

TECHNICAL REPORT

RAPPORT TECHNIQUE

Guidance on the interpretation of carbon dioxide and 2-furfuraldehyde as markers of paper thermal degradation in insulating mineral oil

Guide pour l'interprétation du dioxyde de carbone et du 2-furfuraldéhyde comme marqueurs de la dégradation thermique du papier dans de l'huile minérale isolante



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2015 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 Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

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 also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

65 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

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: csc@iec.ch.

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.

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

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

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 aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

65 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

TECHNICAL REPORT

RAPPORT TECHNIQUE

Guidance on the interpretation of carbon dioxide and 2-furfuraldehyde as markers of paper thermal degradation in insulating mineral oil

Guide pour l'interprétation du dioxyde de carbone et du 2-furfuraldéhyde comme marqueurs de la dégradation thermique du papier dans de l'huile minérale isolante

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.040.10

ISBN 978-2-8322-3085-5

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

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references	7
3 Significance.....	8
3.1 General.....	8
3.2 Thermal and mechanical degradation of paper	8
3.2.1 General	8
3.2.2 Impact of temperature.....	8
3.2.3 Impact of humidity and oxygen	9
3.3 Symptoms of paper ageing in insulating oil	10
3.3.1 General	10
3.3.2 Volatile by-products	11
3.3.3 Soluble by-products.....	11
3.3.4 Insoluble by-products	11
3.4 Operational parameters influencing paper thermal ageing.....	11
3.5 Role of oil type and condition	12
3.6 Fault conditions that may affect thermal ageing.....	12
3.7 Maintenance operations that may affect thermal ageing indicators	13
3.7.1 General	13
3.7.2 Effects of oil reconditioning.....	13
3.7.3 Effects of oil reclamation	13
3.7.4 Effects of oil change	13
4 Monitoring protocol	14
4.1 General.....	14
4.2 Parameters	14
4.2.1 Basic monitoring	14
4.2.2 Complementary monitoring	14
4.3 Recommended testing frequencies	14
5 Typical values of paper ageing symptoms.....	15
5.1 General.....	15
5.2 Families of equipment.....	15
6 Estimation of paper thermal degradation and ageing rate	16
6.1 General approach	16
6.2 Practice	16
7 Actions	17
Annex A (informative) Typical values tables	19
A.1 General warning	19
A.2 2-FAL typical values	19
A.2.1 General	19
A.2.2 Family: GSU (generation step-up units)	19
A.2.3 Family: network transmission units	20
A.2.4 Family: large distribution units	20
A.2.5 Family: industrial distribution units.....	20
A.2.6 Family: LVDC units	21

A.3	Carbon dioxide typical values.....	21
A.3.1	General	21
A.3.2	Family: GSU (generation step-up units)	21
A.3.3	Family: network transmission units	21
A.3.4	Family: large distribution units	22
A.3.5	Family: industrial distribution units	22
A.3.6	Family: LVDC units	22
	Bibliography.....	23

Figure 1 – Schematic diagram showing rate of ageing k , depending on different ageing mechanisms.....	9
---	---

Figure 2 – Relationship between mechanical properties of insulating paper and paper degree of polymerization (DP) [5].....	10
--	----

Figure 3 – Example of flow-chart for the estimation of paper degradation conditions.....	17
--	----

Table A.1 – 2-FAL typical values for GSU transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 1 860 units).....	19
--	----

Table A.2 – 2-FAL typical values for GSU transformers, filled with inhibited mineral oil (based on a population of 176 units)	19
---	----

Table A.3 – 2-FAL typical values for network transmission transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 2 845 units)	20
--	----

Table A.4 – 2-FAL typical values for large distribution transformers, with open breathing conservator, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 7 107 units).....	20
--	----

Table A.5 – 2-FAL typical values for large distribution transformers, with sealed conservator, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 288 units)	20
---	----

Table A.6 – 2-FAL typical values for industrial distribution transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 3 885 units)	20
---	----

Table A.7 – 2-FAL typical values for LVDC transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 360 units)	21
--	----

Table A.8 – CO ₂ typical values for GSU and excitation transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 1 098 units)	21
--	----

Table A.9 – CO ₂ typical values for network transmission transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 435 units)	21
--	----

Table A.10 – CO ₂ typical values for large distribution transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 7 291 units)	22
---	----

Table A.11 – CO ₂ typical values for industrial distribution transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 4 556 units)	22
--	----

Table A.12 – CO ₂ typical values for LVDC transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 273 units)	22
---	----

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**GUIDANCE ON THE INTERPRETATION OF CARBON DIOXIDE
AND 2-FURFURALDEHYDE AS MARKERS OF PAPER THERMAL
DEGRADATION IN INSULATING MINERAL OIL**

FOREWORD

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

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. However, a technical committee may propose the publication of a Technical Report when it has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

IEC TR 62874, which is a Technical Report, has been prepared by IEC technical committee 10: Fluids for electrotechnical applications.

This bilingual version (2016-01) corresponds to the English version, published in 2015-05.

The text of this Technical Report is based on the following documents:

Enquiry draft	Report on voting
10/903/DTR	10/917A/RVC

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

The French version of this Technical Report has not been voted upon.

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 62874:2015

INTRODUCTION

The cellulosic solid insulation of transformers and other electrical apparatus is subject to thermal degradation during their operational lifetime. This results in a progressive loss of paper's mechanical properties, such as tensile strength, which are related to the duration of the technical life of the equipment [3,4] ¹.

During its thermal degradation process (also called "ageing" in this Technical Report), cellulose forms several by-products, some of which may be detected by means of insulating oil's chemical analysis [1,2]. The concentration and rate of increase of those by-products can be used as a tool to estimate the progress of paper thermal degradation in transformers and other electrical apparatus in service.

For this reason, IEC technical committee 10 has prepared this Technical Report for the monitoring of insulating oil parameters related to cellulose ageing and the interpretation of results, as a guidance to the thermal degradation evaluation of insulating paper.

This Technical Report is based on the evaluation of cellulose ageing by-products content in insulating oil, and their rate of formation during the life of the oil-immersed electrical equipment. Statistical reference values reported in Annex A of this Technical Report are based on data collected by TC10. The final report of CIGRE WG D1.01.TF13 [7] was taken as a source of information concerning mechanisms and parameters influencing the formation of furanic compounds.

NOTE Methods for the estimation of actual degree of polymerization (DP) values of paper, which are widely available in literature, were not applied within this Technical Report. This is due to the fact that a number of different models have been developed and reported, and they often lead to different results. Moreover, the applicability of those models has not been sufficiently proven by comparison with field experience to be included into an IEC standard.

Health and safety

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

The mineral oils which are the subject of this Technical Report should be handled with due regard to personal safety and hygiene. Direct contact with eyes may cause slight irritation. In the case of eye contact, irrigation with copious quantities of clean running water should be carried out and medical advice sought.

Some of the tests specified in this Technical Report involve the use of processes that could lead to a hazardous situation. Attention is drawn to the relevant standard for guidance.

Environment

This Technical Report involves mineral oils, chemicals and used sample containers. The disposal of these items should be carried out in accordance with current national legislation with regard to the impact on the environment. Every precaution should be taken to prevent the release into the environment of mineral oil.

¹ Figures in square brackets refer to the Bibliography.

GUIDANCE ON THE INTERPRETATION OF CARBON DIOXIDE AND 2-FURFURALDEHYDE AS MARKERS OF PAPER THERMAL DEGRADATION IN INSULATING MINERAL OIL

1 Scope

IEC TR 62874, which is a Technical Report, provides guidance for the estimation of consumed thermal life of transformers' cellulosic insulators, through the analysis of some compound dissolved in the insulating mineral oil. A comparison between analytical results of 2-furfural (2-FAL) and carbon oxides and their correspondent typical values estimated for different families of equipment gives information on the estimated thermal degradation of papers.

The ageing rate of insulating papers can be evaluated, in short time ranges (e.g. 1 year), by regularly monitoring 2-FAL and carbon oxides content in the oil and by comparing them to typical rates of increase.

A statistical approach for the estimation of paper thermal degradation, and the evaluation of ageing rate is given.

Typical values for concentrations and rates of increase of the parameters related to paper ageing were extrapolated from a statistical database collected, and are reported in Annex A. They may be used as a rough guide, but they should not be considered as threshold values.

This Technical Report is only applicable to transformers and reactors filled with insulating mineral oils and insulated with Kraft paper. The approaches and procedures specified should be taken as a practical guidance to investigate the thermal degradation of cellulosic insulation, and not as an algorithm to calculate the actual degree of polymerization (DP) of papers.

The paper thermal life evaluation protocol described in this Technical Report applies to mineral oil impregnated transformers and reactors, insulated with Kraft paper. Any equipment filled with insulating liquids other than mineral oil (i.e. esters, silicones) or insulated with solid materials other than Kraft paper (i.e. TUP – thermally upgraded Kraft paper, synthetic polymers) is outside of the scope of this Technical Report.

This Technical Report is applicable to equipment that has been submitted to a regular monitoring practice during the service, and for which maintenance and fault history is known.

2 Normative references

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

None.

3 Significance

3.1 General

This Technical Report describes a statistical approach to paper thermal life evaluation. This means that all typical values are obtained from populations of transformers belonging to the same family for technical characteristics and application (see Annex A).

The approach used to collect statistical data, described in 6.1, can be applied by utilities or owners having a large population of units, to calculate individual reference values related to a specific family of transformers or reactors. This is very important because different population of transformers (i.e. operating in different climates or under different operational conditions) may have different typical values.

NOTE For an extensive survey on furanic compounds as markers for diagnosis of paper insulation degradation, see CIGRE Brochure 494/2012 [7].

3.2 Thermal and mechanical degradation of paper

3.2.1 General

There are main factors: design and materials, contaminants in the insulation system and operational conditions, that will determine the ageing of a transformer [1,2]. For the solid insulation – paper and pressboard – it means a combination of mechanical and dielectric performance, which are interlinked and synergetic. For a transformer, in the context of thermal ageing, it is the mechanical strength of the paper that matters. The ageing of paper results in a decreased mechanical strength and is assumed to reduce the ability of the transformer to withstand short circuit stress. This, however, has not been statistically demonstrated, yet.

Tensile strength, elongation and folding strength all decay with time, and more quickly at higher temperatures.

The mechanical performance of cellulosic insulation is given in terms of tensile index or degree of polymerization (DP), which are strongly influenced by ageing. The DP value is an average value of chain lengths of the cellulose molecules given as a number of glucose rings in a cellulose chain. It is measured through measurement of the viscosity of a paper solution, according to IEC 60450 [8].

It is more convenient to perform DP than tensile index, because of the limited amount of paper accessible for tests; therefore it is widely used for the evaluation of the cellulosic ageing status.

There are three main processes of degradation:

- hydrolysis;
- oxidation;
- pyrolysis.

3.2.2 Impact of temperature

Temperature affects the rate of degradation. This fact is reflected in IEC 60076-7 [3] and IEEE Std C57.91 [4] transformer loading guides.

IEC 60076-7 [3] suggests in accordance with Montsinger that the life of a transformer can be described according to Equation (1):

$$\text{Life duration} = e^{-p \times \theta} \quad (1)$$

where:

p is a constant (a value of 6 is suggested in the range 80 °C to 140 °C)

θ is the temperature in degrees Celsius.

This is a simplified version of Arrhenius law used in IEEE Std C57.91 [4].

Since a precise end-of-line criterion for a transformer is not really available, IEEE and IEC standards use an approach where ageing rate is considered. This is the inverse of lifetime – in Montsinger form:

$$\text{Rate of ageing} = \text{constant} \times e^{p \times \theta} \quad (2)$$

The constant in Equation (2) is dependent on many parameters, e.g. original quality of cellulosic products as well as environmental parameters (moisture content and oxygen in the system). A graphical representation of these influences is shown in Figure 1.

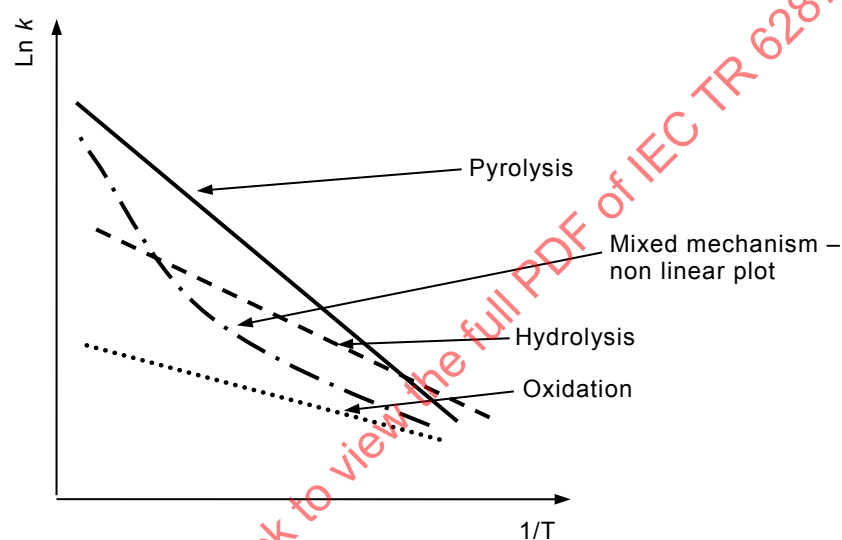


Figure 1 – Schematic diagram showing rate of ageing k , depending on different ageing mechanisms

3.2.3 Impact of humidity and oxygen

Humidity and oxygen ingress (oxidation) have an important impact on the ageing of Kraft paper. This means not only that the mechanical strength of paper rapidly decreases under ingress of moisture and air, but practically causes an increasing contamination of the combined liquid-solid insulation under these conditions. It is a consequence of the degradation products formed from oil and paper leading to a further degradation.

During the ageing of the combined cellulosic and oil insulation many by-products are formed – carbon oxides, water, acids, sludge and furanic compounds. Many of these degradation products, e.g. furanic compounds, are soluble in oil and stable enough to be used as diagnostic markers. Furanics are formed by dehydration reactions following hydrolysis of the cellulose and hemicellulose as well as by oxidative pyrolysis of cellulose. Their analytical determination is well known and reliable (see IEC 61198 [12]).

In a transformer all these processes – hydrolysis, oxidation and pyrolysis – act simultaneously, resulting in a non-linear mechanism (see Figure 1). Which process will dominate depends on the temperature and the operational parameters. In fact the application of one activation energy, although often practiced, is very difficult because of the complexity of the degradation processes.

3.3 Symptoms of paper ageing in insulating oil

3.3.1 General

The ageing of paper can be detected by direct investigation on the paper or by the measurement of by-products dissolved in the oil.

Cellulose degradation mainly affects the mechanical properties (tensile strength, elongation, burst strength, double fold strength, etc.) of paper (see Figure 2), but a direct measure of those parameters requires the sampling of a large amount of paper, which is normally impossible during the operational lifetime of a transformer. However, the relationship between the mechanical indexes and the degree of polymerization (DP) is well known. Degradation of paper does not significantly affect its resistance to the compression forces mostly and continuously applied to transformer windings through clamping.

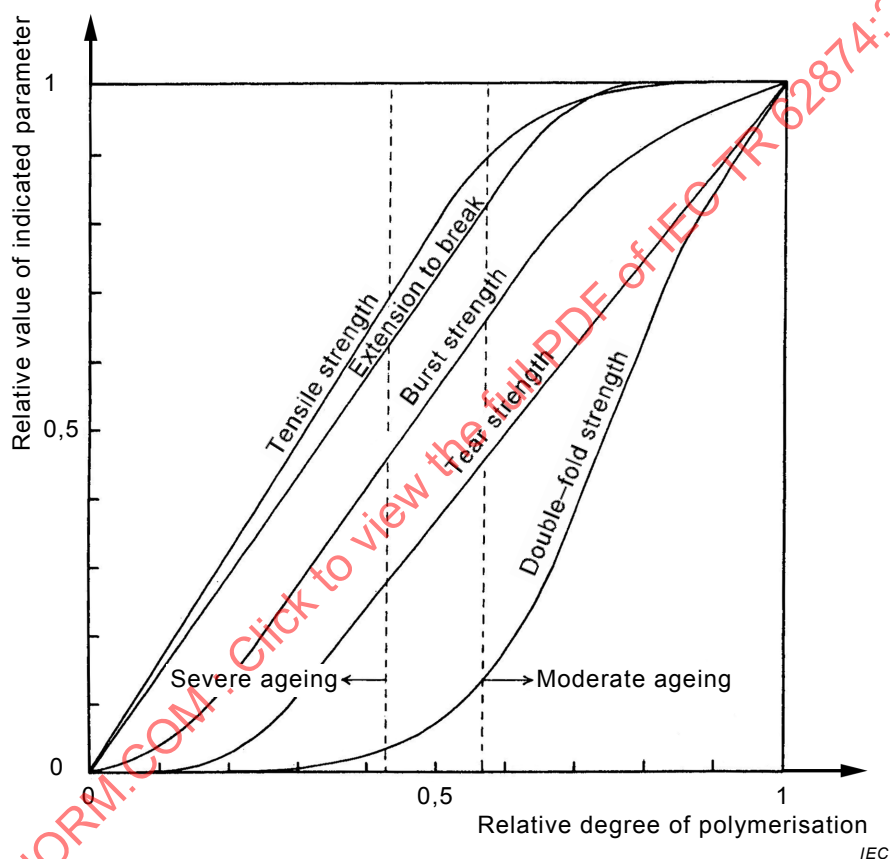


Figure 2 – Relationship between mechanical properties of insulating paper and paper degree of polymerization (DP) [5]

The DP value is the average number of glycoside rings in the cellulose polymer; in the native cellulose DP may be as high as or more than 10 000 units but after the purification process and other treatments the DP value of the electrical Kraft paper decreases to around 1 000 units (typical value: 1 200).

DP is measured in accordance with IEC 60450 [8], through measurement of the specific viscosity of a very small amount of paper dissolved in cupri-ethylene-diamine (CuED). From this measurement the intrinsic viscosity of solution is deduced and from this, using the Martin's formula, the DP value is easily calculated.

By-products of aged paper may be classified as volatile, soluble and insoluble, and are dependent on the specific decomposition process: pyrolysis, hydrolysis or oxidation.

3.3.2 Volatile by-products

Carbon oxides (CO and CO₂) are the ultimate products of cellulose degradation and are measured with dissolved gas analysis (DGA) in accordance with IEC 60567 [9]. It must be taken into account that both CO and CO₂ can be generated from oil oxidation as well.

Water can reach several per cent of the paper weight. Most of the water formed is adsorbed and retained in the solid insulation of the transformer and only a little part is dissolved in oil. Of course another contribution to total water is the ingress of moisture from atmosphere.

The detection of water in oil is performed in accordance with IEC 60814 [10].

3.3.3 Soluble by-products

A large number of oil soluble compounds (acids, alcohols, etc.) are generated from paper degradation. The most commonly used compound for diagnosis is 2-furfural (2-FAL) and its related compounds:

- 5 hydroxymethyl 2-furfural (5-HMF)
- 2 furfuryl alcohol (2-FOL)
- 2 acetylfuran (2-ACF)
- 5 methyl 2-furfural (5-MEF).

The detection of 2-FAL and related compounds in oil is performed in accordance with IEC 61198 [12].

In the same way as with water, a relevant amount of generated furanic compounds is retained in the bulk of the paper. The ratio between the concentration of furanic compounds in the paper and in the oil differs for each single compound, and is affected by temperature. Increased temperature forces the equilibrium of furanic compounds to a higher concentration in the oil. Decreased temperature forces the equilibrium of furanic compounds to a higher concentration in the paper, especially in the case of dry paper.

Paper humidity and type of paper also influence the oil-to-paper concentration ratio of furanic compounds. A wet paper tends to retain a larger amount of furanic compounds, thus reducing the oil-to-paper concentration ratio.

Furanic compounds are not highly stable, and may be degraded by oxidation, mostly in oils with high oxygen content. Decay in the concentration of 2-FAL was observed in transformers during their operation, due to its inherent instability.

Acid compounds may be formed either by cellulose and/or oil oxidation, and a high acidity often accompanies other symptoms of paper ageing.

3.3.4 Insoluble by-products

Severe paper ageing can finally lead to the fragmentation of polymeric cellulose, and small paper fibres can be detached from the paper mass.

The cellulose fibres can be detected as particles present in insulating oil, in accordance with IEC 60970 [11].

3.4 Operational parameters influencing paper thermal ageing

In addition to transformer hours of service as a key parameter in defining “real age” of paper insulation in normal working regimes, other operational parameters such as load, type of cooling and transformer sub-type have a major influence on paper thermal ageing. The nature of the oil may also be a fundamental parameter for the estimation of paper thermal ageing.

The high-load of a transformer, implying elevated operating temperatures, promotes the paper thermal degradation process, observed with some types of transformers that are often overloaded (shunt reactors, HVDC, generator step-up (GSU) in thermal power plants (TPP), high voltage inter-tie transmission transformers).

The type of cooling, in terms of cooling media (water or air) and type of flow applied (forced or natural convection), affects efficiency of heat removal, thus influencing the rate of paper thermal degradation. The most efficient cooling can be achieved by applying water as coolant in forced oil flow.

For example, it was observed in most cases that the degree of paper degradation with GSU transformers in hydro power plants (HPP) is lower than with thermal power plant GSU units, having a similar service duration. These findings are correlated to different types of cooling (OFWF versus ONAF and OFAF), hours of service and loading history of HPP and TPP units [6].

Among different transformer sub-types, air-breathing transformers are subjected to more intensive paper degradation than sealed ones, due to higher oxygen and moisture content. Elevated concentrations of oxygen and water accelerate the paper degradation process.

Since the paper degradation process is temperature driven, every environmental and operational condition that may affect the temperature can also modify the degradation rate of the solid insulation. An elevated environmental temperature or a high loading can thus increase the rate of paper degradation, resulting in a sudden increase of 2-FAL, CO₂, CO and other by-products.

3.5 Role of oil type and condition

Oil type may affect the ageing rate of paper. Inhibited oils show a lower tendency to form acidity, and the oxidation process is slackened; the effect of oxygen in the paper oxidation process is reduced.

Transformers impregnated with inhibited oil may show a lower content of 2-FAL if compared with units insulated with an uninhibited oil, even if showing the same degree of polymerization (DP) of the paper.

The effect of passivators (triazole derivatives) in the ageing of celluloses is still not well defined. By definition, metal passivators may induce a lower rate of the oil degradation process by deactivating the copper catalyst in oxidation processes, therefore slowing down the paper degradation process, but influence of metal passivators on 2-FAL concentration in the oil may not be straightforward. Some laboratory studies have shown that papers impregnated with oils to which a passivator has been added, may have a lower tendency to form furanic compounds; this may lead to optimistic estimation of ageing in presence of triazolic passivators.

The ageing condition of the oil may also affect the partition of furanic compounds between solid and liquid insulation; acidic oils may result in an increased 2-FAL concentration in oil, due to its augmented capability to extract polar compounds from the paper.

3.6 Fault conditions that may affect thermal ageing

In transformers where the degradation mechanism may be either thermal or electrical, the rate of paper degradation may increase rapidly as a consequence of significant temperature rise. High energy thermal and electrical faults involving excessive currents circulating through the insulation and large current follow-through lead to extensive destruction and carbonization of paper.

In presence of local thermal degradation due to a fault, the estimation of the paper's consumed thermal life may become very difficult, since the extension of the paper volume

involved is unknown, and temperature may have strong variations even over a short time. Investigations on the presence of thermal faults through DGA should always accompany thermal life evaluation, to avoid misleading conclusions.

High energy electrical faults (discharges of high energy) usually involve a very small volume of paper, so that the contribution to the detected concentration of furanic compounds is negligible. In case of discharges with paper involved, a sharp increase of carbon oxides is observed, rather than an noticeable increase of 2-FAL. The formation of cellulose by-product has not been found to be related to partial discharges.

3.7 Maintenance operations that may affect thermal ageing indicators

3.7.1 General

Maintenance operations on the oil may affect (partially or totally) parameters used as indicators of cellulose thermal ageing (see 3.3). Their effects should be taken into account during the estimation of the total 2-FAL concentration, and in evaluating the rate of increase of the thermal ageing indicators.

3.7.2 Effects of oil reconditioning

Oil reconditioning may reduce 2-FAL concentration in oil, depending on the duration/efficiency of the treatment.

Oil reconditioning normally does not significantly affect 2-FAL, gas and moisture concentration in cellulose. On-line degassing or long-term reconditioning may reduce moisture in paper.

The equilibrium of 2-FAL distribution between oil and paper is restored in a time depending on temperature, cooling and oil circulation.

Dissolved gases and water dissolved in oil are mostly removed by vacuum degassing.

In the 6 months following a reconditioning, the rates of increase of 2-FAL, dissolved gases and moisture should not be considered as an indicator of increased ageing rate, the equilibrium being forced thermodynamically through the increase of concentration in the oil.

3.7.3 Effects of oil reclamation

Reclaiming the oil has major effects on the concentration of 2-FAL. Furanic compounds are polar and they are almost completely removed by fuller's earth and other adsorbing media.

After an oil reclamation the trend of furanic compounds should be carefully recorded (with frequent sampling) to monitor the increase of 2-FAL, taking into account new equilibrium conditions.

NOTE For effects of reclamation on dissolved gases and moisture see 3.7.2

3.7.4 Effects of oil change

Oil change has major effects on the concentration of 2-FAL, as well. All the by-products dissolved in the oil are removed. Nevertheless, after an oil change a new equilibrium between solid and liquid insulation is dependent on temperature, cooling and oil circulation.

After an oil replacement the trend of furanic compounds should be carefully recorded (with frequent sampling) to monitor the increase of 2-FAL, taking into account new equilibrium conditions.

NOTE For effects of oil change on dissolved gases and moisture see 3.7.2

4 Monitoring protocol

4.1 General

A regular monitoring of parameters related to thermal ageing of cellulose is strictly required for the estimation of paper ageing condition and its rate of thermal degradation. No evaluation should be done and no action should be taken on the basis of a single determination.

Evaluation based on a few samples close to the end of the operational lifetime will not lead to reliable conclusions; the approach for the estimation of paper thermal degradation reported in this Technical Report cannot be applied if a regular monitoring was not performed during the life of the equipment.

4.2 Parameters

4.2.1 Basic monitoring

Parameters for a basic monitoring are (see 3.3):

- furanic compounds;
- DGA (dissolved gas analysis).

NOTE The use of DGA as a monitoring tool is solely addressed to the scope of this Technical Report, i.e. the estimation of paper ageing condition. For the application of DGA as a tool to intercept or reveal faulty conditions of transformers, refer to IEC 60599 [14].

4.2.2 Complementary monitoring

Parameters for complementary monitoring are (see 3.3):

- water content in oil;
- acidity;
- inhibitor content (for inhibited oils only, refer to IEC 60666 [13] for the detection method);
- passivator content (for passivated oils only, refer to IEC 60666 for the detection method);
- particle counting.

4.3 Recommended testing frequencies

The following sampling and testing frequencies are recommended for paper thermal degradation monitoring, depending on the age of the equipment and the results of previous estimations of paper thermal degradation.

In case of indications of typical or low paper thermal degradation:

- basic monitoring every 1 to 2 years.

In case of indications of high paper thermal degradation or high rates of paper thermal degradation, or in case of suspect of abnormal paper ageing due to high loading, defective or insufficient cooling or severe environmental conditions:

- basic and complementary monitoring at least twice per year.

In case of evidence of severe thermal degradation, or if DGA shows presence of thermal faults (T1-T2):

- refer to IEC 60599 for DGA interpretation and sampling frequency.

5 Typical values of paper ageing symptoms

5.1 General

Typical values are calculated for 2-FAL and carbon dioxide, for different families of equipment listed in 5.1. The sample population is divided in age ranges as follows:

- units with service age lower or equal to 1 year;
- units with service age higher than 1 year and lower or equal to 10 years;
- units with service age higher than 10 years and lower or equal to 30 years;
- units with service age higher than 30 years.

For each age range two reference values are calculated:

- the lower value corresponds to the value where 90 % of the population falls (90th percentile)
- the higher value corresponds to the value where 98 % of the population falls (98th percentile)

While calculating typical values for a family of equipment, it is highly recommended to follow the above listed criteria, taking into account also the following recommendations:

- discard values measured just following an oil reconditioning, reclaiming or replacement;
- discard values measured on units having been out of service for a long period;
- consider only values measured with units at constant power load (equilibrium conditions);
- the reliability of laboratories performing the analysis is of outmost importance.

While calculating typical rate of increase (RoI) values for a family of equipment, it is highly recommended to follow the above listed criteria:

- consider only values sampled with a reasonable time gap (> 6 months), to reduce the effects of test reproducibility;
- RoI should be preferably measured on a set of 3 to 4 values obtained with regular sampling, eventually using the moving average to reduce the effects of statistical fluctuations.

5.2 Families of equipment

For a better estimation of paper thermal degradation, equipment is classified in families, having different typical values of the parameters related to thermal degradation of paper. Families of equipment are:

- reactors
- power transformers
 - GSU (generation step-up units)
 - network transmission
 - large distribution (> 2 MVA)
- rectifiers
 - HVDC
 - LVDC
- furnace transformers
- industrial/distribution (< 2 MVA)

Moreover, when a sufficient amount of data is available, each family is divided in sub-families on the basis of design parameters (conservator breathing mode) and type of oil (inhibited or uninhibited).

6 Estimation of paper thermal degradation and ageing rate

6.1 General approach

NOTE The procedure for estimation of paper thermal degradation described in this Technical Report is based on the statistical evaluation of a population of transformers.

The approach to the estimation of paper thermal degradation proposed here is addressed to supply general information on the thermal degradation conditions and (if possible) on the rate of degradation.

Paper thermal degradation may be evaluated by means of comparing the value of parameters related to thermal degradation to the typical values obtained by the population of equipment.

Transformers and reactors having undergone major repair, oil change and/or reclamation, or having shown symptoms of thermal faults should be evaluated very carefully, for the reasons described in 3.6.

A unique set of threshold values for furanic compounds or carbon oxides cannot be established, due to the large variation of typical values resulting from different databases. Nevertheless, a statistical evaluation may be done on a selected population; thus, on the basis of typical values calculated as described in 5:

- LOW thermal degradation is associated with values lower than the 90th percentile of the appropriate family of transformer, for the corresponding service age;
- TYPICAL thermal degradation is associated with values between 90th and 98th percentile of the appropriate family of transformer, for the corresponding service age;
- HIGH thermal degradation is associated with values higher than the 98th percentile of the appropriate family of transformer, for the corresponding service age.

Units in LOW ageing condition can be assumed as having a paper thermal degradation lower than the one that should be expected on the basis of the actual age of service.

Units in TYPICAL ageing condition can be assumed as having a paper thermal degradation close to the one that should be expected on the basis of the actual age of service.

Units in HIGH ageing condition can be assumed as having a paper thermal degradation higher than the one that should be expected on the basis of the actual age of service.

All reference values described in Annex A were obtained from a databank of units where 90% of the population has a service age of less than 35 years. Thus, all considerations relative to the ageing condition and the paper thermal degradation should refer to an average life of transformers of 30 to 40 years.

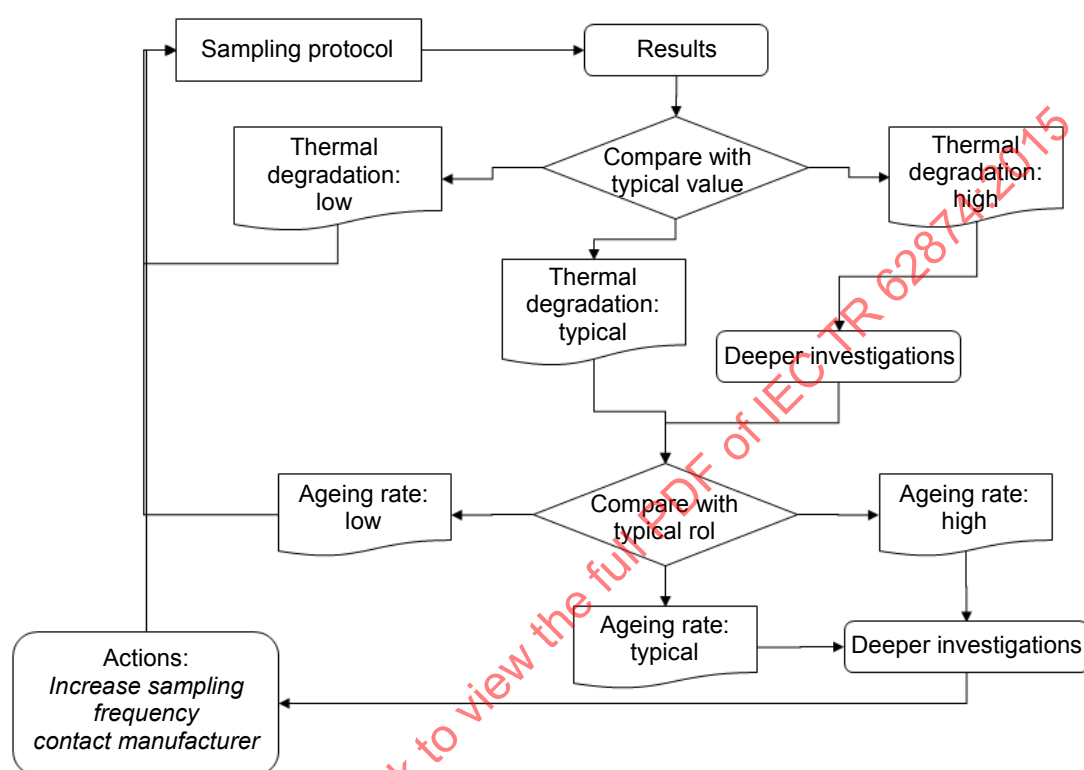
6.2 Practice

Follow the monitoring protocol described in Clause 4 regularly.

Examine the maintenance and fault history of the equipment, and give particular attention to events which may have influenced the content of cellulose degradation by-products (see 3.4 to 3.7) or to fault conditions which may jeopardize the evaluation of paper thermal ageing (see 3.6).

Verify to which of the families defined in 5.2 (or other families eventually identified) the unit belongs.

Establish actual values and rates of increase of 2-FAL and carbon dioxide in the unit, and refer to typical values in order to identify the condition of the unit in terms of ageing condition and/or ageing rate. Figure 3 reports a flow-chart of the whole practice procedure.



IEC

Figure 3 – Example of flow-chart for the estimation of paper degradation conditions

NOTE If 2-FAL evaluation and CO₂ evaluation produce different results, a conservative approach suggests considering the worst condition of the two obtained. In this case, a more frequent monitoring is recommended for a better assessment.

EXAMPLE One network transmission unit filled with uninhibited mineral oil, with 12 years of service, shows the following data:

- 2-FAL concentration = 2,5 mg/kg
- CO₂ concentration in oil = 6 500 µl/l

Tables A.1, A.2 and A.9 apply to this example. Search in the column [10 < Y ≤ 30] where the actual values fall in comparison with reference values.

2-FAL value indicates a TYPICAL ageing, CO₂ value indicates a LOW ageing. The unit should be considered in TYPICAL ageing condition, with a recommendation to continue a regular monitoring to confirm this evaluation.

7 Actions

A transformer or reactor found in HIGH ageing conditions or with a HIGH ageing rate may require an action to rectify the critical factor.

It is recommended to keep the unit under regular and strict monitoring to confirm the presence of abnormal paper thermal degradation.

In case of abnormal paper thermal degradation, refer to the manufacturer before taking any decision.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 62874:2015

Annex A (informative)

Typical values tables

A.1 General warning

Data reported in Annex A shall not be considered as thresholds or limits.

They are given as examples of typical values for some families of equipment, and are not exhaustive or comprehensive of all transformer types. Users having a sufficient number of units to calculate specific typical values and rates of increase are encouraged to build their own tables of values and to refer to them for evaluation.

A.2 2-FAL typical values

A.2.1 General

Typical values of 2-FAL concentration (Conc., expressed in mg/kg) and rate of increase (RoI, expressed in mg/kg/y) are listed in the following tables. Each table refers to the family of equipment and oil type described in the related note.

NOTE Values reported as N.A. (not available) were not calculated, because the number of cases in the population was too exiguous.

A.2.2 Family: GSU (generation step-up units)

NOTE In A.2.2, no distinction is made between units with open conservator and units with sealed conservator.

A.2.2.1 Sub-family: GSU impregnated with uninhibited oil

**Table A.1 – 2-FAL typical values for GSU transformers,
filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 1 860 units)**

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	< 0,05	< 0,01	0,3	0,04	2,0	0,30	3,0	N.A.
98°	< 0,05	< 0,01	1,0	0,10	4,0	0,70	6,0	N.A.

A.2.2.2 Sub-family: GSU impregnated with inhibited oil

**Table A.2 – 2-FAL typical values for GSU transformers,
filled with inhibited mineral oil (based on a population of 176 units)**

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	N.A.	N.A.	0,1	N.A.	0,80	0,25	N.A.	N.A.
98°	N.A.	N.A.	0,15	N.A.	1,5	0,60	N.A.	N.A.

A.2.3 Family: network transmission units

Table A.3 – 2-FAL typical values for network transmission transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 2 845 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	0,1	0,01	0,3	0,06	1,6	0,25	2,0	0,3
98°	0,2	0,02	1,1	0,6	3,5	0,80	4,5	1,1

A.2.4 Family: large distribution units

A.2.4.1 Sub-family: large distribution units with open conservator

Table A.4 – 2-FAL typical values for large distribution transformers, with open breathing conservator, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 7 107 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	< 0,05	< 0,01	0,7	0,20	1,5	0,30	N.A.	N.A.
98°	0,2	0,03	3,0	0,50	4,5	0,80	N.A.	N.A.

A.2.4.2 Sub-family: large distribution units with sealed conservator

Table A.5 – 2-FAL typical values for large distribution transformers, with sealed conservator, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 288 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	< 0,05	N.A.	0,15	0,02	1,6	0,40	N.A.	N.A.
98°	0,15	N.A.	0,85	0,04	5,0	0,70	N.A.	N.A.

A.2.5 Family: industrial distribution units

Table A.6 – 2-FAL typical values for industrial distribution transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 3 885 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	0,60	0,02	0,70	0,10	1,3	0,30	N.A.	N.A.
98°	1,5	0,20	2,7	0,70	4,5	1,1	N.A.	N.A.

A.2.6 Family: LVDC units

Table A.7 – 2-FAL typical values for LVDC transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 360 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	N.A.	N.A.	0,80	0,30	1,0	0,30	N.A.	N.A.
98°	N.A.	N.A.	1,4	0,80	3,0	0,80	N.A.	N.A.

A.3 Carbon dioxide typical values

A.3.1 General

Typical values of carbon dioxide concentration (Conc., expressed in $\mu\text{l/l}$) and rate of increase (RoI, expressed in $\mu\text{l/l/y}$) are listed in the following tables. Each table refers to the family of equipment and oil type described in the related note.

NOTE 1 Values reported as N.A. (not available) were not calculated, because the number of cases in the population was too exiguous.

Due to lack of data no division of data is described according to type of preservation system (open-breathing vs. sealed/nitrogen blanketed) that may affect CO_2 concentration. It is highly recommended to make such division for individual data bank analysis.

NOTE 2 Typical values and typical rates of increase for carbon oxides that are reported in IEC 60599 differ from the ones listed in the following tables. This is due to the different approach used in this Technical Report, where typical values are calculated for specific age intervals, and are aimed solely at the estimation of paper thermal degradation. For the application of DGA as a tool to intercept or reveal faulty conditions of transformers, refer to IEC 60599.

A.3.2 Family: GSU (generation step-up units)

Table A.8 – CO_2 typical values for GSU and excitation transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 1 098 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	2 000	N.A.	5 000	1 500	6 000	1 500	8 000	N.A.
98°	2 500	N.A.	7 000	3 000	11 000	3 000	15 000	N.A.

A.3.3 Family: network transmission units

Table A.9 – CO_2 typical values for network transmission transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 435 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	3 000	N.A.	5 000	N.A.	8 000	N.A.	8 000	N.A.
98°	5 000	N.A.	8 000	N.A.	11 000	N.A.	13 000	N.A.

A.3.4 Family: large distribution units

Table A.10 – CO₂ typical values for large distribution transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 7 291 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	2 000	N.A.	4 000	N.A.	5 000	N.A.	6 000	N.A.
98°	3 500	N.A.	8 000	N.A.	9 000	N.A.	12 000	N.A.

A.3.5 Family: industrial distribution units

Table A.11 – CO₂ typical values for industrial distribution transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 4 556 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	1 500	N.A.	3 500	N.A.	4 500	N.A.	5 000	N.A.
98°	3 500	N.A.	5 500	N.A.	7 000	N.A.	9 000	N.A.

A.3.6 Family: LVDC units

Table A.12 – CO₂ typical values for LVDC transformers, filled with uninhibited mineral oil (based on a population of 273 units)

Age → Percentile ↓	< 1 Y		1 – 10 Y		10 – 30 Y		> 30 Y	
	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI	Conc.	RoI
90°	N.A.	N.A.	3 000	N.A.	4 500	N.A.	N.A.	N.A.
98°	N.A.	N.A.	4 500	N.A.	7 500	N.A.	N.A.	N.A.

Bibliography

- [1] CIGRE WG D1.01.10, Brochure 323/2007, Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers
 - [2] L. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell & T. Painter, (2002), “Ageing of Oil Impregnated paper in power transformers”, IEEE Trans Pow. Del., Vol 19, No.1, 2004, pp 230-238.
 - [3] IEC 60076-7, *Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*
 - [4] IEEE Std C57.91-1995 IEEE Guide for loading Mineral-oil-immersed Transformers
 - [5] Lawson, M.A. Simmons, P.S. Gale. “Thermal ageing of cellulose paper insulation”. IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol EI-12, No. 1, Feb. 1977, pp. 61-66
 - [6] J.Lukic, A.Bojkovic, V.Rajakovic, K.Drakis, D.Jovanovic, D.Teslic. “Monitoring Insulating Paper Degradation With High Performance Liquid Chromatography Determination of Furan Compounds”, Regional Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Herceg Novi, Montenegro, October 2004, R-3.1, p. 72.
 - [7] CIGRE WG D1.01.TF13, Brochure 494/2012, Furanic Compounds for Diagnosis
 - [8] IEC 60450, *Measurement of the average viscometric degree of polymerization of new and aged electrical papers*
 - [9] IEC 60567, *Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases – Guidance*
 - [10] IEC 60814, *Insulating liquids – Oil-impregnated paper and pressboard – Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration*
 - [11] IEC 60970, *Insulating liquids – Methods for counting and sizing particles*
 - [12] IEC 61198, *Mineral insulating oils – Methods for the determination of 2-furfural and related compounds*
 - [13] IEC 60666, *Detection and determination of specified additives in mineral insulating oils*
 - [14] IEC 60599, *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*
-

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	26
INTRODUCTION	28
1 Domaine d'application	29
2 Références normatives	29
3 Signification	30
3.1 Généralités	30
3.2 Dégradation thermique et mécanique du papier	30
3.2.1 Généralités	30
3.2.2 Impact de la température	30
3.2.3 Impact de l'humidité et de l'oxygène	32
3.3 Symptômes du vieillissement du papier dans l'huile isolante	32
3.3.1 Généralités	32
3.3.2 Dérivés volatils	34
3.3.3 Dérivés solubles	34
3.3.4 Dérivés insolubles	34
3.4 Paramètres opérationnels influençant le vieillissement thermique du papier	35
3.5 Rôle du type et de la condition de l'huile	35
3.6 Conditions de défaut pouvant affecter le vieillissement thermique	36
3.7 Opérations de maintenance pouvant affecter les indicateurs de vieillissement thermique	36
3.7.1 Généralités	36
3.7.2 Effets du reconditionnement d'huile	36
3.7.3 Effets de la régénération d'huile	37
3.7.4 Effets d'un changement d'huile	37
4 Protocole de surveillance	37
4.1 Généralités	37
4.2 Paramètres	37
4.2.1 Surveillance de base	37
4.2.2 Surveillance complémentaire	37
4.3 Fréquences d'essai recommandées	38
5 Valeurs types des symptômes de vieillissement du papier	38
5.1 Généralités	38
5.2 Familles d'équipements	39
6 Estimation de la dégradation thermique du papier et de la vitesse de vieillissement	39
6.1 Approche générale	39
6.2 Pratique	40
7 Actions	42
Annexe A (informative) Tableaux de valeurs types	43
A.1 Avertissement général	43
A.2 Valeurs types 2-FAL	43
A.2.1 Généralités	43
A.2.2 Famille: GSU (unités élévatrices de tension du générateur)	43
A.2.3 Famille: Unités de transmission réseau	44
A.2.4 Famille: Unités de grande distribution	44
A.2.5 Famille: Unités de distribution industrielle	44

A.2.6	Famille: Unités courant continu à basse tension	45
A.3	Valeurs types du dioxyde de carbone.....	45
A.3.1	Généralités	45
A.3.2	Famille: GSU (unités élévatrices de tension du générateur)	45
A.3.3	Famille: Unités de transmission réseau.....	45
A.3.4	Famille: Unités de grande distribution	46
A.3.5	Famille: Unités de distribution industrielle	46
A.3.6	Famille: Unités courant continu à basse tension	46
	Bibliographie.....	47

Figure 1 – Schéma illustrant la vitesse de vieillissement k , selon différents mécanismes de vieillissement.....	32
--	----

Figure 2 – Relation entre les propriétés mécaniques du papier isolant et le degré de polymérisation (DP) du papier [5].....	33
---	----

Figure 3 – Exemple d'organigramme pour l'estimation des conditions de dégradation du papier	41
---	----

Tableau A.1 – Valeurs types 2-FAL pour les transformateurs GSU, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 1 860 unités	43
---	----

Tableau A.2 – Valeurs types 2-FAL pour des transformateurs GSU, remplis d'huile minérale inhibée. Basées sur une population de 176 unités	43
---	----

Tableau A.3 – Valeurs types 2-FAL pour les transformateurs de transmission réseau, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 2 845 unités	44
--	----

Tableau A.4 – Valeurs types 2-FAL pour les transformateurs de grande distribution, dotés d'un conservateur à respiration ouverte et remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 7 107 unités.....	44
--	----

Tableau A.5 – Valeurs types 2-FAL pour les transformateurs de grande distribution, dotés d'un conservateur scellé, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 288 unités	44
--	----

Tableau A.6 – Valeurs types 2-FAL pour les transformateurs de distribution industrielle, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 3 885 unités.....	44
---	----

Tableau A.7 – Valeurs types 2-FAL pour les transformateurs courant continu à basse tension, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 360 unités.....	45
--	----

Tableau A.8 – Valeurs types CO_2 pour les transformateurs GSU et d'excitation, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 1 098 unités	45
---	----

Tableau A.9 – Valeurs types CO_2 pour les transformateurs de transmission réseau, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 435 unités	45
--	----

Tableau A.10 – Valeurs types CO_2 pour les transformateurs de grande distribution, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 7 291 unités	46
---	----

Tableau A.11 – Valeurs types CO_2 pour les transformateurs de distribution industrielle, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 4 556 unités.....	46
--	----

Tableau A.12 – Valeurs types CO_2 pour les transformateurs courant continu à basse tension, remplis d'huile minérale non inhibée. Basées sur une population de 273 unités.....	46
---	----

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

**GUIDE POUR L'INTERPRÉTATION DU DIOXYDE DE CARBONE ET
DU 2-FURFURALDEHYDE COMME MARQUEURS DE LA DÉGRADATION
THERMIQUE DU PAPIER DANS DE L'HUILE MINÉRALE ISOLANTE**

AVANT-PROPOS

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

La tâche principale des comités d'études de l'IEC est l'élaboration des Normes internationales. Toutefois, un comité d'études peut proposer la publication d'un rapport technique lorsqu'il a réuni des données de nature différente de celles qui sont normalement publiées comme Normes internationales, cela pouvant comprendre, par exemple, des informations sur l'état de la technique.

L'IEC TR 62874, qui est un rapport technique, a été établi par le comité d'études 10 de l'IEC: Fluides pour applications électrotechniques.

La présente version bilingue (2016-01) correspond à la version anglaise monolingue publiée en 2015-05.

Le texte anglais de ce rapport technique est issu des documents 10/903/DTR et 10/917/RVC.

Le rapport de vote (10/917A/RVC) donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de ce rapport technique.

La version française de ce rapport technique n'a pas été soumise au vote.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
10/903/DTR	10/917A/RVC

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

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

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 62874:2015

INTRODUCTION

L'isolation solide cellulosique des transformateurs et autres appareils électriques est soumise à une dégradation thermique au cours de leur durée de vie opérationnelle. Ceci donne lieu à une perte progressive des propriétés mécaniques du papier, telles que la résistance à la traction, qui sont liées à la durée de vie technique de l'équipement [3,4] ¹.

Au cours du processus de dégradation thermique (également appelé "vieillessement" dans le présent Rapport technique), plusieurs dérivés se forment à partir de la cellulose, dont certains peuvent être détectés à l'aide d'une analyse chimique de l'huile isolante [1,2]. La concentration et la vitesse d'augmentation de ces dérivés peuvent être utilisées comme un outil pour estimer la progression de la dégradation thermique du papier dans les transformateurs et d'autres appareils électriques en service.

Pour cette raison, le comité d'études 10 de l'IEC a établi le présent Rapport technique pour surveiller les paramètres de l'huile isolante dans le cadre du vieillissement de la cellulose et pour interpréter les résultats, comme lignes directrices pour l'évaluation de la dégradation thermique du papier isolant.

Le présent Rapport technique est basé sur l'évaluation de la teneur des dérivés de vieillissement de la cellulose dans l'huile isolante, et de leur vitesse de formation durant la vie de l'équipement électrique immergé dans l'huile. Les valeurs statistiques de référence mentionnées à l'Annexe A du présent Rapport technique sont basées sur les données collectées par le comité d'études 10 (WG33). Le Rapport final du CIGRE WG D1.01.TF13 [7] a été utilisé comme source d'information concernant les mécanismes et paramètres influençant la formation de mélanges furaniques.

NOTE Les méthodes d'estimation des valeurs réelles DP du papier, qui sont largement documentées dans les ouvrages de référence, n'ont pas été appliquées dans le présent Rapport technique. Ceci est dû au fait qu'un certain nombre de modèles différents ont été développés et reportés, et qu'ils donnent souvent lieu à différents résultats. De plus, l'applicabilité de ces modèles n'a pas été suffisamment démontrée par rapport à l'expérience sur le terrain à inclure dans une norme IEC.

Protection de la santé et de la sécurité

Le présent Rapport technique ne prétend pas aborder tous les problèmes de sécurité associés à son utilisation. L'utilisateur du présent Rapport technique a la responsabilité de mettre en place les pratiques d'hygiène et de sécurité adéquates, et de vérifier avant utilisation si des contraintes réglementaires s'appliquent.

Il convient de manipuler les huiles minérales qui font l'objet du présent Rapport technique dans le respect de la sécurité et de l'hygiène du personnel. Un contact direct avec les yeux peut provoquer une légère irritation. Dans le cas d'un contact oculaire, il convient d'effectuer un lavage avec une grande quantité d'eau courante propre et de consulter un médecin.

Certains essais référencés dans le présent Rapport technique concernent l'utilisation de processus qui pourraient entraîner une situation dangereuse. L'attention est attirée sur la norme applicable pour obtenir des lignes directrices.

Environnement

Le présent Rapport technique concerne des huiles minérales, des produits chimiques et des récipients d'échantillons usagés. Il convient de procéder à la mise au rebut de ces éléments conformément à la législation nationale en vigueur relative à l'impact sur l'environnement. Il convient de prendre toutes les précautions pour empêcher la libération d'huile minérale dans l'environnement.

¹ Les chiffres entre crochets se réfèrent à la Bibliographie.

GUIDE POUR L'INTERPRETATION DU DIOXYDE DE CARBONE ET DU 2-FURFURALDEHYDE COMME MARQUEURS DE LA DEGRADATION THERMIQUE DU PAPIER DANS DE L'HUILE MINERALE ISOLANTE

1 Domaine d'application

L'IEC TR 62874, qui est un Rapport technique, est destiné à estimer la vie thermique consommée de l'isolation cellulosique d'un transformateur, grâce à l'analyse de certains composés dissous dans l'huile minérale isolante. Une comparaison entre les résultats d'analyse de 2-furfural (2-FAL) et d'oxyde de carbone et de leurs valeurs types correspondantes estimées pour différentes familles d'équipement donne des informations sur la dégradation thermique estimée des papiers.

Le taux de vieillissement des papiers isolants peut être évalué, dans des plages de courte durée (par exemple 1 an), en surveillant régulièrement la teneur en 2-FAL et en oxydes de carbone dans l'huile et en les comparant aux vitesses types d'augmentation.

Une approche statistique pour l'estimation de la dégradation thermique du papier, mais aussi l'évaluation de la vitesse de vieillissement, est donnée.

Les valeurs types des concentrations et des vitesses d'augmentation des paramètres associés au vieillissement du papier ont été extrapolées à partir d'une base de données statistique collectée, et sont mentionnées dans l'Annexe A informative. Elles peuvent être utilisées à titre indicatif, mais il convient de ne pas les considérer comme des valeurs de seuil.

Le présent Rapport technique est uniquement applicable aux transformateurs et réacteurs remplis d'huiles minérales isolantes et isolés à l'aide de papier Kraft. Il convient de considérer les approches et procédures spécifiées comme un guide pratique pour étudier la dégradation thermique de l'isolation cellulosique, et non comme un algorithme permettant de calculer le degré réel de polymérisation des papiers.

Le protocole d'évaluation de la vie thermique du papier décrit dans le présent Rapport technique s'applique aux transformateurs et réacteurs imprégnés d'huile minérale et isolés à l'aide de papier Kraft. Tout équipement rempli de liquides isolants autres que de l'huile minérale (c'est-à-dire des esters, des silicones) ou isolé à l'aide de matériaux solides autres que du papier Kraft (c'est-à-dire TUP—papier Kraft thermique, polymères synthétiques) n'entre pas dans le domaine d'application du présent Rapport technique.

Le présent Rapport technique est applicable à l'équipement ayant été soumis à une pratique de surveillance régulière durant le service, pour lequel l'historique de maintenance et de défaut est connu.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application 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).

Vide.

3 Signification

3.1 Généralités

Le présent Rapport technique décrit une approche statistique concernant l'évaluation de la vie thermique du papier. Ceci signifie que toutes les valeurs types sont obtenues à partir de populations de transformateurs appartenant à la même famille pour les caractéristiques techniques et leur application (voir Annexe A).

L'approche utilisée pour collecter des données statistiques, décrite au 6.1, peut être appliquée par les services d'utilité publique ou les propriétaires possédant une vaste population d'unités, afin de calculer les valeurs de référence individuelles associées à une famille spécifique de transformateurs ou de réacteurs. Ceci est très important, car différentes populations de transformateurs (c'est-à-dire fonctionnant sous différents climats ou dans différentes conditions opérationnelles) peuvent présenter différentes valeurs types.

NOTE Pour une enquête approfondie sur les mélanges furaniques en tant que marqueurs pour le diagnostic de la dégradation de l'isolation du papier, voir Brochure Cigre 494/2012 [7].

3.2 Dégradation thermique et mécanique du papier

3.2.1 Généralités

Trois facteurs – conception et matériaux, contaminants dans le système d'isolation et conditions opérationnelles – détermineront principalement le vieillissement d'un transformateur [1,2]. Pour l'isolation solide – papier et carton – cela signifie une combinaison de performances mécaniques et diélectriques, qui sont interconnectées et synergétiques. Pour un transformateur, dans le contexte du vieillissement thermique, c'est la tenue mécanique qui importe. Le vieillissement du papier donne lieu à une diminution de la tenue mécanique et est supposé réduire la capacité du transformateur à résister aux contraintes de court-circuit. Cependant, ceci n'a pas encore été démontré d'un point de vue statistique.

La résistance à la traction, la force d'allongement et la force de pliage se dégradent toutes avec le temps, et plus rapidement à des températures plus élevées.

Les performances mécaniques de l'isolation cellulosique sont données en termes d'indice de résistance à la traction ou de degré de polymérisation (DP), qui sont fortement influencés par le vieillissement. La valeur DP est une valeur moyenne de longueurs de chaîne des molécules de cellulose donnée sous forme de nombre d'anneaux de glucose dans une chaîne de cellulose. Elle est mesurée grâce à la valeur de la viscosité d'une solution de papier, conformément à l'IEC 60450 [8].

Il est plus pratique d'effectuer une mesure de la valeur DP que de l'indice de résistance à la traction en raison de la quantité limitée de papier accessible pour les essais; par conséquent, celle-ci est couramment utilisée pour l'évaluation de l'état du vieillissement cellulosique.

Il existe trois processus principaux de dégradation:

- hydrolyse;
- oxydation;
- pyrolyse.

3.2.2 Impact de la température

La température affecte la vitesse de dégradation. Ce fait est illustré dans les guides de charge pour transformateurs IEC [3] et IEEE [4].

Le guide de charge de l'IEC [4] suggère, conformément à Montsinger, que la durée de vie d'un transformateur peut être décrite selon l'équation:

$$\text{Durée de vie} = e^{-p \times \theta} \quad (1)$$

où:

p est une constante (une valeur de 6 est suggérée dans la plage 80 – 140 °C)

θ est la température en degrés Celsius.

Il s'agit d'une version simplifiée de la loi d'Arrhenius utilisée dans le guide de charge de l'IEEE [4].

Étant donné qu'un critère précis de bout de ligne pour un transformateur est difficilement disponible, les normes IEEE et IEC utilisent une approche où la vitesse de vieillissement est prise en compte. C'est l'inverse de la durée de vie – dans la formule de Montsinger:

$$\text{Vitesse de vieillissement} = \text{constante} \times e^{p \cdot \theta} \quad (2)$$

La constante de l'équation dépend de nombreux paramètres, par exemple la qualité d'origine des produits cellulosiques ainsi que les paramètres environnementaux (teneur en humidité et en oxygène dans le système). Une représentation graphique de ces influences est présentée à la Figure 1.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 62874:2015

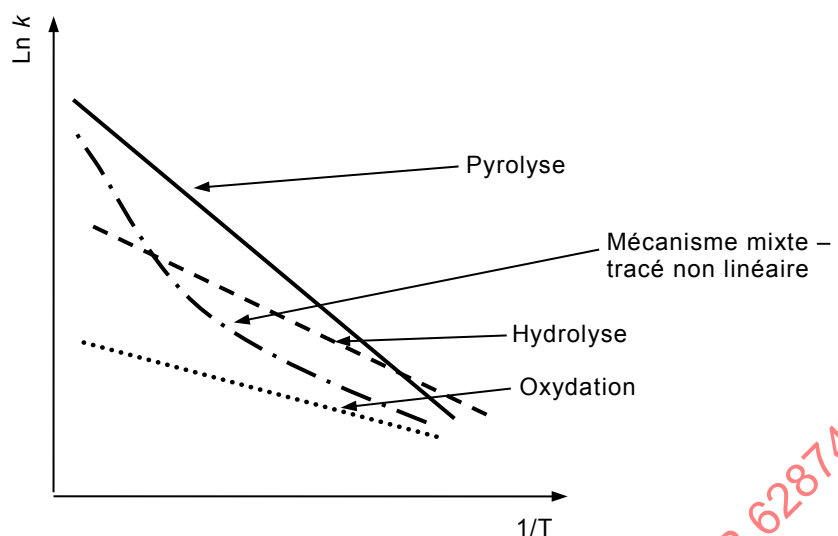


Figure 1 – Schéma illustrant la vitesse de vieillissement k , selon différents mécanismes de vieillissement

3.2.3 Impact de l'humidité et de l'oxygène

L'humidité et l'entrée d'oxygène (oxydation) ont un impact important sur le vieillissement du papier Kraft. Cela signifie non seulement que la tenue mécanique du papier diminue rapidement face à la pénétration d'humidité et d'air, mais donne pratiquement lieu à une contamination croissante de l'isolation combinée liquide-solide dans ces conditions. C'est la conséquence des produits de dégradation formés à partir de l'huile et de papier menant à une dégradation supplémentaire.

Pendant le vieillissement de l'isolation combinée cellulose-huile, de nombreux dérivés se forment ainsi – oxydes de carbone, eau, acides, dépôts et mélanges furaniques. Bon nombre de ces produits de dégradation, par exemple des mélanges furaniques, sont solubles dans l'huile et suffisamment stables pour être utilisés comme marqueurs de diagnostic. Les dérivés furaniques sont formés par des réactions de déshydratation suite à l'hydrolyse de la cellulose et de l'hémicellulose, ainsi que par pyrolyse oxydative de la cellulose. Leur détermination analytique est bien connue et fiable (c'est-à-dire l'IEC 61198).

Dans un transformateur, tous les processus — hydrolyse, oxydation et pyrolyse — agissent simultanément, donnant ainsi lieu à un mécanisme non linéaire (Fig. 1). Le processus dominant dépend de la température et des paramètres opérationnels. En effet, l'application d'une énergie d'activation, même si elle se pratique souvent, est très difficile en raison de la complexité des processus de dégradation.

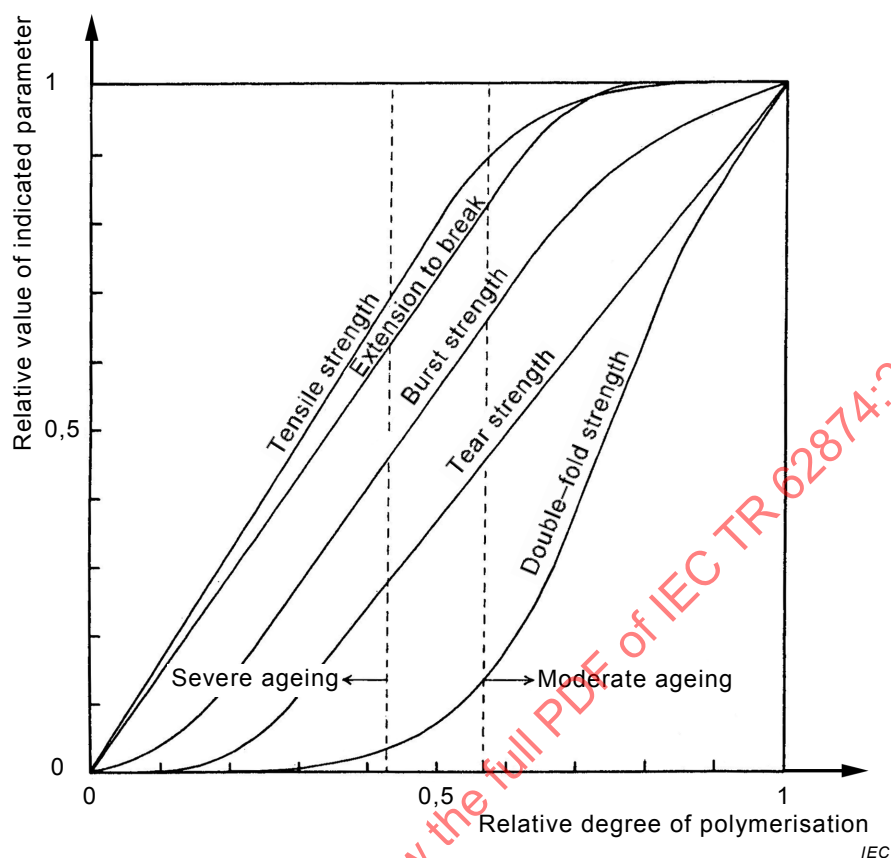
3.3 Symptômes du vieillissement du papier dans l'huile isolante

3.3.1 Généralités

Le vieillissement du papier peut être détecté par un examen direct sur le papier ou grâce à des mesures des dérivés dissous dans l'huile.

La dégradation de la cellulose affecte principalement les propriétés mécaniques (résistance à la traction, élongation, pression d'éclatement, résistance double pli, etc.) du papier, mais des mesures directes de ces paramètres exigent l'échantillonnage d'une grande quantité de papier, ce qui est normalement impossible durant la durée de vie opérationnelle d'un transformateur. Cependant, la relation entre les indices mécaniques et le degré de polymérisation (DP) est bien connue. La dégradation du papier n'affecte pas de façon

significative sa résistance aux forces de compression appliquées essentiellement et de façon continue aux enroulements du transformateur par le biais d'un serrage.



Anglais	Français
Relative value of indicated Parameter	Valeur relative du paramètre indiqué
Relative degree of Polymerisation	Degré relatif de polymérisation
Tensile strength	Résistance à la traction
Extension to break	Allongement à la rupture
Burst strength	Résistance à l'éclatement
Tear strength	Résistance au déchirement
Double-fold strength	Résistance double pli
Severe ageing	Vieillessement prononcé
Moderate ageing	Vieillessement modéré

Figure 2 – Relation entre les propriétés mécaniques du papier isolant et le degré de polymérisation (DP) du papier [5]

La valeur DP désigne le nombre moyen d'anneaux de glycoside dans le polymère de cellulose; dans la cellulose native, la valeur DP peut dépasser 10 000 unités, mais à l'issue du processus de purification et d'autres traitements, la valeur DP du papier Kraft électrique se réduit à 1 000 unités (valeur type: 1 200).

La valeur DP est mesurée conformément à l'IEC 60450, grâce à des mesures de la viscosité spécifique d'une très petite quantité de papier dissoute dans de la cupriéthylènediamine (CuED). Grâce à ces mesures, la viscosité intrinsèque de la solution est déduite et en s'appuyant sur cette donnée, à l'aide de la formule de Martin, la valeur DP se calcule aisément.

Les dérivés du papier vieilli peuvent être classés dans les catégories *volatile*, *soluble* et *insoluble*, et dépendent du processus de décomposition spécifique: pyrolyse, hydrolyse ou oxydation.

3.3.2 Dérivés volatils

Les oxydes de carbone (CO et CO₂) sont les produits ultimes de la dégradation de la cellulose et sont mesurés à l'aide de l'AGD, conformément à l'IEC 60567. On doit tenir compte du fait que le CO et le CO₂ peuvent tous deux être également générés à partir de l'oxydation d'huile.

L'eau peut constituer plusieurs points de pourcentage du poids du papier. La majeure partie de l'eau formée est adsorbée et retenue dans l'isolation solide du transformateur et seule une petite quantité se dissout dans l'huile. Bien entendu, une autre contribution à la quantité d'eau totale est la pénétration d'humidité provenant de l'atmosphère.

La détection de l'eau dans l'huile est réalisée conformément à l'IEC 60814 [10].

3.3.3 Dérivés solubles

Un grand nombre de composés solubles d'huile (acides, alcools, etc.) est généré par la dégradation du papier. Le composé le plus fréquemment utilisé pour le diagnostic est le 2-furfural (2-FAL) et ses dérivés:

- 5 hydroxyméthyl 2-furfural (5-HMF)
- 2 alcool furfurylique (2-FOL)
- 2 acétylfurane (2-ACF)
- 5 méthyl 2-furfural (5-MEF).

La détection du 2-FAL et de ses dérivés dans l'huile est réalisée conformément à l'IEC 61198 [12].

De la même manière que pour l'eau, une quantité pertinente de mélanges furaniques générés est retenue dans la masse du papier. Le rapport entre la concentration de mélanges furaniques dans le papier et dans l'huile varie pour chaque dérivé unique, et est affecté par la température. Une augmentation de la température force l'équilibre des mélanges furaniques à une plus forte concentration dans l'huile. Une baisse de température force l'équilibre des mélanges furaniques à une plus forte concentration dans le papier, en particulier dans le cas d'un papier sec.

L'humidité et le type de papier influencent également le rapport de concentration huile/papier des mélanges furaniques. Un papier humide a tendance à retenir une plus grande quantité de mélanges furaniques, réduisant ainsi le rapport de concentration huile/papier.

Les mélanges furaniques ne sont pas extrêmement stables et peuvent être dégradés par oxydation, essentiellement dans des huiles présentant une teneur élevée en oxygène. La détérioration de la concentration de 2-FAL a été observée dans des transformateurs en fonctionnement, en raison de son instabilité inhérente.

Les composés acides peuvent se former par oxydation de la cellulose et de l'huile, et une forte acidité accompagne souvent d'autres symptômes de vieillissement du papier.

3.3.4 Dérivés insolubles

Un vieillissement prononcé du papier peut finalement conduire à la fragmentation de la cellulose polymérique, et de petites fibres de papier peuvent se détacher de la masse du papier.

Les fibres de cellulose peuvent être détectées sous forme de particules présentes dans l'huile isolante, conformément à l'IEC 60970 [11].

3.4 Paramètres opérationnels influençant le vieillissement thermique du papier

Outre les heures de service du transformateur, le paramètre clé permettant de définir le "véritable âge" de l'isolation du papier dans des régimes de travail normaux, d'autres paramètres opérationnels: charge, type de refroidissement et sous-type du transformateur, exercent une influence majeure sur le vieillissement thermique du papier. La nature de l'huile peut également être un paramètre fondamental pour l'estimation du vieillissement thermique du papier.

Une charge élevée du transformateur, impliquant des températures de fonctionnement élevées, favorise le processus de dégradation thermique du papier, observé avec certains types de transformateurs souvent surchargés (réacteurs shuntés, courant continu à haute tension, transformateur élévateur de tension du générateur (GSU) dans des centrales thermiques (TPP), transformateurs à transmission d'interconnexion haute tension).

Le type de refroidissement, en termes d'agents de refroidissement (eau ou air), et le type de flux appliqué (convection forcée ou naturelle) affectent l'efficacité de l'évacuation de la chaleur, influençant ainsi la vitesse de dégradation thermique du papier. Le refroidissement le plus efficace peut être atteint en utilisant l'eau comme liquide de refroidissement dans le flux d'huile forcé.

Par exemple, il a été observé dans la plupart des cas que le degré de dégradation du papier avec des transformateurs GSU dans des centrales hydroélectriques (HPP) était inférieur à celui d'unités GSU installées dans des centrales thermiques, présentant une durée de service similaire. Ces découvertes sont corrélées aux différents types de refroidissement (OFWF par rapport à ONAF et OFAF), aux heures de service et à l'historique de charge des unités HPP et TPP [6].

Les transformateurs respirant à l'air parmi les différents sous-types de transformateurs sont soumis à une dégradation du papier plus intensive que les transformateurs scellés, en raison d'une teneur plus élevée en oxygène et en humidité. Des concentrations élevées d'oxygène et d'eau accélèrent le processus de dégradation du papier.

Ce processus dépendant de la température, chaque condition environnementale et opérationnelle pouvant affecter la température peut également modifier la vitesse de dégradation de l'isolation solide. Une température environnementale élevée ou une forte charge peut donc augmenter la vitesse de dégradation du papier, donnant ainsi lieu à une hausse soudaine du 2-FAL, du CO₂, du CO et d'autres dérivés.

3.5 Rôle du type et de la condition de l'huile

Le type d'huile peut affecter la vitesse de vieillissement du papier. Les huiles inhibées ont moins tendance à produire de l'acidité, et le processus d'oxydation est relâché; l'effet de l'oxygène dans le processus d'oxydation du papier est réduit.

Les transformateurs imprégnés d'huile inhibée peuvent présenter une teneur plus faible en 2-FAL par rapport aux unités isolées à l'aide d'une huile non inhibée, même s'ils présentent le même degré de polymérisation (DP) du papier.

L'effet des passivants (dérivés de triazole) au cours du vieillissement des celluloses n'est pas encore bien défini. Par définition, les passivants métalliques peuvent induire une vitesse inférieure des processus de dégradation de l'huile en désactivant le catalyseur à base de cuivre pendant les processus d'oxydation, ralentissant par conséquent le processus de dégradation du papier, mais l'influence des passivants métalliques sur la concentration en 2-FAL dans l'huile peut ne pas être évident. Certaines études en laboratoire ont montré que les papiers imprégnés d'huiles auxquels un passivant avait été ajouté peuvent avoir moins

tendance à produire des mélanges furaniques; ceci peut conduire à une estimation optimiste du vieillissement en présence de passivants triazoliques.

La condition de vieillissement de l'huile peut également affecter l'isolement des mélanges furaniques entre l'isolation solide et liquide; les huiles acides peuvent donner lieu à une augmentation de la concentration de 2-FAL dans l'huile, en raison de sa capacité augmentée à extraire des composés polaires du papier.

3.6 Conditions de défaut pouvant affecter le vieillissement thermique

Dans des transformateurs où le mécanisme de dégradation peut être thermique ou électrique, la vitesse de dégradation du papier peut augmenter rapidement suite à une hausse significative de la température. Des défauts thermiques et électriques à forte énergie impliquant des courants excessifs circulant dans l'isolation et un important suivi du courant conduisent à une forte destruction et carbonisation du papier.

En présence d'une dégradation thermique locale due à un défaut, l'estimation de la vie thermique consommée du papier peut devenir très difficile, puisque l'extension du volume de papier impliqué est inconnue, et la température peut présenter de fortes variations même dans un délai court. Il convient que les études menées sur la présence de défauts thermiques grâce à l'AGD s'accompagnent toujours d'une évaluation de la vie thermique, afin d'éviter des conclusions trompeuses.

Les défauts électriques à énergie élevée (décharges d'énergie élevée) impliquent généralement un très petit volume de papier, de sorte que la contribution à la concentration détectée de mélanges furaniques soit négligeable. Dans le cas de décharges avec du papier impliqué, une forte hausse des oxydes de carbone est observée, plutôt qu'une augmentation notable du 2-FAL. Il n'a pas été prouvé que la formation d'un dérivé de cellulose soit associée à des décharges partielles.

3.7 Opérations de maintenance pouvant affecter les indicateurs de vieillissement thermique

3.7.1 Généralités

Les opérations de maintenance réalisées sur l'huile peuvent affecter (partiellement ou totalement) les paramètres utilisés comme indicateurs du vieillissement thermique de la cellulose (voir 3.3). Il convient de tenir compte de leurs effets pendant l'estimation de la concentration totale de 2-FAL, et pendant l'évaluation de la vitesse d'augmentation, des indicateurs de vieillissement thermique.

3.7.2 Effets du reconditionnement d'huile

Un reconditionnement d'huile peut réduire la concentration de 2-FAL dans l'huile, selon la durée/l'efficacité du traitement.

Un reconditionnement d'huile n'affecte normalement pas notablement la concentration de 2-FAL, de gaz et d'humidité dans la cellulose. Un dégazage en ligne ou un reconditionnement à long terme peut réduire l'humidité dans le papier.

L'équilibre de la distribution de 2-FAL entre l'huile et le papier est restauré dans un délai variant selon la température, le refroidissement et la circulation d'huile.

Les gaz dissous et l'eau dissoute dans l'huile sont pour la plupart éliminés par dégazage sous vide.

Dans les 6 mois suivant un reconditionnement, il convient de ne pas considérer les vitesses d'augmentation du 2-FAL, des gaz dissous et de l'humidité comme un indicateur de

l'augmentation de la vitesse de vieillissement, l'équilibre étant forcé de façon thermodynamique grâce à la hausse de concentration dans l'huile.

3.7.3 Effets de la régénération d'huile

La régénération d'huile a des effets importants sur la concentration de 2-FAL. Les mélanges furaniques sont polaires et sont pratiquement totalement éliminés grâce à de la terre à foulon et d'autres agents adsorbants.

Après une régénération d'huile, il convient de consigner minutieusement la tendance des mélanges furaniques (avec échantillonnage fréquent) afin de surveiller l'augmentation de 2-FAL, tout en tenant compte des nouvelles conditions d'équilibre.

NOTE Pour les effets de la régénération sur des gaz dissous et l'humidité, voir 3.7.2.

3.7.4 Effets d'un changement d'huile

Le changement d'huile a également des effets importants sur la concentration de 2-FAL. Tous les dérivés dissous dans l'huile sont éliminés. Néanmoins, après un changement d'huile, un éventuel nouvel équilibre entre l'isolation solide et liquide dépend de la température, du refroidissement et de la circulation d'huile.

Après un changement d'huile, il convient de consigner minutieusement la tendance des mélanges furaniques (avec échantillonnage fréquent) afin de surveiller l'augmentation de 2-FAL, tout en tenant compte des nouvelles conditions d'équilibre.

NOTE Pour les effets d'un changement d'huile sur des gaz dissous et l'humidité, voir 3.7.2.

4 Protocole de surveillance

4.1 Généralités

Une surveillance régulière des paramètres associés au vieillissement thermique de la cellulose est strictement exigée pour l'estimation de la condition de vieillissement du papier et sa vitesse de dégradation thermique. Il convient de ne procéder à aucune évaluation et il convient de ne prendre aucune mesure sur la base d'une seule détermination.

Une évaluation reposant sur quelques échantillons proches de la fin de la durée de vie opérationnelle ne donnera pas lieu à des conclusions fiables; l'approche permettant d'estimer la dégradation thermique du papier mentionnée dans le présent Rapport technique ne peut être appliquée si aucune surveillance régulière n'a été réalisée pendant la durée de vie de l'équipement.

4.2 Paramètres

4.2.1 Surveillance de base

Les paramètres relatifs à une surveillance de base sont les suivants (voir 3.3):

- mélanges furaniques;
- AGD (Analyse des gaz dissous).

NOTE L'utilisation de l'AGD comme outil de surveillance est uniquement destinée au domaine d'application du présent Rapport technique, à savoir l'estimation de la condition de vieillissement du papier. Pour l'application de l'AGD comme outil permettant d'intercepter ou de révéler des conditions défectueuses des transformateurs, consulter la norme IEC 60599 [14].

4.2.2 Surveillance complémentaire

Les paramètres relatifs à une surveillance complémentaire sont les suivants (voir 3.3):

- teneur en eau dans l'huile;
- acidité;
- teneur en inhibiteur (uniquement pour les huiles inhibées, consulter l'IEC 60666 [13] concernant la méthode de détection);
- teneur en passivant (uniquement pour les huiles passivées, consulter l'IEC 60666 concernant la méthode de détection);
- nombre de particules.

4.3 Fréquences d'essai recommandées

Les fréquences d'échantillonnage et d'essai suivantes sont recommandées pour la surveillance de la dégradation thermique du papier, selon l'âge de l'équipement et les résultats de la précédente estimation de la dégradation thermique du papier.

Dans le cas d'indications d'une dégradation thermique du papier type ou faible:

- surveillance de base tous les ans ou tous les deux ans

Dans le cas d'indications d'une forte dégradation thermique du papier ou de vitesses élevées de dégradation thermique du papier, ou encore dans le cas d'une suspicion d'un vieillissement anormal du papier en raison d'une charge élevée, d'un refroidissement défectueux ou insuffisant ou de conditions environnementales sévères:

- surveillances de base et complémentaire au moins deux fois par an

Dans le cas où une dégradation thermique prononcée du papier est prouvée ou si l'AGD révèle la présence de défauts thermiques (T1-T2):

- consulter l'IEC 60599 pour l'interprétation AGD et la fréquence d'échantillonnage

5 Valeurs types des symptômes de vieillissement du papier

5.1 Généralités

Les valeurs types sont calculées pour 2-FAL et l'oxyde de carbone, pour différentes familles d'équipement mentionnées au 5.1. La population d'échantillons est divisée en tranches d'âge comme suit:

- unités dont l'âge de service est inférieur ou égal à 1 an
- unités dont l'âge de service est supérieur à 1 an et inférieur ou égal à 10 ans
- unités dont l'âge de service est supérieur à 10 ans et inférieur ou égal à 30 ans
- unités dont l'âge de service est supérieur à 30 ans

Pour chaque tranche d'âges, deux valeurs de référence sont calculées:

- la valeur la plus faible correspond à la valeur pour laquelle 90 % de la population chutent (90^e percentile)
- la valeur la plus élevée correspond à la valeur pour laquelle 98 % de la population chutent (98^e percentile)

Pour le calcul de valeurs types pour une famille d'équipement, il est fortement recommandé de suivre les critères mentionnés ci-dessus, en tenant compte également des recommandations suivantes:

- rejeter les valeurs mesurées juste après un reconditionnement, une régénération ou un remplacement de l'huile
- rejeter les valeurs mesurées sur des unités restées hors service pendant une longue période

- tenir uniquement compte des valeurs mesurées avec des unités à charge de puissance constante (conditions d'équilibre)
- la fiabilité des laboratoires réalisant l'analyse est d'une importance capitale.

Pour le calcul des valeurs de vitesse d'augmentation (RoI) pour une famille d'équipement, il est fortement recommandé de suivre les critères mentionnés ci-dessus:

- tenir uniquement compte des valeurs échantillonnées avec un décalage temporel raisonnable (> 6 mois), afin de réduire les effets de la reproductibilité des essais
- Il convient de mesurer de préférence la vitesse d'augmentation sur un ensemble de 3 – 4 valeurs obtenues grâce à un échantillonnage régulier, en utilisant la moyenne mobile afin de réduire les effets de fluctuations statistiques.

5.2 Familles d'équipements

Pour une meilleure estimation de la dégradation thermique du papier, l'équipement est classé en familles, présentant différentes valeurs types des paramètres associés à la dégradation thermique du papier. Les familles d'équipements sont les suivantes:

- réacteurs
- transformateurs de puissance
 - GSU (unités élévatrices de tension du générateur)
 - transmission réseau
 - grande distribution (> 2 MVA)
- redresseurs
 - courant continu à haute tension (HVDC)
 - courant continu à basse tension (LVDC)
- transformateurs de four
- industrie/distribution (< 2 MVA)

En outre, lorsqu'une quantité suffisante de données est disponible, chaque famille est sous-divisée en sous-familles sur la base des paramètres de conception (mode de respiration du conservateur) et du type d'huile (inhibée ou non inhibée).

6 Estimation de la dégradation thermique du papier et de la vitesse de vieillissement

6.1 Approche générale

NOTE La procédure d'estimation de la dégradation thermique du papier décrite dans le présent Rapport technique repose essentiellement sur l'évaluation statistique d'une population de transformateurs.

L'approche relative à l'estimation de la dégradation thermique du papier proposée ici est destinée à donner des informations générales des conditions de dégradation thermique et (si possible) de la vitesse de dégradation.

La dégradation thermique du papier peut être évaluée en comparant la valeur des paramètres associés à la dégradation thermique aux valeurs types obtenues par la population d'équipement.

Il convient d'évaluer très attentivement les transformateurs et réacteurs ayant subi une lourde réparation, un changement ou une régénération d'huile, ou ayant présenté des symptômes de défauts thermiques, pour les raisons décrites au 3.6.

Un ensemble unique de valeurs de seuil pour les mélanges furaniques ou les oxydes de carbone ne peut être établi, en raison de l'importante variation des valeurs types résultant