

Mark G. Turner

Haefely Trench Tettex, Dietikon

Edward Gulski

TU Delft

## Kurzfassung

Die Messung von Teilentladungen (TE) an Hochspannungskomponenten ist in der Regel limitiert auf die Bestimmung der Einsetzspannung (in kV), der größten Amplitude der scheinbaren Entladung (in pC) und den Vergleich dieser Werte mit der Spezifikation. Wird der spezifizierte Wert überschritten, muß die Ursache für die Teilentladungen ermittelt werden.

Die TEAS Diagnose Technik ermöglicht es, "Fingerprints" von aktuellen TE - Messungen zu erstellen und diese mit in einer Datenbank abgelegten TE - Mustern zu vergleichen. Diese Technik der digitalen TE - Messung, - Verarbeitung und - Diagnose wurde vor einigen Jahren auf dem Markt eingeführt und gewinnt für die Überwachung von Hochspannungsanlagen mehr und mehr an Bedeutung.

In dem Beitrag wird über Einführung und praktische Erfahrungen mit der Wiedererkennung von TE - Mustern mit dem TE - Detektor TE 571 berichtet. Es wird die Anwendung verschiedener digitaler TE - Analyse Techniken im Bereich Monitoring und Diagnose besprochen. Feldmessungen an Turbogenoratoren, gasisolierten Schaltanlagen, Garnituren und Leistungstransformatoren unterstreichen die Anwendbarkeit und den Nutzen dieser Technik.

# 1 Einführung und Akzeptanz der digitalen TE - Meßtechnik

## 1.1 Einführung

Die anfängliche Reaktion auf den digitalen TE - Detektor TE 571, der 1994 die analoge Baureihe Typ 560 ablöste, kann wie folgt zusammengefaßt werden: „Haefely Trench Tettex wird wahrscheinlich mit diesem Gerät im Bereich Forschung und Entwicklung erfolgreich sein. Die Mustererkennung mittels Software wird aber auf ein rein akademisches Interesse beschränkt bleiben“.

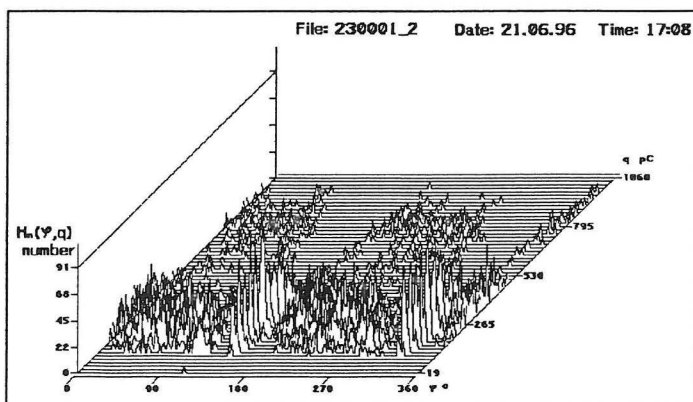
Die Erfahrung der letzten Jahre hat jedoch gezeigt, daß der TE 571 sich im oberen Preis / Leistungssegment durchgesetzt und die TE - Mustererkennung einen größeren Kundenkreis gefunden hat, als bei ihrer Markteinführung erwartet wurde. Mit mehr als 120 verkauften TE - Detektoren Typ TE 571 kann gesagt werden, daß der Markt die digitale TE - Meßtechnik angenommen hat. Die meisten Geräte wurden in den Jahren 1996 und 1997 verkauft und es wird erwartet, daß dieser Trend auch 1998 anhält.

Dieser Beitrag beschreibt mehrere Bereiche, in denen die digitale TE - Messung und TE - Diagnose erfolgreich zum Nutzen der Kunden eingesetzt wird.

## 1.2 Markteinführung der digitalen TE - Meßtechnik

Wird der spezifizierte maximale TE - Wert während einer TE - Prüfung überschritten, muß die Ursache für die Teilentladung ermittelt werden. Die Auswertung der Phasenlage der TE - Impulse in Bezug auf die Prüfspannung gibt dem erfahrenen Prüffingenieur meist wertvolle Hinweise und Informationen bezüglich der Art des Fehlers. In der Fachwelt ist seit Jahren akzeptiert, daß die Form der TE - Muster in einem direkten Verhältnis zum Typ des Defektes stehen. (CIGRÉ Working Group 21.03 "Recognition of Discharges"). Die TE - Mustererkennung ist somit in der Hochspannungstechnik eine gängiges und etabliertes Verfahren.

Die meisten kommerziellen TE - Detektoren basieren auf einem konventionellen analogen TE - Detektor, der nachträglich mit einem Computeranschluß ausgerüstet wurde. Die gesamte Auswertung der TE - Signale erfolgt somit analog und wird es anschließend digitalisiert. Damit kann der Prüffingenieur zwei bis drei Werte gegeneinander darstellen, die verschiedenen Grafiken studieren und eine Interpretation versuchen. Dabei sollte er objektiv bleiben, die Meßergebnisse in alle Richtungen hinterfragen und das neue TE - Muster mit allen ihm bekannten TE - Mustern vergleichen. Dieses Ziel kann jedoch nur annähernd erreicht werden.



**Bild 1**  
3-D Darstellung der Anzahl der TE - Impulse als Funktion des Phasenwinkels und der Impulsamplitude,  $H_n(\phi, q)$

Bei einem digitalen TE Detektor werden die einzelnen TE - Impulse am Eingang des Detektors digitalisiert. Sie können unter den verschiedensten Gesichtspunkten analysiert, dokumentiert und auch als Fingerprints gespeichert werden.

Optional stehen beim TE 571 zwei verschiedene Meßverfahren zur Verfügung, die „Routinemessung“ und die „Analysemessung“. Die Routinemessung wird für kurzfristige Untersuchungen wie z. B. Abnahmen im Prüffeld eingesetzt. Sie kann jederzeit gestartet und wieder gestoppt und somit optimal an den Versuchsablauf angepaßt werden. Sie entspricht im Prinzip der Meßmethodik, wie sie von analogen TE - Meßgeräten bekannt ist.

Treten bei einer TE - Messung Teilentladungen auf, die näher untersucht werden sollen, wird auf die Analysemessung umgeschaltet. In diesem Fall ist eine minimale Meßzeit von 2 Minuten erforderlich, um eine ausreichende Datenmenge für die Berechnung der Fingerprints zu erhalten. Da Meßzeiten bis zu 100 Stunden möglich sind, können auch Untersuchungen mit langen Prüfzeiten wie z. B. zum Durchschlagsverhalten von Isolierstoffen durchgeführt werden.

Weiterhin ist es möglich, die Meßergebnisse mittels eines Datenträgers auf einen PC zu übertragen und auf diesem die Auswertungen vorzunehmen (TE 571-OSW). Damit steht der TE - Detektor sofort wieder für die nächste Prüfung zur Verfügung.

Erst die digitale TE - Meßtechnik ermöglicht die schnelle und genaue Analyse der TE - Prüfergebnisse sowie die Berechnung von Fingerprints (TE 571-DSW), die den TE - Vorgang charakterisierenden. Durch den Vergleich von Fingerprints verschiedener Messungen ergeben sich auf der Basis früherer Erkenntnisse wichtige Hinweise auf das aktuelle Probleme.

### **1.3 Die Arbeitsweise und Vorteile der digitalen TE - Meßtechnik**

Die Speicherung der digitalisierten TE - Impulse und deren Auswertung ist bereits mit der Basisversion des TE 571 möglich. Die Meßergebnisse können in den verschiedensten Darstellungen visualisiert und ausgedruckt werden.

Da die TE - Impulse über die gesamte Versuchszeit gespeichert und am Ende der Messung dargestellt werden, läßt sich die Phasenlage und die Verteilung der Impulse eindeutig bestimmen. Die kontinuierliche Beobachtung der Anzeige und die subjektive Bewertung der Ergebnisse, wie bei den konventionellen Detektoren üblich, entfällt.

Die Ergebnisse der TE - Messung können in 24 Diagrammen dargestellt werden, die zu folgenden sechs Hauptgruppen zusammengefaßt sind:

- 1.) Darstellungen als Funktion der Phasenlage
- 2.) Darstellungen als Verteilungsfunktionen der Intensität und der Energie
- 3.) Darstellungen als Funktion der Zeit
- 4.) Darstellungen als Funktion der Phasenlage zu verschiedenen Zeiten
- 5.) Darstellungen als Verteilungsfunktionen der Intensität und der Energie zu verschiedenen Zeiten
- 6.) Darstellung der Anzahl der Impulse als Funktion des Phasenwinkels und der Impulsamplitude,  $H_n(\phi, q)$  als 3-D Diagramm

Bei analogen TE - Geräten beschränkte sich die Dokumentation auf den Wert der Prüfspannung und den Pegel der Teilentladung, wobei insbesondere beim letzten Wert subjektive Eindrücke eine große Rolle spielten. Beim digitalen TE - Detektor können hingegen alle Darstellungen auf einem Drucker ausgedruckt werden und eröffnen damit eine neue Dimension der Dokumentation von TE - Messungen.

## 1.4 TE - Mustererkennung

Bei der Analysemessung erfolgt mittels der TEAS - Diagnose Software (TE 571 - DSW) eine Berechnung des Fingerprints, der auch als TE - Muster bezeichnet wird. Dazu werden die Meßergebnisse mit einer Normalverteilung verglichen und daraus Faktoren wie „Asymmetrie“, „Kurtosis“ und „Skewness“ abgeleitet [16]. Weiterhin werden Unterschiede zwischen den positiven und negativen Halbwellen der Prüfspannung und der Anzahl der Spitzen berücksichtigt.

Das Ergebnis dieser Berechnungen ist ein aus 29 Parametern bestehender Fingerprint, der die Entladung charakterisiert. Dieser Fingerprint (TE - Muster) kann in einer Datenbank gespeichert werden. Ein Vergleich mit bereits gespeicherten Fingerprints von vorhergehenden Prüfungen an gleichen oder ähnlichen Prüfobjekten ist möglich. Dieser Prozeß wird als Klassifizierung des Fingerprints bezeichnet.

Für die Qualität der bei der Klassifizierung erzielbaren Aussagen sind die in der Datenbank gespeicherten TE - Muster, die zum Vergleich verwendet werden, von entscheidender Bedeutung. Die Vergleichsdatenbank sollte Gruppen von TE - Mustern enthalten, die eindeutig guten und schlechten Prüfobjekten zugeordnet sind.

Das Ergebnis der Klassifikation, d. h. der Vergleich des aktuellen TE - Musters mit den gespeicherten Gruppen von TE - Mustern, ist eine Prozentangabe, die die Übereinstimmung mit den TE - Mustern einer Gruppe widerspiegelt. Dafür wird von der TEAS - Diagnose Software ein Mittelwert für die Gruppen von gespeicherten TE - Mustern berechnet. Eine Prozentangabe von 95 % besagt nun, daß das Ergebnis zu den 5 % Fingerprints gehört, die diesem Mittelwert am nächsten sind.

Der Benutzer kann bzw. muß die Vergleichsdatenbank selber aufbauen und damit die Basis für die „Gut“ / „Schlecht“ Analyse schaffen. Je selektiver die Gruppen aufgebaut wurden, um so aussagekräftiger wird die Klassifizierung. Sind in der Vergleichsdatenbank TE - Muster von Schaltern, Transformatoren und weiteren Prüfobjekten gespeichert, wird die Klassifizierung des TE - Musters eines Transformators nur ein mittelmäßiges Ergebnis liefern. Sind in der Vergleichsdatenbank jedoch nur TE - Muster von Transformatoren hinterlegt kann mit sehr guten Klassifizierungsergebnissen gerechnet werden. Das optimale Ergebnis ist erreicht, wenn die Vergleichsdatenbank aus den TE - Mustern nur eines Prüfobjektes aufgebaut ist, z. B. eines 420 kV Leistungsschalters.

## 1.5 TE - Mustererkennung am Beispiel eines Transformators

Eine „Gut“ / „Schlecht“ Analyse ist auf der Basis einer Vergleichsdatenbank möglich, die aus TE - Mustern von ähnlichen Prüfobjekten, z. B. Transformatoren, aufgebaut wurde und die Gruppen von Fingerprints für gute und schlechte Prüfobjekte enthält. Weitere Unter-



scheidungsmerkmale der einzelnen Gruppen in dieser Vergleichsdatenbank könnten unter anderem die Nennspannung, Leistung, Bauart usw. sein.

Bei einem 370 kVA Transformator mit Teilentladungen ergibt sich bei der Klassifizierung eine hohe Übereinstimmung bei allen Gruppen, die die schlechten Transformatoren repräsentieren. Die beste Übereinstimmung wird bei der Gruppe für die schlechten 370 kVA Transformatoren erreicht. Das umgekehrte Bild ergibt sich bei einem Transformator ohne Teilentladungen. Hier wird sich eine hohe Übereinstimmung mit allen Gruppen der guten Transformatoren ergeben, die beste Übereinstimmung jedoch mit dem entsprechenden Typ.

Die Erweiterung dieser „Gut“ / „Schlecht“ Analyse ist bei einigen Prüfobjekten möglich, z. B. bei dreiphasigen Transformatoren. Sind die TE - Muster der TE - Messung an den drei Phasen gespeichert, kann über die Klassifizierung festgestellt werden, in welcher Phase Teilentladungen auftreten sind und damit die Quelle der Teilentladungen lokalisiert werden. Das Ergebnis einer solchen Klassifikation zeigt Bild 2.

|                          |                               |
|--------------------------|-------------------------------|
| Measurement name:        | Selected Field:               |
| TRMUK1                   | 3 PHASE 8kV Transformer       |
| Measurement date & time: | Device group: 20 25 50 75 100 |
| 15.10.96 03:10:23        | PHASE W 100                   |
| Measurement info:        | PHASE Y 0                     |
| 2                        | PHASE U 0                     |

**Bild 2**  
Ergebnis der Klassifikation von TE - Mustern, die an den drei Phasen eines Transformators aufgenommen wurden

## 1.6 Weitere Einsatzgebiete für die TE - Mustererkennung

Die TEAS - Diagnose Software kann auch zur Identifikation einzelner TE - Quellen eingesetzt werden. Bei dieser Anwendung müssen in der Vergleichsdatenbank Fingerprints von typischen Fehlern gespeichert werden. Solche Fehler könnten z. B. sein:

- Hohlräume in Gießharz
- Luftblasen in Öl
- Lose Partikel an der Hochspannungselektrode
- Lose Partikel auf Erdpotential
- Beschädigte Schirme
- Nicht kontaktierte Steuerelektroden

Über den Vergleich des aktuellen TE - Musters mit den in der Vergleichsdatenbank abgelegten Fingerprints gibt die Klassifizierung wichtige Hinweise auf die mögliche Ursache der Teilentladung. Die Aussagekraft der Klassifizierung kann durch den Betreiber gesteigert werden, indem er für jeden typischen Fehler nicht nur einen Fingerprint speichert, sondern wieder Gruppen aus mehreren typischen Beispielen bildet. Hierbei kann er weiterhin auf seine speziellen Prüfsituation eingehen. Über die Jahre entsteht so eine Datenbank, die die Erfahrung des Betreibers widerspiegelt und die somit als Expertensystem bezeichnet werden kann.

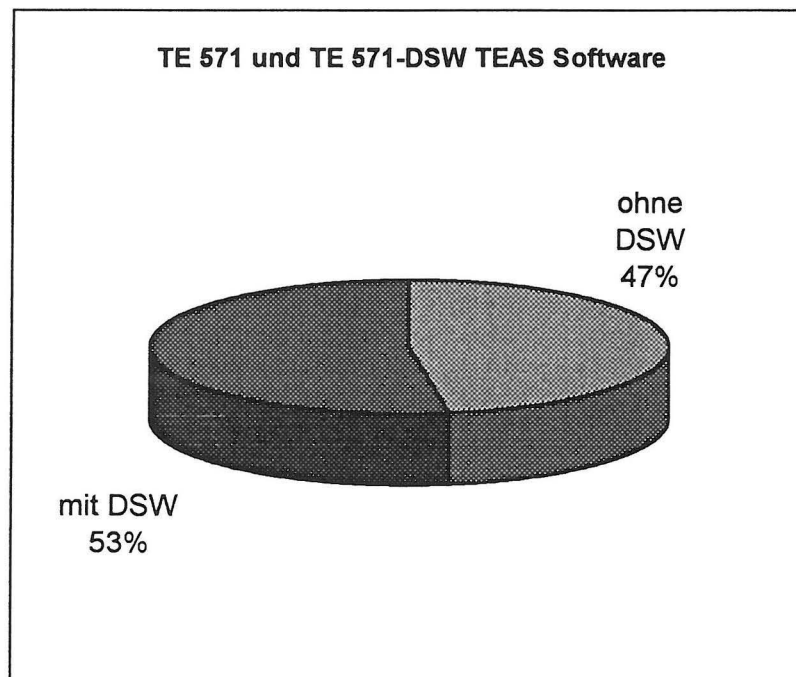
Die Überwachung von Lebenszyklen von Betriebsmitteln ist eine weitere Einsatzmöglichkeit des TE 571 mit TEAS - Diagnose Software. Bei periodischen Messungen an einem Betriebsmittel können die TE - Muster in der Vergleichsdatenbank gespeichert werden. Dies eröffnet die Möglichkeit, das TE - Verhalten z. B. eines Spannungswandlers zu dokumentieren und über eine Trendbewertung rechtzeitig Wartungsarbeiten zu veranlassen.

Außerdem können die TE - Muster verschiedener Spannungswandler gleicher Bauart miteinander verglichen werden und fehlerhafte Wandler rechtzeitig ausgetauscht werden.

Das Potential der digitalen Teilentladungsmessung mit TE - Mustererkennung wurde ausführlich dargestellt. Weitere Einsatzmöglichkeiten und praktische Erfahrungen mit Messungen an Generatoren und gasisolierten Schaltanlagen werden im zweiten Teil dieses Berichtes beschrieben. Zu diskutieren wäre noch die Frage: „Wie wurde die TE - Mustererkennung von Prüfengeuren, die Tag täglich vor TE Problemen stehen, akzeptiert?“

### 1.7 Akzeptanz der TE - Mustererkennung durch den Markt

Die Analyse von mehr als 120 Instrumenten zur Zeit verkauften TE - Detektoren zeigt, daß mehr als 50 % mit der TEAS - Diagnose Software (TE 571-DSW) bestellt wurden. Seit der Markteinführung des TE 571 im Jahre 1994 ist dieses Verhältnis ziemlich konstant.



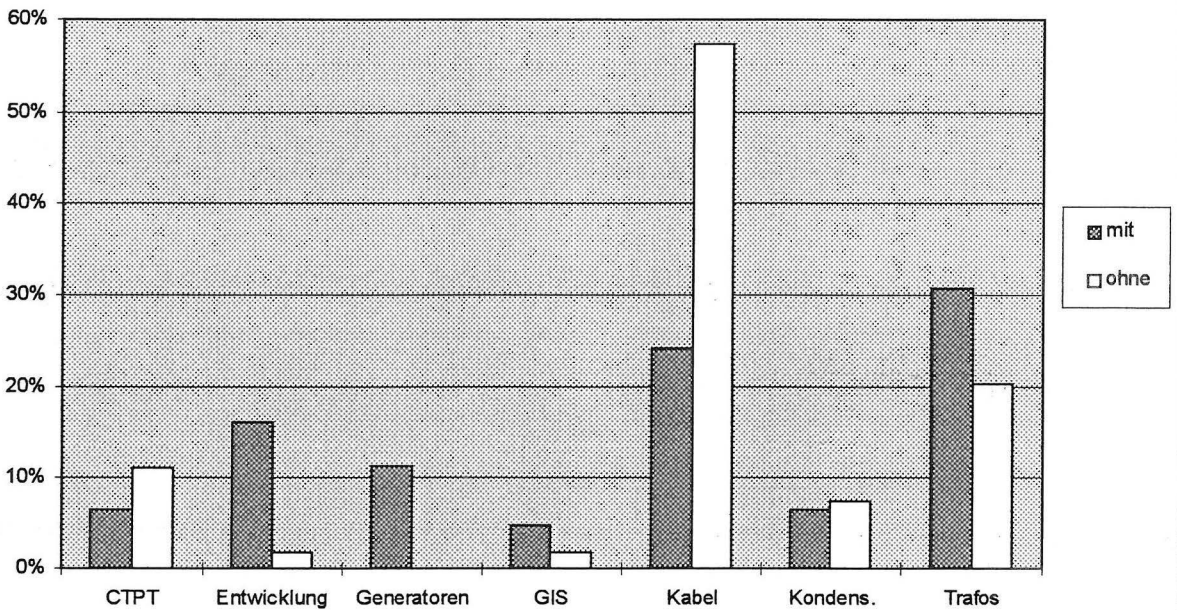
**Bild 3**  
Verhältnis der TE 571 Detektoren mit und ohne TEAS - Diagnose Software (TE 571-DSW)

Obwohl das Verhältnis der Benutzer mit und ohne TE - Mustererkennung ungefähr ausgeglichen ist, gibt es Anwendungen, bei denen der Einsatz der TE - Mustererkennung verbreiteter ist als bei anderen. Bei der Beurteilung der Ergebnisse muß natürlich auch berücksichtigt werden, daß die Anzahl der Anwender durch verschiedene Trends beeinflußt wird, wie z. B. technische Trends auf Kundenseite, spezielle Entwicklungen, Änderungen von Normen usw. Trotz dieser Einflüsse sind einige Schwerpunkte eindeutig zu erkennen.

Die Eingangs geäußerte Vermutung, daß die TE - Mustererkennung hauptsächlich im Bereich Forschung und Entwicklung Anwendungen findet, wird durch die Grafik bestätigt. Sie zeigt jedoch auch das große Einsatzfeld, daß sich der TE 571 mit TEAS - Diagnose Software im industriellen Bereich erobert hat.

Im Bereich der Generatorprüfung werden fast ausschließlich TE - Detektoren inklusive Mustererkennung eingesetzt, siehe auch Teil 2 dieses Berichtes „Turbogeneratoren“.

## TE 571 Anwendungen mit/ohne TE 571-DSW TEAS Diagnose



**Bild 4**  
Einsatzbereiche der TE 571 Detektoren mit und ohne TEAS - Diagnose Software (TE 571-DSW)

Auch im Bereich der gasisolierten Schaltanlagen wird mehr und mehr die TE - Prüfung inklusive der TE - Mustererkennung eingesetzt, siehe auch Teil 2 dieses Berichtes „GIS on line“.

Bei Kabelherstellern wird die TE - Messung als Routineprüfung durchgeführt, und deshalb findet man in diesem Segment die erfahrensten Prüferingenieure, die aufgrund des TE - Bildes sofort auf den Fehler schließen können. Die TEAS Diagnose Software ist hier auf einiges Interesse gestoßen wird aber hauptsächlich nur in den Forschungslabors und bei Typenprüfungen eingesetzt.

Weite Verbreitung hat die TEAS - Diagnose Software auch bei Herstellern von Transformatoren gefunden. Sie bildet einen Teil der Tettex Lösung zur „Prüfung und Diagnose von Transformatoren“ und wird zusammen mit der C Tan  $\delta$  und Rückkehrspannungsmessung eingesetzt.

## 1.8 Zusammenfassung

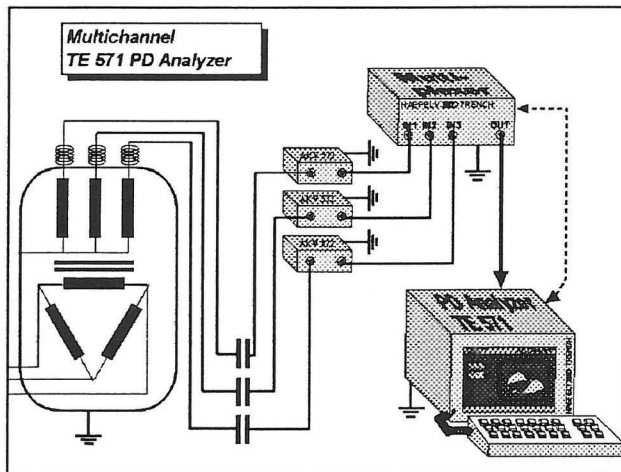
Die Zahl von 120 verkauften TE 571 Detektoren ist ausreichend, um daraus einige Markttrends abzuleiten zu können. Die digitale TE - Meßtechnik wurde vom Markt akzeptiert, da sie neue Formen der Analyse und Dokumentation der Meßergebnisse ermöglicht. Die Klassifizierung von Teilentladungen mittels der TEAS - Diagnose Software wurde vielfach erprobt und ihre Leistungsfähigkeit im industriellen Einsatz unter Beweis gestellt. Die Weiterentwicklung der TE - Mustererkennung wird vom Markt gefordert und zwar speziell von den Transformator-, Kabel- und Generatorherstellern. Ein weiteres spezielles Einsatzgebiet ist der Bereich Forschung und Entwicklung.

## 2. Practical experience and development of test methods using the TE 571 digital partial discharge detector

### 2.1 Introduction

The main goal of PD diagnosis is to recognise the insulation defect causing the discharge e.g. internal or surface discharges, corona, treeing, etc. This information is vital for estimating the harmfulness of the discharge.

Manufacturers of HV equipment, together with producers and distributors of electrical power, have a growing interest in off-line, on-site and on-line analysis of PD in existing HV components. The objective of such analysis is the early detection, location and recognition of possible insulation failures in HV equipment. As a result, maintenance actions can be precisely planned to prevent unexpected interruptions in equipment utilisation. Furthermore, based upon the knowledge of type of discharge and behaviour over time, important information can be obtained regarding degradation processes.



The ability of digital PD analysers to process and store specific information concerning discharge activity can be used for different purposes: discharge recognition, condition monitoring etc. To exploit these possibilities, a specific commercialised fingerprint technique TEAS<sup>®</sup> has been successfully introduced for off-line and on-line PD measurements of different HV components [3-15].

**Figure 1**  
**Schematic diagram of a transformer test circuit using the multichannel TE 571-MPR PD analyser.**

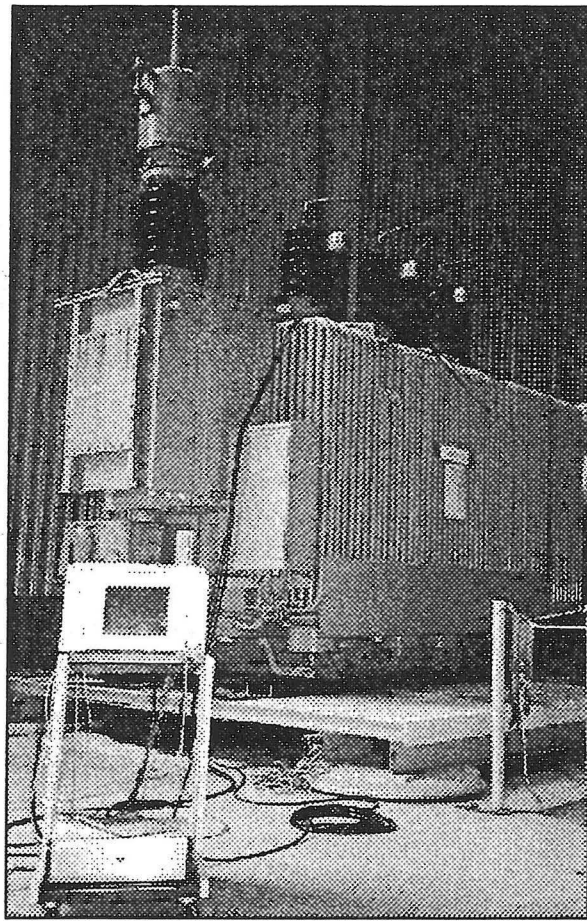
#### 2.1.1 PD database for decision support

The development of a PD database to support the discharge evaluation during periodic off-line inspections of HV components is of great importance.

It is known that important conclusions are made regarding the condition of the test object insulation, based on periodic off-line PD measurements. It is also known that in several types of HV apparatus a certain level of discharge is allowed. For example, turbogenerators are expected to have a discharge level of  $< 10\text{nC} \dots 50\text{nC}$  and power transformers  $< 500\text{pC}$ . Interpretation of the measuring results depends on the subjective opinion of test engineers.

With the advance of digital processing, the task of data acquisition and evaluation can now be performed efficiently. This can provide interpretation of PD patterns and classification with respect to type of discharge.

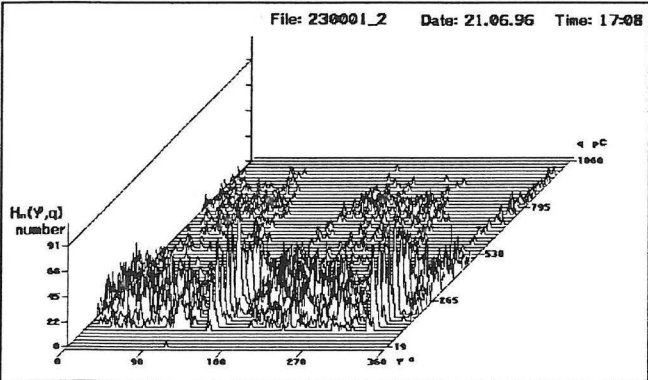




**Figure 2**  
 PD diagnosis test on a 50/10kV 14/10MVA power transformer using TE 571-MPR PD analyser  
 (HV Laboratory, TU Delft, Netherlands).

### 2.1.2 PD database for power transformers and reactors

When a measurement has been made on a test object, it can be compared to the PD database comprising of a collection of previous PD tests. For reasons of clarity, the entire PD database has been divided into two separate parts. The first part is constructed of measurements made on reactors, whereas the second part concerns only auto-transformers and three phase transformers.



The main goal of this PD database was to answer questions about general trends in regular or irregular PD patterns occurring during induced voltage testing of power transformers and reactors. In the following, two examples are given showing an application of both PD databases during classification of an unknown measurement.

Figure 3 Regular 3-D discharge pattern  $H_n(\phi, q)$  for a 203 MVA transformer in good condition.

As observed in [5,6], the classification of an acceptable PD pattern with a database (figure 5) gave a multiple recognition in many cases. In most of these cases a low discharge magnitude and low discharge intensity had been observed (+). No recognition was found for unacceptable PD problems. When a typical defect was classified, recognition was found for only a few problems (figure 6), most of which had shown unacceptable PD patterns.

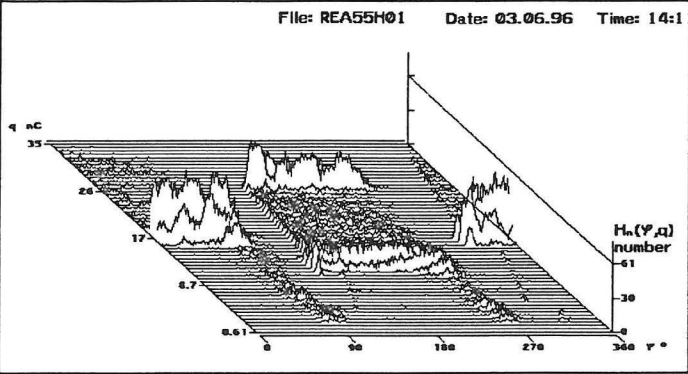


Figure 4 Irregular 3-D discharge pattern  $H_n(\phi, q)$  for a 55 MVA reactor containing PD on a damaged screen inside the test object.

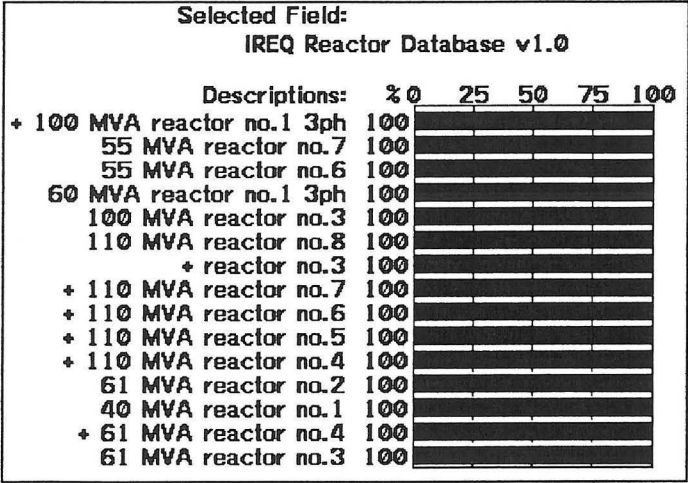


Figure 5 Recognition of regular PD patterns using computer aided PD database for reactors. Typical overlap with other reactors showing regular PD patterns. (+), (-), ( ) represents a test object in the database characterised by a (regular), (irregular) (unknown) pattern

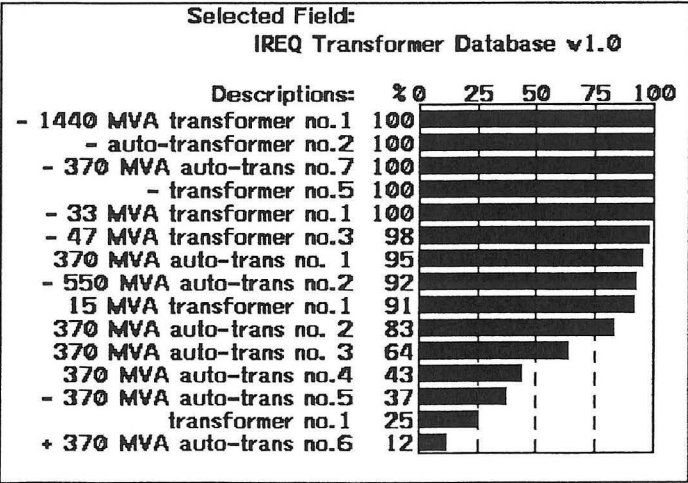
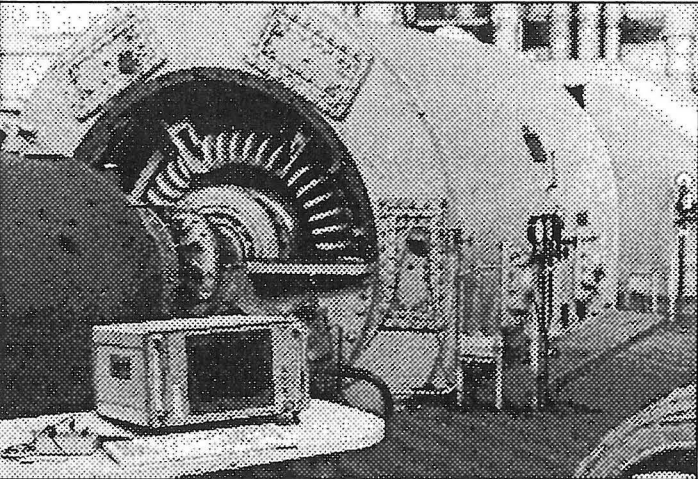


Figure 6 Recognition of irregular PD patterns using computer aided PD database for reactors. Typical overlap with other reactors showing irregular PD patterns. (+), (-), ( ) represents a test object in the database characterised by a (regular), (irregular) (unknown) pattern



2.1.3 PD data base for turbogenerators

When discharge data are measured during periodic inspections every few years, PD patterns of separate coils can be compared to those observed during previous inspection. Based on these experiences, several characteristics have been found to describe typical insulation problems of stator insulation [4,7]. Several groups of PD patterns have been found describing the case of irregular PD patterns. Based on several inspections and repairs the following discharges sources were found during periodic PD-measurements:



- a) PD in the HV bushings,
- b) PD in a slot section caused by damaged outer corona protection,
- c) PD in the end winding section.

Figure 7  
Off-line periodic inspection of a 63MW turbogenerator using TE 571 PD analyser (ABB Dolmel Ltd, Poland).

As a result two PD databases, one for 6 MW and one for 63 MW units, have been developed to support the recognition of insulation degradation during periodic off-line inspection. In figures 10 and 11 examples of classification of a particular defect with the databases is shown. Both examples confirm that the significance of PD patterns measured for particular defects can be used for identification of these defects.

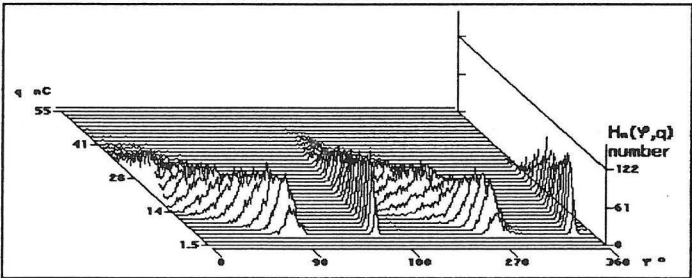


Figure 8  
Example of regular PD pattern observed for a 63MW turbogenerator. The outer and inner sinusoidal shapes of the 3-D phase resolved distribution  $H_n(\phi,q)$  are typical for turbogenerators in good condition.

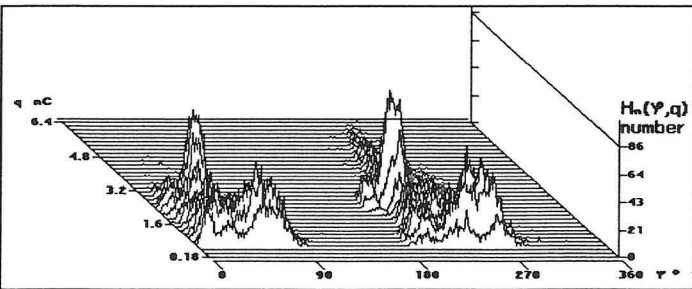
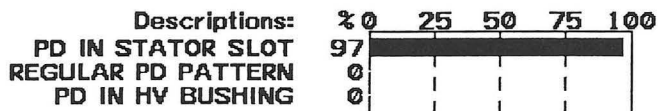


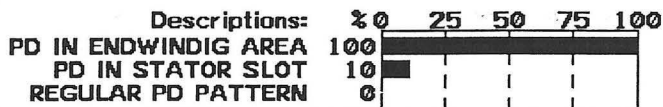
Figure 9  
Irregular PD pattern observed for a 6MW turbogenerator. This  $H_n(\phi,q)$  phase resolved distribution was observed for endwinding discharges.

**Selected Field:  
DATABASE 63 MW TURBOGENERATOR**



**Figure 10**  
Recognition of an irregular PD pattern by the 63MW turbogenerator database. A high percentage represents a classification as a slot discharge.

**Selected Field:  
DATABASE 6 MW TURBOGENERATOR**



**Figure 11**  
Recognition of an irregular PD pattern by the 6MW turbogenerator database. A high percentage represents a classification as an endwinding discharge.

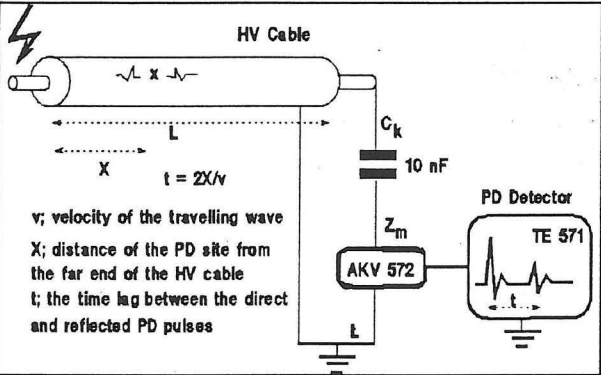
## 2.1.4 Conclusion

The digital classification of PD patterns observed during periodic PD measurements on HV components has made it possible to develop a decision support database for discharge faults. Two different ways of constructing a PD database have been shown. One provides a distinction between objects in good condition and objects showing unacceptable discharges. The other example confirms the possibility to evaluate the source of the discharge in the insulation.

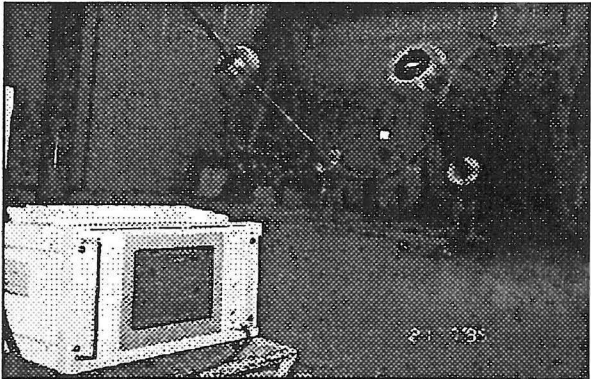
It has been demonstrated that, using this technique, clear distinction is possible between components in good condition and those which show internal or external discharges originating from insulation degradation.

## 2.2 Digital PD location in HV cables using the travelling wave method

Partial discharges occur in gas-filled cavities in a dielectric and cause a gradual erosion of the insulation material. For this reason location of PD in HV cables is important for quality control. A widely used method for PD location is to use travelling waves, introduced in 1960 by F.H. Kreuger (see figure 12). A few years ago this method was automated and commercialised under the name PDLOC<sup>®</sup> and is now in world-wide use in shielded laboratories (see figures 13-15). If measurements are performed in an insufficiently shielded area, or the level of PD (normally just a few pC) is of a similar order to the background noise, the combination of noise and disturbances may easily influence the PD sequence required for the location.

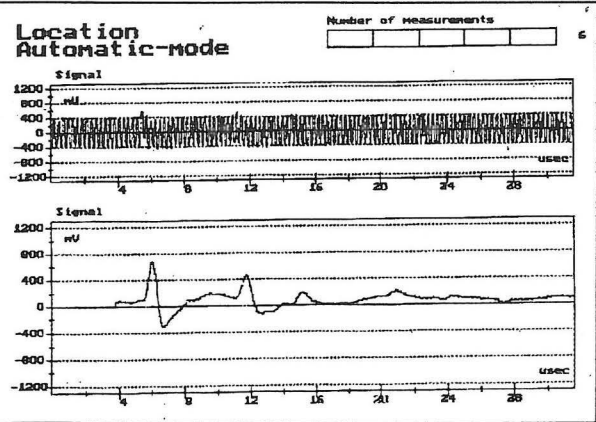


**Figure 12**  
Principle of travelling wave method. The two travelling waves caused by a PD pulse at site X can be detected at a cable end with the PD detector.

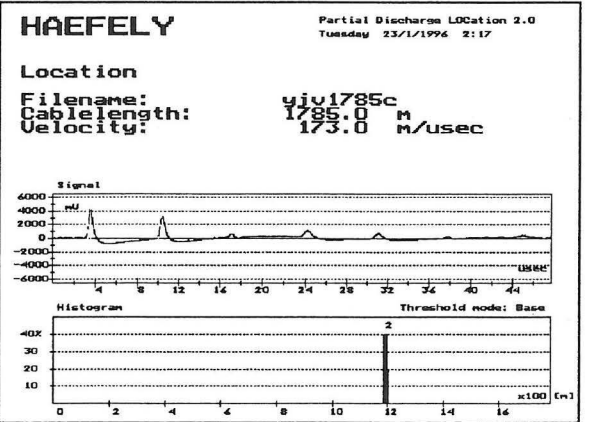


**Figure 13**  
PD detector type TE 571-4 for location of defects in HV cables  
(NKF Kabel B.V. Delft, The Netherlands)

In such cases a solution for noise and disturbance suppression is necessary and this can be achieved using digital filters. Figure 14 shows an example of the use of digital filters to improve PD location in the presence of noise and disturbances. In this particular case a matched filter was used to suppress HF noise. An LF filter and Fourier filter are also provided.



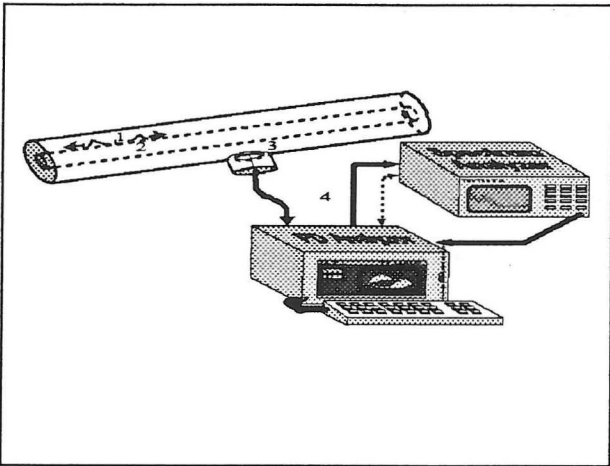
**Figure 14**  
HF filter application. Upper curve represents PD pulse sequence before filtering and lower curve after filter application.



**Figure 15**  
PDLOC<sup>®</sup> indication of discharge location at 1194m in a 1785m long plastic insulated cable.

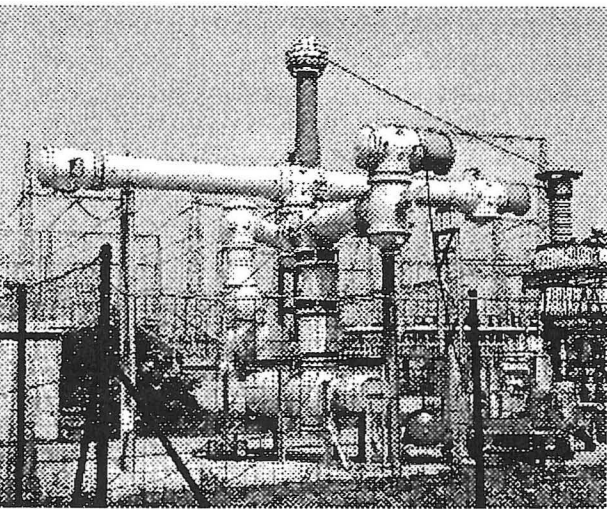
## 2.3 Recognition of defects in GIS

Acceptance tests and periodic off-line measurements of SF<sub>6</sub> gas insulated test objects are restricted to measurement of PD inception voltage (in kV) and maximum discharge magnitude in pC and comparing these to the test specifications. The test objects may be GIS substations or GIS components such as switchgear, disconnectors and bus bars.



If the permitted PD level is exceeded then the main goal of evaluation in GIS is to localise the discharge source. For periodic inspection it is also possible to use VHF/UHF sensors to measure PD signals on-line. The VHF/UHF detection circuit usually consists of a sensor and a spectrum analyser (see figure 16).

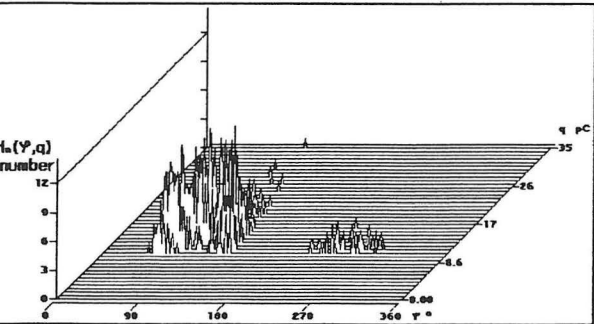
**Figure 16**  
Four components are of importance for VHF/UHF PD measurements in GIS: (1) discharging defect, (2) excitation of travelling waves, (3) transfer function sensor, (4) data processing.



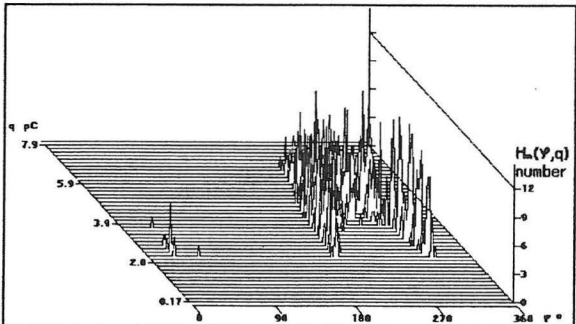
The main objective of a PD measurement, whether it is based upon IEC 270 or VHF/UHF, is to assist with recognition and location of the discharging defect. To support the evaluation process during a measurement it is possible to use reference PD patterns of typical defects. Some examples of typical GIS defects are described below.

**Figure 17**  
420kV GIS test setup (ABB/CESI, Milan, Italy).

**Protrusion on the HV conductor** represents sharp conducting particles which may occur on the HV electrode inside the GIS installation. In figure 18 a phase-resolved plot is shown.



**Figure 18**  
Protrusion on the conductor at 220 kV



**Figure 19**  
Protrusion on the enclosure at 90 kV

**Protrusion on the enclosure** represents sharp conducting particles on the surface of the enclosure. In figure 19 the phase-resolved plot is shown. It follows from this comparison that the asymmetry between discharges in the positive and negative half of the applied AC voltage in case of a protrusion on the enclosure and a protrusion on the conductor is very typical for both defects.

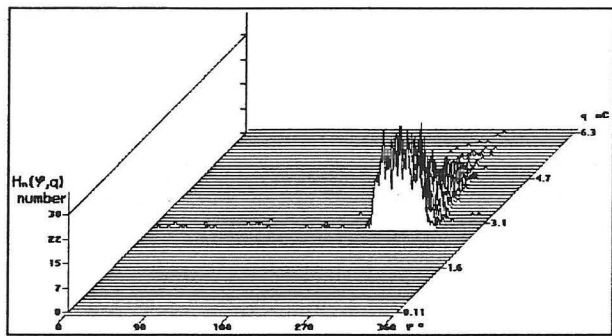


Figure 20  
Particle on insulator at 294 kV

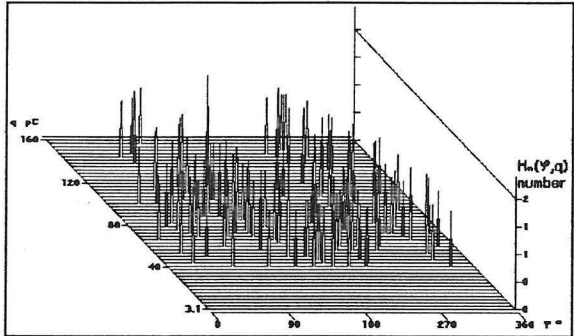


Figure 21  
Free moving particle at 261 kV

**Particle on an insulator** means a small conducting particle contacting the surface of an insulator (spacer) and distorting the field by producing a local field concentration. As a result the breakdown voltage along the surface is diminished and in some cases discharges may occur before the breakdown occurs. In figure 20 the phase-resolved plot is shown.

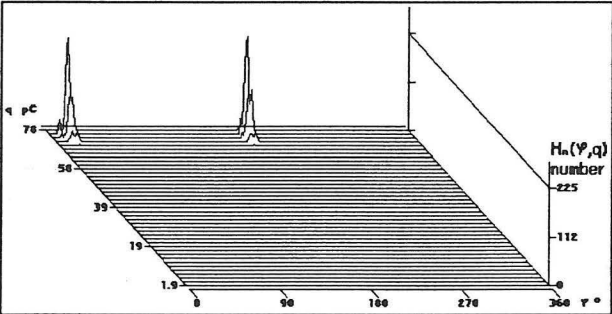


Figure 22  
Floating electrode in 4 bar SF6

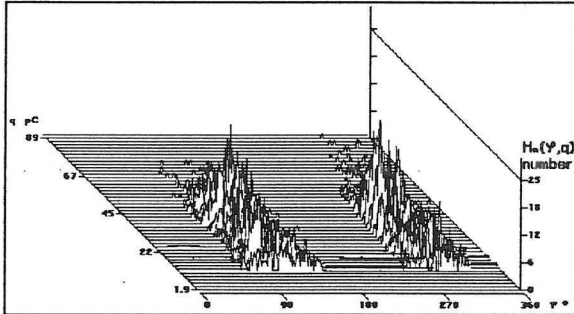


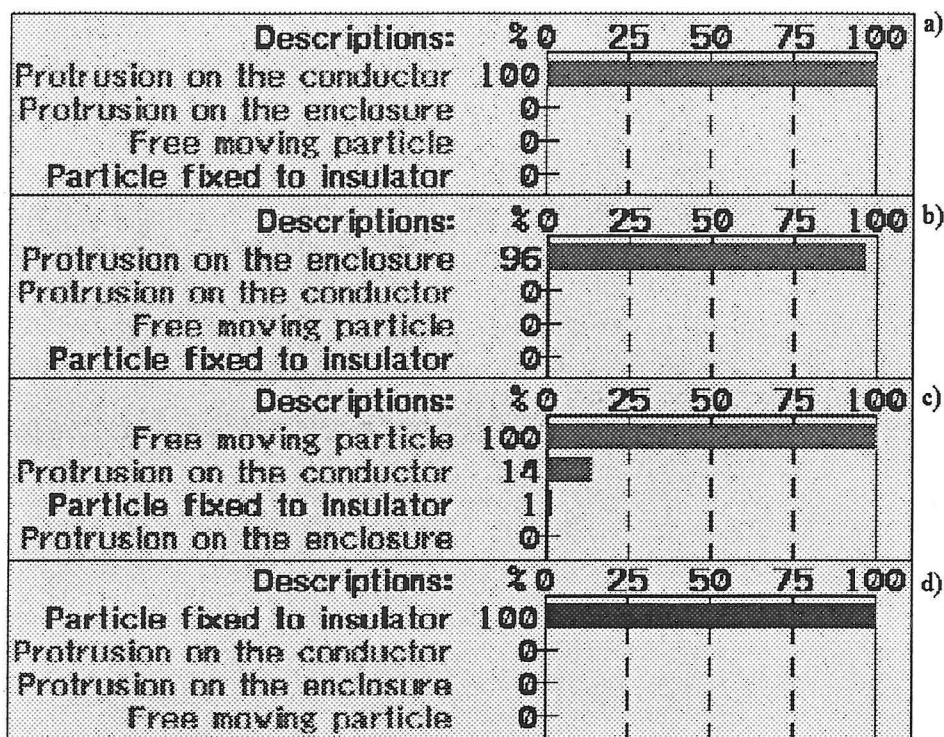
Figure 23  
Internal fault in switchgear at 138 kV

**Free moving particle inside the enclosure** means a conducting particle which is not fixed to any of the electrodes or insulators may move (jump) inside the enclosure with a certain frequency. As a result PD occur producing patterns as shown in figure 21. In contrast to the three defects mentioned above, a typical sinusoidal shape can be observed in the phase-resolved plot for this defect.

**Internal defect in the moving parts.** Circuit breakers and disconnectors are mechanically and electrically stressed during their service life. As a result, ageing processes occur inside the elements. An example of internal discharges in the grading capacitances of switchgear is shown in figure 23.

Foreign particles and ageing processes of solid materials are not the only contributors to GIS failures. Floating parts in the installation i.e. electrodes imperfectly connected to HV potential may cause regularly repeating discharge groups of the same amplitude, see figure 22. This pattern confirms the observation made before that each of the GIS defects is characterised by its own PD pattern. It can be seen that PD quantities processed by the TE571 can create yet further information for evaluation and diagnosis of PD measurements in GIS.





**Figure 24**

Statistical analysis made by TEAS® applied to four different PD patterns: (a) protrusion on the conductor, (b) protrusion on the enclosure, (c) free moving particle, (d) particle fixed to an insulator.

### 2.3.1 Conclusion

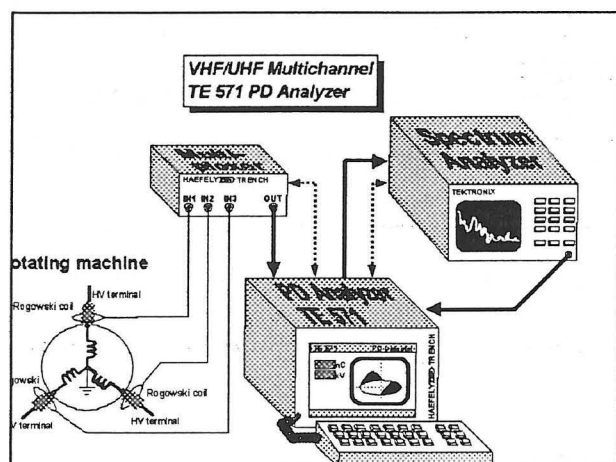
The systematic approach of examining digitally acquired PD quantities lays the foundation for a more systematic analysis of the different digital techniques and statistical tools which are in use in the field of recognition and diagnosis of discharges in GIS components. Figure 24 shows an example of statistical analysis using digital tools applied to four different PD fault patterns: protrusion on the conductor, protrusion on the enclosure, free moving particles and a particle fixed to an insulator. Discrimination, recognition and classification of these faults is shown to be possible using digital tools.



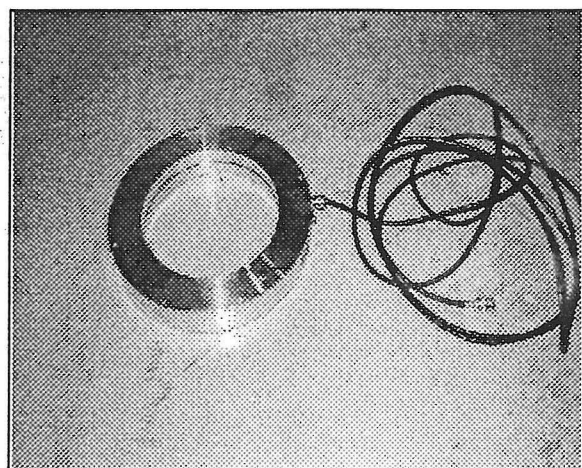
## 2.4 PD Pattern analysis of on-line measurements on rotating machines

In addition to periodic off-line PD testing, on-line PD measurement is an accepted method for rotating machines [13]. Using experience gained from off-line PD tests, this method can be utilised for condition based monitoring of the stator insulation [7,14].

The PD signals are measured by a specially adapted TE 571 PD detector (figures 25 and 26), using capacitive or inductive couplers, while the generator is in regular operation. The couplers are permanently installed on the generator (at least one on each phase) and an *on-line* test can then be performed. This type of measurement is easily performed without interrupting the operation of the generator. As a result, the PD measurement is performed on a sample under operational thermal and mechanical stresses.



**Figure 25**  
Measuring set-up for HF PD detection on machines



**Figure 26**  
VHF PD coupler of TE 571. Type: split ring Rogowski coil, Ø 160mm, impedance 50Ω, bandwidth 5 - 100MHz, sensitivity 96 mV/A.

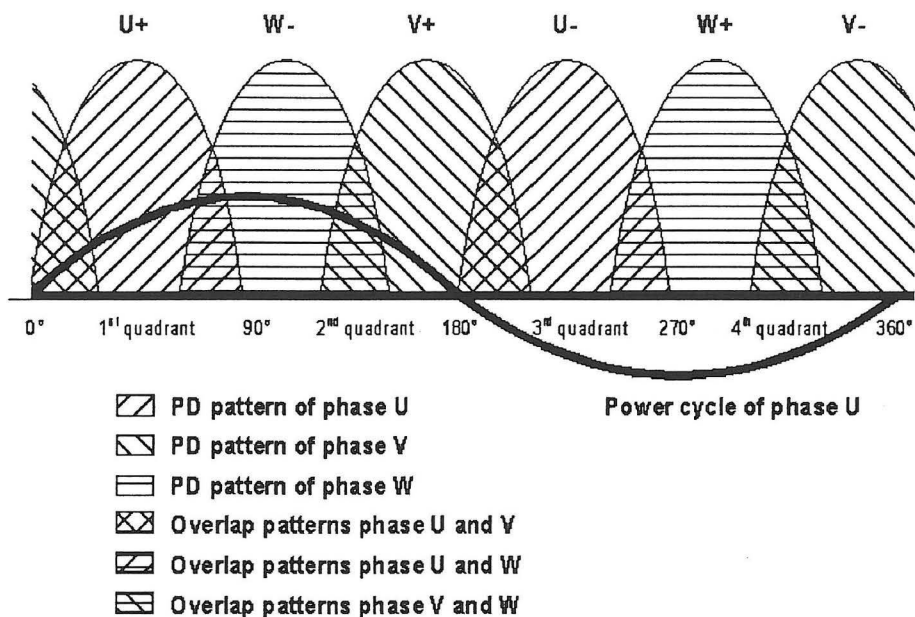
Two difficulties arise when such PD measurements have to be performed:

- system interference may occur in the measuring circuit due to the power plant and from rotor excitation;
- complex propagation processes of PD signals through the stator winding occur, resulting in cross-talk. This is due to the fact that all three phases are energised at the same time.

A spectrum analyser (SA) can be used as a tuned filter to suppress external noise. The SA is tuned to a frequency in the range of 10 MHz - 100 MHz where PD from the stator insulation dominate the noise signals. This measurement method is known as the **VHF PD detection technique** due to the frequency range involved. The level of PD signals at this selected *resonant frequency*  $f_0$  is demodulated to some hundreds of kHz and displayed on a 50 Hz time-base. As a result, the measured signals can be further processed by a conventional PD analyser with the goal of using the broader experiences of phase resolved PD pattern recognition [4,15].

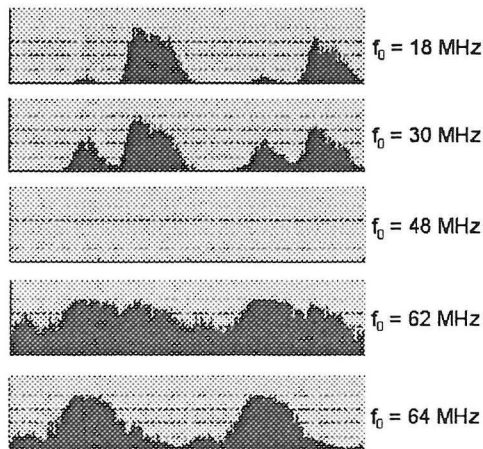
### 2.4.1 Partial discharge patterns

As mentioned above, the measured PD patterns will reveal the single phase PD response together with PD responses from the other phases in an effect known as cross-talk. The position of the single phase patterns with respect to the power cycle of phase U is illustrated in figure 27, showing the 120° shift between the phases.



**Figure 27**  
Positions of the single phase patterns with respect to the power cycle of phase U.

Selection of a suitable resonant frequency for measurement is an exceptionally delicate procedure. This is illustrated by figure 28 which shows five PD patterns measured at the same phase of a generator at different resonant frequencies. At  $f_0 = 18$  MHz the PD pattern is that of the actual phase. At  $f_0 = 30$  MHz and  $f_0 = 62$  MHz the measured PD pattern is that of the actual phase together with cross-talk. No response at all is measured at  $f_0 = 48$  MHz and at  $f_0 = 64$  MHz only cross-talk is measured.



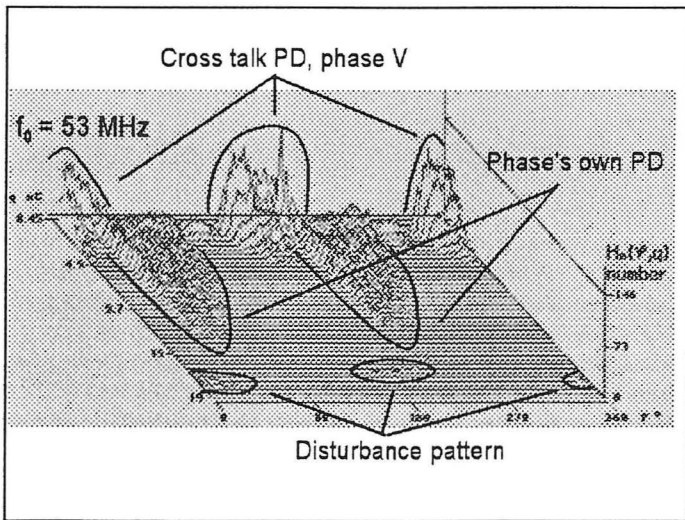
**Figure 28**  
Example to illustrate the influence of  $f_0$ . Measurement at different  $f_0$  on phase W of a 650 MW generator produces different patterns.

Results of on-line measurements performed on a 155 MW and a 650 MW turbogenerator clearly illustrate this influence of the resonance frequency upon the following responses (see figure 29):

- the **PD response of the measured phase**, i.e. the PD activity originating from that phase
- the **cross-talk PD response**, i.e. the PD activity originating from the other phases;
- the **disturbance response**, i.e. disturbances originating from the power plant and from the generator itself (e.g. rotor excitation).

### 2.4.2 Evaluation for condition monitoring

When a suitable frequency is found and selected for the measurement of the phase's own PD pattern, the pattern's characteristics can be used for identification of the insulation state. Experience resulting from analysis of off-line PD tests can be used to assist the interpretation of PD patterns. As an example, figure 29 shows the three-dimensional  $H_n(\phi, q)$  distribution of a measurement at phase U of a 155 MW turbogenerator. The measurement was performed at  $f_0 = 53$  MHz. The pattern shows the phase's own PD, cross talk PD and disturbances. The phase's own PD pattern shows the characteristics of a regular PD pattern of insulation with no significant degradation [7].



**Figure 29**  
 $H_n(\phi, q)$  distribution as measured on phase U of a 155 MW turbogenerator at  $f_0 = 53$  MHz. The pattern shows a regular shape for the phase PD pattern (no degradation) together with cross-talk and disturbances.

### 2.4.3 Conclusion

Several conclusions can be drawn, based upon on experience gained from the on-line technique for PD tests presented above.

On-line VHF detection of PD processes in the insulation of a generator phase can be performed with a number of suitable SA resonant frequencies.

Careful selection of resonant frequencies can provide information about the insulation condition of the phases of a generator by analysis of the PD patterns. It can be expected that, in the course of time, local insulation degradation and disturbances will be identifiable by PD pattern deviation.

### 3. LITERATURE

- [1] E. Gulski, P.N. Seitz, *Computer-aided Registration and Analysis of PD in HV Equipment*, Proc. 8th ISH, Yokohama, Japan, 1993
- [2] E. Gulski, R. Oehler, *New generation of computer-aided PD measurement systems*, 9th ISH, Graz, Austria, 1995
- [3] E. Gulski, *Digital Analysis of PD*, IEEE Trans. on D and EI, Vol. 2, pp 822-837, 1995
- [4] A. Zielonka, E. Gulski, K. Andrzejewski, *Application of Digital PD Measuring Techniques for the Diagnosis of HV Generator Insulation*, Proc. CIGRE Session 1996, paper 15/33-06
- [5] E. Gulski, H.P. Burger, G.H. Vaillancourt, R. Brooks, *Digital Tools for PD Analysis During Induced Test of Large Power Transformers*, CEIDP, October 20-23 1996, San Francisco, p 36-39.
- [6] E. Gulski, H.P. Burger, G.H. Vaillancourt, R. Brooks, *PD database for power transformers and reactors*, ISH 1997, Montreal
- [7] E. Gulski, J.P. Zondervan, A. Zielonka, R. Brooks, *PD database for stator insulation of turbogenerators*, CEIDP, October 19-22, 1997, Minneapolis, p 546-549.
- [8] E. Gulski, A.R. Samuel, L. Kehl, H.T.F. Geene, *Digital Discharge Location in HV Cables with Travelling Wave System*, 1996 IEEE International Symposium on EI, June 16-19, 1996, Montreal, Canada
- [9] S. Meijer, E. Gulski, J.J. Smit, R. Brooks, *Comparison of Conventional and VHF/UHF Partial Discharge Detection Methods for SF<sub>6</sub> Gas Insulated Systems*, 10<sup>th</sup> Int. Symp. on HV Engineering, Montreal, Vol. 4, pp. 187-190, 1997.
- [10] S. Meijer, E. Gulski, W.R. Rutgers, *Evaluation of Partial Discharge Measurements in SF<sub>6</sub> Gas Insulated Systems*, 10<sup>th</sup> Int. Symp. on HV Engineering, Montreal, Vol. 4, pp. 469-473, 1997.
- [11] S. Meijer, W.R. Rutgers and J.J. Smit, *Acquisition of partial discharges in SF<sub>6</sub> insulation*, Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, pp. 581-584, 1996.
- [12] E. Gulski, S. Meijer, W.R. Rutgers, R. Brooks, *Recognition of PD in SF<sub>6</sub> insulation using digital data processing*, Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, pp. 577-580, 1996.
- [13] G.C. Stone, *Tutorial on Rotating Machine Off-line and On-line PD Testing*, Coll. on Maintenance and Refurbishment of Utility Turbogenerators, Hydrogenerators and Large Motors, Firenze, 1997
- [14] E. Binder, H. Egger, A. Hummer, M. Muhr, J. Schernthanner, *Predictive Maintenance of Generators*, CIGRÉ Sess. 1992, pap. 11-305
- [15] J.P. Zondervan, E. Gulski, J.J. Smit, R. Brooks, *PD Pattern Analysis of On-line Measurements on Rotating Machines*, Proc. CEIDP, Minneapolis, 1997
- [16] A. Krivda, E. Gulski, *Influence of Aging on Classification of Partial Discharges in Cavities*, Jap Jnl App Phy Vol 33 (1994).