

## **Haefely Trench Symposion 1998 25. und 26. 03.1998 in Stuttgart Hochspannungsprüftechnik und Monitoring**

### **Monitoring von Hochspannungskabeln und -garnituren**

#### **1. Einleitung**

Hochspannungskabelanlagen sind langlebige und kapitalintensive Investitionsgüter. Die projektierte Lebensdauer liegt bei 40 Jahren.

Die heutige Dichte der Kabelnetze in Ballungsgebieten und die erhöhte Auslastung lassen eine zunehmende Beanspruchung der Kabelanlagen erwarten. Durch nahezu alterungsfreie Isoliersysteme, z. B. aus vernetztem Polyäthylen (VPE), wird dieser erhöhten Beanspruchung wirkungsvoll begegnet. Jedoch sind der Lebensdauer von jedem Isolierstoff Grenzen gesetzt, wenn z. B. die zulässigen Betriebstemperaturen überschritten oder durch äußere Beschädigungen Alterungsvorgänge ausgelöst werden.

Monitoringverfahren können den Betrieb und Zustand der Kabel und Garnituren kontinuierlich überwachen und die Zulässigkeit der gemessenen Werte ohne Betriebsunterbrechung, d. h. on-line, beurteilen [1].

Die Zuverlässigkeit der Überwachungsgeräte sollte der der gesamten Kabelanlage angemessen sein. Kabelmonitoring nach heutigem Verständnis ist jedoch nicht Teil einer automatischen Regelkette, wodurch die Kabelanlage bei einem Versagen oder Fehlmessung des Monitoring-systems ausfallen würde. Grundsätzlich arbeitet jede Hochspannungskabelanlage auch ohne Monitoring.

Nachfolgend wird über Monitoringverfahren berichtet, die in vielen Fällen die Wirtschaftlichkeit verbessern können.

## 2. Monitoringverfahren

### 2.1 Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

#### Problematik

Hochspannungskabel können durch Ströme im Leiter und auch im Mantel bis an die Grenze ihrer zulässigen Temperatur - ohne meßbaren Einfluß auf die Lebensdauer - beansprucht werden. Bei Kabeln mit Isolierung aus vernetztem Polyäthylen sind das bei Dauerbetrieb max. 90 °C und bei kurzzeitigem Störbetrieb im Sekundenbereich max. 250 °C. Temperaturen oberhalb dieser Grenzen führen zu einer thermischen Schädigung und beschleunigten Alterung der Kabelisolierung.

Bei der Projektierung der Kabelanlage und Auswahl des Leiterquerschnitts müssen außer dem Wärmewiderstand des Kabels äußere Gegebenheiten wie

- Übertragungsleistung und Lastzyklus
- Netzsituation, z. B. Einfach- oder Parallelbetrieb
- Umgebungsbedingungen bezüglich thermischer Eigenschaften

berücksichtigt werden.

Dabei haben die angenommenen Umgebungsbedingungen eine entscheidende Bedeutung.

Der Wärmewiderstand und die Wärmekapazität des Kabels einschließlich der Umgebung sind auf der gesamten Kabellänge zwischen den Endverschlüssen örtlich unterschiedlich. Die für eine Berechnung erforderlichen Kennwerte können jedoch nur geschätzt werden und sind außerdem auch zeitlich veränderlich, was an einem Beispiel erläutert werden soll (Bild 1):

Ein Hochspannungskabel führt aus einer Freiluftschaltanlage in einem unbebauten Gebiet in ein industrielles Ballungszentrum. Dabei muß das Kabel zunächst in Luft und dann im freien Gelände in Erde verlegt werden. Im weiteren Verlauf unterquert das Kabel eine Straße, wozu es durch Rohre geführt ist. Schließlich führt die Trasse unter Straßen in Nachbarschaft zu anderen Kabeln und kreuzenden Rohrleitungen in die Schaltanlage im Ballungszentrum. Hier gelangt es durch einen Wanddurchbruch in den Kabelkeller und wird auf Pritschen in Luft an den Schalter geführt.

Dem Kabelprojektor und dem Anlagenbetreiber stellt sich die Frage nach den über den gesamten Betriebszeitraum des Kabels - der Lebensdauer - vorliegenden Wärmewiderständen der Bettungsmaterialien:

- Die thermischen Eigenschaften des Bodens im freien Gelände sind zunächst bekannt, können sich aber durch Versiegelung und Verdichtung im Verlauf von 40 Jahren - zumindest örtlich - ändern.
- Bei der Rohrverlegung wird die Wärmeleitung im Neuzustand häufig durch eine Ausfüllung des Spaltes zwischen Kabel und Rohr mit Rückfüllmaterial verbessert. Wird diese Maßnahme auch bei eventuellen Reparaturen durchgeführt?
- Die in Nachbarschaft liegenden Kabel erwärmen den Erdboden. Wie groß ist ihr Einfluß? Gibt es örtliche Temperaturerhebungen? Werden nachträglich Rohre zum Transport von Medien mit erhöhter Temperatur verlegt?
- In der Schaltanlage verändert sich die Lufttemperatur mit der Jahreszeit und der Auslastung.

Alle diese Fragen beantwortet der Projektteur mit auf Erfahrung beruhenden Faktoren, die zu einem bestimmten Leiterquerschnitt für eine sichere Übertragung führen.

- Dabei könnte im Einzelfall jedoch eine wesentlich größere Übertragungsleistung möglich sein, nämlich wenn die ungünstigen Bedingungen nicht zutreffen.
- Andererseits werden extreme Veränderungen der Umgebung durch äußere Einflüsse nicht berücksichtigt, so daß trotz vorsichtiger Projektierung eine Gefahr für das Kabel bei maximaler Auslastung bestehen kann.

## **Lösung durch Monitoring**

### **Verteilte LWL-Temperaturmeßtechnik**

In dieser Situation zeigt Temperaturmonitoring die anschauliche und exakte zeitliche und örtliche Temperatur des Kabels über den gesamten Streckenverlauf - durch alle Böden und Rohrdurchführungen hindurch bis in den Kabelkeller - auf.

Das Prinzip der örtlich verteilten Temperaturmessung ist einfach (Bild 2): In einen Lichtwellenleiter (LWL) wird ein Laserimpuls eingekoppelt. Während der Impuls durch die Faser läuft erzeugt er kontinuierlich Streulicht. Ein Teil des Streulichts wandert entgegen der Laufrichtung des Impulses zum Eingang der Faser und wird dort gemessen.

- Dabei zeigt der zeitliche Abstand der Streulichtmessung den Ort seiner Entstehung in der Faser an.
- Die Intensität des gestreuten Lichts enthält die Information über die Temperatur am Ort seiner Entstehung.  
Bewertet wird die Intensität des Lichts, das beiderseits neben der anregenden Wellenlänge bei der Streuung entsteht.

Handelsübliche Meßgeräte gestatten den Anschluß von mehreren Meßstrecken, die Registrierung der Meßergebnisse und die Überwachung bezüglich der Überschreitung von gewählten Alarmschwellen.

Wegen der nur geringen Intensität des zur Temperaturmessung verwertbaren Streulichts ist der meßtechnische Aufwand z. Z. vergleichsweise groß.

### **Kabel- und Garniturentechnik**

In der Praxis sind LWL meist im Schirm von Hochspannungskabeln angeordnet. Bei Kabeln mit Schirmdrähten, z. B. einem VPE-Kabel mit Schichtenmantel, befindet sich der optische Temperatursensor - in einem Stahlröhrchen eingebettet - zwischen den Schirmdrähten aus Kupfer (Bild 3).

Bei einem VPE-Kabel mit Bleimantel kommt ein optischer Temperatursensor zum Einsatz, der zwischen druckfesten Glasfaserstäben eingebettet ist (Bild 4). Diese Sensorkonstruktion ist besonders widerstandsfähig gegenüber den rauen Bedingungen in Kabeln mit Gewichten von z. B. 20 kg/m.

Zum Anschluß der LWL-Temperatursensoren mit Zuleitungskabeln und zur Verbindung der Sensoren untereinander sind handelsübliche Standardgarnituren leicht modifiziert. Weitgehend werden bewährte Methoden der Nachrichten- und Starkstromkabeltechnik angewendet (Bild 5).

## Einfachlösung durch örtliche Thermoelemente

In Anwendungsfällen von geringerem Anspruch ist ein örtliches Temperaturmonitoring möglich. In diesen Fällen können an kritischen Stellen der Kabelanlage Thermoelemente installiert und mit handelsüblicher Meßtechnik überwacht werden. Große Beachtung muß man dabei jedoch Nebeneffekten geben, da z. B. Oberflächentemperaturen stark von der Umgebungstemperatur abhängig sind. Weiterhin muß die Überspannungsfestigkeit bei transienten Kurzschlußvorgängen beachtet werden. Galvanische Verbindungen von Meßtechnik und Kabelanlage sind durch Induktionsvorgänge gefährdet.

In Bild 6 ist ein Beispiel für die Temperaturüberwachung einer Kabelanlage gezeigt. Nach Kundenwunsch sollte die Temperatur im Endverschluß eines kurzen Ölkabels in der Schaltanlage gemessen werden. Das Kabel war einseitig geerdet, so daß ein Meßsystem potentialfrei und spannungsfest, insbesondere gegenüber transienten Vorgängen, aufgebaut werden mußte.

## Meßergebnisse

Die zeitliche und örtliche Verteilung von Temperaturen während Aufheizung und Abkühlung eines 400-kV-VPE-Kabels zeigt Bild 7. Dabei führt die Kabelstrecke von 120 m Länge durch verschiedene Zonen mit unterschiedlichen Wärmewiderständen. In den Zonen I, III, V und VI mit niedrigeren Temperaturen ist das Kabel im Erdboden eingebettet. In den Zonen II und IV durchläuft es offene Rohrstrecken, was an der höheren Temperatur erkennbar ist. Der dynamische Vorgang der Erwärmung bei Einschalten des Stromes im Zeitraum von 0 bis 16 h und die nachfolgende Abkühlung sind erkennbar.

Eine praktische Beurteilung und Auswertung dieses Vorgangs bezüglich der Einhaltung von bestimmten vorher festgelegten Temperaturgrenzen kann aus Bild 8 vorgenommen werden. Hier ist der Erwärmungsvorgang als „fingerprint“ dargestellt.

## Vorteile für den Anwender (Bild 9)

- Durch Temperaturmonitoring ist die Übertragung der größtmöglichen Leistung auch bei Häufung von Kabeln möglich. Die bei Häufung entstehenden thermischen Engpässe werden optimal berücksichtigt. Risikozuschläge sind ohne Gefährdung der Kabelanlage nicht erforderlich.
- Sämtliche thermischen Veränderungen der Kabeltrasse werden erkannt und können berücksichtigt oder beseitigt werden.
- Bei künstlich gekühlten Kabeln kann die Kühlanlage abhängig von der höchsten Kabeltemperatur im gesamten System geregelt werden, was gleichzeitig wirtschaftlichen als auch sicheren Betrieb ermöglicht.
- Durch Lokalisierung von Hot spots ist der Betreiber in der Lage, diese - die Übertragungsleistung einschränkenden Bedingungen - durch bauliche Maßnahmen zu verändern.
- Bei erforderlicher kurzzeitiger Übertragung von erhöhtem Strom, z. B. bei vorübergehendem Ausfall einer Strecke bei zwei parallelen Kabelstrecken, kann die Wärmekapazität des Kabels optimal bis zum Erreichen der zulässigen Maximaltemperatur genutzt werden.
- Bei Erdschlüssen im Kabelnetz erzeugt die entstehende Wärme vorübergehend eine örtliche Temperaturerhöhung. Diese wird von dem System erkannt und geortet und erleichtert die schnelle Einleitung von Reparaturarbeiten.



### Problematik

Hochspannungskabel mit Isolierung aus vernetztem Polyethylen übertragen Energie mit größter Zuverlässigkeit, sofern die Mäntel der Kabel einwandfrei sind. Um ein Eindringen von Wasser selbst in kleinsten Mengen durch Diffusion zu verhindern, sind die Mäntel aus Metall. Dabei werden häufig Schichtenmäntel eingesetzt, bei denen die metallene Umhüllung nur aus einer Aluminiumfolie besteht, die mit dem Außenmantel verklebt ist.

Während der Nutzungsdauer von mehreren Jahrzehnten kann man nicht immer von einem intakten Mantel ausgehen. So kann z. B. durch Bauarbeiten im Trassenbereich der Mantel beschädigt werden. In der Folge kann Wasser in das Innere des Kabels gelangen. Durch Alterungsvorgänge der VPE-Isolierung unter dem Einfluß der elektrischen Feldstärke, der Temperatur und dem in die Isolierung diffundierten Wasser wird die Isolierung allmählich geschwächt. Dieser Vorgang kann sich unter Bildung von Alterungsstrukturen, sogenannten water trees, über mehrere Jahre unauffällig vollziehen. Bei Überschreiten eines bestimmten Schädigungsgrades oder bei plötzlich anstehender erhöhter elektrischer Beanspruchung, z. B. bei einem entfernten Erdschluß, kann das Kabel elektrisch durchschlagen. Dieser Schaden kann zu Versorgungsengpässen führen, denn die Übertragungsleistung einer durchschnittlichen 110-kV-Kabelverbindung entspricht mit etwa 200 MW dem Bedarf einer Stadt von ca. 150 000 Einwohnern. Zusätzlich können die benachbarten Kabel durch den Lichtbogen beschädigt werden, wodurch die Reparaturarbeiten erschwert werden.

Um dieses Szenario als Folge unerkannter äußerer Beschädigungen zu vermeiden, werden von einigen Anlagenbetreibern im Turnus von Jahren regelmäßige Überprüfungen der Dichtigkeit der Kabelmäntel vorgenommen. Diese Prüfungen sind jedoch aufwendig, da hierzu die Kabelanlage außer Betrieb genommen und alle Erdverbindungen der Kabelschirme demontiert und nach einer elektrischen Hochspannungsprüfung des Kabelmantels mit Gleichstrom wieder angeschlossen werden müssen. Um diesen Aufwand zu sparen, führen andere Anlagenbetreiber unter Inkaufnahme des Risikos keine Prüfungen durch. Aber auch die Gleichspannungsprüfung des Kabelmantels ist nicht befriedigend, da innerhalb des Prüfintervalls eine Beschädigung erfolgen und Wasser in das Kabel eingedrungen kann. Bis zur Prüfung und Erkennen der Beschädigung kann schon eine größere Menge Wasser unter den Mantel gelangt sein, die eine Reparatur und Trocknung des Kabels erschwert oder sogar unmöglich macht.

### Lösung durch Wassermonitoring

Bei dieser Problemstellung kann der Fehler durch Wassermonitoring im Moment des Eindringens von Wasser in das Kabel erkannt und auf wenige Meter genau geortet werden [2].

Das Meßverfahren ist elektrisch und beruht auf der unterschiedlichen Leitfähigkeit von trockenen und nassen parallelen Leitern. Ein neu entwickelter Wassersensor aus einem Metalldraht und einer Isolierung aus Kunststoffgeflecht befindet sich im Schirm des Hochspannungskabels (Bild 10).

Im trockenen Zustand ist der Sensor gegenüber dem Schirm gut isoliert. Bei Nässe im Bereich weniger Zentimeter dagegen besteht zwischen beiden eine elektrische Verbindung.

### Kabel- und Garniturentechnik

Der Wassersensor ist ein einfaches und robustes Bauteil und wird bei der Kabelherstellung zusammen mit den Schirmdrähten aufgebracht. Die Funktionseigenschaften des Kabels, wie Legebedingungen oder Längswasserdichtigkeit, werden durch den Wassersensor nicht verändert.

Bei Muffen im Kabel wird der Sensor elektrisch verbunden und durch die Muffen hindurchgeführt. An den Kabelenden wird der Sensor isoliert und in wasserdichte Anschlußgehäuse eingeführt. Dort erfolgt dann der Anschluß von Meßleitungen an dem Überwachungssystem.

## Meßverfahren

Das Meßverfahren überprüft in einem 3-Phasensystem zyklisch die Isoliereigenschaften jedes Sensors gegenüber dem jeweiligen Kabelschirm und nutzt dabei die beiden übrigen Sensoren als Rückleiter. Dadurch ist eine quasi zweiseitige Messung mit dem Vorteil der großen Meßempfindlichkeit und Ortungsgenauigkeit durchführbar. (Bild 11).

Ein großes generelles Problem bei derartigen Meßaufgaben liegt in der Einkopplung von Wechselspannungen in das Meßsystem und einer Beeinträchtigung des Meßergebnisses. Die hier vorgestellte Meßschaltung löst diese Aufgabe durch strikte Trennung von Gleichspannungs-Nutzsignal und Wechselspannungs-Störsignal durch Filter.

Die Meßschaltung zeigt, daß die Sensoren am Kabelanfang und Kabelende mit Widerständen beschaltet sind. Die Aufgabe der Widerstände besteht in der Aufteilung der eingespeisten Ströme, der Messung der Ströme und in der Minderung der Außenwirkung der induzierten Wechselspannungen.

Dadurch werden die bei normalem Betrieb auftretenden Wechselspannungen durch Spannungsteilung zwischen Meßwiderständen und Sensorwiderständen auf unkritische Werte reduziert und transiente Spannungen durch Überspannungsableiter beherrscht.

## Monitoringsystem

Das eigentliche Monitoringsystem ist eine automatisch arbeitende Meßstation für den Anschluß mehrerer Kabelanlagen. Ein interner Rechner steuert den frei programmierbaren Betrieb, die Speicherung der Meßwerte, Alarmausgabe oder Weitergabe der Werte an nachgeschaltete Geräte über standardisierte Schnittstellen (Bild 12).

## Meßergebnisse

Die Erprobung des Wassermonitoringsystems wurde bisher im Labor durchgeführt. Dazu erfolgte eine praxisgerechte Nachbildung eines Dreiphasensystems durch kurze Kabel mit Wassertsensoren und Fehlerstellen. Vor- und nachgeschaltete Widerstände simulierten die Kabellänge. Transformatoren in allen drei Phasen koppelten Wechselspannungen ein.

Unter diesen praxisnahen Bedingungen wurden gute Ortungsergebnisse mit Abweichungen von < 5 % erhalten (Bild 13).

## Vorteile für den Anwender

- Durch Wassermonitoring wird die Unversehrtheit des Kabelmantels kontinuierlich während des Betriebs überwacht. Eine diskontinuierliche Spannungsprüfung des Mantels unter Abschaltung der Kabelanlage kann entfallen (Bild 14).
- Sicheres Erkennen eines Fehlerortes und Schadensbegrenzung bei beschädigtem Kabel.
- Die Überwachungskosten während der gesamten Lebensdauer der Kabelanlage sind klein im Vergleich zu möglichen Reparaturkosten bei größeren Schäden ohne Überwachung (durchschnittliche Lebensdauervergrößerung).
- Durch das einfache elektrische Meßverfahren ist das zusätzliche Invest für die Kabelanlage gering.

### Problematik

Hochspannungskabel werden zunehmend mit extrudierten Isolierungen aus vernetztem Polyethylen hergestellt. Die Anwendungen in Deutschland gehen bereits bis zu einer Nennspannung von 400 kV. Kabel für Nennspannungen bis 500 kV werden z. Z. erprobt [3].

Hochspannungskabel werden aus Polyethylen höchster Reinheit hergestellt.

Für die Herstellung der Isolierung der Hochspannungskabel werden hermetisch geschlossene Produktionsanlagen und Reinräume verwendet, die jegliche Verunreinigung der Kabelader zuverlässig verhindern.

Vor Auslieferung der Kabel erfolgt im Rahmen einer Stückprüfung eine empfindliche Teilentladungsmessung - verbunden mit einer Spannungsprüfung - die eine hohlraum- und fremdkörperfreie, einwandfreie Isolierung garantiert und dadurch eine Lebensdauer der Kabel von mehr als 40 Jahren erwarten läßt.

Auch für die Beurteilung der Qualität und Ausführung von Garnituren kommt der Teilentladungsprüfung eine besondere Bedeutung zu.

### Stand von TE-Monitoring bei Kabelanlagen

In der Vergangenheit wurden Arbeiten zur TE-Überwachung von kompletten Kabelstrecken durchgeführt. Dabei wurde neben technischen Erkenntnissen über Frequenz, Dämpfung, Reflexion und Störeinkopplung von TE-Impulsen auch erkannt, daß TE-Monitoring bei Hochspannungskabeln mit Isolierung aus vernetztem Polyethylen noch keine geeignete Methode zur Erhöhung der Betriebssicherheit ist.

Diese Erkenntnis beruht auf der Schwierigkeit, saubere TE-Signale zu messen und der physikalischen Erfahrung, daß bei Auftreten von TE an bis dahin unentdeckten Störstellen der elektrische Durchschlag sehr schnell, d. h. nahezu zeitgleich mit dem Auftreten von TE-Impulsen erfolgen kann. Zeit zur Ortung, Überprüfung und Absicherung des Meßergebnisses als Basis und Voraussetzung für eine Abschaltung der Kabelanlage bleibt so nicht vorhanden.

Angestrebtes Ziel ist deshalb das Erkennen von Veränderungen in den Garnituren durch eine TE-Messung beim Netzbetrieb der Kabelanlage während der gesamten Betriebsdauer. Auch international wird an diesem Thema in CIGRE WG 21-16 mit ähnlicher Zielsetzung gearbeitet.

Die heute verfügbaren Lösungen sind von diesem Ziel noch entfernt. Eine Realisierung wäre zwar technisch durchführbar aber mit erheblichem Aufwand in der Meßtechnik und der Verarbeitung der Meßergebnisse verbunden. Vor dem Hintergrund des Aufwandes wird auch hier zukünftig über die Notwendigkeit eines kontinuierlichen TE-Monitoring diskutiert werden.

In der praktischen Anwendung dagegen sind Verfahren, die sich auf die Garnituren bei Vor-Ort-Hochspannungsprüfung (z. B. im Zuge der Inbetriebnahmeprüfung) anwenden lassen.

### TE-Messung an Muffen und Endverschlüssen

Auf die Kabelader werden beiderseits der montierten handelsüblichen Muffen spezielle Elektroden montiert (Bild 15). Die Elektroden sind Bestandteile der Garnitur und verbleiben nach der Messung darin. Momentan nicht vorgesehene Überprüfungen in größeren Zeiträumen oder spätere kontinuierliche Messungen (Monitoring) sind so vorbereitet.

Durch sich ausbreitende TE-Impulse auf dem Kabel werden in den Elektroden Spannungen induziert, die an den Enden abgegriffen werden. Impulse die von außerhalb in die Meßanordnung einlaufen, erzeugen die Spannungen nacheinander an den angelaufenen Meßabgriffen. TE-Impulse innerhalb der zu prüfenden Muffe haben ebenfalls ihre charakteristische Zuordnung. Ein Meßsystem wertet diese Zuordnungen aus, stellt die Größe der Entladungen nach kalibrierten Vergleichsgrößen fest und zeichnet Größe, Häufigkeit und Phasenlage auf [4].

Die Empfindlichkeit dieses Verfahrens liegt bei 1 pC. Durch Laufzeitmessung der Impulse kann sogar auf einige cm genau der Ort der Entstehung des Impulses innerhalb der Garnitur ermittelt werden.

Dieses Verfahren erkennt nur Impulse im Frequenzbereich größer 300 MHz. Da Impulse in diesem Frequenzbereich im Kabel stark gedämpft werden, sind alle erkennbaren Impulse aus der näheren Umgebung der Meßstelle. Externe Störimpulse aus der nicht geschirmten Umgebung werden somit ausgeschlossen.

Eine technische Herausforderung ist die gleichzeitige Messung aller Muffen einer Kabelstrecke, weil hierfür ein erheblicher Aufwand entweder für Meßgeräte an jeder Muffe oder Signalleitungen, optoelektrischen Umsetzern und anderen Signalverarbeitungsgeräten zur zentralen Messung erbracht werden muß.

Bei elektronischer Aus- und Bewertung der wenigen hochfrequenten TE-Impulse bei o. g. Verfahren direkt an der Meßstelle ergeben sich Vorteile bei der Einspeisung der Daten in ein BUS-System, da nur die Ergebnisse, nicht aber die Meßdaten weitergeleitet werden.

Die Spannungsversorgung der Meßstrecke kann als Einschaltprüfung entweder aus dem Netz entnommen werden oder durch ein mobiles Resonanzprüfsystem realisiert werden (Bild 16).

Insbesondere ist die Prüfung mit einer mobilen Resonanzprüfanlage geeignet, durch TE-Messung während der Spannungsprüfung eine zusätzliche Aussage über die Garnituren zu geben. Während bei Netzversorgung der Kabelstrecke die Prüfspannung max.  $1,7 \times U_0$  beträgt, werden mit der mobilen Resonanzprüfanlage bis zu  $2,5 \times U_0$  bei Nennspannung 110 kV erzeugt, wodurch die Anregung von eventuellen Teilentladungen wahrscheinlicher ist.

Der Nachweis von TE-Freiheit ist eine wichtige Bestätigung für den einwandfreien Zustand der Garnituren nach der Montage und viel aussagekräftiger als beispielsweise eine Gleichspannungsprüfung [5].

### 3. Ausblick

Die vorgestellten Monitoringverfahren für Hochspannungskabelanlagen haben Möglichkeiten aufgezeigt, mit denen ein Anlagenbetreiber die potentiellen Gefährdungen durch

- Übertemperatur
- Wasserzutritt bei beschädigtem Mantel
- Teilentladungen in Garnituren

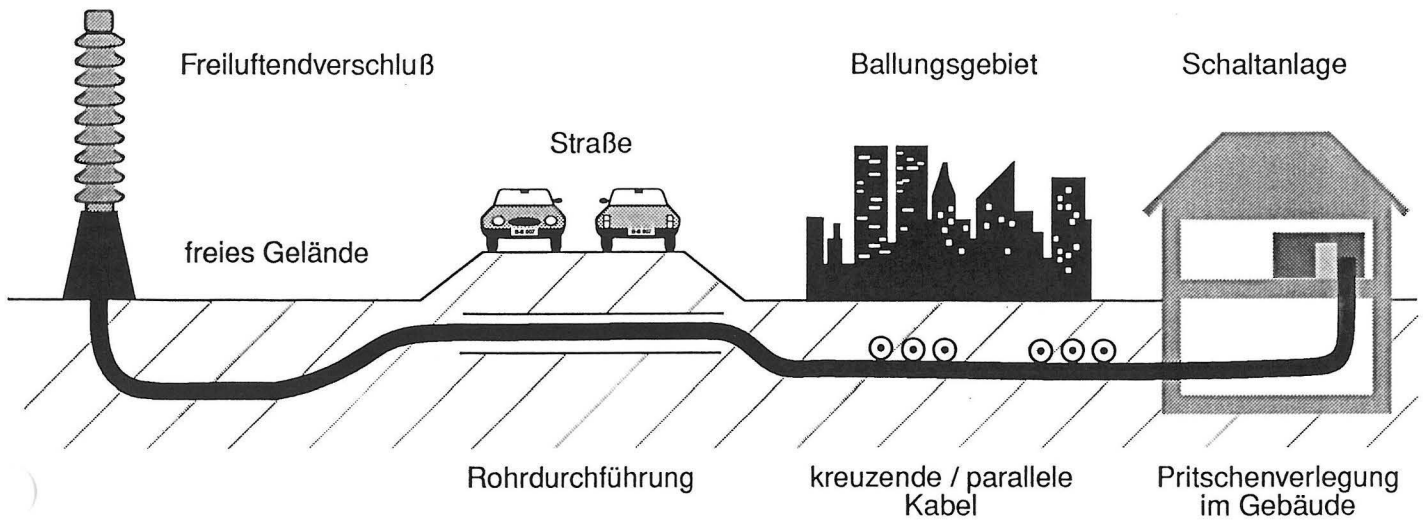
vermeiden und dadurch die Sicherheit erhöhen und langfristig Kosten senken kann (Bild 17).

Im momentanen Entwicklungsstand der Monitoringverfahren und der Diskussion über deren Notwendigkeit werden die Anwendungen isoliert von den sonstigen Meß- und Überwachungsaufgaben längs einer Kabelstrecke gesehen. So werden z. B. Kabelstrecken bezüglich Kurzschluß überwacht, um im Fehlerfall automatisch eine Freischaltung der Kabelstrecke innerhalb weniger Zehntel Sekunden auslösen zu können. Die Verbindung der hierfür erforderlichen Schutzeinrichtungen wird zukünftig über international genormte Schnittstellen nach IEC 61850 erfolgen. Eine Einbindung von Monitoring in dieses System ist denkbar.

#### Literatur

- [1] Glaese, U.; Goehlich, L.: Überwachung von Hochspannungskabelanlagen, Methoden und Kundennutzen, Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 94, Heft 16/1995, Seite 992 bis 1000
- [2] Goehlich, L.; Glaese, U.; Rungsevijitpropa, W.; Vemmer, H.: Wassermonitoring-System für VPE-Hochspannungskabel zur Detektion und Ortung von Mantelfehlern, Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang ..., Heft 1-2/98, Seite ...
- [3] Peschke, E.; Schroth, R.; Olshausen, R. v.: Extension of XLPE cables to 500 kV based on progress in technology. Jicable '95
- [4] Pommerenke, D.; Krage, I.; Kalkner, W.; Lemke, E.; Schmiegel, P.: On-site PD measurement on high voltage cable accessories using integrated sensors. i. International Symposium on High Voltage Engineering, 1995
- [5] Weißenberg, W.; Goehlich, L.; Scharschmidt, J.: Inbetriebnahmeprüfungen von VPE-isolierten Hochspannungskabelanlagen mit Wechselspannung, Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 96, Heft 9/1997



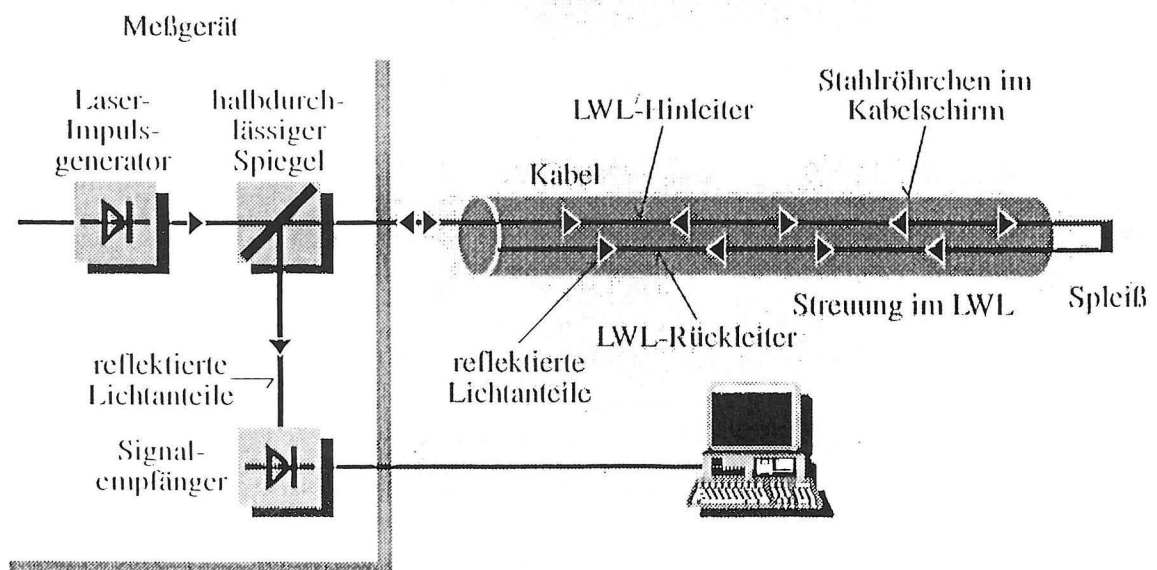


## Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

Bild 1

EV SK1P1G Goe 1/98

## Prinzip der Temperaturmessung mit Lichtwellenleitern



## Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

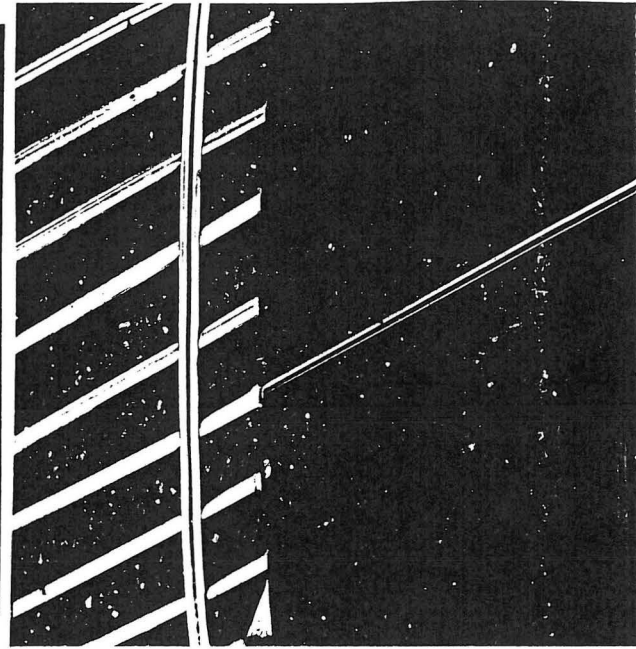
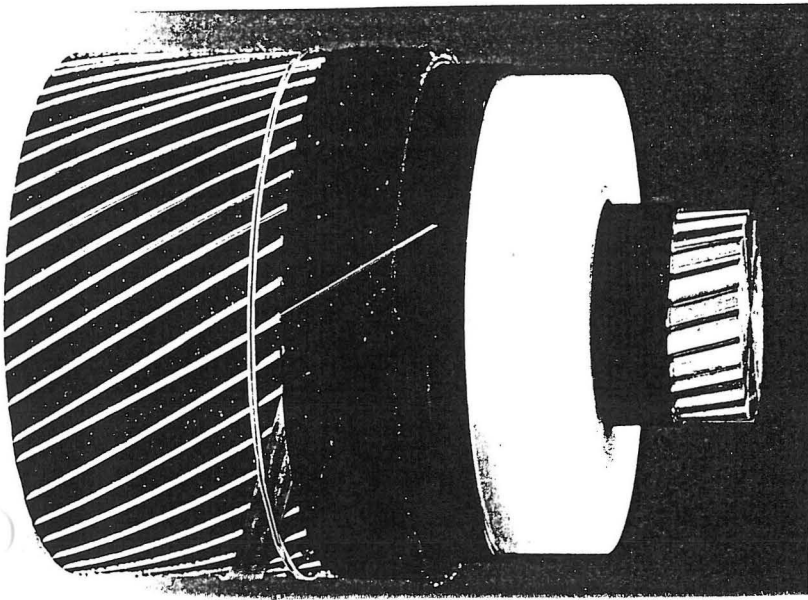
Bild 2

EV SK1 P1G Goe 1/98



**SIEMENS**

VPE-isoliertes Hochspannungskabel mit Schichtenmantel und opt. Temperatursensor im Schirm



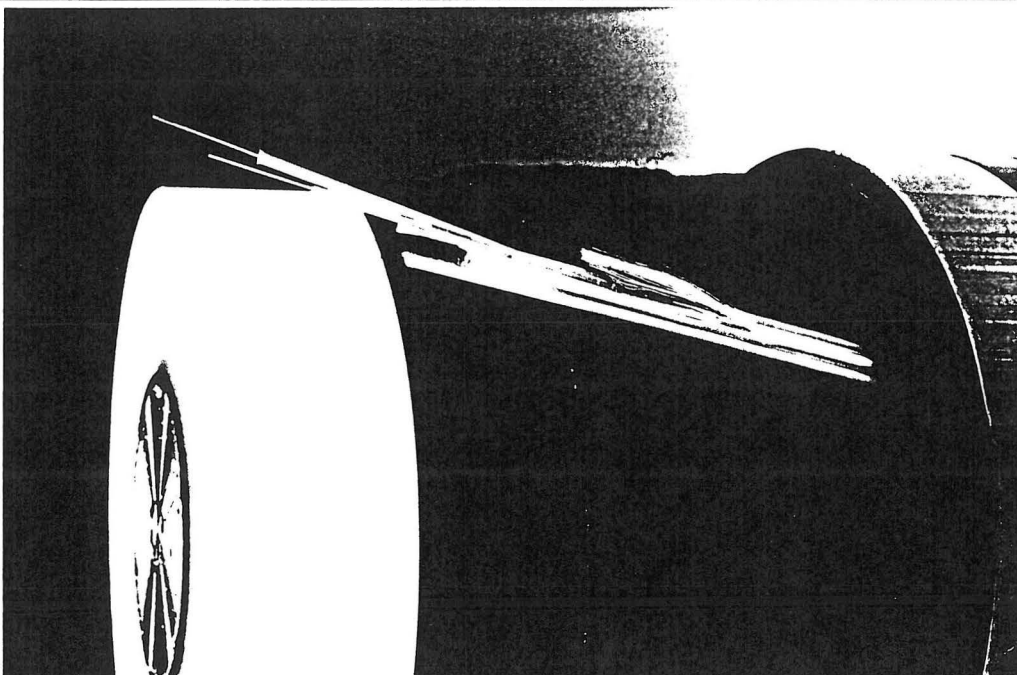
Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

**Bild 3**

EV SK1 P1G Goe 1/98

**SIEMENS**

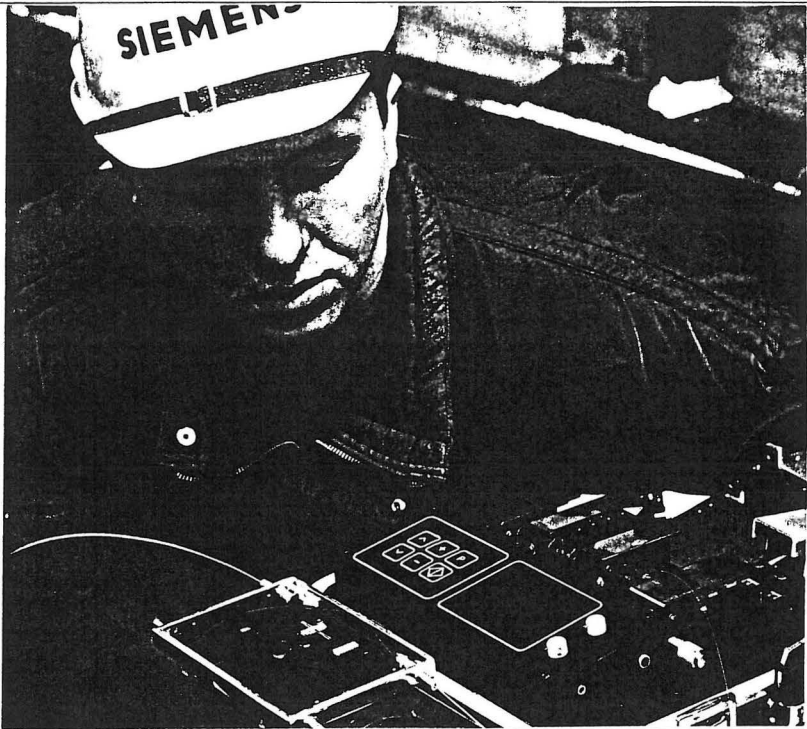
VPE-isoliertes Hochspannungskabel mit Bleimantel und druckfestem optischen Temperatursensor



Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

**Bild 4**

EV SK1 P1G Goe 1/98

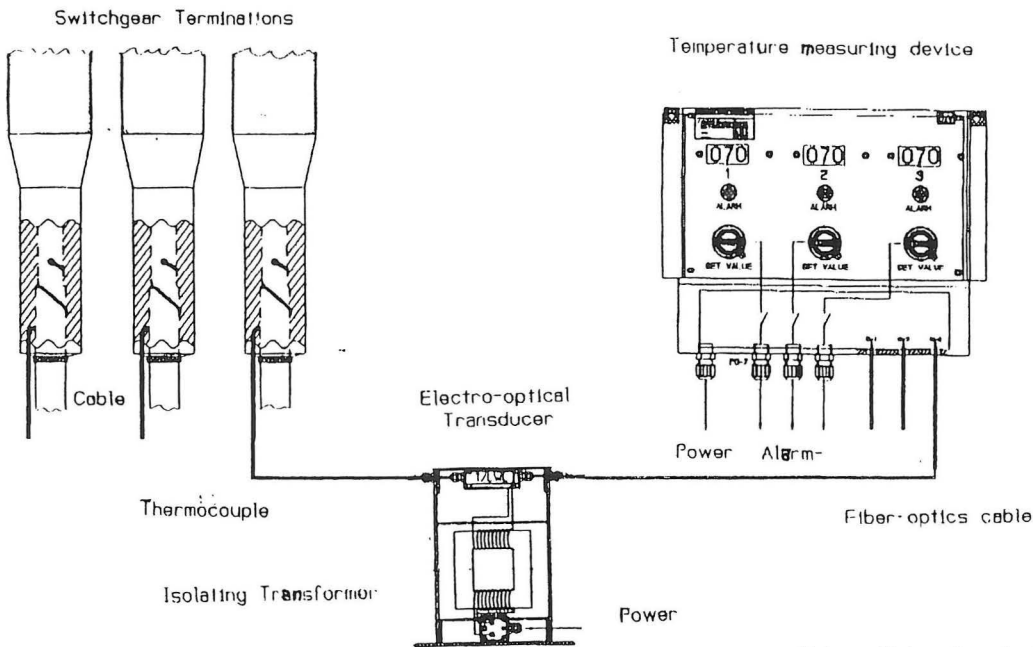


Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

Bild 5

EV SK1 P1G Goe 1/98

Meßaufbau zur Temperaturmessung im Endverschluß eines Ölkabels bei isolierter Aufstellung



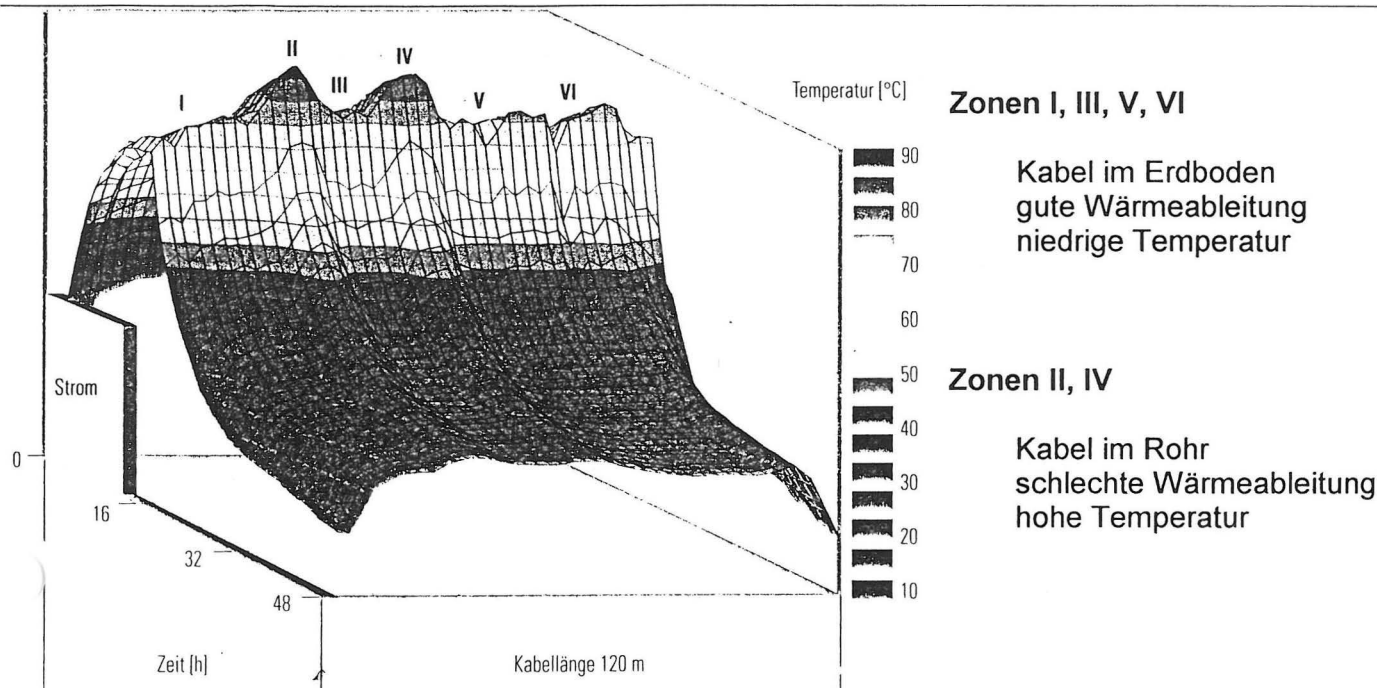
mit freundlicher Genehmigung der Fa. Voegler u. Becker

Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

Bild 6

EV SK1 P1G Goe 1/98

Leitertemperatur eines 400-kV-VPE-Kabels längs der Kabelstrecke mit verschiedenen Wärme-  
 leitungen während eines Erwärmungs- und Abkühlungszyklus. Stromfluß von 0 bis 16 h

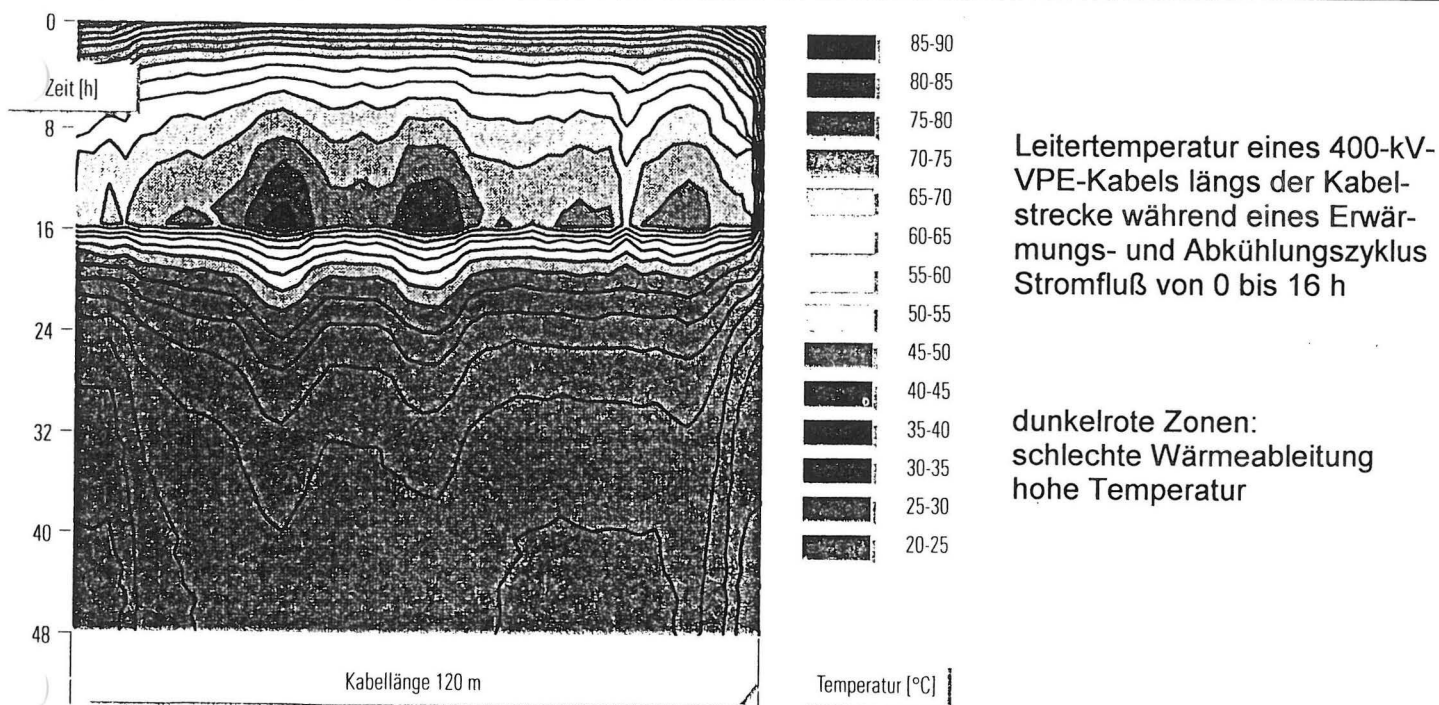


Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

Bild 7

EV SK1 P1G Goe 1/98

Temperaturprofil einer Kabelstrecke als „fingerprint“



Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

Bild 8

EV SK1 P1G Goe 1/98

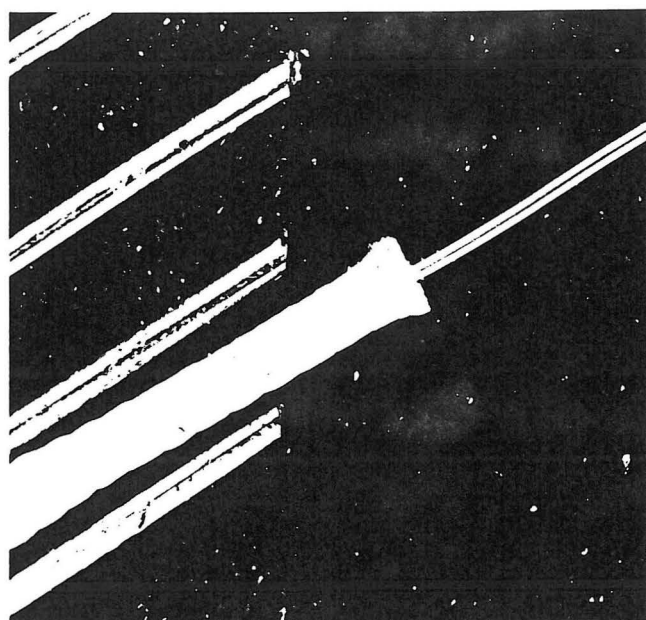
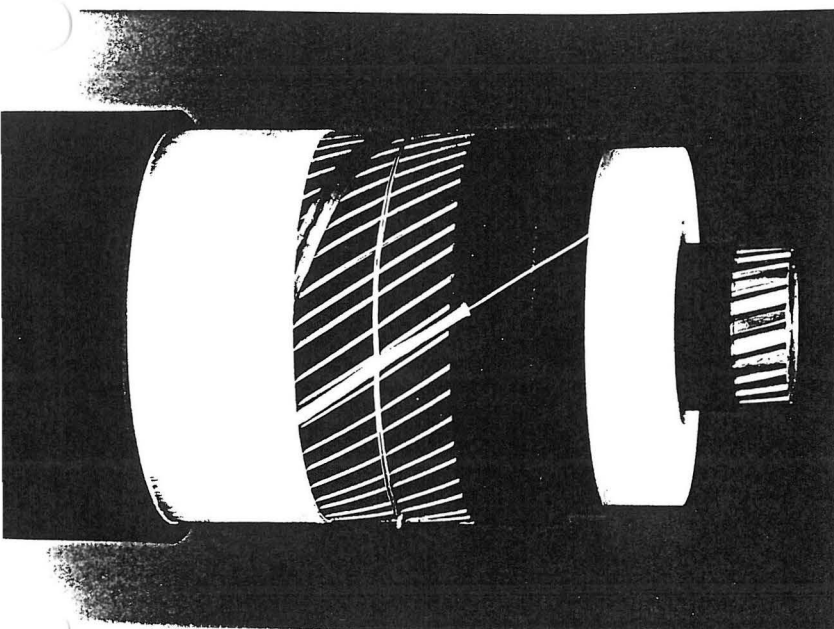
- Übertragung der größtmöglichen Leistung ohne Überlastungsrisiko
- Erkennung von thermischen Veränderungen der Kabeltrasse
- Netzbetrieb von künstlich gekühlten Kabeln mit größter Wirtschaftlichkeit
- Erkennen und Beseitigen von thermischen Engpässen
- Kurzzeitige Erhöhung der Übertragungsleistung bei Abschaltung von benachbarten Systemen
- Schnelle Einleitung von Reparaturmaßnahmen durch Fehlerortung bei Erdschluß

### Temperaturmonitoring von Hochspannungskabeln

**Bild 9**

EV SK1 P1G Goe 1/98

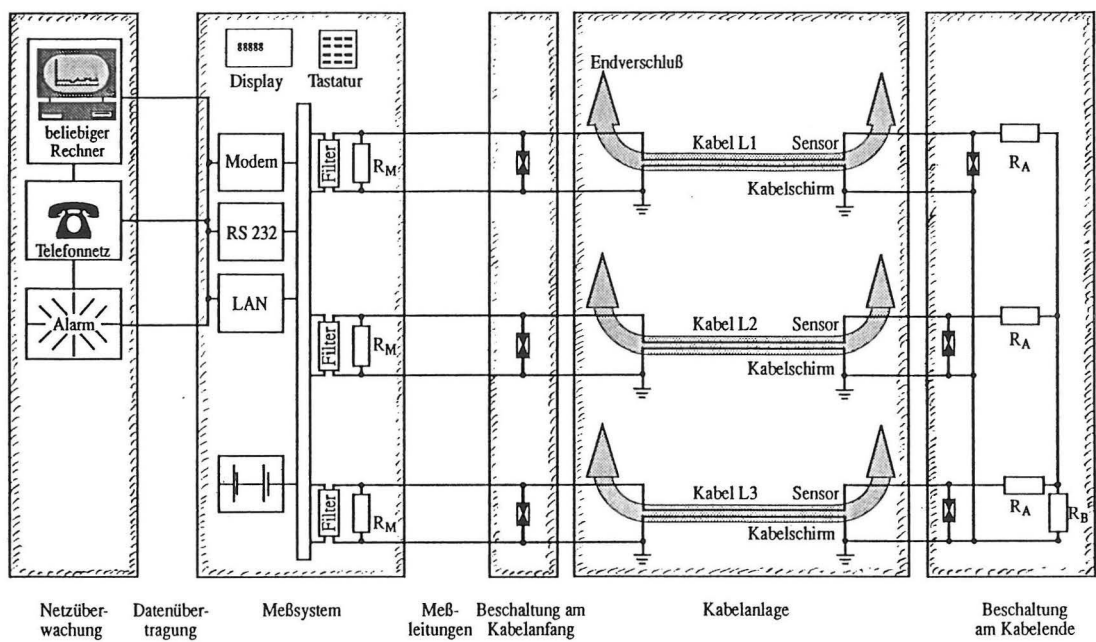
### Wassersensor aus Metalldraht und Kunststoffgeflecht im Schirm eines Hochspannungskabels



### Wassermonitoring von Hochspannungskabeln

**Bild 10**

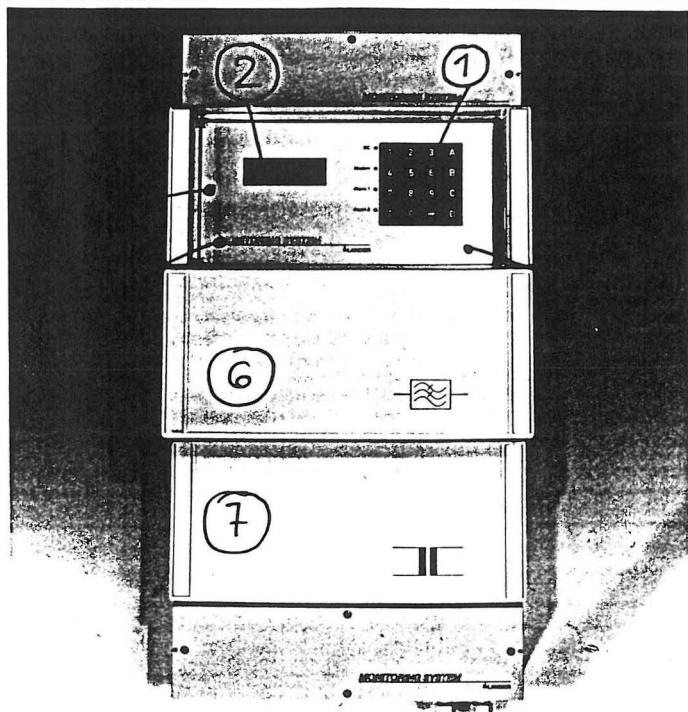
EV SK1 P1G Goe 1/98



Wassermonitoring von Hochspannungskabeln

Bild 11

EV SK1 P1G Goe 1/98



- 1 Bedienfeld
- 2 LCD-Anzeige
- 3 Schnittstelle
- 4 A/D-Wandler
- 5 Rechnersystem 68.XXX/059
- 6 Meßwiderstände
- 7 Netzteil

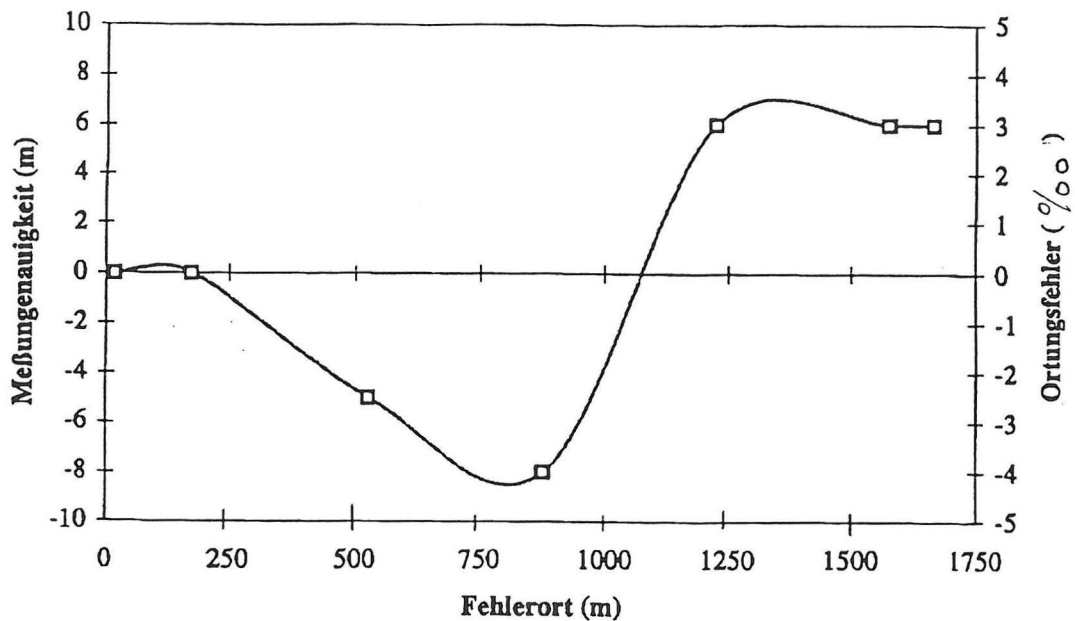
Mit freundlicher Genehmigung Lancier, Münster

Wassermonitoring von Hochspannungskabeln

Bild 12

EV SK1 P1G Goe 1/98

## Messgenauigkeit bei simulierter Fehlerortung über der gesamten Länge eines Hochspannungskabels



## Wassermonitoring von Hochspannungskabeln

Bild 13

EV SK1 P1G Goe 1/98

## Vorteile für den Anwender

- Dichtigkeitsüberwachung des Kabelmantels bei laufendem Betrieb
- Sicheres Erkennen eines Fehlers und Ortung
- Minimierte Überwachungskosten
- Geringes zusätzliches Invest

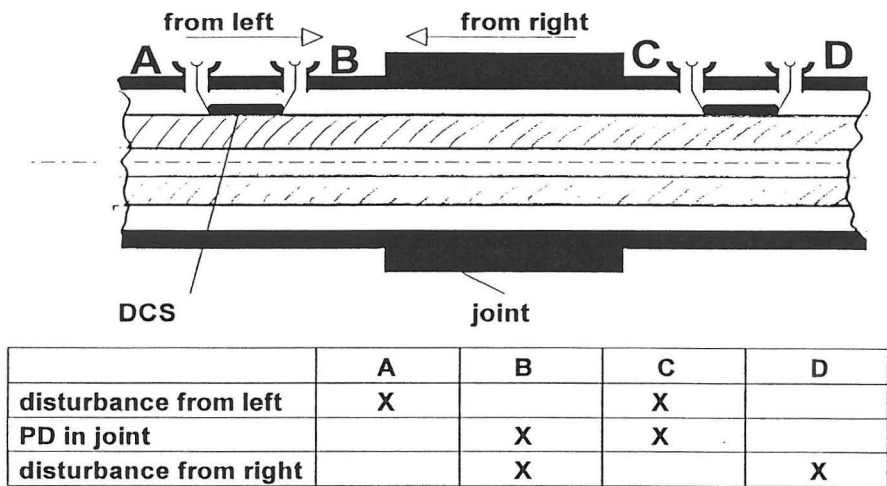
## Wassermonitoring von Hochspannungskabeln

Bild 14

EV SK1 P1G Goe 1/98



Anordnung von Richtkoppler-Elektroden zur Messung und Ortung von TE-Impulsen

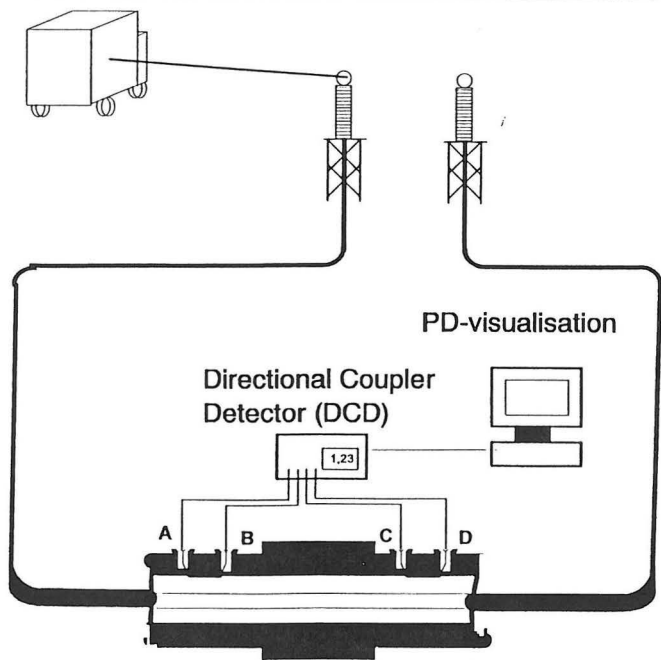


TE-Monitoring von Muffen

Bild 15

EV SK1 P1G Goe 1/98

Vor-Ort-Prüfung von Teilentladung mit Spannungsversorgung durch mobile Resonanzprüfanlage



TE-Monitoring von Muffen

Bild 16

EV SK1 P1G Goe 1/98

## Vorfahrensübersicht

Monitoring Verfahren	Aufgabe	Funktion	Kundennutzen	Reife
Temperatur	Einhaltung der zul. Betriebstemperatur	LWL-Sensor im Kabelschirm (verteilt)	technisch optimale und wirtschaftliche Nutzung/Auslastung der Kabelanlage auf Basis von aktuellen tatsächlichen Umgebungsbedingungen auf der gesamten Länge oder einem Punkt (abhängig von Anforderung)	lieferbar
		Thermoelement-Sensor (örtlich)		lieferbar
Wasser	Erkennung von Mantelbeschädigungen	Elektr. Sensor im Kabelschirm und Überwachungseinheit reagiert sofort auf Wasser im Schirm	<ul style="list-style-type: none"> <li>• schnelle Einleitung von Reparaturmaßnahmen</li> <li>• genaue Fehlerortung</li> <li>• einfache Reparaturmöglichkeiten</li> <li>• Wegfall von aufwendigen konventionellen Mantelspannungsmessungen</li> <li>• größere Lebensdauer durch trockenes Kabel</li> </ul>	einsatzbereit
Teilentladungen in Garnituren	Feststellung der TE-Freiheit von Garnituren zur Überprüfung der einwandfreien Montage	TE-Sensoren in Garnituren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• rechtzeitige Erkennung möglicher Montagefehler</li> <li>• geplante Abschaltung und Reparatur der Kabellänge bei sich ankündigender Störung</li> <li>• Schadensbegrenzung</li> </ul>	für Inbetriebnahmeprüfung in Erprobung

## Monitoring von Hochspannungskabeln

Bild 17