plus fréquent.	Lorsque de mauvais résultats sont observés, se référer à d'autres essais tels que l'acidité et le FDD, ainsi qu'à d'autres essais qui peuvent confirmer le vieillissement de l'huile.	
Soufre corrosif et soufre potentiellement corrosif	A, B, C	Limites >>	Non corrosif et non potentiellement corrosif.		Corrosif ou potentiellement corrosif	La nécessité d'actions correctives doit être évaluée attentivement à l'issue d'une étude qui vise à évaluer les risques (voir le 7.19). Après l'ajout d'un passivant de métaux à l'huile, il est nécessaire de surveiller régulièrement la concentration du passivant. Dans le cas d'un appauvrissement continu de la concentration du passivant, éliminer la cause de la corrosivité conformément aux actions recommandées.
		Actions >>	Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.		Effectuer une évaluation des risques – ajouter un passivant de métaux (par exemple, des dérivés du triazole) ou – éliminer la source de la corrosivité en changeant l'huile (voir l'Article 12) ou en éliminant les composés corrosifs au moyen de traitements de l'huile appropriés. Mesurer le DBDS Voir ^e	

Propriété	Catégorie ^a	Conditions, limites et actions recommandées ^{b, c}			Notes
		Condition: Satisfaisant	Condition: Juste correct	Condition: Mauvais	
Point d'éclair	A, B, C	Limites >>	Diminution < 10 %	Diminution ≥ 10 %	Pas un essai individuel de série. Peut être nécessaire lorsqu'une odeur anormale est détectée, à la suite d'un défaut interne ou lorsque le transformateur vient d'être rempli. Peut être soumis à la législation et aux réglementations locales.
		Actions >>	Aucune action exigée.	Le matériel peut exiger un examen. Effectuer des recherches.	
PCB	A, B, C	Limites >>	Contamination par des PCB non détectable.	PCB détectés Au-dessus des limites soumises aux réglementations locales.	Peut être soumis à la législation et aux réglementations locales.
		Actions >>	Aucune action exigée.	Peut être soumis aux réglementations locales.	
^a Catégorie de matériels (voir le Tableau 1).					
^b S'assurer que l'échantillonnage a été réalisé correctement, que la valve d'échantillonnage a été correctement nettoyée avant l'échantillonnage (Article 6) et que les durées de transport et stockage dans le laboratoire étaient courtes.					
^c Il convient de n'effectuer aucune action en se fondant sur un résultat unique et pour une seule propriété. Tous les résultats doivent être confirmés par un nouvel échantillonnage, en particulier si le résultat apparaît anormal par rapport à la tendance des résultats obtenus précédemment.					
^d Les valeurs d'acidité sont habituelles pour les huiles non inhibées. Les huiles inhibées qui ont une teneur en inhibiteurs "Satisfaisante" présentent des valeurs d'acidité plus faibles qui ne sont pas présumées atteindre l'état "Mauvais".					
^e Si l'essai de corrosivité de l'huile est positif et si du DBDS est présent, suivre les recommandations des Brochures 378:2009 [12] et 625:2015 [13] du CIGRÉ pour les actions appropriées d'atténuation du risque.					

Tableau 6 – Changeurs de prises – Application et interprétation des essais

Propriété	Catégorie ^a	Conditions, limites et actions recommandées ^{b, c}			Notes
		Condition: Satisfaisant	Condition: Juste correct	Condition: Mauvais	
Tension de claquage (kV)	F en étoile (Y)	≥ 30 kV		< 30 kV	Si la configuration de l'OLTC n'est pas connue, alors il convient d'appliquer la recommandation en triangle ou extrémité de ligne.
	F en triangle (Δ) ou extrémité de ligne	≥ 40 kV		< 40 kV	
		Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Type sans vide – Procéder à la maintenance, y compris au remplacement de l'huile. Type sous vide – Vérifier la source de contamination par l'eau ou les particules, prélever un nouvel échantillon. Si la contamination est confirmée, retraiter ou remplacer l'huile.		
Teneur en eau (mg/kg à la température de fonctionnement du transformateur)	F en étoile (Y)	< 15 mg/kg	15 à 40 mg/kg	> 40 mg/kg	La valeur de la teneur en eau doit être étudiée conjointement à la valeur de la tension de claquage. La valeur de la tension de claquage est d'une importance primordiale. Lors du retraitement de l'huile, tenir compte de l'humidité résiduelle dans l'isolation solide, qui peut exiger plusieurs processus de séchage ou un remplacement répété de l'huile.
	F en triangle (Δ) ou extrémité de ligne	< 15 mg/kg	15 à 30 mg/kg	> 30 mg/kg	
		Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal. Pour les changeurs de prises sous vide, envisager un échantillonnage plus fréquent.	Vérifier la source d'eau. Type sans vide – Procéder à la maintenance, y compris au remplacement de l'huile. Type sous vide – Retraitier ou remplacer l'huile.	

^a Catégorie de matériels (voir le Tableau 1).

^b S'assurer que l'échantillonnage a été réalisé correctement, que la valve d'échantillonnage a été correctement nettoyée avant l'échantillonnage (Article 6) et que les durées de transport et stockage dans le laboratoire étaient courtes.

^c Il convient de n'effectuer aucune action en se fondant sur un résultat unique et pour une seule propriété. Tous les résultats doivent être confirmés par un nouvel échantillonnage, en particulier si le résultat apparaît anormal par rapport à la tendance des résultats obtenus précédemment.

Tableau 7 – Transformateurs de mesure et de protection – Application et interprétation des essais

Propriété	Catégorie ^a	Conditions, limites et actions recommandées ^{b, c}			Notes
		Condition: Satisfaisant	Condition: Juste correct	Condition: Mauvais	
Teneur en eau (mg/kg à la température de fonctionnement du transformateur)	D	Limites >>	20 à 30	> 30	La valeur de la teneur en eau doit toujours être évaluée en même temps que la valeur de la tension de claquage.
	E	Limites >>	30 à 40	> 40	
		Actions >> Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres, tels que la tension en claquage, la teneur en particules et peut-être le FDD ou la résistivité et l'acidité.	Vérifier la source d'eau, prélever un nouvel échantillon. Vérifier les joints et les garnitures; si les valeurs sont confirmées comme étant supérieures aux limites, effectuer une évaluation des risques pour confirmer que le transformateur peut rester en service.	
Facteur de dissipation diélectrique à 90 °C de 40 Hz à 60 Hz	D	Limites >>	0,01 à 0,10	> 0,10	Si les valeurs sont confirmées comme étant supérieures aux limites, effectuer une évaluation des risques pour confirmer que le transformateur peut rester en service.
	E	Limites >>	0,10 à 0,30	> 0,30	
		Actions >> Aucune action exigée, continuer l'échantillonnage normal.	Échantillonnage plus fréquent. Vérifier les autres paramètres.		

^a Catégorie de matériels (voir le Tableau 1).

^b S'assurer que l'échantillonnage a été réalisé correctement, que la valve d'échantillonnage a été correctement nettoyée avant l'échantillonnage (Article 6) et que les durées de transport et stockage dans le laboratoire étaient courtes.

^c Il convient de n'effectuer aucune action en se fondant sur un résultat unique et pour une seule propriété. Tous les résultats doivent être confirmés par un nouvel échantillonnage, en particulier si le résultat apparaît anormal par rapport à la tendance des résultats obtenus précédemment.

