

	DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7)	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 2020-07-08

Entwurf

Vorgesehen als Ersatz für
DIN IEC 60076-7
(VDE 0532-76-7):2008-02 und
DIN IEC 60076-7 Berichtigung 1
(VDE 0532-76-7 Berichtigung
1):2010-07

**Leistungstransformatoren –
Teil 7: Leitfaden für die Belastung von mineralölgefüllten
Leistungstransformatoren
(IEC 60076-7:2018)**

Power transformers –
Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers
(IEC 60076-7:2018)

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2020-05-08 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

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

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an dke@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

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

Gesamtumfang 81 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn dieser Norm ist

Inhalt

Seite

Einleitung	7
1 Anwendungsbereich	8
2 Normative Verweisungen	8
3 Begriffe	8
4 Symbole und Abkürzungen	10
5 Auswirkung einer Belastung über die Bemessungsleistung hinaus	12
5.1 Allgemeines	12
5.2 Allgemeine Auswirkungen von Belastung über die Bemessungsleistung hinaus	12
5.3 Auswirkungen und Gefahren beim kurzzeitigen Notbetrieb	13
5.4 Auswirkungen von lang andauernden Notbetriebsspielen	13
5.5 Transformatorgröße	14
6 Relativer Lebensdauerverbrauch und Lebensdauer der Transformatorisolierung	14
6.1 Allgemeines	14
6.2 Lebensdauer der Isolierung	15
6.3 Relativer Lebensdauerverbrauch	18
6.4 Berechnung des Lebensdauerverbrauchs	19
7 Begrenzungen	19
7.1 Temperaturgrenzwerte	19
7.2 Strombegrenzungen	20
7.3 Spezielle Grenzwerte für Transformatoren geringer Leistung	21
7.3.1 Strom- und Temperaturgrenzwerte	21
7.3.2 Zubehör und sonstige Betrachtungen	21
7.3.3 Innenraumtransformatoren	21
7.3.4 Umgebungsbedingungen im Freien	21
7.4 Spezielle Grenzwerte für Transformatoren mittlerer Leistung	21
7.4.1 Strom- und Temperaturgrenzwerte	21
7.4.2 Zubehör, angeschlossene Betriebsmittel und sonstige Betrachtungen	21
7.4.3 Anforderungen an die Kurzschlussfestigkeit	22
7.4.4 Spannungsgrenzwerte	22
7.5 Spezielle Grenzwerte für Transformatoren hoher Leistung	22
7.5.1 Allgemeines	22
7.5.2 Strom- und Temperaturgrenzwerte	22
7.5.3 Zubehör, Betriebsmittel und sonstige Betrachtungen	22
7.5.4 Anforderungen an die Kurzschlussfestigkeit	22
7.5.5 Spannungsgrenzwerte	23
8 Ermittlung der Temperaturen	23
8.1 Übertemperatur des Heißpunktes im stationären Zustand	23
8.1.1 Allgemeines	23
8.1.2 Berechnung der Übertemperatur des Heißpunktes aus den Ergebnissen einer normalen Erwärmungsprüfung	23
8.1.3 Direkte Messung der Übertemperatur des Heißpunktes	24
8.1.4 Heißpunktfaktor	27

8.2	Temperaturen der obersten Ölschicht und des Heißpunktes bei schwankender Umgebungstemperatur und schwankenden Lastbedingungen	29
8.2.1	Allgemeines.....	29
8.2.2	Lösung der Exponentialgleichungen	31
8.2.3	Lösung der Differenzgleichungen	34
8.3	Umgebungstemperatur	35
8.3.1	Transformatoren mit Luftkühlung im Freien	35
8.3.2	Korrektur der Umgebungstemperatur für das Transformatorgehäuse	35
8.3.3	Wassergekühlte Transformatoren.....	36
9	Einfluss von Stufenschaltern	36
9.1	Allgemeines.....	36
9.2	Kurzschlussverlust	36
9.3	Verlustverhältnis.....	37
9.4	Lastfaktor.....	37
Anhang A (informativ)	Lebensdauererwartung der Isolierung und relativer Lebensdauerverbrauch unter Berücksichtigung der Wirkung von Sauerstoff und Wasser	38
A.1	Lebensdauererwartung der Isolierung	38
A.2	Relativer Lebensdauerverbrauch unter Berücksichtigung der Wirkung von Sauerstoff und Wasser	40
Anhang B (informativ)	Kerntemperatur.....	42
B.1	Allgemeines.....	42
B.2	Heißpunktstellen des Kerns	42
Anhang C (informativ)	Spezifikation der Belastung über die Bemessungsleistung hinaus	43
Anhang D (informativ)	Beschreibung der Faktoren Q, S und H	45
Anhang E (informativ)	Berechnung der Wicklungs- und der Ölzeitkonstante	48
Anhang F (informativ)	Parameter des Wärmemodells	50
F.1	Allgemeines.....	50
F.2	Abschätzung der thermischen Zeitkonstanten: experimenteller Ansatz	50
F.3	Dynamische thermische Modellierung: Weiterentwicklung.....	51
Anhang G (informativ)	Ölexponent und Wicklungsexponent	53
G.1	Allgemeines.....	53
G.2	Historischer Hintergrund	53
G.3	Theoretischer Ansatz	54
G.4	Ansatz der verlängerten Erwärmungsprüfung	56
Anhang H (informativ)	Praktisches Beispiel zum Verfahren mit Exponentialgleichungen	58
H.1	Allgemeines.....	58
H.2	Zeitabschnitt 0 min bis 190 min.....	58
H.3	Zeitabschnitt 190 min bis 365 min.....	59
H.4	Zeitabschnitt 365 min bis 500 min.....	59
H.5	Zeitabschnitt 500 min bis 705 min.....	60
H.6	Zeitabschnitt 705 min bis 730 min.....	60
H.7	Zeitabschnitt 730 min bis 745 min.....	60
H.8	Vergleich mit gemessenen Werten	61
Anhang I (informativ)	Anwendung des Lösungsverfahrens der Differenzgleichungen	63
I.1	Allgemeines.....	63
I.2	Beispiel.....	63
I.3	Verwendung der gemessenen Temperatur der obersten Ölschicht	68
Anhang J (informativ)	Flussdiagramm auf der Basis des Beispiels in Anhang H	69
Anhang K (informativ)	Beispiel zur Berechnung und Darstellung der Überlastungsdaten	71

Anhang L (informativ) Geomagnetisch induzierte Ströme.....	75
L.1 Hintergrund.....	75
L.2 GIC-Festigkeit von Leistungstransformatoren [54], [55].....	75
Anhang M (informativ) Alternative Öle.....	77
Literaturhinweise.....	78

Bilder

Bild 1 – Strukturformel der Zellulose.....	14
Bild 2 – Wechselbeziehung zwischen Zugfestigkeit und DP-Wert.....	15
Bild 3 – Beschleunigte Alterung in Mineralöl bei 140 °C, bei der der Sauerstoff- und der Feuchtegehalt bei < 6 000 ppm bzw. 0,5 % gehalten werden	17
Bild 4 – Erwartete Lebensdauer für nicht thermisch stabilisiertes Isolierpapier und deren Abhängigkeit von Feuchtigkeit, Sauerstoffgehalt und Temperatur	17
Bild 5 – Erwartete Lebensdauer für thermisch stabilisiertes Isolierpapier und deren Abhängigkeit von Feuchtigkeit, Sauerstoffgehalt und Temperatur	18
Bild 6 – Temperaturverteilung.....	24
Bild 7 – Übertemperaturen oberhalb der Temperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) von 65,8 °C der Hochspannungswicklung mit Zickzackkühlung eines 400-MVA-ONAF-gekühlten dreiphasigen Transformators mit einem Laststrom von 1,0 p.u., Stufenschalterstellung (–).....	25
Bild 8 – Spulenkanten, an denen die Messfühler an der Kante mit der höheren berechneten Übertemperatur angebracht werden sollten	26
Bild 9 – Übertemperatur oberhalb der Temperatur der obersten Ölschicht am Ende einer 8 h dauernden Leerlauf-Erwärmungsprüfung bei 110 % der Versorgungsspannung.....	27
Bild 10 – Zickzackförmig gekühlte Scheibenwicklung, bei der der Abstand zwischen allen Scheibenabschnitten gleich ist und der den Fluss ausrichtende Dichtungsring im Zwischenraum zwischen den Scheibenabschnitten angebracht ist.....	28
Bild 11 – Draufsicht auf eine rechteckige Wicklung, bei der die Kühlkanäle im Bereich der Joche entfallen	29
Bild 12 – Blockdiagrammdarstellung der Differentialgleichungen	30
Bild 13 – Temperaturverläufe nach sprunghaften Änderungen im Laststrom.....	32
Bild 14 – Die Funktion $\Delta\theta h(t)/\Delta\theta h_r$ erzeugt mit den in Tabelle 4 angegebenen Werten.....	34
Bild 15 – Prinzip der Verluste in Abhängigkeit von der Stufenschalterstellung	37
Bild A.1 – Arrhenius-Diagramm für einen Alterungsprozess	39
Bild F.1 – Gesamtmodell für den Heißpunkt und die oberste Ölschicht.....	52
Bild G.1 – Verlängerte Erwärmungsprüfung	56
Bild G.2 – Diagramme für die Abschätzung der Transformatorexponenten.....	57
Bild H.1 – Verhalten der Heißpunkttemperatur bei sprunghaften Änderungen des Laststromes	61
Bild H.2 – Verhalten der Temperatur der obersten Ölschicht bei sprunghaften Änderungen des Laststromes	62
Bild I.1 – Grafische Darstellung der Eingangsdaten für das Beispiel	65
Bild I.2 – Grafische Darstellung der Ergebnisse des Beispiels	68
Bild K.1 – Transformatoren hoher Leistung mit OF-Kühlung: Zulässige Belastungen bei normalem Lebensdauerverbrauch.....	74
Bild L.1 – GIC-Fluss in einen Leistungstransformator	75

Tabellen

Tabelle 1 – Relativer Lebensdauerverbrauch in Abhängigkeit von der Heißpunkttemperatur.....	19
Tabelle 2 – Maximal zulässige Temperaturgrenzwerte für eine Belastung über die Bemessungsleistung hinaus.....	20
Tabelle 3 – Empfohlene Stromgrenzwerte für die Belastung über die Bemessungsleistung hinaus.....	21
Tabelle 4 – Empfohlene thermische Kennwerte für Exponentialgleichungen	33

Tabelle 5 – Korrektur für erhöhte Umgebungstemperatur durch das Gehäuse	36
Tabelle A.1 – Aktivierungsenergie (E_A) und Umweltfaktor (A) für Oxidation und Hydrolyse.....	39
Tabelle A.2 – Erwartete Lebensdauer von Isolierpapier unter verschiedenen Bedingungen	40
Tabelle A.3 – Relativer Lebensdauerverbrauch in Abhängigkeit von Heißpunkttemperatur, Sauerstoff- und Feuchtegehalt für nicht thermisch stabilisiertes Isolierpapier	41
Tabelle A.4 – Relativer Lebensdauerverbrauch in Abhängigkeit von Heißpunkttemperatur, Sauerstoff- und Feuchtegehalt für thermisch stabilisiertes Isolierpapier	41
Tabelle H.1 – Lastverlauf des 250-MVA-Transformators.....	58
Tabelle H.2 – Temperaturen am Ende jedes Lastabschnittes	62
Tabelle I.1 – Eingangsdaten für das Beispiel	63
Tabelle I.2 – Ergebnisse des Beispiels	66
Tabelle K.1 – Beispielkennwerte bezogen auf die Belastbarkeit von Transformatoren.....	71
Tabelle K.2 – Beispieltabelle mit zulässigen Belastungen und entsprechendem täglichen Lebensdauerverbrauch (in „Normaltagen“) und der höchsten Heißpunkt-Übertemperatur während des Lastzyklus	72

Nationales Vorwort

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium DKE/K 321 "Transformatoren" der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Die enthaltene IEC-Publikation wurde vom IEC/TC 14 "Power transformers" erarbeitet.

Das IEC-Komitee hat entschieden, dass der Inhalt dieses Dokuments bis zu dem Datum (stability date) unverändert bleiben soll, das auf der IEC-Website unter "<http://webstore.iec.ch>" zu diesem Dokument angegeben ist. Zu diesem Zeitpunkt wird entsprechend der Entscheidung des Komitees das Dokument

- bestätigt,
- zurückgezogen,
- durch eine Folgeausgabe ersetzt oder
- geändert.

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

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

Der Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden deutschen Dokumenten ergibt sich, soweit ein Zusammenhang besteht, grundsätzlich über die Nummer der entsprechenden IEC-Publikation. Beispiel: IEC 60068 ist als EN 60068 als Europäische Norm durch CENELEC übernommen und als DIN EN 60068 ins Deutsche Normenwerk aufgenommen.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. IEC ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wiedergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farbdarstellung.

Änderungen

Gegenüber **DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7):2008-02** und **DIN IEC 60076-7 Berichtigung 1 (VDE 0532-76-7 Berichtigung 1):2010-07** wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) der Titel wurde aktualisiert von "von ölgefüllten Leistungstransformatoren" in "von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren";
- b) die Lebensdauer der Isolierung wurde unter Beachtung neuester Forschungsergebnisse aktualisiert;
- c) Temperaturgrenzwerte wurden überarbeitet und eine höchste Kerntemperatur wird empfohlen;
- d) für die Erwärmungsprüfung wird die Anzahl der Lichtwellenleiter-Messfühler empfohlen;
- e) die Faktoren Q, S und H werden erläutert;
- f) die Wärmemodelle wurden überarbeitet und in einer allgemeinen mathematischen Form neu formuliert;
- g) geomagnetisch induzierte Ströme werden kurz erläutert und es werden entsprechende Temperaturgrenzwerte empfohlen;
- h) es wird ein ausführlicher Literaturüberblick gegeben und zu den Literaturhinweisen wurde eine Anzahl von Verweisungen ergänzt.

Einleitung

Dieser Teil von IEC 60076 liefert eine Anleitung für die Spezifikation und die Belastung von Leistungstransformatoren vom Standpunkt der Betriebstemperaturen und der thermischen Alterung aus. Er enthält Empfehlungen für Belastungen über der Bemessungsleistung und eine Anleitung für Projektierende bei der Auswahl geeigneter Bemessungsgrößen und Belastungsbedingungen für neue Anlagen.

IEC 60076-2 bildet die Grundlage für Vertragsvereinbarungen und enthält die Anforderungen und Prüfungen in Bezug auf die Übertemperatur von Öltransformatoren bei Dauerbelastung bei Bemessungsbedingungen.

Dieser Teil von IEC 60076 gibt mathematische Modelle zur Beurteilung der Auswirkungen unterschiedlicher Belastungen mit unterschiedlichen Temperaturen des Kühlmediums und mit transienten oder zyklischen Schwankungen in Abhängigkeit von der Zeit an. Die Modelle dienen der Berechnung von Betriebstemperaturen im Transformator, besonders der Temperatur der heißesten Stelle in der Wicklung. Diese Heißpunkttemperatur wird dann zur Berechnung des relativen Lebensdauerverbrauchs und des prozentuellen Anteils der Lebensdauer, der in einem bestimmten Zeitabschnitt verbraucht wird, benutzt. Die Modelle gelten für Transformatoren geringer Leistung, die hier als Verteilungstransformatoren bezeichnet werden, und für Leistungstransformatoren.

Eine wesentliche Änderung gegenüber der vorherigen Ausgabe ist die durchgeführte umfangreiche Untersuchung zur Zersetzung des Isolierpapiers, die darauf hinweist, dass die Alterung durch die Kombination von Oxidation, Hydrolyse und Pyrolyse beschrieben werden darf. Außerdem besteht damit die Möglichkeit, die erwartete Lebensdauer der Isolierung unter Berücksichtigung verschiedener Alterungsfaktoren, wie Feuchtigkeit, Sauerstoff und Temperatur, sowie realitätsnaher Einsatzszenarien abzuschätzen. Der Titel wurde aktualisiert von „von ölgefüllten Leistungstransformatoren“ in „von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren“. Die Temperatur- und Stromgrenzwerte wurden überarbeitet und die höchste Kerntemperatur wird empfohlen. Die Verwendung von Lichtwellenleiter-Temperaturfühlern ist übliche Praxis geworden, die Anzahl der installierten Messfühler je Transformator ist jedoch sehr unterschiedlich. Dieser Aspekt wird jetzt betrachtet und außerdem werden die Faktoren Q, S und H beschrieben. Die Wärmemodelle wurden überarbeitet und in einer allgemeinen mathematischen Form neu formuliert. Geomagnetisch induzierte Ströme werden kurz erläutert und es werden entsprechende Temperaturgrenzwerte empfohlen.

Dieser Teil von IEC 60076 enthält außerdem Empfehlungen für die Begrenzung der zulässigen Belastung nach den Ergebnissen der Temperaturberechnungen oder -messungen. Diese Empfehlungen beziehen sich auf unterschiedliche Belastungen – Dauerbelastung, normale zyklische ungestörte Belastung oder zeitlich begrenzter Notbetrieb. Die Empfehlungen gelten für Verteilungstransformatoren, Transformatoren mittlerer Leistung und Transformatoren hoher Leistung. Die [Abschnitte 1 bis 7](#) enthalten Definitionen, allgemeine Hintergrundinformationen und bestimmte Einschränkungen für den Betrieb verschiedener Transformatorkategorien.

[Abschnitt 8](#) umfasst die Ermittlung der Temperaturen und liefert die mathematischen Modelle zur Abschätzung der Heißpunkttemperatur im stationären Zustand und bei Übergangsbedingungen.

[Abschnitt 9](#) enthält eine kurze Beschreibung des Einflusses der Stufenschalterstellung.

In den Anhängen , B, C, D, E, F, G, H, I und K werden Anwendungsbeispiele angegeben.

Leistungstransformatoren – Teil 7: Leitfaden für die Belastung von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil von IEC 60076 gilt für mineralölgefüllte Leistungstransformatoren. Er beschreibt die Auswirkungen eines Betriebs bei verschiedenen Umgebungstemperaturen und Lastbedingungen auf die Lebensdauer des Transformators.

ANMERKUNG Bei Ofentransformatoren wird für das besondere Belastungsprofil der Hersteller herangezogen.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. 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 60076-2, Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers

IEC 60076-14, Power transformers - Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1

Transformator geringer Leistung

Leistungstransformator ohne angebrachte Kühler oder Rohre mit Wellblechkessel unabhängig von der Bemessungsleistung

3.2

Transformator mittlerer Leistung

Leistungstransformator mit einer maximalen Bemessungsleistung von 100 MVA dreiphasig oder 33,3 MVA einphasig

3.3

Transformator hoher Leistung

Leistungstransformator mit einer maximalen Bemessungsleistung von mehr als 100 MVA dreiphasig oder mehr als 33,3 MVA einphasig

3.4

zyklische Belastung

Belastung mit zyklischen Schwankungen (Zyklusdauer gewöhnlich 24 h), die hinsichtlich des summierten Alterungsbetrages während des Zyklus betrachtet wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Die zyklische Belastung dürfen entweder eine normale Belastung oder lang andauernde Notbetriebsspiele sein.

3.5

normale zyklische Belastung

Belastung, bei der während eines Teils des Zyklus eine höhere Umgebungstemperatur oder ein höherer Laststrom als der Bemessungswert vorliegt, die aber aus Sicht des relativen Lebensdauerverbrauchs (nach dem mathematischen Modell) der Bemessungslast bei normaler Umgebungstemperatur entspricht

Anmerkung 1 zum Begriff: Dabei wird der Vorteil niedriger Umgebungstemperaturen oder niedriger Lastströme während des restlichen Lastzyklus ausgenutzt. Für Planungszwecke kann dieses Prinzip auf lange Zeitabschnitte angewandt werden, indem Abschnitte mit relativem Lebensdauerverbrauch über Eins durch Abschnitte mit relativem Lebensdauerverbrauch unter Eins ausgeglichen werden.

3.6

Langzeit-Notfallbelastung

Belastung durch die lang andauernde Nichtverfügbarkeit einiger Systemelemente, die nicht wieder angeschlossen werden, bevor der Transformator eine neue und höhere stationäre Temperatur erreicht

3.7

kurzzeitiger Notbetrieb

ungewöhnlich starke Belastung bei einem Übergangsvorgang (weniger als 30 min) aufgrund eines oder mehrerer außergewöhnlicher Ereignisse, die die normale Systembelastung stark stören

3.8

Heißpunkt

falls es nicht besonders festgelegt ist, bedeutet „Heißpunkt“ die heißeste Stelle in der Wicklung

3.9

relativer Lebensdauerverbrauch

Erhöhung oder Verringerung des Lebensdauerverbrauches der Transformatorisolierung bei einer bestimmten Heißpunkttemperatur, verglichen mit dem Lebensdauerverbrauch bei Referenz-Heißpunkttemperatur

3.10

Lebensdauer der Transformatorisolierung

Gesamtzeit zwischen dem Anfangszustand, wenn die Isolierung neu ist, und dem Endzustand, wenn die Isolierung durch thermische Alterung, Spannungsbeanspruchung, Kurzschlussbeanspruchung oder mechanische Bewegung (die beim Normalbetrieb auftreten können) als zersetzt angesehen wird und nach der die Gefahr eines elektrischen Versagens hoch ist

3.11

prozentualer Lebensdauerverbrauch

äquivalente Alterung in Stunden über einem Zeitabschnitt (gewöhnlich 24 h) multipliziert mit 100, geteilt durch die erwartete Lebensdauer der Transformatorisolierung

Anmerkung 1 zum Begriff: Die äquivalente Alterung in Stunden wird erhalten, indem der relative Lebensdauerverbrauch mit der Stundenzahl multipliziert wird.

3.12

nicht thermisch stabilisiertes Isolierpapier

Kraftpapier, das aus ungebleichtem Langfaserzellstoff im Sulfatverfahren ohne Zusatz von Stabilisatoren hergestellt wird

3.13

thermisch stabilisiertes Isolierpapier

Isolierpapier auf Zellulosebasis, das chemisch verändert wurde, um die Zersetzungsgeschwindigkeit des Isolierpapiers herabzusetzen

Anmerkung 1 zum Begriff: Alterungseffekte werden entweder durch teilweisen Entzug wasserbildender Mittel (wie bei der Zyanoethylierung) oder durch Unterbinden der Wasserbildung durch Einsatz von Stabilisierungsmitteln (wie durch Aminzusatz, Dizyandizyamid) verringert. Ein Papier wird als thermisch stabilisiert betrachtet, wenn es die Lebensdauerkriterien nach ANSI/IEEE C57.100 erfüllt [1]¹; Erhalt der Zugfestigkeit von 50 % nach 65 000 h in einem geschlossenen Gefäß bei 110 °C oder einer anderen Kombination von Zeit/Temperatur nach folgender Gleichung:

Anmerkung 2 zum Begriff: Da die derzeit benutzten thermischen Veredelungschemikalien Stickstoff enthalten, das in Kraftpapier nicht vorhanden ist, wird der Grad der chemischen Veränderung durch Prüfung der vorhandenen Stickstoffmenge im behandelten Isolierpapier bestimmt. Übliche Werte für den Stickstoffgehalt von thermisch stabilisiertem Isolierpapier liegen bei der Messung nach ASTM D-982 zwischen 1 % und 4 % [2], aber nach der Prüfung des geschlossenen Gefäßes.

$$\text{Time (h)} = e^{\left(\frac{15\,000}{(\theta_h + 273)} - 28,082\right)} \approx 65\,000 \times e^{\left(\frac{15\,000}{(\theta_h + 273)} - \frac{15\,000}{(110 + 237)}\right)} \quad (1)$$

3.14

nicht gerichteter Ölfluss

OF

Fluss, der angibt, dass das von den Wärmetauschern oder Kühlern abgepumpte Öl frei innerhalb des Kessels fließt und nicht gezwungen wird, durch die Wicklungen zu fließen

Anmerkung 1 zum Begriff: Das Öl kann innerhalb der Wicklungen entweder axial in senkrechten Kühlkanälen oder radial in waagerechten Kühlkanälen entweder zickzackförmig oder nicht fließen.

¹ Zahlen in eckigen Klammern beziehen sich auf die Literaturhinweise.

3.15

nicht gerichteter Ölfluss

ON

Fluss, der angibt, dass das Öl von den Wärmetauschern oder Kühlern frei innerhalb des Kessels fließt und nicht gezwungen wird, durch die Wicklungen zu fließen

Anmerkung 1 zum Begriff: Das Öl kann innerhalb der Wicklungen entweder axial in senkrechten Kühlkanälen oder radial in waagerechten Kühlkanälen entweder zickzackförmig oder nicht fließen.

3.16

gerichteter Ölfluss

OD

Fluss, der angibt, dass der größte Teil des von den Wärmetauschern oder Kühlern abgepumpten Öls gezwungen wird, durch die Wicklungen zu fließen

Anmerkung 1 zum Begriff: Das Öl kann innerhalb der Wicklungen entweder axial in senkrechten Kühlkanälen oder zickzackförmig in waagerechten Kühlkanälen fließen.

3.17

Auslegungs-Umgebungstemperatur

Umgebungstemperatur, für die die zulässige mittlere Wicklungstemperatur, die Temperatur der obersten Ölschicht und die Heißpunkttemperatur über der Umgebungstemperatur definiert sind

4 Symbole und Abkürzungen

Symbol	Bedeutung	Einheit
C	Wärmekapazität	Ws/K
c	spezifische Wärmekapazität	Ws/(kg·K)
DP	Polymerisationsgrad	
D	Differenzoperator in Differenzgleichungen	
g_r	Gradient der mittleren Wicklungstemperatur zur mittleren Öltemperatur (im Kessel) bei Bemessungsstrom	K
H	Heißpunktfaktor	
k_{11}	Wärmemodellkonstante	
k_{21}	Wärmemodellkonstante	
k_{22}	Wärmemodellkonstante	
K	Lastfaktor (Laststrom/Bemessungsstrom)	
L	gesamter Lebensdauerverbrauch im betrachteten Zeitabschnitt	h
m_A	Masse der Baugruppe aus Kern und Wicklungen	kg
m_T	Masse von Kessel und Armaturen	kg
m_O	Ölmasse	kg
m_W	Masse der Wicklung	kg
n	Nummer des jeweiligen Zeitabschnittes	
N	Gesamtzahl der Zeitabschnitte während der betrachteten Dauer	
OD	entweder ODAN-, ODAF- oder ODWF-Kühlung	
OF	entweder OFAN-, OFAF- oder OFWF-Kühlung	
ON	entweder ONAN- oder ONAF-Kühlung	
P	eingespeiste Verluste	W
P_e	relativer Wirbelstromverlust in der Wicklung	bezogener Wert

Symbol	Bedeutung	Einheit
P_W	Wicklungsverluste	W
R	Verhältnis der Kurzschlussverluste bei Bemessungsstrom zu den Leerlaufverlusten bei Bemessungsspannung	
R_r	Verhältnis der Kurzschlussverluste zu den Leerlaufverlusten an der Hauptanzapfung	
R_{r+1}	Verhältnis der Kurzschlussverluste zu den Leerlaufverlusten an der Anzapfung $r + 1$	
$R_{\min}$	Verhältnis der Kurzschlussverluste zu den Leerlaufverlusten an der kleinsten Anzapfung	
$R_{\max}$	Verhältnis der Kurzschlussverluste zu den Leerlaufverlusten an der größten Anzapfung	
RTD	Widerstands-Temperaturfühler	
RH	relative Luftfeuchte von Öl	%
s	Laplace-Operator	
t	Zeitvariable	min
tap_r	Haupt-Stufenschalterstellung	
tap_{r+1}	Stufenschalterstellung $r + 1$	
$\text{tap}_{\min}$	minimale Stufenschalterstellung	
$\text{tap}_{\max}$	maximale Stufenschalterstellung	
V	relativer Lebensdauerverbrauch	
V_n	relativer Lebensdauerverbrauch im Zeitabschnitt n	
WOP	Wassergehalt des Öls	ppm
WCP	Wassergehalt der Papierisolierung	%
x	Exponent der Gesamtverluste in Bezug auf die Übertemperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) (Ölexponent)	
y	Exponent des Stromes in Bezug auf die Übertemperatur der Wicklung (Wicklungsexponent)	
θ_a	Umgebungstemperatur	°C
θ_E	über ein Jahr gewichtete Umgebungstemperatur	°C
θ_h	Wicklungs-Heißpunkttemperatur	°C
θ_{ma}	mittlere Monatstemperatur	°C
$\theta_{ma-\max}$	mittlere Monatstemperatur des heißesten Monats nach IEC 60076-2	°C
θ_o	Temperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) bei der betrachteten Last	°C
θ_{ya}	mittlere Jahrestemperatur nach IEC 60076-2	°C
τ_o	Ölzeitkonstante	min
τ_W	Wicklungszeitkonstante	min
$\Delta\theta_{br}$	Übertemperatur der untersten Ölschicht (im Kessel) bei Bemessungslast (Leerlaufverluste + Kurzschlussverluste)	K
$\Delta\theta_h$	Gradient der Heißpunkttemperatur zur Temperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) bei der betrachteten Last	K
$\Delta\theta_{hi}$	Gradient der Heißpunkttemperatur zur Temperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) am Anfang	K
$\Delta\theta_{hr}$	Gradient der Heißpunkttemperatur zur Temperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) bei Bemessungsstrom	K
$\Delta\theta_o$	Übertemperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) bei der betrachteten Last	K

Symbol	Bedeutung	Einheit
$\Delta\theta_{oi}$	Übertemperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) am Anfang	K
$\Delta\theta_{om}$	mittlere Übertemperatur des Öls (im Kessel) bei der betrachteten Last	K
$\Delta\theta_{omr}$	mittlere Übertemperatur des Öls (im Kessel) bei Bemessungslast (Leerlaufverluste + Kurzschlussverluste)	K
$\Delta\theta_{or}$	Übertemperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) im stationären Zustand bei Bemessungslast (Leerlaufverluste + Kurzschlussverluste)	K
$\Delta\theta'_{or}$	korrigierte Übertemperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) durch das Gehäuse	K
$\Delta(\Delta\theta_{or})$	zusätzliche Übertemperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) durch das Gehäuse	K

5 Auswirkung einer Belastung über die Bemessungsleistung hinaus

5.1 Allgemeines

Die normale Lebensdauererwartung ist übliche Bezugsgrundlage für den Dauerbetrieb bei der Auslegungs-Umgebungstemperatur und den Bemessungs-Betriebsbedingungen. Das Anlegen einer Last oberhalb der Bemessungsleistung und/oder einer Umgebungstemperatur oberhalb der Auslegungs-Umgebungstemperatur zieht Gefahren und eine beschleunigte Alterung nach sich. Dieser Teil von IEC 60076 dient der Erkennung solcher Gefahren und gibt Einschränkungen an, wie Transformatoren über die Bemessung auf dem Leistungsschild hinaus belastet werden dürfen. Diese Gefahren können vom Kunden verringert werden, indem die maximalen Belastungsbedingungen eindeutig festgelegt werden und der Lieferant diese bei der Auslegung des Transformators berücksichtigt.

5.2 Allgemeine Auswirkungen von Belastung über die Bemessungsleistung hinaus

Die Auswirkungen der Belastung eines Transformators über die Bemessungsleistung hinaus sind folgende:

- die Temperaturen von Wicklungen, Klemmen, Zuleitungen, Isolierung und Öl steigen und können unzulässige Werte erreichen;
- die Streuflussdichte außerhalb des Kerns steigt und verursacht eine zusätzliche Erwärmung durch Wirbelströme in Metallteilen, die mit Streufluss durchsetzt sind;
- durch die Temperaturänderungen ändert sich der Feuchte- und Gasgehalt der Isolierung und des Öls;
- Durchführungen, Stufenschalter, Kabelendanschlüsse und Stromwandler werden ebenfalls höheren Beanspruchungen ausgesetzt, die über ihre Auslegungs- und Anwendungsreserven hinausreichen können.

Die Überlagerung der Hauptflusses und des erhöhten Streuflusses macht Beschränkungen für eine mögliche Übererregung des Kerns erforderlich [6], [7], [8].

ANMERKUNG Bei belasteten Kerntransformatoren mit einem Energiefluss von der äußeren Wicklung (gewöhnlich Oberspannung) zur inneren Wicklung (gewöhnlich Unterspannung) tritt die größte magnetische Flussdichte des Kerns, die Ergebnis der Überlagerung des Hauptflusses und des Streuflusses ist, im Joch auf.

Wie Untersuchungen ergeben haben, ist dieser Fluss geringer oder gleich dem Fluss, der bei der gleichen angelegten Spannung an den Anschlüssen der äußeren Wicklung beim unbelasteten Transformator erzeugt wird. Der magnetische Fluss in den Schenkeln des Kerns des belasteten Transformators wird durch die Spannung an den Anschlussklemmen der inneren Wicklung bestimmt und gleicht annähernd dem Fluss, der bei der gleichen Spannung ohne Last erzeugt wird.

Bei Kerntransformatoren mit einem Energiefluss von der inneren Wicklung tritt die größte Flussdichte in den Kernschenkeln auf. Ihr Wert ist nur wenig höher als bei der gleichen angelegten Spannung ohne Last. Die Flussdichte im Joch wird dann durch die Spannung an der äußeren Wicklung bestimmt.

Daher werden bei der Belastung über die Bemessungsleistung hinaus Spannungen an beiden Seiten des belasteten Transformators untersucht. Solange die Spannungen auf der gespeisten Seite des belasteten Transformators unterhalb der in IEC 60076-1:2011 [5], Abschnitt 4, angegebenen Grenzwerte bleiben, sind bei der Belastung über die Bemessungsleistung hinaus keine Beschränkungen der Erregung erforderlich. Wenn eine stärkere Erregung auftritt, um die Lastspannung unter Notbedingungen in einem Bereich zu halten, in dem das Netzwerk noch aufrechterhalten werden kann, übersteigen die magnetischen Flussdichten in den Kernteilen nie Werte, bei denen eine Streuung des Kernflusses aus dem Kern heraus auftreten kann (bei kaltgewalztem kernorientiertem Stahl steigen diese Sättigungseffekte oberhalb

1,9 T stark an). Streuflüsse können aufgrund von Hochfrequenzanteilen unvorhersehbar hohe Temperaturen an der Kernoberfläche und in nahen Metallteilen wie Wicklungseinspannungen oder auch in den Wicklungen selbst verursachen. Dadurch kann der Transformator gefährdet werden. Unter allen Umständen sind im Allgemeinen die Überlastungszeiten, die von den Wicklungen vorgegeben werden, so kurz, dass der Kern bei einer Übererregung nicht überhitzt wird. Dies wird durch die lange thermische Zeitkonstante des Kerns verhindert.

Folglich besteht die Gefahr eines vorzeitigen Ausfalls aufgrund erhöhter Ströme und Temperaturen. Diese Gefahr kann unmittelbar und kurzfristig oder durch die Summierung der thermischen Alterung der Isolierung im Transformator über viele Jahre auftreten.

5.3 Auswirkungen und Gefahren beim kurzzeitigen Notbetrieb

Eine kurzzeitige erhöhte Belastung führt zu einer Betriebsbedingung mit erhöhter Ausfallgefahr. Ein kurzzeitiger Notbetrieb führt zu einer Heißpunkttemperatur mit einem Wert, bei der möglicherweise eine zeitweilige Verringerung der Durchschlagfestigkeit eintritt. Die Zulässigkeit dieser Bedingung für eine kurze Zeit kann jedoch günstiger sein als der Verlust der Spannungsversorgung. Diese Belastungsart tritt wahrscheinlich selten ein und die Belastung sollte sofort verringert oder der Transformator innerhalb kurzer Zeit abgeschaltet werden, um einen Ausfall zu vermeiden. Die zulässige Dauer dieser Belastung ist kürzer als die thermische Zeitkonstante des Transformators und hängt von der Betriebstemperatur vor dem Anstieg der Belastung ab; gewöhnlich liegt sie unter einer halben Stunde.

Die Hauptgefahr für Kurzeitenausfälle ist die Verringerung der Durchschlagfestigkeit durch das mögliche Vorhandensein von Gasblasen in einem Bereich hoher elektrischer Beanspruchung, d. h. in den Wicklungen und Zuleitungen. Diese Blasen können auftreten, wenn die Heißpunkttemperatur bei einem Transformator mit einem Feuchtegehalt der Wicklungsisolierung von etwa 2 % 140 °C übersteigt. Diese kritische Temperatur sinkt in dem Maß, wie die Feuchtekonzentration steigt.

ANMERKUNG Umgebungstemperatur siehe auch IEC 60076-2-14.

- a) Gasblasen können sich auch an den Oberflächen von metallischen Konstruktionsteilen entwickeln (entweder in Öl- oder Feststoffisolierung), die durch den Streufluss erwärmt werden, oder sie werden durch die Übersättigung des Öls gebildet. Solche Blasen entwickeln sich jedoch gewöhnlich in Bereichen geringer elektrischer Beanspruchung und müssen in Bereiche wandern, in denen die Beanspruchung höher ist, bevor eine wesentliche Verringerung der Durchschlagfestigkeit eintritt.

Blanke Metallteile außer Wicklungen, die nicht in direktem thermischem Kontakt mit Zelluloseisolierung stehen, aber Kontakt mit nicht zellulosehaltiger Isolierung haben (z. B. Aramidpapier, Glasfasern), und das Öl im Transformator können sich schnell auf hohe Temperaturen erwärmen. Eine Temperatur von 180 °C sollte nicht überschritten werden.

- b) Eine zeitweilige Verschlechterung der mechanischen Eigenschaften bei höheren Temperaturen kann die Kurzschlussfestigkeit verringern.
- c) Ein Druckaufbau in den Durchführungen kann zu einem Ausfall aufgrund von Ölaustritt führen. Wenn die Temperatur der Isolierung etwa 140 °C übersteigt, kann in Kondensatordurchführungen auch Gasbildung auftreten.
- d) Die Ölausdehnung kann zum Überlaufen des Öls im Ausdehnungsgefäß führen.
- e) Das Abschalten übermäßig hoher Ströme im Stufenschalter kann gefährlich sein.

Die Begrenzungen der höchsten Heißpunkttemperaturen von Wicklungen, Kern- und Konstruktionselementen beruhen auf Betrachtungen kurzzeitiger Gefahren (siehe [Abschnitt 7](#)).

Die kurzzeitigen Gefahren verschwinden gewöhnlich, nachdem die Last auf den normalen Pegel verringert wurde, jedoch muss das klar festgelegt und von allen beteiligten Parteien (z. B. Planer, Eigentümer und Betreiber) akzeptiert werden.

5.4 Auswirkungen von lang andauernden Notbetriebsspielen

Dieser Fall ist keine normale Betriebsbedingung und tritt selten ein, er kann aber über Wochen oder selbst Monate anhalten und zu einer beträchtlichen Alterung führen.

- a) Bei hohen Temperaturen wird die Verschlechterung der mechanischen Eigenschaften der Leiterisolierung beschleunigt. Wenn diese Verschlechterung weit genug fortgeschritten ist, kann sie die effektive Lebensdauer des Transformators herabsetzen, vor allem wenn dieser Kurzschlüssen des Netzes oder einem Transport ausgesetzt ist.

- b) Auch andere Isolierteile, besonders Teile, die dem Axialdruck des Wickelblockes ausgesetzt sind, können bei einer höheren Temperatur beschleunigte Alterung erfahren.
- c) Der Kontaktwiderstand der Stufenschalter kann bei erhöhten Strömen und Temperaturen steigen und in kritischen Fällen kann eine thermische Instabilität eintreten.
- d) Die Dichtungswerkstoffe im Transformator können durch erhöhte Temperaturen brüchig werden.

Die Berechnungsregeln für den relativen Lebensdauerverbrauch und den prozentualen Verlust an Lebensdauer beruhen auf Betrachtungen langzeitiger Gefahren.

5.5 Transformatorgröße

Die Empfindlichkeit von Transformatoren für eine Belastung über die Bemessungsleistung hinaus hängt gewöhnlich von ihrer Größe ab. Die wachsende Größe führt zu:

- einer steigenden Streuflussdichte;
- steigenden Kurzschlusskräften;
- einer steigenden Masse an Isolierung, die einer hohen elektrischen Beanspruchung ausgesetzt ist;
- einer schwierigeren Ermittlung der Heißpunkttemperaturen.

Folglich ist ein Transformator hoher Leistung anfälliger für eine Belastung über die Bemessungsleistung hinaus als ein Transformator geringer Leistung. Außerdem sind die Folgen eines Transformatorausfalls bei Transformatoren höherer Leistung kritischer als bei Einheiten geringerer Leistung.

Aus diesem Grund und um bei der erwarteten Belastung eine vernünftige Bewertung des Risikos vorzunehmen, werden in diesem Teil von IEC 60076 drei Kategorien betrachtet:

- a) Transformatoren geringer Leistung, bei denen nur die Heißpunkttemperaturen der Wicklungen und der thermische Abbau betrachtet werden sollten;
- b) Transformatoren mittlerer Leistung, bei denen ein Wechsel der Kühlungsart betrachtet werden sollte;
- c) Transformatoren hoher Leistung, bei denen auch die Auswirkungen des Streuflusses wesentlich und die Ausfallfolgen schwerwiegend sind.

Bei hermetisch dichten Transformatoren ohne Druckentlastungseinrichtungen sollte der Überdruck berücksichtigt werden, um eine dauerhafte Verformung des Kessels bei Belastung über die Bemessungsleistung hinaus zu vermeiden.

6 Relativer Lebensdauerverbrauch und Lebensdauer der Transformatorisolierung

6.1 Allgemeines

Für die Herstellung von Papier und Pressspan für die elektrische Isolierung wird hauptsächlich ungebleichter Langfaserzellstoff verwendet. Die Zellulose wird aus dem Baum nach dem sogenannten "Sulfat-" oder "Kraft"-Verfahren abgeschieden. Nach der Verarbeitung beträgt die typische Zusammensetzung des ungebleichten Langfaserzellstoffs 78 % bis 80 % Zellulose, 10 % bis 20 % Hemizellulose und 2 % bis 6 % Lignin.

Zellulose ist ein lineares Kondensationspolymer, das aus Anhydroglucose besteht, die durch glykosidische Bindungen miteinander verbunden ist, siehe Bild 1.

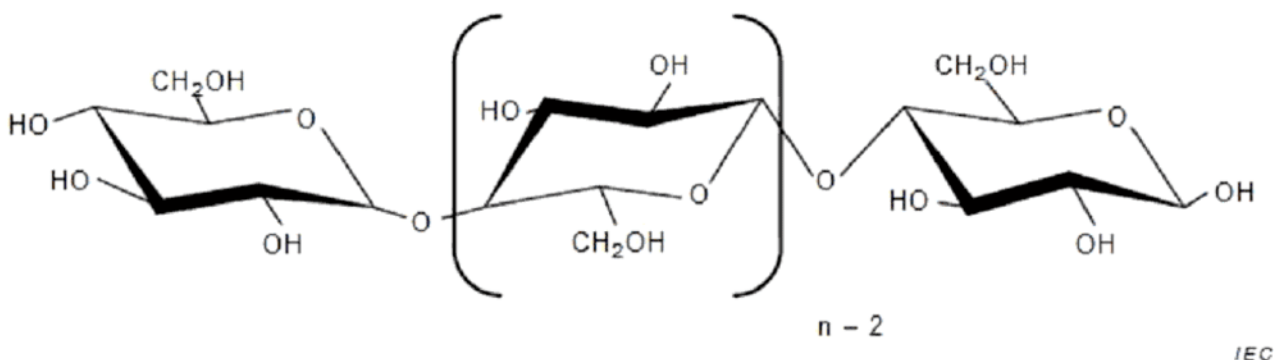


Bild 1 – Strukturformel der Zellulose

Aus Langfaserzellstoff werden verschiedene Papier- und Pressspanarten mit unterschiedlicher Dichte hergestellt. Die Alterungseigenschaften der Zellulose dürfen durch Zugabe verschiedener stickstoffhaltiger Verbindungen verbessert werden. Übliche Werte für den Stickstoffgehalt von thermisch stabilisiertem Isolierpapier liegen zwischen 1 % und 4 %. Der Zweck, Isolierpapier thermisch zu stabilisieren, ist die Neutralisation der Säureproduktion durch Hydrolyse (thermischer Abbau) des Stoffes über die Lebensdauer des Transformators.

6.2 Lebensdauer der Isolierung

In den letzten Jahren wurden umfangreiche Untersuchungen der Zersetzung von Isolierpapier durchgeführt und in den Literaturhinweisen [9] bis [15] veröffentlicht, die darauf hindeuten, dass die Alterung der Zellulose durch die Kombination der drei Prozesse Oxidation, Hydrolyse und Pyrolyse beschrieben werden kann.

Die Oxidation ist ein Prozess, der wahrscheinlich bei niedrigeren Temperaturen vorherrscht. Das Oxidationsmittel in dieser Umgebung ist Sauerstoff aus dem Lufteintritt und das Endprodukt des Prozesses ist Wasser. Die Hydrolyse von Zellulose ist ein katalytisch geregelter Prozess, bei dem die Geschwindigkeit der Kettenaufspaltungen von den in Wasser dissoziierten Carbonsäuren abhängt. Da während der Alterung der Zellulose sowohl Wasser als auch Carbonsäuren entstehen, wird dieser Prozess automatisch beschleunigt. Die Pyrolyse ist ein Prozess, der ohne Zugang zu Wasser und/oder Sauerstoff oder zu einem anderen Mittel zur Einleitung der Zersetzung ablaufen kann. Bei normalen Betriebs- oder Überlasttemperaturen (d. h. < 140 °C) werden solche Prozesse als wenig bedeutend angesehen.

In einem tatsächlichen Transformator wirken alle diese Prozesse - Hydrolyse, Oxidation und Pyrolyse - gleichzeitig. Dies erschwert die Anwendung eines Modells, das die volle Komplexität der Zersetzungsprozesse beschreibt. Welcher Prozess vorherrschen wird, hängt von der Temperatur und den Bedingungen (d. h. Sauerstoff-, Wasser- und Säuregehalt) ab.

Der Zersetzungsprozess der Zellulose während der Alterung kann mit verschiedenen Parametern beschrieben werden. In der Praxis ist es die mechanische Festigkeit, die wichtig ist, damit das Wickelpapier den bei Kurzschlüssen auftretenden Scherspannen standhalten kann. Aufgrund der gefalteten Geometrie des Papiers in einem Transformator ist es nicht möglich, die Zugfestigkeit des Isolierpapiers, das aus gebrauchten Transformatoren entnommen wird, zu analysieren. Daher ist es zweckmäßiger, den Polymerisationsgrad (DP) zu charakterisieren, um den Zustand eines Isolierpapiers zu beschreiben. Bild 2 zeigt eine typische Wechselbeziehung zwischen Zugfestigkeit und DP-Wert (siehe [11]), die gleiche Wechselbeziehung gilt für das thermisch stabilisierte und das nicht thermisch stabilisierte Isolierpapier.

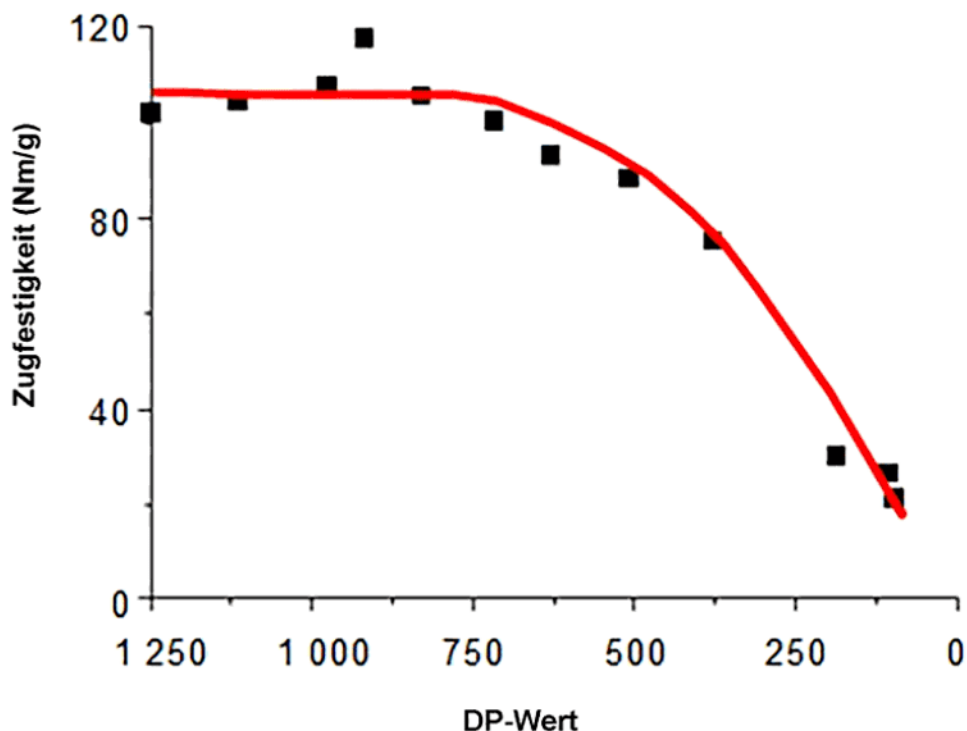


Bild 2 – Wechselbeziehung zwischen Zugfestigkeit und DP-Wert

Der Polymerisationsgrad (DP) ist die mittlere Anzahl (n) von Glycosid-Ringen in einem Zellulose-Makromolekül, die für ungebleichten Langfaserzellstoff vor der Verarbeitung zwischen 1 100 und 1 400 liegt. Abhängig vom Trocknungsprozess des Transformators darf der DP-Wert weiter auf einen geringeren oder höheren Grad herabgesetzt werden. Während der Alterung werden die Längen dieser polymeren Zellulosemoleküle durch den Bruch der kovalenten Bindungen zwischen den wasserfreien β -Glucose-Monomeren verringert. In Bild 3 wird die zeitabhängige Veränderung des Polymerisationsgrades von nicht thermisch und thermisch stabilisiertem Isolierpapier dargestellt, das einer Temperatur von 140 °C, einem Sauerstoffgehalt von < 6 000 ppm und einem Wassergehalt von 0,5 % ausgesetzt wird (siehe [15]). Der Stickstoffgehalt des bei diesem Versuch verwendeten thermisch stabilisierten Isolierpapiers betrug 1,8 %.

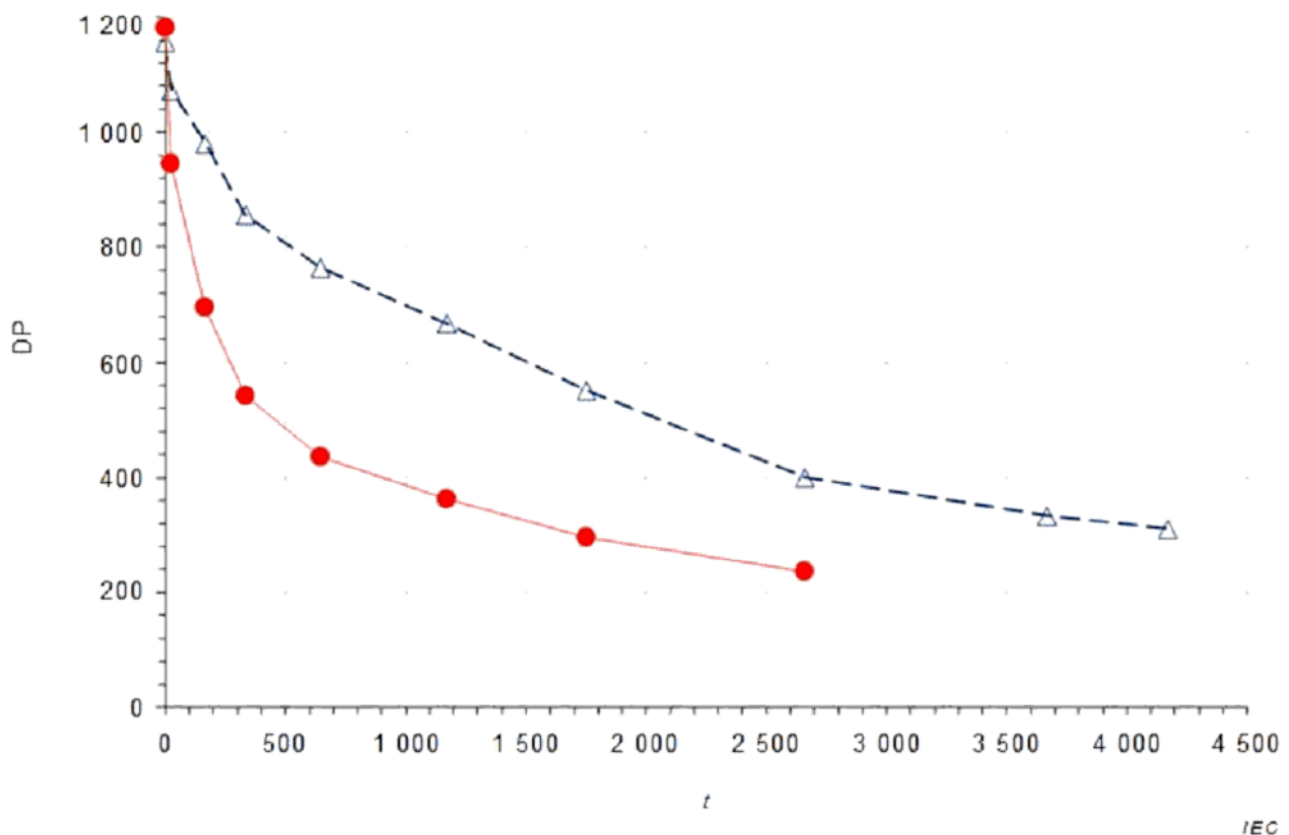
Wenn der Polymerisationsgrad auf 200 % oder auf 35 % beibehaltene Zugfestigkeit verringert wird, wird die Qualität des Isolierpapiers (d. h. die mechanische Festigkeit) in der Regel als so schlecht angesehen, dass sie das „Ende der Lebensdauer“ für einen solchen Isolierstoff festlegt (siehe [11]), obwohl die Spannungsfestigkeit des Isolierstoffes noch auf einem annehmbaren Niveau liegen kann.

Anhang A enthält weitere Einzelheiten zur Theorie der Alterung von Isolierpapier, die eine mathematische Methodik zur Abschätzung der erwarteten Lebensdauer der Isolierung unter Berücksichtigung verschiedener Alterungsfaktoren wie Feuchtigkeit, Sauerstoff und Temperatur bereitstellt. Die entsprechenden Ergebnisse für nicht thermisch und thermisch stabilisiertes Isolierpapier sind in Bild 4 bzw. Bild 5 dargestellt.

In Industrienormen wurde der angegebene Unterschied des Verhaltens der thermischen Alterung folgendermaßen berücksichtigt:

- Der relative Lebensdauerverbrauch $V = 1,0$ entspricht bei nicht thermisch stabilisiertem Isolierpapier einer Temperatur von 98 °C und bei thermisch stabilisiertem Isolierpapier 110 °C.

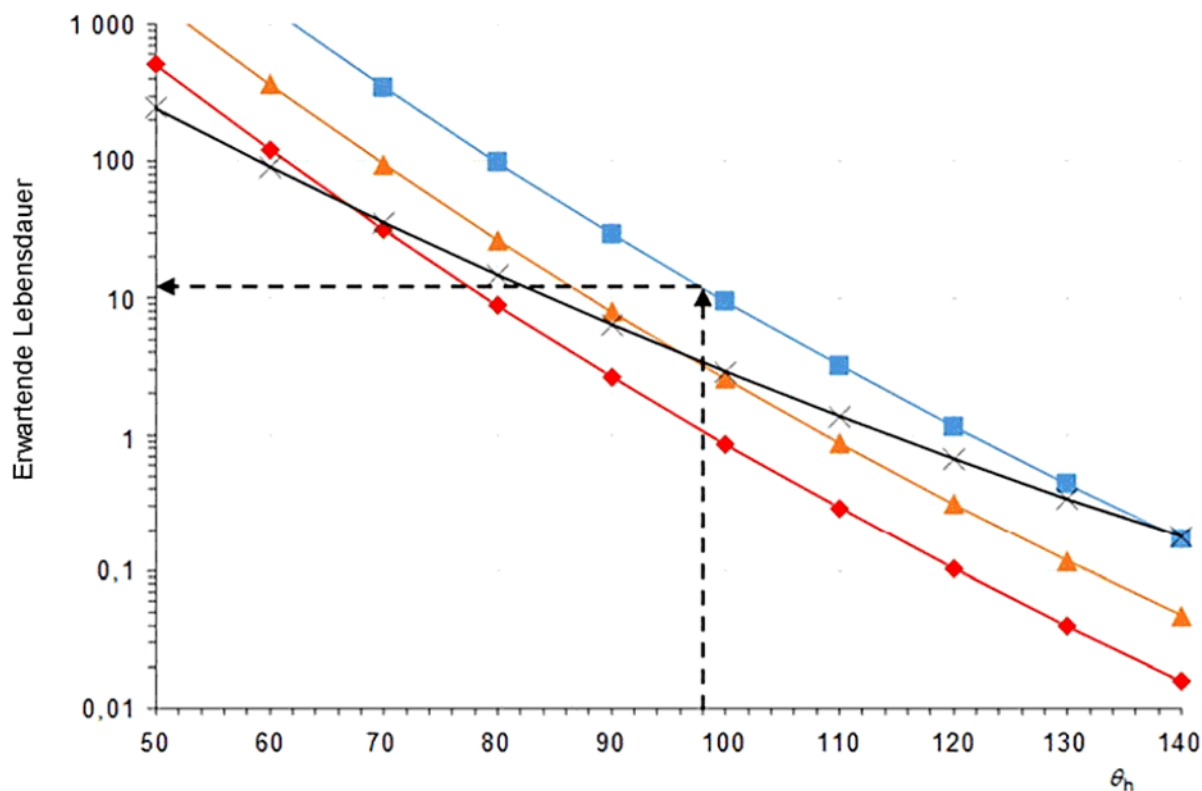
ANMERKUNG 1 Unstimmigkeiten zwischen den Laborprüfungen können durch die Prüfverfahren entstehen. Die Wiederholung des gleichen Alterungsprozesses mit beschleunigter Alterung, der oft bei sehr hohen Temperaturen im Vergleich zu den Einsatzbedingungen durchgeführt wird, ist schwierig. Die in Tabelle A.2, Bild 4 und Bild 5 angegebenen Werte gelten als unbestätigt und können strittig sein. Die Zahlen geben einem Anwender jedoch die Möglichkeit, verschiedene Alterungsszenarien nachzubilden.



DP Polymerisationsgrad
 Δ Werte für thermisch stabilisiertes Isolierpapier

t Zeit (h)
 • Werte für nicht thermisch stabilisiertes Isolierpapier

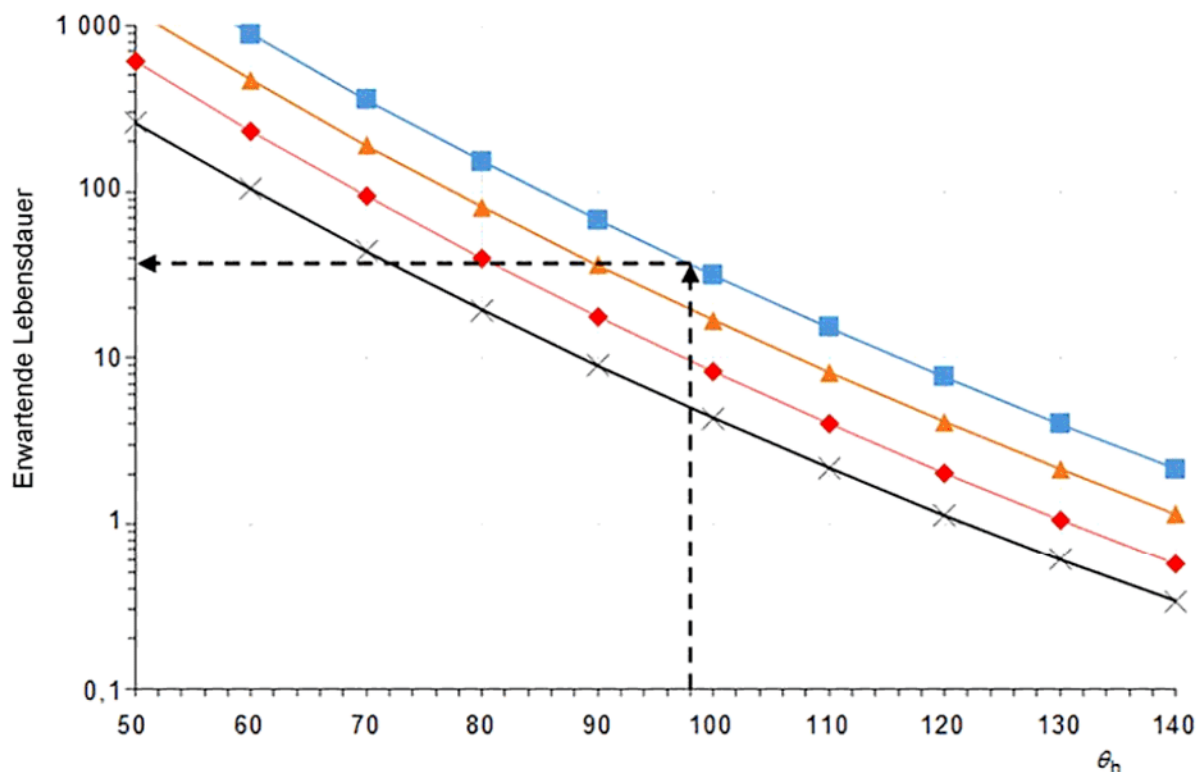
Bild 3 – Beschleunigte Alterung in Mineralöl bei 140 °C, bei der der Sauerstoff- und der Feuchtegehalt bei < 6 000 ppm bzw. 0,5 % gehalten werden



Legende

erwartete Lebensdauer	(Jahre)	θ _h Heißpunkttemperatur (°C)	□ 0,5 % Feuchtegehalt, geringer Sauerstoffgehalt
Δ	1,5 % Feuchtegehalt, geringer Sauerstoffgehalt	◇ 3,5 % Feuchtegehalt, geringer Sauerstoffgehalt	× 0,5 % Feuchtegehalt, hoher Sauerstoffgehalt

Bild 4 – Erwartete Lebensdauer für nicht thermisch stabilisiertes Isolierpapier und deren Abhängigkeit von Feuchtigkeit, Sauerstoffgehalt und Temperatur



Legende

erwartete Lebensdauer	(Jahre)	θ _h Heißpunkttemperatur (°C)	□ 0,5 % Feuchtegehalt, geringer Sauerstoffgehalt
Δ	11,5 % Feuchtegehalt, geringer Sauerstoffgehalt	◇ 3,5 % Feuchtegehalt, geringer Sauerstoffgehalt	× 0,5 % Feuchtegehalt, hoher Sauerstoffgehalt

Bild 5 – Erwartete Lebensdauer für thermisch stabilisiertes Isolierpapier und deren Abhängigkeit von Feuchtigkeit, Sauerstoffgehalt und Temperatur

ANMERKUNG 2 Bild 4 und Bild 5 zeigen erwartete Lebensdauerwerte, die auf einem DP-Restwert von 200 basieren und die unter den im vorangegangenen Text erwähnten geregelten Laborbedingungen abgeleitet werden (z. B. konstanter Feuchtegehalt, konstante und homogene Temperatur usw.). Um die erwartete Lebensdauer eines Transformators abzuschätzen, werden jedoch die tatsächlichen Einsatzbedingungen betrachtet (z. B. Belastungsverlauf und -vorhersage, Umgebungstemperatur, Isolierstoff und Feuchtebelastung der Isolierung). Der Schätzwert der Feuchtebelastung beruht in der Regel auf den entsprechenden Gleichgewichtskurven für die Feuchteverteilung zwischen Öl und Isolierpapier (z. B. Wassergehalt des Öls gegenüber Wassergehalt des Isolierpapiers oder relative Luftfeuchte gegenüber Wassergehalt des Isolierpapiers).

6.3 Relativer Lebensdauerverbrauch

Obwohl die Alterung oder die Zersetzung der Isolierung eine zeitabhängige Funktion von Temperatur, Feuchtegehalt, Sauerstoffgehalt und Säuregehalt ist, beruht das in diesem Dokument dargestellte Modell nur auf der Temperatur der Isolierung als Steuerungsparameter.

Anhang A enthält ein Beispiel dafür, wie alle Alterungsparameter berücksichtigt werden können.

Da die Temperaturverteilung nicht gleichmäßig ist, wird der Teil, der bei der höchsten Temperatur betrieben wird, gewöhnlich am stärksten abgebaut. Deshalb wird der Lebensdauerverbrauch auf die Heißpunkttemperatur der Wicklung bezogen. In diesem Fall wird der relative Lebensdauerverbrauch V für nicht thermisch stabilisiertes Isolierpapier nach Gleichung (2) und für thermisch stabilisiertes Isolierpapier nach Gleichung (3) definiert (siehe [27]).

$$V = 2^{(\theta_h - 98) / 6} \quad (2)$$

$$V = e^{\left(\frac{15\,000}{110 + 273} - \frac{15\,000}{\theta_h + 273} \right)} \quad (3)$$

Dabei ist

θ_h die Heißpunkttemperatur in °C.

Die Gleichungen (2) und (3) lassen darauf schließen, dass V sehr empfindlich auf die Heißpunkttemperatur anspricht, wie es in Tabelle 1 dargestellt ist.

Tabelle 1 – Relativer Lebensdauerverbrauch in Abhängigkeit von der Heißpunkttemperatur

θ_h	Isolierung aus nicht thermisch stabilisiertem Papier	Isolierung aus thermisch stabilisiertem Papier
°C	V	V
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

ANMERKUNG Der relative Lebensdauerverbrauch $V = 1,0$ entspricht bei nicht thermisch stabilisiertem Isolierpapier einer Temperatur von 98 °C und bei thermisch stabilisiertem Isolierpapier einer Temperatur von 110 °C.

6.4 Berechnung des Lebensdauerverbrauchs

Der Lebensdauerverbrauch L in einem bestimmten Zeitabschnitt ist gleich

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V \, dt \quad \text{or} \quad L \approx \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (4)$$

Dabei ist

V_n der relative Lebensdauerverbrauch im Zeitabschnitt n nach Gleichung (2) oder (3);

t_n der n -te Zeitabschnitt;

n die Nummer des jeweiligen Zeitabschnittes;

N die Gesamtzahl der Zeitabschnitte in der betrachteten Periode.

Für eine genaue Lösung sollte der größte Zeitabschnitt kleiner sein als die halbe kleinste Zeitkonstante τ_w in Gleichung (4).

7 Begrenzungen

7.1 Temperaturgrenzwerte

Bei Belastungswerten über die Bemessungsleistung hinaus sollte keiner der in Tabelle 2 angegebenen Grenzwerte überschritten werden und es sollten die in 7.3 bis 7.5 angegebenen speziellen Grenzwerte berücksichtigt werden.

Die in Tabelle 2 angegebenen Grenzwerte gelten für Transformatoren, für die Anforderungen an die Übertemperatur nach IEC 60076-2 festgelegt sind. Für Transformatoren nach IEC 60076-14 mit Isolierstoffen einer höheren thermischen Klasse gelten die in IEC 60076-14 angegebenen Grenzwerte.

Tabelle 2 – Maximal zulässige Temperaturgrenzwerte für eine Belastung über die Bemessungsleistung hinaus

Belastungsarten	Transformatoren geringer Leistung	Transformatoren hoher und mittlerer Leistung
Normale zyklische Belastung		
Heißpunkttemperatur der Wicklung und von Metallteilen, die in Kontakt mit zellulosehaltigem Isolierstoff stehen (°C)	120	120
Heißpunkttemperatur sonstiger Metallteile (in Kontakt mit Öl, Aramidpapier, Glasfaserstoffen) (°C)	140	140
Heißpunkttemperatur des inneren Kerns (°C)	130	130
Temperatur der obersten Ölschicht im Kessel (°C)	105	105
Langzeit-Notfallbelastung		
Heißpunkttemperatur der Wicklung und von Metallteilen, die in Kontakt mit zellulosehaltigem Isolierstoff stehen (°C)	140	140
Heißpunkttemperatur sonstiger Metallteile (in Kontakt mit Öl, Aramidpapier, Glasfaserstoffen) (°C)	160	160
Heißpunkttemperatur des inneren Kerns (°C)	140	140
Temperatur der obersten Ölschicht im Kessel (°C)	115	115
Kurzzeitiger Notbetrieb		
Heißpunkttemperatur der Wicklung und von Metallteilen, die in Kontakt mit zellulosehaltigem Isolierstoff stehen (°C)	Siehe 7.3.1	160
Heißpunkttemperatur sonstiger Metallteile (in Kontakt mit Öl, Aramidpapier, Glasfaserstoffen) (°C)	Siehe 7.3.1	180
Heißpunkttemperatur des inneren Kerns (°C)	Siehe 7.3.1	160
Temperatur der obersten Ölschicht im Kessel (°C)	Siehe 7.3.1	115
ANMERKUNG Weitere Informationen zur Kerntemperatur siehe Anhang B .		

7.2 Strombegrenzungen

Es gibt andere Begrenzungen der Strombelastbarkeit eines Transformators als die in Tabelle 2 angegebenen Temperaturgrenzwerte, die in 7.3 bis 7.5 beschrieben werden. Daher wird empfohlen, die in [Tabelle 3](#) angegebenen Stromgrenzwerte nicht zu überschreiten, auch wenn die Umstände der Überlastung dazu führen, dass die Temperaturen in Tabelle 2 nicht überschritten werden. Spezifische Beispiele wären bei niedriger Umgebungstemperatur geringe Vorbeanspruchungen oder eine hohe Wärmekapazität der Wicklung. Der Kunde kann bei Bedarf höhere Stromgrenzwerte festlegen, es sollte aber beachtet werden, dass diese zu einer speziellen Auslegung des Transformators führen können. Die in [Tabelle 3](#) angegebenen empfohlenen Stromgrenzwerte sollten nicht für Überlastungen sehr kurzer Dauer, d. h. weniger als 10 s, angewendet werden.

ANMERKUNG 1 Das Ausschaltvermögen des Stufenschalters wird auf den zweifachen Bemessungsstrom nach [IEC 60214-1](#) begrenzt [\[3\]](#).

Tabelle 3 – Empfohlene Stromgrenzwerte für die Belastung über die Bemessungsleistung hinaus

Belastungsarten	Transformatoren geringer Leistung	Transformatoren mittlerer Leistung	Transformatoren hoher Leistung
Normale zyklische Belastung			
Strom (bezogener Wert)	1,5	1,5	1,3
Lang andauernde Notbetriebsspiele			
Strom (bezogener Wert)	1,8	1,5	1,3
Kurzzeitiger Notbetrieb			
Strom (bezogener Wert)	2,0	1,8	1,5

ANMERKUNG 2 Für Spezifikationen, die über die Bemessungsleistung hinausgehen, siehe [Anhang C](#).

7.3 Spezielle Grenzwerte für Transformatoren geringer Leistung

7.3.1 Strom- und Temperaturgrenzwerte

Die in den [Tabelle 2](#) und [Tabelle 3](#) angegebenen Grenzwerte für den Laststrom, die Heißpunkttemperatur, die Temperatur der obersten Ölschicht und die Temperatur von Metallteilen außer von Wicklungen und Zuleitungen sollten nicht überschritten werden. Die Temperaturen der obersten Ölschicht, die Kerntemperatur und die Heißpunkttemperatur der Wicklung bei kurzzeitigem Notbetrieb werden für Verteilungstransformatoren nicht begrenzt, weil in diesem Fall die Dauer des Notbetriebs gewöhnlich nicht gesteuert werden kann. Es sollte beachtet werden, dass sich bei Überschreitung der Heißpunkttemperatur von 140 °C Gasblasen bilden können, die die Spannungsfestigkeit des Transformators gefährden können (siehe [5.3](#)).

7.3.2 Zubehör und sonstige Betrachtungen

Außer den Wicklungen können andere Teile des Transformators wie Durchführungen, Kabelendverbindungen, Stufenschalter und Zuleitungen den Betrieb beeinträchtigen, wenn eine Belastung oberhalb des 1,5fachen Bemessungsstromes erfolgt. Außerdem können Ölausdehnung und Öldruck zu Einschränkungen führen.

7.3.3 Innenraumtransformatoren

Wenn Transformatoren in Innenräumen aufgestellt werden, sollte eine Korrektur des Bemessungswertes für die Übertemperatur der obersten Ölschicht zur Berücksichtigung des Gehäuses vorgenommen werden. Vorzugsweise wird diese zusätzliche Übertemperatur durch eine Prüfung ermittelt (siehe [8.3.2](#)).

7.3.4 Umgebungsbedingungen im Freien

Wind, Sonnenschein und Regen können einen gewissen Einfluss auf die Belastungsfähigkeit von Verteilungstransformatoren haben, da diese Erscheinungen aber nicht vorhersagbar sind, können sie in der Praxis nicht berücksichtigt werden.

7.4 Spezielle Grenzwerte für Transformatoren mittlerer Leistung

7.4.1 Strom- und Temperaturgrenzwerte

Der Laststrom, die Heißpunkttemperatur, die Temperatur der obersten Ölschicht und die Temperatur von Metallteilen außer von Wicklungen und Zuleitungen sollten die in [Tabelle 2](#) und [Tabelle 3](#) angegebenen Grenzwerte nicht überschreiten. Darüber hinaus sollte beachtet werden, dass sich bei Überschreitung der Heißpunkttemperatur von 140 °C Gasblasen bilden können, die die Spannungsfestigkeit des Transformators gefährden können (siehe [5.3](#)).

7.4.2 Zubehör, angeschlossene Betriebsmittel und sonstige Betrachtungen

Außer den Wicklungen können andere Teile des Transformators wie Durchführungen, Kabelendverbindungen, Stufenschalter und Zuleitungen den Betrieb beeinträchtigen, wenn eine Belastung oberhalb des 1,5fachen Bemessungsstromes erfolgt. Außerdem können Ölausdehnung und Öldruck zu Einschränkungen führen.

Weiterhin müssen angeschlossene Betriebsmittel wie Kabel, Leistungsschalter, Stromwandler usw. berücksichtigt werden.

7.4.3 Anforderungen an die Kurzschlussfestigkeit

Während oder unmittelbar nach Betrieb mit einer Last über der Bemessungsleistung können Transformatoren nicht die Anforderungen bezüglich der thermischen Kurzschlussfestigkeit nach IEC 60076-5 [67] erfüllen, die auf einer Kurzschlussdauer von 2 s beruhen. In den meisten Fällen ist die Dauer von Kurzschlussströmen im Betrieb jedoch kürzer als 2 s.

7.4.4 Spannungsgrenzwerte

Wenn keine anderen Grenzwerte für Flussspannungsschwankungen angegeben sind (siehe IEC 60076-1), sollte die angelegte Spannung den 1,05fachen Wert entweder der Bemessungsspannung (Hauptanzapfung) oder der Anzapfungsspannung (sonstige Anzapfung) einer beliebigen Wicklung des Transformators nicht übersteigen.

7.5 Spezielle Grenzwerte für Transformatoren hoher Leistung

7.5.1 Allgemeines

Bei Transformatoren hoher Leistung sollten weitere Grenzwerte hauptsächlich in Bezug auf den Streufluss beachtet werden. In diesem Fall wird empfohlen, bei der Anfrage oder der Bestellung die für die bestimmte Anwendung benötigte Belastungsfähigkeit anzugeben.

Hinsichtlich des thermischen Abbaus der Isolierung gilt für alle Transformatoren das gleiche Berechnungsverfahren.

Nach dem heutigen Wissensstand ist es aufgrund der Bedeutung einer hohen Zuverlässigkeit von Einheiten hoher Leistung hinsichtlich der Folgen eines Ausfalls zusammen mit folgenden Betrachtungen ratsam, hier eine vorsichtige und individuell zugeschnittene Auslegung gegenüber Einheiten geringer Leistung vorzusehen.

- Die Überlagerung von Streufluss und Hauptfluss in den Schenkeln oder im Joch des magnetischen Kreises (siehe 5.2) macht Transformatoren hoher Leistung anfälliger für eine Übererregung als Transformatoren geringer Leistung, besonders wenn sie über die Bemessungsleistung hinaus belastet werden. Ein erhöhter Streufluss kann auch eine zusätzliche Erwärmung anderer Metallteile durch Wirbelströme verursachen.
- Die Folgen der Verschlechterung der mechanischen Eigenschaften der Isolierung in Abhängigkeit von der Temperatur und der Zeit einschließlich des Verschleißes durch Wärmeausdehnung können bei Transformatoren hoher Leistung kritischer sein als bei Transformatoren geringer Leistung.
- Heißpunkttemperaturen außerhalb der Wicklungen können bei einer normalen Erwärmungsprüfung nicht ermittelt werden. Auch wenn diese Prüfung bei Bemessungsstrom keine Anomalitäten anzeigt, können keine Schlussfolgerungen für höhere Ströme gezogen werden, da diese Extrapolation in der Konstruktionsphase nicht berücksichtigt wurde.
- Die Berechnung der Übertemperatur von Heißpunkten der Wicklung bei Strömen oberhalb des Bemessungswertes auf der Grundlage von Ergebnissen einer Erwärmungsprüfung bei Bemessungsstrom können für Transformatoren hoher Leistung weniger zuverlässig sein als für Transformatoren geringer Leistung.

7.5.2 Strom- und Temperaturgrenzwerte

Der Laststrom, die Heißpunkttemperatur, die Temperatur der obersten Ölschicht und die Temperatur von Metallteilen außer von Wicklungen und Zuleitungen, die aber trotzdem mit festem Isolierstoff in Kontakt stehen, sollten die in Tabelle 2 und Tabelle 3 angegebenen Grenzwerte nicht überschreiten. Darüber hinaus sollte beachtet werden, dass sich bei Überschreitung der Heißpunkttemperatur von 140 °C Gasblasen bilden können, die die Spannungsfestigkeit des Transformators gefährden können (siehe 5.3).

7.5.3 Zubehör, Betriebsmittel und sonstige Betrachtungen

Siehe 7.4.2.

7.5.4 Anforderungen an die Kurzschlussfestigkeit

Siehe 7.4.3.

7.5.5 Spannungsgrenzwerte

Siehe 7.4.4.

8 Ermittlung der Temperaturen

8.1 Übertemperatur des Heißpunktes im stationären Zustand

8.1.1 Allgemeines

Um ganz genau zu sein, sollte die Heißpunkttemperatur auf die Temperatur des angrenzenden Öls bezogen werden. Das ist die Temperatur der obersten Ölschicht innerhalb der Wicklung. Messungen haben ergeben, dass diese abhängig von der Kühlung bis zu 15 K höher sein kann als die Mischtemperatur der obersten Ölschicht im Kessel.

Bei den meisten Transformatoren im Betrieb ist die Temperatur der obersten Ölschicht innerhalb einer Wicklung nicht genau bekannt. Andererseits ist für die meisten dieser Einheiten die Temperatur der obersten Ölschicht am Kessel entweder aus Messungen oder Berechnungen bekannt.

Die Berechnungsregeln in diesem Dokument beruhen auf:

- $\Delta\theta_{or}$, der Übertemperatur der obersten Ölschicht im Kessel über der Umgebungstemperatur bei Bemessungsverlusten [K];
- $\Delta\theta_{hr}$, der Übertemperatur des Heißpunktes über der Temperatur der obersten Ölschicht im Kessel bei Bemessungsstrom [K].

Der Parameter $\Delta\theta_{hr}$ kann entweder durch direkte Messung bei einer Erwärmungsprüfung festgelegt werden oder durch ein Berechnungsverfahren, das durch direkte Messungen bestätigt wird.

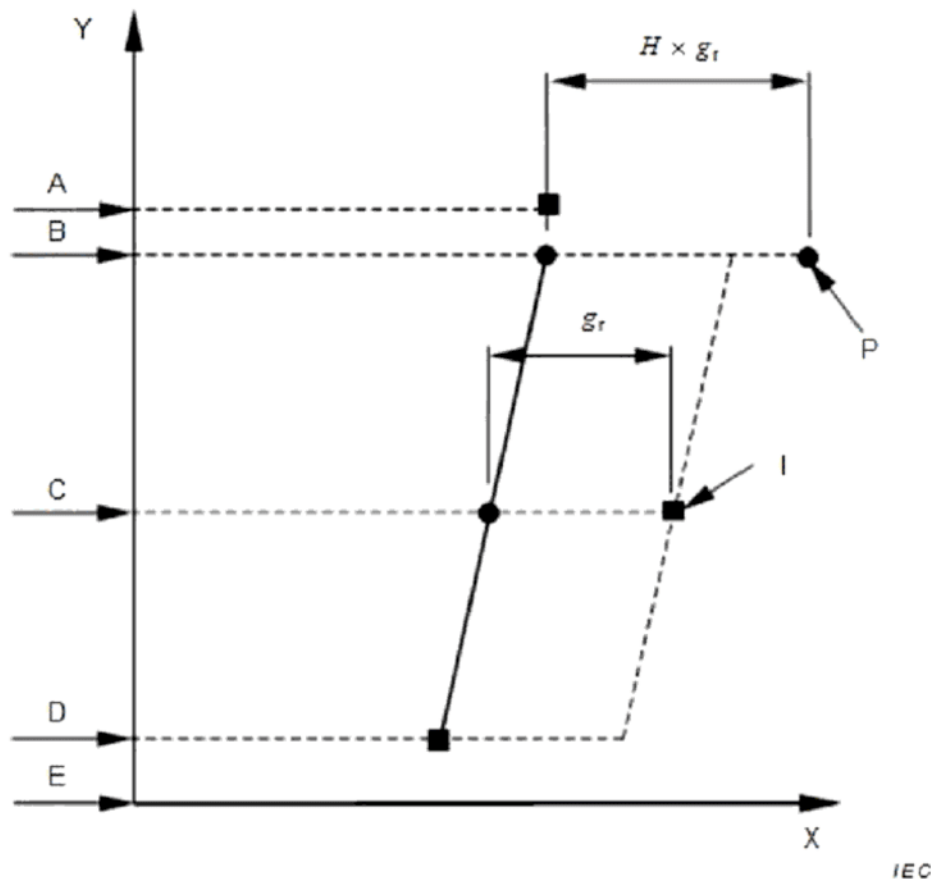
ANMERKUNG Die in 8.1.2, 8.1.3, 8.1.4 und Anhang D angegebenen Verfahren, Grundsätze und Berechnungsverfahren gelten für Stromrichtertransformatoren in Anwendungen für die Hochspannungs-Gleichstromübertragung, jedoch mit der notwendigen Berücksichtigung der Auswirkung von Oberschwingungen auf das thermische Verhalten der Transformatoren hinsichtlich eines spezifischen Arbeitspunktes des Stromrichters und spezifischer Systemzustände.

8.1.2 Berechnung der Übertemperatur des Heißpunktes aus den Ergebnissen einer normalen Erwärmungsprüfung

Es wird ein Temperaturdiagramm nach Bild 6 unter der Voraussetzung zugrunde gelegt, dass dieses eine Vereinfachung einer komplexeren Verteilung darstellt. Die Annahmen für diese Vereinfachung sind:

- a) Die Öltemperatur innerhalb des Kessels steigt unabhängig von der Kühlungsart linear vom Boden zum Deckel.
- b) Als eine erste Näherung wird angenommen, dass die Übertemperatur des Leiters an einer beliebigen Stelle entlang der Wicklung linear steigt, und zwar parallel zur Übertemperatur des Öls mit einer konstanten Differenz g_r zwischen den beiden Geraden (g_r ist die Differenz zwischen der mittleren Übertemperatur der Wicklung aus der Widerstandsmessung ermittelt und der mittleren Übertemperatur des Öls im Kessel).
- c) Die Übertemperatur des Heißpunktes ist höher als die Übertemperatur des Leiters an der Wicklungsoberkante, wie in 8.1.2 b) beschrieben, weil ein Zuschlag für den Anstieg der Streuverluste, für Schwankungen des örtlichen Ölflusses und für möglicherweise zusätzliches Isolierpapier am Leiter gemacht werden muss. Zur Berücksichtigung dieser Nichtlinearitäten muss die Temperaturdifferenz zwischen dem Heißpunkt und der obersten Ölschicht im Kessel gleich $H \times g_r$ gesetzt werden, das heißt $\Delta\theta_{hr} = H \times g_r$.

ANMERKUNG In vielen Fällen wurde beobachtet, dass die Austrittstemperatur des Öls aus dem Kessel höher ist als die des Öls in der Öltasche. In diesen Fällen wird für die Belastung die Austrittstemperatur des Öls aus dem Kessel benutzt.



Legende

- A Temperatur der obersten Ölschicht, die aus dem Mittelwert der Temperatur des aus dem Kessel austretenden Öls und der Temperatur in der Öltasche des Kessels abgeleitet wird
- B Ölmischtemperatur im Kessel an der Wicklungsoberkante (wird oft als gleiche Temperatur wie A angenommen)
- C mittlere Temperatur des Öls im Kessel
- D Öltemperatur am Einlass des Kessels (wird als die gleiche Temperatur wie am Fuß der Wicklung angenommen)
- E Kesselboden
- g_r Gradient der mittleren Wicklungstemperatur zur mittleren Öltemperatur (im Kessel) bei Bemessungsstrom
- H Heißpunktfaktor
- P Heißpunkttemperatur
- I mittlere Wicklungstemperatur, die durch Widerstandsmessung ermittelt wird
- x- Achse Temperatur
- y- Achse relative Stellungen
- gemessener Punkt
- berechneter Punkt

Bild 6 – Temperaturverteilung

8.1.3 Direkte Messung der Übertemperatur des Heißpunktes

Zur Messung der Heißpunkt-Übertemperatur werden in den Wicklungen Lichtwellenleiter-Sonden angebracht. Obwohl lokale Verlustdichten und Ölumlaufgeschwindigkeiten berechnet werden, ist es sehr schwierig, den Heißpunkt genau zu orten. Deshalb sollte in einer Wicklung eine bestimmte Mindestanzahl von Messfühlern angebracht werden. Die Messfühler werden in Schlitz in die radialen Abstandshalter so eingeführt, dass sich nur die Leiterisolierung und eine weitere dünne Papierschicht zwischen dem Messfühler und dem Metall des Leiters befinden. Kalibrierungen haben ergeben, dass so eine annehmbare Genauigkeit erreicht wird (siehe [16]).

Diese Mindestanzahl von Messfühlern wird so gewählt, dass die höchste gemessene Übertemperatur nahe genug an der tatsächlichen Heißpunkt- Übertemperatur liegt, um einen sicheren Betrieb der Wicklung zu gewährleisten. Diese höchste gemessene Temperatur wird gleichzeitig als der Heißpunkt der Wicklung betrachtet.

Bei Kerntransformatoren befindet sich der Heißpunkt im Allgemeinen an der Wicklungsoberkante. Wird die Wicklung durch einen axialen Ölumlauf gekühlt, ist die wahrscheinlichste Stelle die Scheibe Nummer 1 oder Nummer 2 von der Oberkante aus gesehen. Bei einer Zickzackkühlung ist eine der ersten drei oberen Scheiben die wahrscheinlichste Stelle. Wenn die Wicklung in ihrer oberen Hälfte Abgriffsscheiben aufweist, befindet sich der Heißpunkt wahrscheinlich in der ersten stromführenden Scheibe über den stromlosen Abgriffsscheiben in der Stufenschalterstellung (–). Folglich sollte beachtet werden, dass die Stelle des Heißpunktes transformatorspezifisch ist und durch die Auslegung des Transformators stark beeinflusst wird. Daher sollte diese vorgegebene Stelle bei der Entwurfsprüfung beraten werden.

Erfahrungen haben gezeigt, dass zwischen unterschiedlichen Messfühlern an der Oberkante einer normalen Transformatorwicklung Gradienten von mehr als 10 K bestehen können. Somit ist es nicht selbstverständlich, dass beim Einsatz von beispielsweise einem oder zwei Messfühler(n) eine entsprechende Übertemperatur ermittelt wird. Bild 7 zeigt ein Anwendungsbeispiel [17]. Die relativen lokalen Verlustdichten betragen verglichen mit dem mittleren Verlust der Wicklung (die dem mittleren Gradienten der Wicklungstemperatur θ entsprochen hat) 156 %, 133 % usw. Die rechts in den Scheiben angegebenen Zahlen (114 %, 142 %, 156 % usw.) sind die relativen lokalen Verlustdichten in Prozent der mittleren Verlustdichte der gesamten Wicklung, das heißt der Gesamtverlust der Wicklung geteilt durch die Anzahl der Scheiben. Es sollte beachtet werden, dass die höchste Übertemperatur von 23,2 K bei der relativen Verlustdichte von 117 % gemessen wurde, die weit entfernt vom Höchstwert 156 % lag.

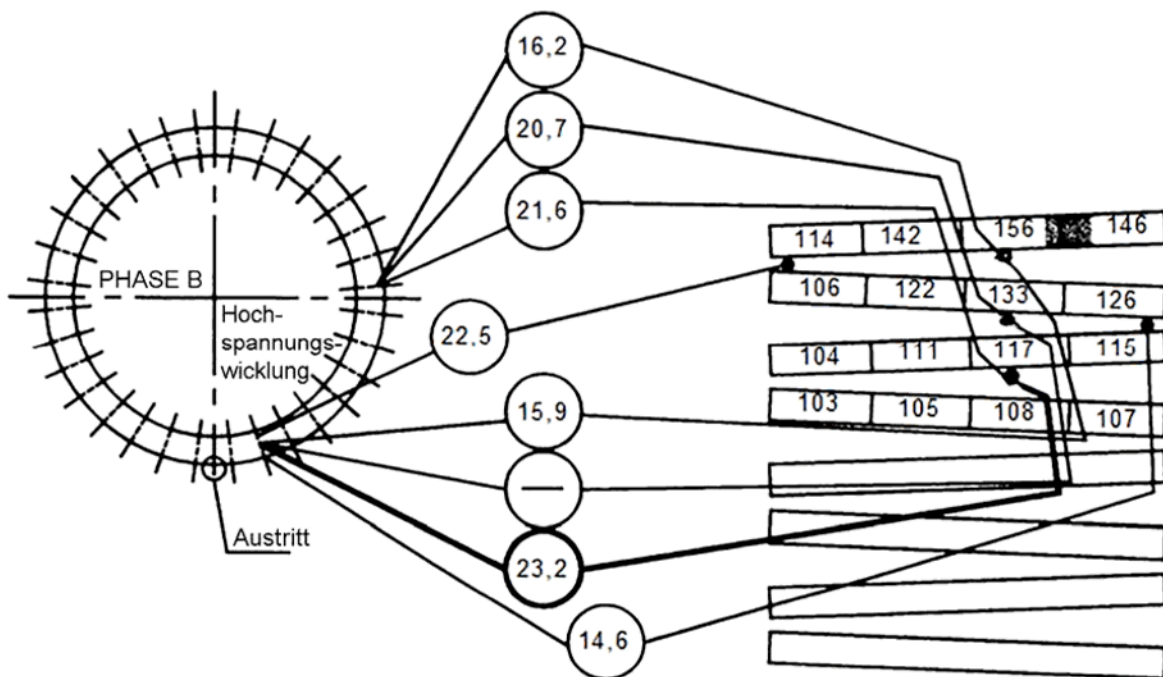


Bild 7 – Übertemperaturen oberhalb der Temperatur der obersten Ölschicht (im Kessel) von 65,8 °C der Hochspannungswicklung mit Zickzackkühlung eines 400-MVA-ONAF-gekühlten dreiphasigen Transformators mit einem Laststrom von 1,0 p.u., Stufenschalterstellung (–)

Für die Erwärmungsprüfung wird folgende Anzahl von Messfühlern empfohlen, die in einer Phase von ON-, OF- und OD-gekühlten Kerntransformatoren zu installieren sind:

- für Transformatoren mit einem Streufluss ≥ 400 mWb/Phase bei Bemessungsstrom sollte die Anzahl der Messfühler 8 je Wicklung bei voller Bemessungsleistung betragen;
- für Transformatoren mit einem Streufluss zwischen 150 mWb/Phase und 400 mWb/Phase bei Bemessungsstrom sollte die Anzahl der Messfühler 6 je Wicklung betragen;
- für Transformatoren mit einem Streufluss unter 150 mWb/Phase bei Bemessungsstrom sollte die Anzahl der Messfühler 4 je Wicklung betragen.