

DIN EN IEC 60296
(VDE 0370-1)
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 29.040.10

Einsprüche bis 2019-07-24

Vorgesehen als Ersatz für
DIN EN 60296
(VDE 0370-1):2012-12

Entwurf
**Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen –
 Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln
 (IEC 10/1073/CD:2018);
 Text Deutsch und Englisch**

Fluids for electrotechnical application –
 Mineral insulating oils for electrical equipment
 (IEC 10/1073/CD:2018);
 Text in German and English

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2019-05-24 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 68 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE
 DIN-Normenausschuss Materialprüfung (NMP)

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn dieser Norm ist

Nationales Vorwort

Das internationale Dokument IEC 10/1073/CD:2018 „Fluids for electrotechnical application – Mineral insulating oils for electrical equipment“ (CD, en: Committee Draft) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden. Dieser Norm-Entwurf enthält eine noch nicht autorisierte deutsche Übersetzung.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des CD 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 10 „Fluids for electrotechnical applications“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und den nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

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. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen FDIS bzw. Schluss-Entwurf FprEN nur 6 Wochen beträgt, und dann keine sachlichen Stellungnahmen mehr abgegeben werden können, sondern nur noch eine „JA/NEIN“-Entscheidung möglich ist, wobei eine „NEIN“-Entscheidung fundiert begründet werden muss, wird bereits der CD als DIN-Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit frühzeitig berücksichtigen zu können.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium K 182 „Flüssigkeiten und Gase für elektrotechnische Anwendung“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

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 EN 60296 (VDE 0370-1):2012-12** wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Die Spezifikationen und Prüfverfahren dieser internationalen Norm sind jetzt anwendbar für ungebrauchte und recycelte mineralische Isolieröle im angelieferten Zustand;

- b) innerhalb der Isolieröle für Transformatoren wurden zwei Gruppen definiert, Typ A und Typ B, basierend auf ihren Eigenschaften;
- c) ein neues Prüfverfahren zum Spaltgasverhalten von mineralischen Isolierölen, das erprobt wurde in einem gemeinsamen Rundversuch zwischen Cigre D1 und IEC/TC10/MT38 wurde aufgenommen;
- d) die deutsche Fassung wurde im [Abschnitt 2](#) an den aktuellen Standardtext angepasst.

Inhalt

Seite

Einleitung	7
1 Anwendungsbereich	8
2 Normative Verweisungen	8
3 Begriffe	10
4 Eigenschaften des Öls	12
4.1 Funktionelle Eigenschaften	12
4.2 Produktion, Stabilität, Konsistenz	12
4.3 Betriebsverhalten	13
4.4 Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltschutzeigenschaften (HSE – en: Health Safety and Environment)	13
5 Klassifizierung, Kennzeichnung, Identifizierung, allgemeine Anforderungen für die Lieferung und Probenahme	13
5.1 Klassifizierung und Kennzeichnung	13
5.1.1 Kennzeichnung	13
5.1.2 Klassen	13
5.1.3 Gehalt an Antioxydations-Additiv (Inhibitor)	14
5.1.4 Niedrigste Kaltstarttemperatur unter Last (LCSET – en: Lowest Cold Start Energizing Temperature)	14
5.2 Anforderungen	14
5.3 Mischbarkeit und Kompatibilität	14
5.4 Identifizierung und allgemeine Lieferbedingungen	15
5.5 Probennahme	15
6 Eigenschaften, ihre Bedeutung und Prüfverfahren	15
6.1 Viskosität	15
6.2 Pourpoint	16
6.3 Wassergehalt	16
6.4 Durchschlagsspannung	16
6.5 Dichte	16
6.6 Dielektrischer Verlustfaktor (DDF – en: Dielectric Dissipation Factor)	16
6.7 Aussehen	17
6.8 Säuregehalt	17
6.9 Grenzflächenspannung (IFT)	17
6.10 Schwefelgehalt	17
6.11 Korrosiver und potenziell korrosiver Schwefel	17
6.12 Additive (siehe 3.4)	18
6.12.1 Allgemeines	18
6.12.2 Antioxydations-Additive (siehe 3.4)	18
6.12.3 Metallpassivatoren	18
6.12.4 Pourpoint-Erniedriger	18

6.13	Oxidationsstabilität	18
6.14	Flammpunkt.....	19
6.15	Polycyclischer aromatischer Gehalt und polyaromatische Kohlenwasserstoffe (PAK)	19
6.16	Polychlorierte Biphenyle (PCB).....	19
6.17	2-Furfural (2-FAL) und verwandte Verbindungen	19
6.18	DBDS-Gehalt.....	20
6.19	Spaltgasentwicklung des Öls	20
7	Zusätzliche Eigenschaften	24
7.1	Elektrostatisches Aufladungsverhalten (ECT – en: Electrostatic Charging Tendency)	24
7.2	Gasverhalten	24
7.3	Thermische Eigenschaften.....	25
7.4	Konsistenzbezogene Eigenschaften (aromatischer Gehalt, Verteilung von PAHs, Brechungsindex)	25
7.5	Schmiereigenschaften.....	25
7.6	Partikelgehalt.....	25
Anhang A (normativ)	Methode für Spaltgasentwicklung	26
A.1	Übersicht der Methode.....	26
A.2	Erforderliche Werkstoffe.....	26
A.3	Vorbehandlung von Spritzen	26
A.4	Verfahren A: Spaltgasentwicklung unter oxidativen Bedingungen (hoher Sauerstoffgehalt)	27
A.4.1	Vorbehandlung von Mineralöl	27
A.4.2	Auffüllen der Spritzen mit Mineralöl	27
A.4.3	Inkubationsverfahren.....	27
A.4.4	Analyse gelöster Gase	28
A.5	Verfahren B: Spaltgasentwicklung unter inerten Bedingungen (geringer Sauerstoffgehalt)	28
A.6	Berichterstattung	28
A.6.1	Prüfbericht	28
A.6.2	Bewertung des Spaltgasverhalten des Öls	28
A.7	Präzisionsdaten.....	28
A.7.1	Wiederholpräzision.....	28
A.7.2	Vergleichspräzision	29
A.8	Ergebnisse des Ringversuchs.....	29
A.8.1	Spaltgasentwicklungsmuster 1.....	29
A.8.2	Spaltgasentwicklungsmuster 2.....	30
A.8.3	Spaltgasentwicklungsmuster 3.....	30
B.8.4	Spaltgasentwicklungsmuster 4.....	30
Anhang B (informativ)	Potentiell korrosiver Schwefel	31
B.1	Mechanismus der Ablagerung von Kupfersulfid	31
B.2	Korrosive Schwefelverbindungen im Öl	31

B.3	Nachweis von korrosivem Schwefel in Ölen, die Passivatoren enthalten.....	31
Anhang C (informativ)	Verunreinigung von Ölen durch Silikon	33
Anhang D (informativ)	Äquivalente zu Transformatorenölprüfungen	34
Literaturhinweise		35

Tabellen

Tabelle 1 – Maximale Viskosität und maximaler Pourpoint für Isolieröl auf Mineralölbasis bei der niedrigsten Kaltstarttemperatur unter Last (LCSET)	16
Tabelle 2 – Allgemeine Anforderungen, Typ A.....	21
Tabelle 3 – Allgemeine Anforderungen, Typ B.....	23

Einleitung

Diese Internationale Norm erhebt nicht den Anspruch, auf alle Sicherheitsprobleme, die mit ihrer Anwendung verbunden sein können, hinzuweisen. Es liegt in der Verantwortung des Anwenders dieser Norm, geeignete Gesundheits- und Sicherheitsmaßnahmen vorzusehen und die Anwendbarkeit von behördlichen Einschränkungen vor der Anwendung der Norm zu bestimmen.

Die Isolieröle auf Mineralölbasis nach dieser Norm sollten mit entsprechender Sorgfalt und Rücksichtnahme auf die persönliche Gesundheit gehandhabt werden. Direkter Kontakt mit dem Auge kann Reizungen auslösen. Im Falle von Augenkontakt sollte eine ausgiebige Augenspülung mit großen Mengen von sauberem, fließendem Wasser durchgeführt und ärztliche Hilfe in Anspruch genommen werden. Bei einigen der in dieser Norm beschriebenen Prüfungen werden Verfahren angewendet, die zu gefährlichen Situationen führen können. Die entsprechend zutreffenden Durchführungsbestimmungen sind zu beachten.

Diese Norm gilt für Isolieröle auf Mineralölbasis, chemische Substanzen und gebrauchte Probenbehälter. Deren Entsorgung sollte entsprechend den örtlich geltenden Umweltbestimmungen zur Verhinderung von Umweltverschmutzung durchgeführt werden. Es sollte vorbeugend jede mögliche Vorsichtsmaßnahme getroffen werden, um den Eintrag von Isolierölen auf Mineralölbasis in die Umwelt zu verhindern.

Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen – Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln

1 Anwendungsbereich

Diese Internationale Norm ist einzusetzen für Anforderungen und Prüfverfahren für neue, ungebrauchte und wiederverwertete Isolieröle auf Mineralölbasis (siehe [Abschnitt 3](#) für Begriffsbestimmungen). Sie gilt für Öle, die zum vereinbarten Lieferort und -zeitpunkt angeliefert werden und die zur Verwendung in Transformatoren, Schaltern und ähnlichen elektrischen Geräten, in denen das Öl als Isoliermedium und zur Wärmeabfuhr verwendet wird, vorgesehen sind. Sowohl ungebrauchtes als auch wiederverwertetes Öl wurde (nach dessen Aufarbeitung) bisher weder verwendet, noch war es in Kontakt mit elektrischen Betriebsmitteln oder anderen Betriebsmitteln, die nicht zur Herstellung, zur Lagerung oder zum Transport erforderlich sind.

Ungebrauchte Öle werden durch Wiederaufbereitung, Modifizierung und/oder Vermischung von Erdölprodukten und anderen Kohlenwasserstoffen aus unberührten Ausgangsstoffen gewonnen.

Wiederverwertete Öle werden aus vormals in elektrischen Betriebsmitteln als Isolieröle auf Mineralölbasis benutzten Ölen gewonnen, die außerhalb der Anlage stattfindenden Verfahren der Wiederaufbereitung oder Rückgewinnung (Regeneration) unterzogen worden sind. Solche Öle wurden ursprünglich unter Einhaltung einer anerkannten Spezifikation für ungebrauchte Isolieröle auf Mineralölbasis geliefert. Diese Norm unterscheidet nicht zwischen den Methoden zur Wiederverwertung von Isolieröl auf Mineralölbasis. Behandelte und vor Ort rekonditionierte Öle (siehe [IEC 60422](#)) liegen außerhalb des Anwendungsbereichs dieser Norm.

In den Anwendungsbereich dieser Norm fallen sowohl Öle mit zugesetzten Additiven als auch Öle ohne zugesetzte Additive.

Diese Norm gilt nicht für Isolieröle auf Mineralölbasis, die als Imprägniermittel von Kabeln oder Kondensatoren verwendet werden.

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 60076-7](#), *Power transformers – Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers*

[IEC 60156](#), *Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method*

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

[IEC 60422](#), *Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*

[IEC 60475](#), *Method of sampling liquid dielectrics*

[IEC 60567](#), *Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases – Guidance*

[IEC 60590](#), *Determination of the aromatic hydrocarbon content of new mineral insulating oils*

[IEC 60628:1985](#), *Gassing of insulating liquids under electrical stress and ionization*

[IEC 60666](#), *Detection and determination of specified additives in mineral insulating oils*

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

IEC 60867, *Insulating liquids - Specifications for unused liquids based on synthetic aromatic hydrocarbons*

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

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

IEC 61198, *Mineral insulating oils – Methods for the determination of 2-furfural and related compounds*

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

IEC 61620, *Insulating liquids – Determination of the dielectric dissipation factor by measurement of the conductance and capacitance – Test method*

IEC 61868, *Mineral insulating oils – Determination of kinematic viscosity at very low temperatures*

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

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

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

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

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

EN 16143, *Mineralölerzeugnisse - Bestimmung des Gehaltes an Benzo(a)pyren (BaP) und ausgewählten polycyclischen Kohlenwasserstoffen (PAKs) in Extenderölen – Verfahren mittels doppelter LC-Vorreinigung und GC/MS-Analyse*

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

ISO 3016, *Petroleum products – Determination of pour point*

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

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

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

ISO 14596, *Petroleum products – Determination of sulphur content – Wavelength-dispersive X-ray fluorescence spectrometry*

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

ASTM D1218, *Standard Test Method for Refractive Index and Refractive Dispersion of Hydrocarbon Liquids*

ASTM E1269, *Standard Test Method for Determining Specific Heat Capacity by Differential Scanning Calorimetry*

ASTM D1903, *Standard Test Method for Coefficient of Thermal Expansion of Electrical Insulating Liquids of Petroleum Origin*

ASTM D4172, *Standard Test Method for Wear Preventive Characteristics of Lubricating Fluid (Four-Ball Method)*

ASTM D6591, *Standard Test Method for Determination of Aromatic Hydrocarbon Types in Middle Distillates—High Performance Liquid Chromatography Method with Refractive Index Detection*

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

ASTM D7896, *Standard Test Method for Thermal Conductivity, Thermal Diffusivity and Volumetric Heat Capacity of Engine Coolants and Related Fluids by Transient Hot Wire Liquid Thermal Conductivity Method*

DIN 51350, *Prüfung von Schmierstoffen – Prüfung im Vierkugel-Apparat – Teil 3: Bestimmung von Verschleißkennwerten flüssiger Schmierstoffe*

DIN 51353, *Prüfung von Isolierölen; Prüfung auf korrosiven Schwefel; Silberstreifenprüfung*

DIN 51423, *Prüfung von Mineralölen – Teil 1: Messung der relativen Brechzahl*

IP 346, *Determination of polycyclic aromatics in lubricant base oils and asphaltene free petroleum fractions – Dimethyl sulfoxide refractive method*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <http://www.iso.org/obp>

3.1

Isolieröl auf Mineralölbasis

Isolieröl auf Mineralölbasis für Transformatoren und ähnliche elektrische Geräte, z. B. Schalter, Lastschalter usw., das entweder durch Wiederaufbereitung, Modifizierung und/oder Vermischung von Erdölprodukten und anderen Kohlenwasserstoffen gewonnen wurde

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies trifft jedoch nicht für Isolieröle wie Ester, synthetische aromatische Verbindungen oder Silikonflüssigkeiten zu.

3.2

Schalteröl für tiefe Temperaturen

Isolieröl auf Mineralölbasis für ölgefüllte Schalter für den Einsatz im Außenbereich unter sehr kalten klimatischen Bedingungen

3.3

Additiv

geeignete chemische Substanz, die zur Verbesserung bestimmter Eigenschaften gezielt einem Isolieröl auf Mineralölbasis zugesetzt wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Das sind zum Beispiel Antioxidantien, Metallpassivatoren, Metalldesaktivatoren, Zusätze zur Verminderung der elektrostatischen Aufladung wie Benzotriazole (BTA), Gasverhaltensmodifikatoren, Pourpoint-Erniedriger, Entschäumer, Mittel zur Verbesserung von Raffinationsprozessen usw.

3.4

Antioxydations-Additiv

Additiv in einem Isolieröl, um die Oxidationsstabilität zu verbessern

ANMERKUNG 1 zum Begriff: Eine große Anzahl von Antioxydations-Additiven wie Inhibitoren, Peroxidzersettern, Metallpassivatoren und Metalldesaktivatoren stehen zur Verfügung. Diese können, falls angegeben, in Ölen eingesetzt werden (siehe 6.12.2 und 6.12.3).

3.4.1

Inhibitor

Antioxydations-Additive vom Phenol- oder Amintyp, wie DBPC und DBP, die in IEC 60666 beschrieben sind

Anmerkung 1 zum Begriff: DBPC = 2,6-di-tert-butyl-Para-Kresol; DBP = 2,6-di-tert-butyl-Phenol.

3.4.2

andere Antioxydations-Additive

Schwefel- oder phosphorhaltige Antioxydations-Additive

3.4.3

Passivator

Metallpassivatoradditiv, das zur Reduzierung des katalytischen Effekts von Kupfer auf die Oxidation des Öls und zum Schutz des Kupfers vor korrosiven Arten verwendet wird. Einige von ihnen werden auch verwendet, um die elektrostatische Aufladungstendenz von Ölen zu modifizieren.

Anmerkung 1 zum Begriff: Metallpassivatoren werden manchmal als Metalldesaktivatoren oder Korrosionsinhibitoren bezeichnet.

3.5

nichtinhibiertes Öl

Isolieröl auf Mineralölbasis, das keine Inhibitoren oder Antioxydations-Additive enthält

Anmerkung 1 zum Begriff: „Kein“ Antioxydations-Additiv bedeutet, dass der gesamte Anteil an Antioxydations-Additiv im Öl unterhalb der Nachweisgrenze von 0,01 % liegt, ermittelt gemäß IEC 60666.

3.6

spureninhibiertes Öl

Isolieröl auf Mineralölbasis, das einen Wert von weniger als 0,08 % an DBPC oder DBP enthält, als üblicherweise nach IEC 60666 ermittelt

3.7

inhibiertes Öl

Isolieröl auf Mineralölbasis, das mindestens 0,08 %, aber höchstens 0,40 % an DBPC oder DBP enthält, wie üblicherweise nach IEC 60666 ermittelt

3.8

ungebrauchtes Isolieröl auf Mineralölbasis

Isolieröl auf Mineralölbasis, das entweder durch Wiederaufbereitung, Modifizierung und/oder Vermischung von Erdölprodukten und anderen Kohlenwasserstoffen gewonnen wurde

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein solches Öl wurde bisher weder verwendet, noch war es in Kontakt mit elektrischen Betriebsmitteln oder anderen Betriebsmitteln, die nicht zur Herstellung, zur Lagerung oder zum Transport erforderlich sind. Sowohl der Hersteller als auch der Lieferant von ungebrauchtem Öl haben alle angemessenen Vorkehrungen getroffen, um Verunreinigungen mit polychlorierten Biphenylen oder Terphenylen (PCB, PCT) oder mit gebrauchtem Öl, mit aufbereitetem oder dechloriertem Öl oder mit anderen Verunreinigungen zu verhindern.

3.9

wiederaufbereitetes Isolieröl auf Mineralölbasis

allgemeiner Begriff, der zuvor in elektrischen Betriebsmitteln benutzte Isolieröle auf Mineralölbasis umfasst, die einer außerhalb der Anlage stattfindenden Wiederaufbereitung oder Rückgewinnung (Regeneration) unter-

zogen worden sind. Jegliche Mischung ungebrauchter oder wiederverwerteter Öle wird als wiederverwertet betrachtet.

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Eigenschaften wiederverwerteten Öls hängen stark vom Öl ab, aus dem es wiederaufbereitet wird, der ursprünglichen Wiederaufbereitungstechnik, dem Betriebsverlauf und dem Typ Wiederverwertungsprozess. Ursprünglich im Öl vorhandene natürliche Antioxidantien könnten im Betrieb aufgebraucht oder im Wiederverwertungsprozess verloren gegangen sein und müssen im Anschluss wiederhergestellt werden.

Anmerkung 2 zum Begriff: Solche wiederverwerteten Öle werden oft aus Mischungen von Isolierölen auf Mineralölbasis aus verschiedener Herkunft gewonnen. Sowohl der Hersteller als auch der Lieferant von wiederverwertetem Isolieröl auf Mineralölbasis haben alle angemessenen Vorkehrungen getroffen, um Verunreinigungen mit polychlorierten Biphenylen oder Terphenylen (PCB, PCT) oder mit gebrauchtem Öl, mit aufbereitetem oder dechloriertem Öl oder mit anderen Verunreinigungen zu verhindern.

3.10

wiederaufbereitetes (regeneriertes) Isolieröl auf Mineralölbasis

in elektrischen Betriebsmitteln benutztes wiederverwertetes Isolieröl auf Mineralölbasis, das chemischen und physikalischen Prozessen unterzogen wurde, um lösliche und unlösliche Verunreinigungen zu entfernen

3.11

wiederaufbereitetes Isolieröl auf Mineralölbasis

in elektrischen Betriebsmitteln benutztes wiederverwertetes Isolieröl auf Mineralölbasis, das aus dem Betrieb zurückgezogen wurde, und einem ähnlichen Prozess wie dem für die Gewinnung ungebrauchten Isolieröls auf Mineralölbasis aus unberührten Ausgangsstoffen unterzogen wird, einschließlich Prozessen wie Destillierung und Hydrogenisierung, um den Anteil unerwünschter Verbindungen zu reduzieren

Anmerkung 1 zum Begriff: Solche wiederaufbereiteten Öle werden oft aus Mischungen von Isolierölen auf Mineralölbasis aus unterschiedlicher Herkunft verwendet.

3.12

rekonditioniertes Isolieröl auf Mineralölbasis

in elektrischen Betriebsmitteln benutztes wiederverwertetes Isolieröl auf Mineralölbasis, das einem physikalischen Prozess unterzogen wurde, um unlösliche Verunreinigungen und freies Wasser zu entfernen, sowie den Anteil aufgelöster Feuchtigkeit und Gase zu reduzieren.

4 Eigenschaften des Öls

ANMERKUNG Die charakteristischen Eigenschaften des Öls sind in [Tabelle 1](#) bis [Tabelle 3](#) sowie im [Abschnitt 6](#) aufgeführt.

4.1 Funktionelle Eigenschaften

Eigenschaften, die Einfluss auf die Funktion des Öls als Isolier- und Kühlmedium haben.

ANMERKUNG Funktionelle Eigenschaften beinhalten Viskosität, Dichte, Pourpoint, Wassergehalt, Durchschlagsspannung, dielektrischer Verlustfaktor sowie spezifische Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeit und Ausdehnungskoeffizient.

4.2 Produktion, Stabilität, Konsistenz

Eigenschaften des Öls, die durch die Qualität und den Typ von Raffination und Additiven bedingt sind.

ANMERKUNG Dies kann Aussehen, Grenzflächenspannung, Schwefelgehalt, Säurezahl, korrosiven Schwefel, Gehalt an 2-Furfural und verwandten Verbindungen sowie die Spaltgasentwicklung (en: stray gassing) beinhalten. Eigenschaften wie aromatischer Gehalt, Brechungsindex und/oder die Verteilung aromatischer Typen von Verbindungen können wertvolle Informationen zur Konsistenz eines bestimmten Ölprodukts liefern.

4.3 Betriebsverhalten

Eigenschaften, die sich auf das Langzeitverhalten des Öls während des Betriebs und/oder auf dessen Verhalten unter dem Einfluss von starken elektrischen Kräften und bei hoher Betriebstemperatur beziehen. Hinsichtlich ihres Betriebsverhaltens werden Transformatoren-Isolieröl in Typ A (Tabelle 2) und Typ B (Tabelle 3) aufgeteilt.

4.4 Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltschutzeigenschaften (HSE – en: Health Safety and Environment)

Eigenschaften des Öls, die sich auf die sichere Handhabung und den Umweltschutz beziehen.

ANMERKUNG Beispiele können den Flammpunkt, die Dichte, PCA (polycyclische Aromate) und PCB/PCT (polychlorierte Biphenyle/Terphenyle) einschließen.

5 Klassifizierung, Kennzeichnung, Identifizierung, allgemeine Anforderungen für die Lieferung und Probenahme

5.1 Klassifizierung und Kennzeichnung

5.1.1 Kennzeichnung

Zu Deklarationszwecken müssen Isolieröle auf Mineralölbasis gekennzeichnet werden als:

IEC 60296{V}:-ungebrauchtes Isolieröl auf Mineralölbasis, wie in 3.8 definiert.

IEC 60296{R}:-wiederverwertetes Isolieröl auf Mineralölbasis, wie in 3.9 definiert.

Die Benennungen **IEC 60296{V}** und **IEC 60296{R}** beziehen sich auf die Deklaration und Kennzeichnung durch den Lieferanten (gemäß örtlicher Vorschriften), und nicht auf das Betriebsverhalten.

5.1.2 Klassen

Nach dieser Norm werden Isolieröle auf Mineralölbasis in zwei Klassen eingeteilt:

- Transformatorenöle;
- Tieftemperatur-Schalteröle.

Bei den Transformatorenölen werden zwei Gruppen – Typ A (Tabelle 2) und Typ B (Tabelle 3) definiert.

Isolieröle vom Typ A sind vollständig inhibiert („I“ nach 5.1.3) und bieten sehr gute Oxidationsstabilität für eine längere Lebensdauer des Transformators bei geringerem Wartungsbedarf selbst bei hohen Betriebs-/Umgebungstemperaturen. Diese Öle mit „hoher“ Oxidationsstabilität sind geeignet für alle Typen Leistungstransformatoren und Anwendungen, d. h. Öfen, Generatoren, Netzwerke, Bahn-Transformatoren, Gleichrichter und Glättungsdrosseln, sowohl „frei atmende“ als auch geschlossene Typen.

Isolieröle vom Typ B können nichtinhibiert („U“), spureninhibiert („T“) oder vollständig inhibiert („I“) sein, zeigen hohe Widerstandswerte gegen Mineralölabbau und bieten hohe Oxidationsstabilität. Diese Öle mit „herkömmlicher“ Oxidationsstabilität können in allen Anwendungen bei gemäßigten Betriebstemperaturen verwendet werden.

Die formale Klassifizierung als inhibiertes Öl basiert auf dem tatsächlichen Gehalt an synthetischen Antioxidantien. Nichtinhibiertes Öl enthält keine synthetischen Antioxidantien.

Bei der grundlegenden Raffination von Öl werden Verbindungen wie aromatische und polycyclische aromatische Verbindungen je nach Schweregrad und Typ Raffinationsprozess entfernt.

Nichtinhibierte Öle werden typischerweise aus Basisöl(en) mit dem Ziel hergestellt, ein Gleichgewicht zwischen beseitigbaren Komponenten beizubehalten, von denen einige leicht oxidieren, während andere etwas Schutz gegen gewöhnliche Oxidationsprozesse bieten. Der Raffinationsprozess wird optimiert, um gewisse Schwefel- und aromatische Verbindungen beizubehalten, die als natürliche Antioxidantien wirken. Da jedoch die natürlichen Antioxidantien nicht so effektiv wie synthetische Antioxidantien sind, werden nichtinhibierte Öle im Vergleich zu inhibierten Ölen weniger Oxidationsstabilität aufweisen.

Nichtinhibiertes Öl beinhaltet eine gewisse Menge sogenannter natürlicher Antioxidantien, einige davon sind von Anfang an vorhanden (hauptsächlich Schwefel enthaltend und als sekundäre Antioxidantien fungierend), andere werden als Zwischenstufen in oxidativen Prozessen (zumeist die Oxidation aromatischer Verbindungen, die dann als Radikalfänger wirken) gebildet. Inhibiertes Öl ist eine Mischung aus Basisöl(en) und einem synthetischen Antioxidantium. Die additive Reaktion und daraus resultierende Oxidationsstabilität des inhibierten Öls hängt stark vom Schweregrad der Raffination ab. Das Antioxidantium wird hinzugegeben, um die Oxidationsprozesse zu steuern. Der Inhibitor wirkt als Radikalfänger und schützt die Basisöl-Kohlenwasserstoffe – abhängig vom Grad der Raffination – vor Oxidation. Öle mit sehr hoher oxidativer Stabilität sind inhibierte Öle und können durch Vermischung sehr stark behandelter Basisöle und Antioxidantien gewonnen werden.

Die Inhibitorkonzentration für Öl im Betrieb muss überwacht und für Eventualitäten erhalten werden. Dies wird in [IEC 60422](#) beschrieben.

5.1.3 Gehalt an Antioxiations-Additiv (Inhibitor)

Isolieröle auf Mineralölbasis werden nach dem Gehalt an Antioxiations-Additiven in drei Gruppen eingeteilt:

- nichtinhibierte Isolieröle auf Mineralölbasis: gekennzeichnet mit U;
- spureninhibierte Isolieröle auf Mineralölbasis: gekennzeichnet mit T;
- inhibierte Isolieröle auf Mineralölbasis: gekennzeichnet mit I.

5.1.4 Niedrigste Kaltstarttemperatur unter Last (LCSET – en: Lowest Cold Start Energizing Temperature)

Nach der Inhibitor-Kennzeichnung muss die niedrigste Kaltstarttemperatur unter Last (LCSET) angegeben werden.

Der Standardwert für LCSET ist in dieser Norm -30 °C ; wahlweise können aus [Tabelle 1](#) auch andere Werte für LCSET ausgewählt werden.

5.2 Anforderungen

Die allgemeinen Anforderungen für diese Norm sind in [Tabelle 2](#) und [Tabelle 3](#) angegeben.

Spezifische Eigenschaften sind im [Abschnitt 7](#) festgelegt.

5.3 Mischbarkeit und Kompatibilität

Alle Isolieröle auf Mineralölbasis nach dieser Internationalen Norm sind physikalisch miteinander mischbar, und es wird angenommen, dass sie nach Homogenisierung in einer einzelnen homogenen Phase ohne Fällung unlöslicher Substanzen oder Trübung resultieren. Die Mischung kann jedoch verschiedene Eigenschaften aufweisen, z. B. Dichte, Viskosität, Gesamtschwefelgehalt, Oxidationsstabilität oder Spaltgasentwicklung wie die ursprünglichen Öle, daher wird eine Vermischung nicht empfohlen.

Isolieröle auf Mineralölbasis der gleichen Klasse und des gleichen Typs ([5.1.2](#)), der gleichen Gruppe ([5.1.3](#)), mit dem gleichen Wert für LCSET ([5.1.4](#)) und den gleichen Typen von Additiven, werden in Mischungen von Prozentsätzen bis zu 10 % als untereinander verträglich angesehen, ohne dass zusätzliche Prüfungen erforderlich sind. Wenn Bedarf bestehen sollte, andere Mischverhältnisse zu qualifizieren, muss die resultierende Mischung nach dieser Norm klassifiziert und geprüft werden, siehe [Tabellen 2](#) und [3](#).

Wenn Öle anderer Klassen oder Typen (5.1.2), oder Gruppen (5.1.3) oder mit anderen Werten für LCSET (5.1.4) oder andere Typen Additive gemischt werden, muss die resultierende Mischung nach dieser Norm klassifiziert und geprüft werden, siehe Tabellen 2 und 3.

5.4 Identifizierung und allgemeine Lieferbedingungen

Die Anforderungen an Identifizierung und allgemeine Lieferbedingungen sind wie folgt:

- a) Öl wird üblicherweise in großen Gebinden in Eisenbahnkesselwagen, in Tankwagen oder verpackt in Fässern oder IBCs (en: Intermediate Bulk Container – Großpackmittel) geliefert. Diese müssen sauber und für diesen Verwendungszweck geeignet sein, um jede Kontamination zu vermeiden.
- b) Ölfässer und Probenbehälter müssen zumindest die folgende Angaben enthalten:
 - Bezeichnung des Lieferanten;
 - Klassifizierung und Kennzeichnung (siehe 5.1);
 - Ölmenge.
- c) Wenn zwischen dem Lieferanten und dem Käufer vereinbart, kann jede Öllieferung mit einem Begleitdokument des Lieferanten ausgestattet sein, das die folgenden Angaben enthält: Bezeichnung des Lieferanten, Klassifizierung und Kennzeichnung des Öls sowie Werksbescheinigung.

ANMERKUNG Eine Lieferung sollte auf einen hergestellten Lieferposten rückverfolgbar sein.

- d) Der Lieferant muss den generischen Typ aller Additive angeben, sowie deren Konzentrationen im Falle von Inhibitoren und Passivatoren (antioxidativen Additiven).

5.5 Probennahme

Die Probenahme muss gemäß dem in IEC 60475 beschriebenen Verfahren erfolgen.

6 Eigenschaften, ihre Bedeutung und Prüfverfahren

6.1 Viskosität

Die Viskosität hat Einfluss auf die Wärmeabfuhr und damit auf den Temperaturanstieg des Gerätes. Je niedriger die Viskosität ist, umso besser zirkuliert das Öl und umso besser ist der Wärmetransport. Bei niedrigen Temperaturen ist die daraus resultierende höhere Viskosität des Öls ein kritischer Faktor für das Kaltstartverhalten von Transformatoren mit ON-Kühlung (keine Zirkulation und daher mögliche Überhitzung an den Heißpunkten); auch werden sich bewegende Teile in Unterbrechern, Schaltern, Lastschaltern, Pumpen und anderen Regelapparaten in ihrer Bewegung behindert. Die Viskosität bei der niedrigsten Kaltstarttemperatur unter Last (LCSET) darf 1 800 mm²/s (bzw. 2 500 mm²/s bei –40 °C, siehe Tabelle 1) nicht überschreiten. Die niedrigste Kaltstarttemperatur unter Last (LCSET) für Isolieröle auf Mineralölbasis wird in dieser Norm mit –30 °C festgelegt. Andere LCSET-Werte (siehe Tabelle 1) können zwischen Lieferant und Käufer vereinbart werden.

Niedrigtemperatur-Schalteröl sollte bei LCSET eine niedrigere Viskosität haben: max. 400 mm²/s. Der Standardwert für die niedrigste Kaltstarttemperatur unter Last (LCSET) für Niedrigtemperatur-Schalteröl ist mit –40 °C festgelegt, allerdings dürfen auch andere Werte für LCSET zwischen Lieferant und Käufer vereinbart werden.

Tabelle 1 – Maximale Viskosität und maximaler Pourpoint für Isolieröl auf Mineralölbasis bei der niedrigsten Kaltstarttemperatur unter Last (LCSET)

LCSET °C	Maximale Viskosität mm ² /s	Maximaler Pourpoint °C
0	1 800	–10
–20	1 800	–30
–30	1 800	–40
–40	2 500	–50

Die Viskosität muss nach ISO 3104 oder ASTM D7042 gemessen werden, und die Viskosität bei sehr niedrigen Temperaturen nach **IEC 61868**.

Die Viskosität sollte auch bei der Konstruktion von Schutzfunktionen und Schaltgeräten berücksichtigt werden.

6.2 Pourpoint

Der Pourpoint von Isolierölen auf Mineralölbasis ist die niedrigste Temperatur, bei der das Öl gerade noch fließt. Es wird empfohlen, dass der Pourpoint um mindestens 10 °C unter der niedrigsten Kaltstarttemperatur unter Last (LCSET) liegen sollte. Wenn ein Additiv zur Pourpoint-Erniedrigung verwendet wird, muss der Lieferant dies dem Anwender mitteilen. Der Pourpoint muss nach ISO 3016 gemessen werden.

6.3 Wassergehalt

Ein niedriger Wassergehalt von Isolierölen auf Mineralölbasis ist notwendig, um eine ausreichende Durchschlagfestigkeit und einen niedrigen dielektrischen Verlustfaktor zu erzielen. Um zu vermeiden, dass sich freies Wasser absetzt, sollte Isolieröl auf Mineralölbasis bei der Lieferung einen begrenzten Wassergehalt haben. Vor dem Einfüllen in das elektrische Gerät sollte das Öl behandelt werden, um die Anforderungen nach **IEC 60422** zu erfüllen. Der Wassergehalt muss nach **IEC 60814** gemessen werden.

6.4 Durchschlagspannung

Die Durchschlagspannung eines Isolieröls auf Mineralölbasis zeigt seine Fähigkeit an, elektrischer Beanspruchung in elektrischen Anlagen oder Geräten standzuhalten. Die Durchschlagspannung muss nach **IEC 60156** gemessen werden. Der Öllieferant muss nachweisen, dass nach einer Vakuumbehandlung des Öls (siehe Anmerkung) zur Entfernung von festen Bestandteilen, Feuchtigkeit und gelöster Luft eine hohe Durchschlagfestigkeit (Durchschlagspannung > 70 kV) erreicht werden kann.

ANMERKUNG Die erwähnte Laborbehandlung ist eine Filtration des Öls bei 60 °C mittels Vakuum (Druck unterhalb von 2,5 kPa) durch einen Sinterglasfilter (mit einer maximalen Porengröße von 2,5 µm).

6.5 Dichte

Die Dichte des Öls muss niedrig genug sein, um ein Aufschwimmen von freiem Wasser an die Öloberfläche zu verhindern. Dies ist besonders bei niedrigen Öltemperaturen zu beachten. Freies Wasser kann zur Ausbildung von Überschlügen zwischen Leitern führen. Die Dichte muss nach ISO 12185 (Referenzverfahren) bestimmt werden, aber ISO 3675 und ASTM D7042 sind ebenfalls akzeptabel.

Die Dichte soll auch bei der Konstruktion von Schutz- und Kontrollausrüstung berücksichtigt werden.

6.6 Dielektrischer Verlustfaktor (DDF – en: Dielectric Dissipation Factor)

Der dielektrische Verlustfaktor ist ein Maß für die vom Öl verursachten dielektrischen Verluste. Ein gegenüber den Anforderungen in **Tabelle 2** erhöhter dielektrischer Verlustfaktor kann auf Verunreinigung des Öls durch lösliche polare Substanzen oder auf niedrige Raffinationsqualität hinweisen. Der dielektrische Verlustfaktor

muss bei 90 °C nach [IEC 60247](#) oder [IEC 61620](#) gemessen werden. Im Streitfall sollte die Messung nach [IEC 60247](#) bei 90 °C erfolgen.

ANMERKUNG Falls zwischen den Vertragspartnern vereinbart, kann der dielektrische Verlustfaktor (DDF) auch bei einer anderen Temperatur als 90 °C gemessen werden. In diesem Fall sollte die Temperatur der Messung im Protokoll vermerkt werden.

6.7 Aussehen

Durch eine visuelle Prüfung des Isolieröls (Ölprobe in durchscheinendem Licht bei einer Schichtdicke von etwa 10 cm bei Umgebungstemperatur) lassen sich sichtbare Verunreinigungen, freies Wasser oder suspendierte Substanzen feststellen.

6.8 Säuregehalt

Isolieröl auf Mineralölbasis sollte neutral und frei von jeglichen säurehaltigen Verbindungen sein. Der Säuregehalt muss nach IEC 62021 gemessen werden.

6.9 Grenzflächenspannung (IFT)

Eine niedrige Grenzflächenspannung (IFT) zeigt unerwünschte Verunreinigungen an. Die Grenzflächenspannung muss nach IEC 62961 (Referenzmethode) oder ASTM D971 gemessen werden.

6.10 Schwefelgehalt

Je nach Rohölherkunft und Typ und Grad der Raffination befinden sich verschiedene organische Schwefelverbindungen im Transformatorenöl. Raffination reduziert den Anteil von Schwefel und aromatischen Kohlenwasserstoffen. Da manche Schwefelverbindungen eine Affinität zu Metallen haben, können sie als natürliche Oxidations-Inhibitoren wirken, oder sie können die Korrosionswirkung verstärken.

Der Schwefelgehalt ist eine spezifische Anforderung an Mineralöle des Typs A ([Tabelle 2](#)).

Der Schwefelgehalt sollte nach ISO 14596 (Referenzmethode) oder ISO 8754. gemessen werden.

6.11 Korrosiver und potenziell korrosiver Schwefel

Einige Schwefelverbindungen, wie zum Beispiel Mercaptane (Thiol), haben auf Metalloberflächen eine stark korrosive Wirkung, d. h. auf Stahl, Kupfer und Silber (Schaltgerätekontakte), und dürfen in neuem Öl nicht vorhanden sein. Dieser Typ Schwefel sollte nach DIN 51353 gemessen werden.

Einige andere Schwefelverbindungen, wie z. B. Dibenzyldisulfid (DBDS), können die Ablagerung von Kupfersulfid (Cu_2S) in der Papierisolation verursachen. Dadurch werden die elektrischen Isolationseigenschaften des Papiers beeinträchtigt (siehe [Anhang B](#)). Dies hat bereits zu mehreren Ausfällen von Betriebsanlagen geführt.

[IEC 62535](#), die auf eine Arbeit von CIGRE WG A2.32 zurückgeht, stellt das zurzeit bestmögliche verfügbare Verfahren zur Verfügung, um potenziell korrosive Schwefelverbindungen in Öl zu erfassen. Dies gilt nur für solche Öle, die keinen Metallpassivatorzusatz enthalten (deklariert oder nicht deklariert).

Für passivierte Öle wird auf den Abschnitt [B.3](#) verwiesen.

6.12 Additive (siehe 3.4)

6.12.1 Allgemeines

Die chemische Familie jeglicher Additive muss in den Produktdatenblättern und in Werksbescheinigungen deklariert werden. Bei Antioxydations-Additiven und Passivatoren muss auch die Konzentration angegeben werden.

6.12.2 Antioxydations-Additive (siehe 3.4)

Antioxydations-Additive (Inhibitoren) verzögern die Oxidation des Öls und damit die Bildung von Abbauprodukten wie Ölschlamm und Säuren. Es ist wichtig zu wissen, ob und in welcher Menge Antioxydations-Additive zugesetzt wurden, um den Abbau während des Betriebes zu kontrollieren.

Zu den Additiven, welche die Oxidation von isolierenden Mineralölen verlangsamen, gehören:

- Inhibitoren wie Phenole und Amine (siehe 3.4.1). Die meistverbreiteten Inhibitoren sind DBPC und DBP (siehe 3.4.1). Nachweis und Bestimmung von DBPC und DBP muss gemäß IEC 60666 ausgeführt werden. Es sind keine IEC-Prüfverfahren für andere Typen von Inhibitoren verfügbar.
- Andere Antioxydations-Additive wie schwefel- und phosphorhaltige Verbindungen, wie etwa organische Polysulfide und Dithiophosphate (siehe 3.4.2). Ein Antioxydations-Additiv dieses Typs ist DBDS (siehe 6.18), dieses wird aber nicht anerkannt, weil bekannt ist, dass es Kupfer angreift und möglicherweise dazu führt, dass das Öl die Prüfung IEC 62535 auf potenziell korrosiven Schwefel nicht besteht.
- Metallpassivatoren (siehe 3.4.3).

6.12.3 Metallpassivatoren

Einige dieser Additive bilden dünne Filmschichten auf Kupfer. Diese verhindern den katalytischen Effekt von Kupfer in Öl und die Bildung von schädlichen Kupfersulfid-Ablagerungen im Papier durch die Reaktion von korrosiven Schwefelverbindungen, die im Öl enthalten sind. Einige von ihnen schützen das Öl vor der katalytischen Aktivität von Metallen und verlangsamen die Oxidation des Öls. Deshalb verlangsamen Passivatoren den Oxidationsprozess in IEC 61125 durch Passivierung des katalytisch wirkenden Kupferdrahts und führen deshalb zu einem besseren Ergebnis des Oxidationsstabilitäts-Prüfverfahrens. Einige von ihnen werden auch verwendet, um die elektrostatische Aufladungstendenz von Ölen zu modifizieren (siehe 7.1).

Drei Haupttypen von Benzotriazol-Derivaten finden als Metallpassivatoradditive Anwendung: N-bis(2-Ethylhexyl)-aminomethyl-tolutriazol (TTAA), Benzotriazol (BTA) und 5-methyl-1H-benzotriazol (TTA). Die Detektierung und Messung dieser Additive muss gemäß IEC 60666 erfolgen.

Viele andere Verbindungen können ebenfalls als Metallpassivatoren eingesetzt werden, wie z. B. N,N-bis(2-Ethylhexyl)-1H-1,2,4-Triazol-1 Methanamin (TAA), Diamino-Diphenyldisulfid, Nikotinsäure, Hydroquinolin und andere Verbindungen auf Schwefelbasis, für die es noch keine IEC-Prüfverfahren gibt¹.

6.12.4 Pourpoint-Erniedriger

Diese Additive werden eingesetzt, um die Viskosität und den Pourpoint von Ölen bei sehr niedrigen Temperaturen zu verbessern. Die Detektierung und Messung der zwei gebräuchlichsten Hauptsorten von Additiven zur Pourpoint-Erniedrigung (Polynaphtalene und Polymethacrylate) muss gemäß IEC 60666 erfolgen.

6.13 Oxidationsstabilität

Die Oxidation des Öls führt zu einem Anstieg des Säuregehaltes und zu vermehrter Schlammbildung. Dies kann durch eine hohe Oxidationsstabilität reduziert werden, was zu längerer Lebensdauer des Öls durch stark verringerte Schlammausscheidung und zu einer Maximierung der Lebensdauer der Isolation des

¹ Beispiele für kommerziell erhältliche TTAA und TAA sind Irgamet 39 © und Irgamet 30 ©. Diese Information dient nur der Bequemlichkeit der Anwender dieser Norm und stellt keine Bevorzugung dieser Produkte durch IEC dar.

Betriebsmittels führt. Die Oxidationsstabilität wird nach IEC 61125 gemessen. Es gibt auch die Möglichkeit, engere Grenzwerte für besondere Anwendungen festzulegen. In einigen Ländern können solche engeren Grenzwerte und/oder zusätzliche Anforderungen und Prüfungen verlangt werden.

Die Dauer der Prüfungen für Öle, die Inhibitoren enthalten, muss wie in Tabelle 2 und 3 angegeben sein. Die Prüfdauer für Öle, die andere Antioxydations-Additive und Metallpassivatoren enthalten, muss 500 h betragen.

Öle, die Passivatoren enthalten, müssen vor der Zugabe des Passivators zum Öl auf ihre Oxidationsstabilität hin geprüft werden. Dabei gilt die Prüfdauer von Tabelle 2 und 3.

6.14 Flammpunkt

Für den sicheren Betrieb von elektrischen Geräten ist ein entsprechend hoher Flammpunkt notwendig. Dieser wird nach ISO 2719 gemessen (Verfahren nach Pensky-Martens mit dem geschlossenen Tiegel).

6.15 Polycyclischer aromatischer Gehalt und polyaromatische Kohlenwasserstoffe (PAK)

Bestimmte PAKs sind als kanzerogen eingestuft und dürfen daher in Isolierölen auf Mineralölbasis nur bis zu einer bestimmten Menge vorhanden sein. PAKs können durch Extraktion mit DMSO (DiMethylSulfOxid) nach den Vorgaben von IP 346 bestimmt werden.

Benzo(a)pyren (BaP) und einige andere polyaromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) sind als kanzerogen, mutagen und reproduktionstoxisch eingestuft.

ANMERKUNG Tolerierbare Grenzwerte von Gesamt-PAKs oder einzelnen PAKs sind in nationalen oder lokalen Bestimmungen spezifiziert, z. B. REACH (<https://www.echa.europa.eu/candidate-list-table>).

6.16 Polychlorierte Biphenyle (PCB)

Isolieröl auf Mineralölbasis muss PCB-frei sein. Als Referenzverfahren gilt IEC 61619.

ANMERKUNG Die zugelassenen Grenzwerte von allen oder einzelnen im Öl enthaltenen PCBs sind in nationalen und lokalen Vorschriften festgelegt. Weitere europäische Spezifikationen sind in Richtlinie 96/59/EG und den „UN Guidelines for the identification of PCBs and materials containing PCBs“ beschrieben.

6.17 2-Furfural (2-FAL) und verwandte Verbindungen

2-FAL und verwandte Verbindungen in Isolierölen auf Mineralölbasis können entweder von einer unsachgemäßen Redestillation nach Lösemittelextraktion während der Raffination herrühren oder durch Kontamination mit gebrauchtem Öl verursacht sein.

Isolieröle auf Mineralölbasis sollten einen niedrigen Gehalt von 2-FAL und verwandten Verbindungen haben; Messungen sollten nach IEC 61198 erfolgen.

ANMERKUNG „Verwandte Verbindungen“ sind: 5-Hydroxymethyl-2-furfural (5HMF), 2-Furfurylalkohol (2FOL), 2-Acetylfuran (2ACF) und 5-Methyl-2-furfural (5MEF).

Furfural-Verbindungen sind Nebenprodukte von in ölgefüllten Transformatoren alterndem Isolierpapier. Die Überwachung des Furfuralgehalts von aus in Betrieb befindlichen Transformatoren genommenen Ölproben kann als Anzeichen von Papieralterung gedeutet werden. Darum ist es wichtig, komplett Furfural-freies Isolieröl bereitzustellen.

6.18 DBDS-Gehalt

Diese Verbindung wirkt korrosiv bei üblichen Transformator-Betriebstemperaturen und kann Kupfersulfid bilden. Darum darf es in Isolierölen auf Mineralölbasis nicht vorkommen. Als Prüfverfahren für die Bestimmung von DBDS dient [IEC 62697-1](#).

6.19 Spaltgasentwicklung des Öls

Spaltgasentwicklung beschreibt die Entwicklung von Gasen in einer Isolierflüssigkeit während des Betriebs bei für übliche Betriebsbedingungen als gewöhnlich erachteten Temperaturen ([IEC 60076-7](#)) aufgrund ihrer Konstituenten, und hat nichts mit internen Fehlern in elektrischen Betriebsmitteln zu tun. Verschiedene Arten von Gasbildung wurden festgestellt, z. B. Wasserstoff, Methan, Ethan oder eine Kombination dieser Gase. Spaltgasentwicklung steht in enger Verbindung mit der Verfügbarkeit von Sauerstoff und Kupfer sowie zur Temperatur. Es wurde sowohl bei offenen, „atmenden“ als auch versiegelten Geräten festgestellt.

Spaltgasentwicklung kann aufgrund verschiedener Gründe entstehen, z. B. Raffination, Additive usw. Die hier für Spaltgasentwicklung verwendete Definition beinhaltet nicht den Einfluss inkompatibler Werkstoffe auf die Gasbildung von Öl.

In der Praxis jedoch kann das Ausgasen von Farben oder einiger Typen vernetzter Polyethylene (XLPE) zu Gasbildung beitragen, die nicht auf interne Fehler zurückzuführen ist. Die Methode berücksichtigt dies nicht, da die Kompatibilität von Werkstoffen in der Verantwortlichkeit des Geräteherstellers liegt.

Die Analyse gelöster Gase (DGA – en: Dissolved Gas Analysis) wurde als Werkzeug zur Erkennung fehlerhafter Zustände bei flüssigkeitsisolierenden elektrischen Betriebsmitteln. Die geläufigsten Bewertungsschemata können jedoch nicht zwischen Spaltgasentwicklung und verschiedenen Arten Fehlzuständen unterscheiden, und daher zu Fehlinterpretationen führen.

Daher ist es nützlich, über eine Methode zur Charakterisierung von Spaltgasentwicklung (unter thermoxidativer Belastung) eines bestimmten Öls zu verfügen. In der Praxis hat sich nur Gas aufgrund von Spaltgasentwicklung nicht als schädlich für die Geräte erwiesen, und schwächt sich mit der Zeit ab. Die vorgeschlagene Methode bietet nützliche Informationen für Benutzer, um zwischen tatsächlichen Fehlzustandsbedingungen in elektrischen Betriebsmitteln und Spaltgasentwicklung unterscheiden zu können. Diese Charakterisierung sollte berücksichtigt werden, wenn Benutzer ein Öl für Geräte auswählen, damit es bei der Durchführung einer DGA Teil der hilfreichen Informationen ist.

Die in dieser Norm verwendete und in [Anhang A](#) beschriebene Methode ist geeignet für ölsolierte elektrische Betriebsmittel mit Kupferwicklungen. Die Gasmuster können sich etwas davon unterscheiden, wenn Kupferwicklungen in der Praxis lackiert oder aus Aluminiumleitern hergestellt sind. Sie verwendet eine Temperatur von 105 °C, was die höchstzulässige Obertemperatur für Öl bei einer üblichen zyklischen Belastung nach [IEC 60076-7](#) über die Dauer von 48 Stunden (es wurde gezeigt, dass längere Inkubationszeiten die Signifikanz der Ergebnisse nicht erhöht) in Anwesenheit von Kupfer (Kupfer unterstützt die Radikalenbildung und wird für die Wicklungen in den meisten elektrischen Betriebsmitteln verwendet) bedeutet.

Die Inkubation bei 105 °C kann mit Luft oder stickstoffgesättigtem Öl sowohl in An- als auch Abwesenheit von Kupfer durchgeführt werden. Die Prüfung unter all diesen Bedingungen kann von Vorteil bei der Qualifizierung eines neuen Öls sein.

Die Ergebnisse des Ringversuchs zeigten, dass die härtesten Bedingungen für Gasbildung bei luftgesättigtem Öl in der Anwesenheit von Kupfer bestehen. Die in [Tabelle 2](#) angegebenen Grenzwerte basieren auf der Prüfung unter dieser Bedingung.

Tabelle 2 – Allgemeine Anforderungen, Typ A (1 von 2)

Eigenschaft	Prüfverfahren	Grenzwerte	
		Transformatorööl	Schalteröle für tiefe Temperaturen
1 – Funktion			
Viskosität bei 40 °C	ISO 3104 oder ASTM D7042	Max. 12 mm ² /s	Max. 3,5 mm ² /s
Viskosität bei –30 °C ^a	ISO 3104	Max. 1 800 mm ² /s	–
Viskosität bei –40 °C ^b	IEC 61868	–	Max. 400 mm ² /s
Pourpoint	ISO 3016	Max. –40 °C	Max. –60 °C
Wassergehalt	IEC 60814	Max. 30 mg/kg ^c / 40 mg/kg ^d	
Durchschlagsspannung	IEC 60156	Min. 30 kV / 70 kV ^e	
Dichte bei 20 °C	ISO 12185 oder ISO 3675 oder ASTM D7042	Max. 895 kg/m ³	
Dielektrischer Verlustfaktor (DDF) bei 90 °C	IEC 60247 oder IEC 61620	Max. 0,005	
2 – Raffination/Stabilität			
Farbe	ISO 2049	L0,5	
Aussehen	–	Klar, frei von Sedimenten und suspendierten Feststoffen	
Säuregehalt	IEC 62021	Max. 0,01 mg KOH/g	
Grenzflächenspannung	IEC 62961 oder ASTM D971	Min. 43 mN/m	
Gesamtschwefelgehalt	ISO 14596 oder ISO 8754	Max. 0,05 %	
Korrosiver Schwefel	DIN 51353	Nicht korrosiv	
Potenziell korrosiver Schwefel	IEC 62535	Nicht korrosiv	
DBDS	IEC 62697-1	Nicht nachweisbar (< 5 mg/kg)	
Inhibitor nach IEC 60666	IEC 60666	(I) inhibierte Öle: 0,08 % bis 0,40 % (siehe 3.7)	
Metallpassivatoradditive nach IEC 60666	IEC 60666	Nicht nachweisbar (< 5 mg/kg) oder wie mit dem Lieferanten vereinbart	
Andere Additive		Siehe ^f	
2-Furfural-Gehalt und verwandte Verbindungen	IEC 61198	Nicht nachweisbar (< 0,05 mg/kg) für jede einzelne Verbindung	
Ölabhängige Spaltgasentwicklung	Verfahren A.4 in der Anwesenheit von Kupfer	Keine ölabhängige Spaltgasentwicklung: < 50 µl/l Wasserstoff und < 50 µl/l Methan und < 50 µl/l Ethan	