

Instandhaltung von Mittelspannungs-Verteilungsnetzen. Erfordernisse, Diagnoseverfahren, Instandhaltungsstrategien

Karl-Heinz Weck

FGH e.V. Mannheim

1. Einleitung

Die Versorgung mit elektrischer Energie geschieht, mit Ausnahme der in den letzten Jahren hinzugekommenen dezentralen Energieerzeugung, in der Richtung von den höchsten Spannungen der Übertragungsebene über das Mittelspannungs-Verteilungsnetz bis hin zum Kunden am Niederspannungsnetz. Obwohl die Einzelkomponenten des Übertragungsnetzes hohe Investitionskosten verursachen, stellt das Mittelspannungsnetz aufgrund der wesentlich höheren Komponentenzahlen einen beträchtlichen Anteil des Werts des gesamten Netzes dar.

Das Netz ist größtenteils in den Jahren nach dem 2. Weltkrieg entstanden. Dabei waren die größten Steigerungsraten in den 50er und 60er Jahren zu verzeichnen, so dass ein großer Teil der heute noch in Betrieb befindlichen Anlagen aus dieser Zeit stammt. Da man bei der Inbetriebnahme der Komponenten von einer zu erwartenden Lebensdauer von 40 Jahren ausging, blieben die aus dieser Zeit stammenden Komponenten bis zum Erreichen dieses Zeitpunkts in Betrieb und wurden dann systematisch ersetzt.

Der Standpunkt einer systematischen Auswechslung alter Netzkomponenten kann heute aus zwei Gesichtspunkten nicht mehr aufrechterhalten werden:

- Die Liberalisierung des Strommarkts und das dadurch bedingte Unbundling von Erzeugung, Übertragung und Verteilung hat dazu geführt, die Kosten für Netzausbau und -instandhaltung stark zu reduzieren, damit der Netzbetrieb unter den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Durchleitungsentgelte) aufrecht erhalten werden kann. Die Bedingungen werden durch den z.Z. auf dem Aktienmarkt herrschenden Zwang der Gewinnausschüttung an die Aktieninhaber (share holder value) extrem verschärft.
- Von der früher gesetzten magischen Altersgrenze von 40 Jahren sind heute die Netzkomponenten aus den Jahren vor 1960 betroffen. In den nächsten 10 Jahren werden die Komponenten aus den Jahren bis 1970 folgen. Dies bedeutet, dass heute und in den nächsten 10 Jahren die Komponenten aus der Zeit des stärksten Netzausbaus diese magische Grenze erreichen werden und zum Ersatz anstünden.

Gerade in einer Zeit des höchsten Kostendrucks auf den Netzbetreiber erreicht nahezu das halbe Mittelspannungsnetz die von ihm erwartete Lebensdauer und würde eigentlich zum Ersatz anstehen. Die Einstellung der Netzbetreiber zum heutigen Zeitpunkt zeigt, dass diese Forderung nicht erfüllbar ist.

Hinzukommt, dass auch die Instandhaltungsmaßnahmen aus Kostengründen reduziert werden. Dies betrifft auch die älteren Komponenten, über deren weitere Betriebstüchtigkeit oft wenig bekannt ist. Das Bemühen einiger Netzbetreiber, Strategien für zeitgerechte, die Versorgungssicherheit sichernde Instandhaltungsmaßnahmen zu finden, ist aus den vorliegenden Rahmenbedingungen verständlich.

2. Altersstruktur von Netzkomponenten

Die Altersstruktur der Komponenten in den deutschen Verteilungsnetzen entspricht den in der Einleitung genannten Gegebenheiten. Bild 1 zeigt die Altersstruktur am Beispiel des Verteilungsnetzes eines Netzbetreibers zum Jahre 1998. Deutlich ist der bis zu diesem Zeitpunkt herrschende Grundsatz des systematischen Ersatzes nach 40 Jahren Betriebszeit zu erkennen.

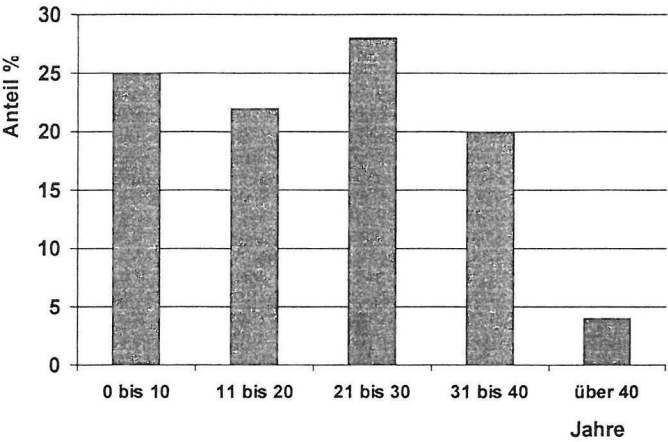


Bild 1

Altersstruktur von Komponenten im Verteilungsnetz nach [1]

Obwohl die in Bild 1 wiedergegebene Darstellung der Altersstruktur für alle Komponenten eines Netzbetreibers gilt, kann sie im Grundsatz für alle Einzelkomponenten zugrunde gelegt werden. Bestimmte Komponenten sind jedoch besonders kostenintensiv und diesen Komponenten ist besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Etwa 80% des Wertes eines Netzes liegt in den Leitungen und hier besonders im Kabelnetz, das in Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern besonders stark ausgeprägt ist. Zu der in Bild 2 gezeigten Altersstruktur ist als besonderes Merkmal festzustellen, dass die älteren Netze Papiermasse-Kabelnetze sind, die heute nahezu nicht mehr erstellt werden. Die neueren Kabelnetze sind VPE-Kabel mit den dazugehörigen Garnituren.

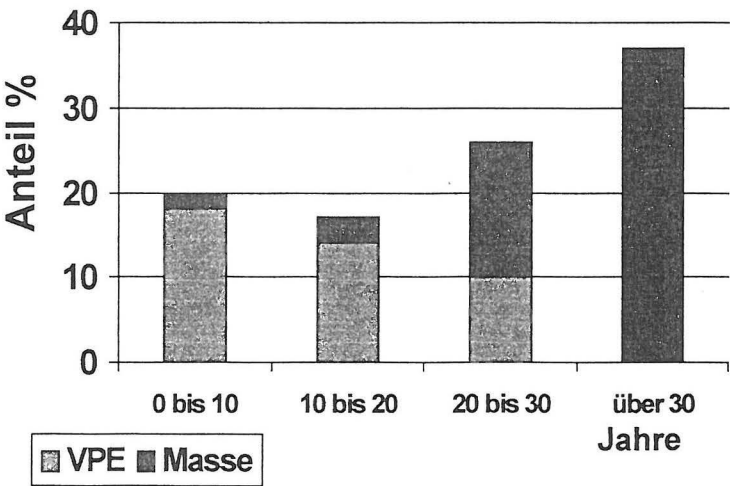


Bild 2

Altersstruktur von Verteilungs-Kabelnetzen

Als zweite wichtige Komponente sind die Einspeisetransformatoren von der 110-kV-Ebene zum Mittelspannungsnetz zu nennen, die aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Belastung während des Betriebs zum größten Teil noch betriebsfähig sind.

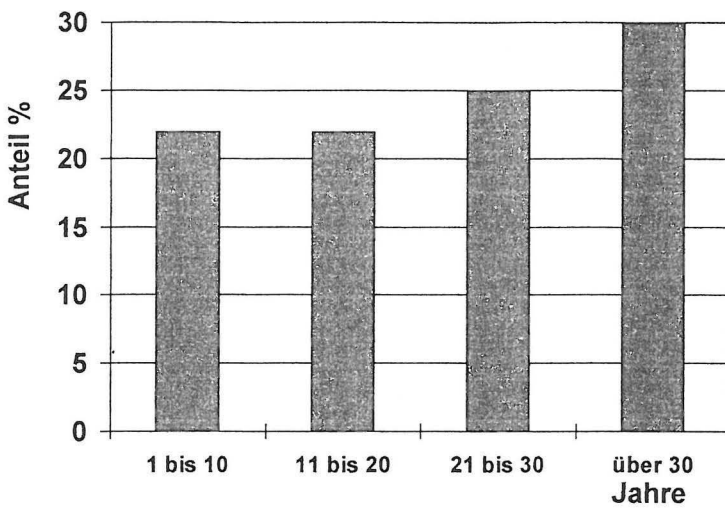


Bild 3

Alterstruktur von Einspeisetransformatoren 110 kV/MS

Die in den Bildern 1 bis 3 gezeigten Alterstrukturen weisen eine nahezu gleichmäßige Verteilung über die Jahre auf. Ähnliche Verteilungen können also auch für die hier nicht näher behandelten Komponenten Leistungsschalter, Meßwandler, Ortsnetztransformatoren u.s.w. angenommen werden.

Die Aufgabenstellung liegt somit fest. In den nächsten 10 Jahren wird etwa ein Drittel der insgesamt in den Verteilungsnetzen eingesetzten Komponenten auf ihre weitere Betriebstüchtigkeit zu beurteilen sein. Die getroffenen Reinvestitionen werden den Zustand dieser Komponenten berücksichtigen müssen, da eine generelle Auswechslung wirtschaftlich nicht tragbar ist. Ebenso werden die eingeschränkten Instandhaltungsmaßnahmen das Alter der Komponenten, ihre Bedeutung für das Netz und den erforderlichen Wartungsaufwand wesentlich stärker gegeneinander abwägen müssen als dies bisher der Fall war.

3. Alterungsmechanismen und Wirkungen auf die Versorgungssicherheit

3.1 Alterungsmechanismen

Über die Alterung elektrischer Betriebsmittel liegen viele Untersuchungen vor, die die wichtigsten Einflußfaktoren berücksichtigt haben. Die wichtigsten Faktoren sind

- Alterung der Isolation durch temperaturabhängige, chemische Zersetzung des Isoliermediums (Arrheniusgesetz);
- Alterung der Isolierung durch elektrische Teilentladungen;
- Alterung der Kunststoffkabel-Isolation durch Wasserbäumchen;
- Alterung der Schaltgeräte durch Abschaltungen hoher Kurzschlußströme;
- Alterung der Gehäuse durch Korrosion oder durch Undichtigkeiten.

Für die Verteilebene haben viele dieser Alterungsmechanismen nur eine untergeordnete Bedeutung. Wegen der aufgrund des allgemein angewendeten (n-1)-Prinzips niedrigen Auslastung der Betriebsmittel kann die temperaturabhängige chemische Alterung der Isolierung vernachlässigt werden. Die Abschaltung von Kurzschlußströmen ist wegen der Erdschlußlöschung in Deutschland selten, so dass Leistungsschalter mehr durch die Seltenheit als durch die Häufigkeit ihrer Schalthandlungen an Betriebstüchtigkeit einbüßen.

Die für das Verteilungsnetz in Deutschland wichtigsten, d.h. am häufigsten beobachteten Alterungsvorgänge sind:

1. Alterung der VPE-Kabelisolation durch Wasserbäumchen
Dieser Alterungsvorgang betrifft VPE-Kabel der Fertigungsjahre bis etwa 1980, also einen Zeitraum, zu dem dieses Phänomen nicht vollständig erkannt war. Die Besonderheit dieses Alterungsvorgangs war, dass er alle Kabel einer Fertigung gleichmäßig betrifft und damit für die gesamte Kabel-Lieferlänge zutraf. Diese Alterung hat gerade wegen dieser Eigenschaft zur beträchtlichen Versorgungsausfällen geführt, da nach Auftreten der ersten Fehler gesamte Teilnetze nicht mehr in Betrieb genommen werden konnten. Auf die besondere Bedeutung einer solchen gleichmäßigen Alterung wird später noch eingegangen werden.
2. Alterung durch Korrosion und Undichtigkeiten
Dies ist der wesentliche Alterungsvorgang der Papiermasse-Kabelanlage, da der sonst für solche Kabelkonstruktionen mögliche Alterungsvorgang durch Teilentladungen in der Verteilebene vernachlässigt werden kann. Alle bisher durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass unzureichende Betriebssicherheit nur dann vorliegt, wenn Muffen korrodiert oder undicht sind, oder wenn Kabel durch Beschädigungen des Bleimantels Masse verlieren [2].
3. Teilentladungen in Feststoffisolationen
Hiervon waren und sind heute teilweise noch insbesondere Gießharzwandler und andere Gießharzbauteile wie Durchführungen, Hohlstützer und ähnliche Elemente betroffen. Die heute üblichen Qualitätskontrollmaßnahmen haben diesen Alterungsvorgang stark eingeschränkt, er ist jedoch trotz dieser Maßnahmen nicht vernachlässigbar. Die Alterung durch Teilentladungen führt zu Ausfällen der Komponenten, deutlich bevor das maßgebliche Alter von 40 Jahren erreicht wird.

3.2 Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit

Grundlage für die Beurteilung des Alterungszustands einer Komponente und der daraus zu ziehenden Folgerungen ist die Forderung nach einer für den Betrieb erforderlichen Qualität. Die grundlegende Forderung ist sehr leicht aufzustellen, da die Qualität ausreichend sein muß, die von dem Betreiber des Netzes für notwendig gehaltene Versorgungszuverlässigkeit des Kunden zu sichern.

Die Verfahren zur Berechnung der Zuverlässigkeit eines Netzes sind heute verfügbar und können dazu verwendet werden, die für die Netzdiagnose relevanten Fragen zu beantworten. Die dabei entstehenden Fragen sind:

- Welche Fehlerhäufigkeit bei einer Komponente kann toleriert werden?
- Wie wirkt sich die Alterung einer Komponente auf die Zuverlässigkeit aus?

Als Beispiel für die Auswirkungen eines Alterungsvorgangs auf die Zuverlässigkeit der Versorgung soll ein Verteilungsnetz aus VPE-Kabeln betrachtet werden, die aufgrund ihrer Anfälligkeit zur Bildung von Wasserbäumchen altern. Hierbei wird ein reales Verteilungsnetz betrachtet, dessen Aufbau in [3] näher beschrieben ist. Es handelt sich um ein vermaschtes, strahlenförmig betriebenes Netz mit Netztrennstellen, das über einen Transformator aus dem 110-kV-Netz gespeist wird. Die Stromkreislänge beträgt etwa 27 km mit insgesamt 71 Ortsnetzstationen. Die Anzahl der vorhandenen Muffen ist nicht bekannt und wurde aus der mittleren, der VDEW-Schadens- und Störungsstatistik entnommenen Zahl von 2,75/km-Stromkreislänge angesetzt, was zu einer Gesamtzahl von 74 Muffen in diesem Netz führt. Diese Anzahl mag in Anbetracht der kurzen Kabellängen zwischen den Ortsnetzstationen

etwas hoch sein, ergibt sich aber für die in diesem Bericht angestrebte Aussage. Die Spitzenlast am Einspeisetransformator beträgt 28 MVA.

VPE-Kabelanlagen haben eine sehr geringe Fehlerhäufigkeit von durchschnittlich 0,5 Fehlern/100 km System und weisen daher eine sehr hohe Versorgungszuverlässigkeit auf. VPE-Kabel haben aber auch in den 80er Jahren zu schwerwiegenden Netzausfällen geführt, die auf die Anfälligkeit der Kabel bestimmter Fertigungsjahre zur Ausbildung von Wasserbäumchen zurückzuführen waren. Nach Auftreten der ersten Vielfachfehler im Netz wurde eine große Anzahl von Untersuchungen zum Phänomen "Wasserbäumchen" durchgeführt, so daß die in ihrem Wachstum und in ihrem festigkeitsverringenden Einfluß liegenden Gesetzmäßigkeiten hinreichend bekannt sind. Darüber hinaus hat eine vom VDE-Arbeitsausschuß "Kabel" initiierte Fehlerstatistik [4] wesentlich dazu beigetragen, die Anfälligkeit der Kabel abhängig von Hersteller und Fertigungsjahr zu kennen. Das VPE-Kabel eignet sich daher besonders für die hier angestrebten, grundsätzlichen Betrachtungen.

Der Alterungsmechanismus eines VPE-Kabels setzt sich aus drei Stadien zusammen.

- Vorwachsen des Wasserbäumchens
Während des Vorwachsens verändert sich die Spannungsfestigkeit des Kabels merklich. Sie liegt jedoch weit über dem betrieblich erforderlichen Maß, so daß Auswirkungen auf den Betrieb während dieses Stadiums nicht auftreten.
- Erreichen der gegenüberliegenden Leitschicht
Auch wenn das Wasserbäumchen bereits die gesamte VPE-Isolierung überbrückt, kann es noch eine für die betrieblichen Anforderungen ausreichende Festigkeit aufweisen. Eine Vielzahl nach Kabelfehlern festgestellter, durch die gesamte VPE-Isolierung reichender Wasserbäumchen, belegt diese Eigenschaft.
- Umschlag in elektrische Bäumchen
Ein durch die Isolierung wachsendes Wasserbäumchen weitet sich wegen der nicht unterbrochenen Wasserzufuhr aus, und der in ihm fließende Strom führt zu einer örtlichen Austrocknung und dadurch zur Bildung von elektrischen Bäumchen, die den Durchschlag einleiten. Der Umschlag in das elektrische Bäumchen erfolgt bei Erdschlußüberspannungen zu einem früheren Zeitpunkt als bei normaler Betriebsspannung. Ebenso führt das elektrische Bäumchen hier schneller zum Durchschlag.

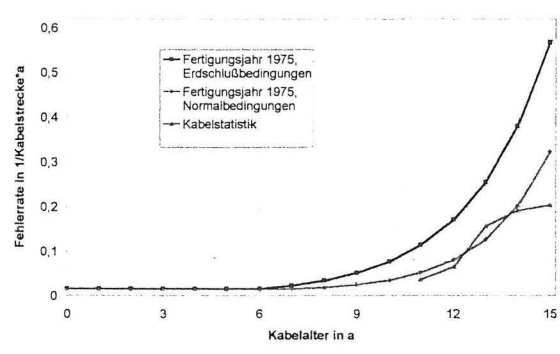


Bild 4
Anstieg der Fehlerraten 1975
gefertigter VPE-Kabel mit der
Betriebszeit

Die mit diesen Grundsätzen ermittelten Fehlerraten der Kabel sind in Bild 4 für VPE-Kabel aus dem Fertigungsjahr 1975 dargestellt. Die weiße Kurve gibt die im Betrieb beobachtete Fehlerrate bei Normalbetrieb wieder, wie sie aus der VDEW-Sonderstatistik entnommen wurde. Da sich die Angaben der Kabelstatistik auf eine Kabelstrecke beziehen, muß die für die Zuverlässigkeitsberechnung benötigte längenabhängige Fehlerrate mit Hilfe der mittleren Länge einer Kabelstrecke von 0,7 km umgerechnet werden. Die durch diese Punkte verlaufende graue Kurve ist die Anpassung einer aus der Weibull-Verteilung der Durchschlagswahrscheinlichkeit entwickelten Rate, die in den Zuverlässigkeitsberechnungen zugrundegelegt ist.

Für den Betrieb eines, wie in Deutschland üblich, gelöscht betriebenen Verteilungsnetzes ist das Auftreten eines Erdschlusses von geringer Bedeutung. Die durch den Erdschluß verursachte Erdschlußüberspannung kann aber dazu führen, daß ein weiteres Wasserbäumchen in ein elektrisches Bäumchen umschlägt und einen Doppelerdschluß verursacht. Die Wahrscheinlichkeit eines solchen Umschlags ist umso höher, je länger der Erdschluß ansteht. Die schwarze Kurve in Bild 4 gibt die Rate wieder, mit der ein solcher Umschlag erfolgt, wobei in diesem Beispiel eine konstante Erdschlußdauer von 2 Stunden zugrundegelegt ist. Da der Umschlag eines Wasserbäumchens in ein elektrisches Bäumchen bei Erdschlußüberspannung zu einem früheren Stadium des Wasserbäumchens erfolgen muß als im Normalbetrieb, liegt diese Rate vor der Fehlerrate für den Normalbetrieb, was sich in einer höheren Wahrscheinlichkeit zu einem bestimmten Zeitpunkt ausdrückt.

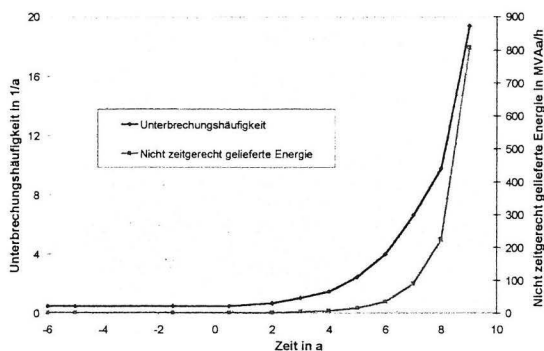


Bild 5

Anstieg der Unterbrechungshäufigkeit und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie mit der Betriebszeit. VPE-Kabel nach Bild 4.

Unter der Annahme, daß das gesamte oben beschriebene Netz aus Kabeln des Fertigungsjahres 1975 besteht, ergeben sich zeitliche Verläufe der Zuverlässigkeitsparameter, Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie, wie sie in Bild 5 dargestellt sind. Es ist festzustellen, daß ab einem Alter von 12 Jahren ein rapider Anstieg der Unterbrechungshäufigkeit und etwas verzögert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie ergibt. Aus den Ergebnissen verdienen zwei Gesichtspunkte hervorgehoben zu werden:

- Nach dem merklichen Anstieg der Unterbrechungshäufigkeit bei einem Kabelalter von 12 Jahren sinkt die Zuverlässigkeit des Netzes so rapide, daß diese bereits zwei Jahre später als unannehmbar gering angesehen werden muß. Dies bedeutet, daß bereits zu einem Zeitpunkt, zu dem die Zuverlässigkeit des Netzes mit lediglich zwei Unterbrechungen pro Jahr noch ausreichend hoch zu sein scheint, Maßnahmen zum Ersatz der Kabel entschieden werden müssten, da die Ausführung der beschlossenen Maßnahmen einige Zeit erfordert.
- Die Zuverlässigkeit des Netzes wird hauptsächlich durch die Wahrscheinlichkeit bestimmt, mit der die Erdschlußüberspannung einen Folgefehler und somit einen Doppelerdschluß verursacht. In der Regel wird diese Wahrscheinlichkeit in den Statistiken nicht berichtet und man muß Ausnahmen machen, um sie aus den nachgehaltenen Daten abzuschätzen

Die Annahme, daß das gesamte Netz aus Kabeln des gleichen Fertigungsjahres besteht, ist der "worst case", da die zwischen 1975 und 1978 gefertigten Kabel sich als besonders anfällig gegen Wasserbäumchen erwiesen haben. Bei Kabeln unterschiedlicher Fertigungsjahre verlaufen die Kurven flacher, d. h. Unterbrechungshäufigkeiten und nicht zeitgerecht gelieferte Energien steigen für das Gesamtnetz nicht so rapide an wie in Bild 5. Der Netzteil, der über die Kabel von 1975 bis 1977 versorgt wird, verhält sich aber ähnlich. Ausnahme ist aber, dass sich sowohl die Fehlerrate als auch die Unterbrechungshäufigkeit dann proportional reduzieren, d.h. das Auftreten des ersten Fehlers kann sich bereits im ansteigenden Ast der Unterbrechungshäufigkeit liegen.

Dem damaligen Stand der Kabeltechnik entsprechend sind die älteren Kabel Papiermassekabel, oft durch Übergangsmuffen über VPE-Kabel an moderne Schaltanlagen oder Ortsnetzstationen angeschlossen. Die Fehlerraten dieser Kabelanlagen sind nur geringfügig höher als beim VPE-Kabel, so daß sie auch heute noch als zuverlässiges Betriebsmittel angesehen werden können.

Wie in den Erfahrungen mit Vor-Ort-Diagnosemessungen aufgezeigt, sind Muffenkorrosion und -undichtigkeit der Hauptgrund für Fehler in solchen Kabeln [2]. Beide Alterungserscheinungen führen zum Wassereindringen in das Kabel und zum Masseverlust, und somit zur verringerten Spannungsfestigkeit. Zur Abhängigkeit der für die Zuverlässigkeit des Netzes maßgebenden Durchschlagswahrscheinlichkeit bei Normalbetrieb und bei Erdschlußüberspannungen gibt es wenig Kenntnisse. Ein in den kommenden Jahren durchgeführtes Forschungsvorhaben der FGH soll hierüber erste Informationen liefern. Es ist jedoch davon auszugehen, daß nach Auftritt der ersten Undichtigkeit an der Muffen die anderen Exemplare dieses Typs schnell folgen werden, und ein ähnlich rapider Anstieg der Fehlerrate, wie in Bild 5 für die VPE-Kabel gezeigt, auftreten wird.

4. Instandhaltungs- und Reinvestitionsstrategien

4.1 Strategien

Für die Instandhaltung der wertvollen Komponenten des Übertragungsnetzes sind eine Reihe von Untersuchungen über geeignete Strategien für Wartung und Instandhaltung durchgeführt worden. Die hierzu bestehenden Möglichkeiten wurden in drei Kategorien aufgeteilt, und es besteht die Frage, ob eine dieser Kategorien auch für die Verteilungsnetze in Frage kommen könnte:

- Ereignisorientierte Instandhaltung

Wartungs- oder Instandhaltungsmaßnahmen werden erst dann ergriffen, wenn es an einem bestimmten Komponententyp zu einem Fehler im Betrieb gekommen ist. Die weitere Betriebstüchtigkeit der übrigen Exemplare wird dann bestimmt, und entsprechende Maßnahmen werden ergriffen. Die ereignisorientierte Instandhaltung ist die verbreitetste unter den zur Verfügung stehenden Alternativen.

- Zustandorientierte Instandhaltung

Der Zustand der Komponente wird überwacht, und Instandhaltungsmaßnahmen werden ergriffen, bevor es zum Fehler im Betrieb kommt. Hierzu sind Diagnoseverfahren erforderlich, die entweder on-line oder off-line durchgeführt werden. Ein typisches heute angewendetes Beispiel hierzu ist die Gas-in-Öl-Analyse von Transformatoren.

- Vorbeugende Instandhaltung

Diese Strategie ist ähnlich der zustandsorientierten Instandhaltung, wobei zusätzlich die Bedeutung der Komponente für die Netzzuverlässigkeit mitberücksichtigt wird. Zur Abschätzung der Zuverlässigkeit werden entweder auf Erfahrung beruhende Klassifizierungsverfahren oder Zuverlässigkeitsberechnungen verwendet.

Für das Verteilungsnetz kann in reiner Form keine der drei Strategien zur Anwendung kommen. Die Vielzahl der in dem Verteilungsnetz eines Netzbetreibers installierten Komponenten eines Typs verbietet die Zustandbestimmung aller Exemplare eines Typs bei den heute vorherrschenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Auf der anderen Seite erfordert gerade das Verteilungsnetz wegen der im Distribution Code vom Netzbetreiber übernommenen Verantwortung für die Versorgungsqualität eine zeitgerechte Strategie für Wartung, Instandhaltung und Reinvestition, und an mehreren Stellen sind Überlegungen hierüber im Gange. Dabei sind die folgenden, grundlegenden Voraussetzungen zu machen:

1. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist die Anordnung einer Instandhaltung ohne Fehler einer Komponente während des Betriebs nicht durchsetzbar. Von Ausnahmefällen wie die Versorgung eines sehr wichtigen Kunden abgesehen, muß ein solcher Fehler sogar zu einer

größeren, in der Öffentlichkeit diskutierten Versorgungsunterbrechung geführt haben, bis weitere Maßnahmen ergriffen werden können.

2. Die Zustandsbestimmung oder gar die Zustandsüberwachung aller Komponenten im Verteilungsnetz ist wirtschaftlich nicht tragbar. Infrage kommt allenfalls die Zustandsbestimmung an einer repräsentativen Stichprobe und die Bestimmung der notwendigen Größe einer solchen Stichprobe ist eine der wichtigsten anstehenden Aufgabe.
3. Für die Zustandsbestimmung der Komponenten kann nur eine off-line Diagnose zur Anwendung kommen.

Die im Augenblick für ein Verteilungsnetz als geeignet angesehene Strategie für Wartung, Instandhaltung und Reinvestition geht also von der zeitlichen Reihenfolge

- Fehlerereignis an einem Komponententyp,
- Bestimmung des Zustands dieses Typs an einer für die Versorgungszuverlässigkeit repräsentativen Stichprobe,
- Ermittlung der wirtschaftlichen Maßnahme aus Wartung und Instandsetzung oder Reinvestition abhängig von dem Ergebnis

aus. Viele Frage sind hierzu offen. Dies betrifft insbesondere die Richtigkeit der für die Berechnung oder Abschätzung der Versorgungszuverlässigkeit zugrundeliegenden Annahmen und die statistische Aussagefähigkeit der Ergebnisse. Ebenso bedürfen die Festlegung der zu untersuchenden Stichprobe einer Komponente abhängig von der Zahl der im Netz vorhandenen Exemplare und der Bedeutung eines jeden Exemplars für die Versorgungssicherheit noch vieler Überlegungen.

4.2 Diagnoseverfahren

Die Aufgabe eines Diagnoseverfahrens muß es sein, die Fehlerwahrscheinlichkeit einer Komponente im Betrieb zu bestimmen. Da in Deutschland und einigen anderen Ländern Verteilungsnetze mit Erdschlußlöschung betrieben werden, ist ein Komponentenfeder im Normalbetrieb wenig bedeutend. Interessierend für solche Netze ist die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers bei Erdschluß, d.h. das Auftreten eines Doppelerdschlusses und damit einer Abschaltung längerer Dauer.

Ein für das Verteilungsnetz geeignetes Diagnoseverfahren muß off-line anwendbar, möglichst zerstörungsfrei, selektiv und wenig zeit- und somit kostenaufwendig sein. Eine nähere Untersuchung der heute für die einzelnen Komponenten zur Verfügung stehenden Diagnoseverfahren zeigt, das ein ideales, alle genannten Forderungen erfüllendes Verfahren für keinen der maßgeblichen Komponententypen existiert. Hierzu seien beispielhaft die den größten Wert eines Verteilungsnetz darstellenden Kabelanlagen angeführt.

Wie erwähnt, altern VPE-Kabel, abgesehen von den in Deutschland seltenen Kabel mit Aluminiumschirm, ausschließlich durch Wasserbäumchen. Diese Tatsache ist bekannt und hat zu der Erarbeitung und Erprobung einer Vielzahl von Diagnoseverfahren geführt:

- Entnahme von Kabelproben aus dem Netz und Durchführung eines Stufentests mit Wechselspannung zur Bestimmung der Restfestigkeit;
- Vor-Ort-Prüfung der Kabel mit Wechselspannung 50Hz oder 0,1Hz mit Spannungen gleich der 2fachen oder 3fachen Leiter-Erd-Spannung;
- Messung des $\tan \delta$ bei Wechselspannung 0,1Hz;
- Messung der Wiederkehrspannung mit Gleichspannung;
- Isotherme Relaxationsstromanalyse.

Die Entnahme von Proben aus dem Betrieb erfordert das Ausgraben von drei Kabelproben und das Setzen von 6 Muffen. Obwohl das Verfahren zu einer ausreichend sicheren Aussage über die weitere Betriebstüchtigkeit einer Kabelanlage führen kann, erfüllt es nicht die

Forderung nach geringem Aufwand und Kosten und hat sich nur in der Anfangsphase der im Netz auftretenden Fehler durchgesetzt.

Die Vor-Ort-Prüfung mit Wechselspannung ohne zusätzliche Messung hat versagt, da Wasserbäumchen noch eine merkliche dielektrische Festigkeit aufweisen und die mögliche Überbeanspruchung anderer Komponenten wie der Muffen die Anwendung ausreichend hoher Prüfspannungen verbot. VPE-Kabel, deren Isolation bereits völlig durch Wasserbäumchen überbrückt war, bestanden diese Vor-Ort-Prüfung, fielen aber anschließend nach kurzer Betriebszeit aus. Das Verfahren war nicht selektiv.

Die drei zum Schluß aufgeführten Verfahren sollten die Nachteile der beiden ersten Methoden vermeiden. Ihre Aussagefähigkeit wurde in [5] untersucht und die dort erzielten Ergebnisse sind in Bild 6 zusammengefasst. Als Vergleichsmaßstab für die erzielten Ergebnisse wurde die Restfestigkeit der gemessenen Probe im Stufentest zugrundegelegt, für den die Bewertung des Kabelzustands in schlecht ($3U_0$ und darunter), zweifelhaft ($4U_0$ bis $6U_0$) und weiterverwendbar (über $6U_0$) gegeben war. Als Selektivität des Verfahrens ist definiert, dass gute Kabel als gut und schlechte Kabel als schlecht bewertet werden.

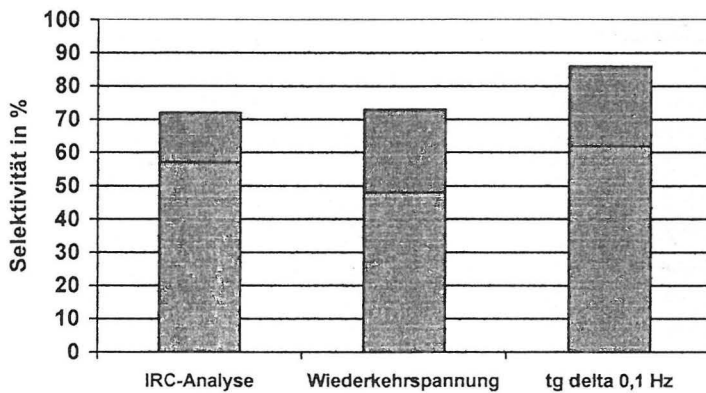


Bild 6

Selektivität der Verfahren zur Bestimmung der Betriebstüchtigkeit gealterter VPE-Kabel

Die Ergebnisse in Bild 6 zeigen, dass die Selektivität der Verfahren für diese Trennung in gut und schlecht (blaue plus rote Säulen) zwischen 72% und 85% liegt. Dies scheint zunächst kein schlechtes Ergebnis bedeutet aber, dass zwischen 15% und 28% der Kabel zu Unrecht ausgewechselt werden müssten oder in Betrieb verblieben. Noch pessimistischer wird die Beurteilung der Selektivität, wenn die als zweifelhaft zu beurteilenden, aber gut bewerteten Kabel (blaue Säulen) mit einbezogen werden.

Diese ungünstigen Erfahrungen haben dazu geführt, dass in Deutschland gealterte VPE-Kabel kaum noch untersucht werden, obwohl die im Betrieb auftretenden Fehler in ihrer Häufigkeit kaum nachgelassen haben. Die Fehlerursache ist bekannt und man akzeptiert (zur Zeit noch) das Auftreten von Ausfällen ohne Aufwendungen in eine Diagnose des Kabelzustands zu investieren. Selbst die sehr nützliche Kabelfehlerstatistik des VDEW AA „Kabel“ wurde als zu kostenaufwendig eingestellt.

Wie in Bild 2 gezeigt, besteht mehr als die Hälfte des Kabelnetzes aus Papiermasse-Kabeln. Als Alterung dieser Kabel wurden bisher hauptsächlich korrodierte oder undichte Muffen identifiziert [2]. Die Anforderungen an ein geeignetes Verfahren zur Feststellung unzulässig gealterter Muffen sind die gleichen wie an die für VPE-Kabel. Man hat sich aber hier für eine Vereinfachung entschieden, die darin besteht, dass man eine Muffe, einen Endverschluss oder das Kabel selbst dann als nicht mehr betriebssicher beurteilt, wenn in einem der Elemente eine Teilentladung einsetzt und diese Teilentladung bei einer Vor-Ort-Messung feststellt und ortet. Bild 7 zeigt ein Beispiel für eine solche Messung und Ortung nach [2].

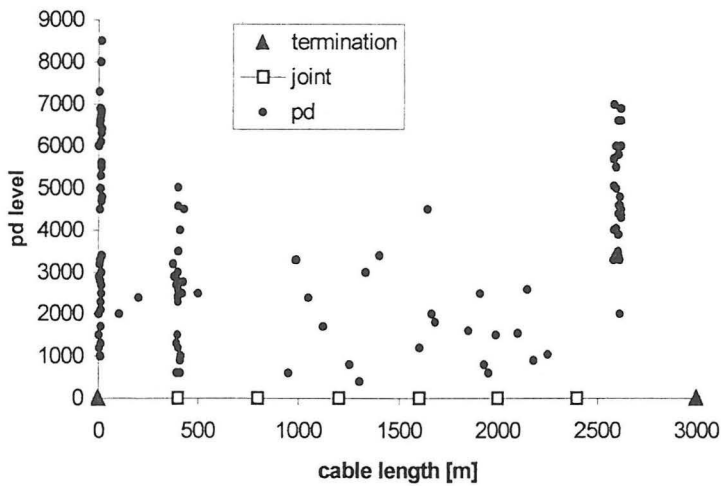


Bild 7

Beispiel einer Teilentladungsmessung und -ortung in einer Papiermasse-Kabelanlage [2].

Die in Bild 7 dargestellten Ergebnisse wurden bei einer Vor-Ort-Messung mit Wechselspannung 0,1 Hz gewonnen. Bei solch niedrigen Frequenzen ist die Spannungsverteilung in einem Papiermasse-Kabel oder den dazugehörigen Garnituren nicht mehr kapazitiv wie bei der 50-Hz-Wechselspannung, sondern richtet sich dem spezifischen Widerstand der Isolation. Die Spannungsverteilung innerhalb der Isolation kann also zwischen Betrieb und Prüfung völlig unterschiedlich sein, d.h. die in der Prüfung festgestellten Teilentladungen könnten bei Betriebsspannung nicht vorhanden sein oder im Betrieb vorhandene Teilentladungen könnten bei der Messung nicht auftreten. Ein Zusammenhang zwischen den betrieblichen Beanspruchungen und denen in der Prüfung ist nicht bekannt. Die FGH arbeitet z.Z. an einem Projekt, in dem für 50-Hz-Wechselspannungen in den Kabelanlagen auftretenden Erscheinungen untersucht werden sollen. Ergebnisse hierzu stehen noch aus. Zu dem Problemkreis der Alterung von Papiermasse-Kabelanlagen muß noch bemerkt werden, dass Messungen an Anlagen in Deutschland nicht bekannt sind.

Die Sachlage bei den übrigen Komponenten des Verteilungsnetzes ist ähnlich. Bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist das Fehlergeschehen in den deutschen Netzen wenig besorgniserregend und gibt den Netzbetreibern keinen Anlaß, die z.Z. getroffenen Maßnahmen für Wartung, Instandhaltung und Reinvestition zu überdenken. Diese Einstellung mag sich jedoch in Anbetracht der zurückgenommenen Wartungsmaßnahmen zukünftig ändern.

5 Zusammenfassung

Die Forderung nach einem aussagefähigen und kostengünstigen Verfahren für die Instandhaltung oder Reinvestition von Komponenten des Verteilungsnetzes ist anerkannt. Ebenso ist akzeptiert, dass die sich daraus ergebenden Aufwendungen nur dann rechtfertigen, wenn sie der Aufrechterhaltung einer kundenabhängigen Versorgungszuverlässigkeit dienen. Die Methoden zur Bestimmung dieser Versorgungszuverlässigkeit sind vorhanden, ihre Anwendbarkeit scheitert aber an der Abschätzung der für die Komponenten anzusetzenden Fehlerwahrscheinlichkeit bei Normalbetrieb oder im Erdschluß.

Die im Verteilungsnetz vorhandene große Anzahl von Komponenten macht es in Anbetracht des heute vorhandenen Kostendrucks auf den Netzbetreiber erforderlich, Instandhaltungs- und Reinvestitionsmaßnahmen auf das absolut notwendigste Mindestmaß der entstehenden Kosten zu begrenzen. Dies bedeutet, dass on-line-Verfahren für die Beurteilung des Komponentenzustands nicht infrage kommen. Selbst die off-line-Feststellung des Zustands aller Komponenten muß als zu aufwendig angesehen werden und sich aus repräsentative Stichproben beschränken.

Die Verfahren zur Beurteilung der weiteren Betriebstüchtigkeit der Komponenten sind im Ansatz vorhanden. Es verbleibt jedoch die Frage, wie sich die noch vorhandenen Unsicher-

heiten im Ergebnis der Diagnose auf die Entscheidung zu einer bestimmten Maßnahme auswirken. Hierzu sind Untersuchungen an den wichtigsten Komponenten im Gange.

Das Fehlergeschehen in den Verteilungsnetzen Deutschlands ist wenig besorgniserregend. Demzufolge ist z.Z. das Interesse der Netzbetreiber an aufwendigen Verfahren zur Verbesserung der angewendeten Wartung, Instandhaltung oder Reinvestition vergleichsweise gering. Diese Sachlage wird sich nur dann ändern, wenn sich die verringerten Instandhaltungsmaßnahmen in ein verschlechtertes Fehlergeschehen auswirken.

5. Literatur

- [1] R. Windmüller: Die wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungsqualität
Elektrizitätswirtschaft 97 (1998), Heft 25, S.14-22
- [2] N. van Schaik e.a.: Diagnoseverfahren für Verteilkabel und Bedeutung für die Versorgungszuverlässigkeit
ETG-Fachbericht 79, S.341-350
- [3] W.H. Wellssow e.a.: Die Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen
Elektrizitätswirtschaft 98 (1999), Heft 23, S.30-35
- [4] M. Fischer: VDEW-Umfrage zu Schäden an VPE-Kabeln
Elektrizitätswirtschaft 96 (1997), S. 1154-1158
- [5] R. Plath e.a.: Vergleich von Diagnosesystemen zur Beurteilung des Alterungszustandes PE/VPE-isolierter Mittelspannungskabel
Elektrizitätswirtschaft 96 (1997), S. 1130-1140