

**57**

**LES REDUCTEURS DE MESURE  
DE TECHNOLOGIE CONVENTIONNELLE**

***THE PAPER-OIL INSULATED  
MEASUREMENT TRANSFORMER***

**Groupe de Travail 07 du Comité d'Etudes 23 (Postes)  
Working Group 07 of Study Committee 23 (Substations)**

**1990**



---

**TABLE DES MATIERES**  
**TABLE OF CONTENTS**

Le comportement en service des réducteurs de mesure - Introduction par C. Dubanton	2	Conventional instrument transformers behaviour in service - Introduction by C. Dubanton	3
I. Cadre de l'étude	4	I. General considerations	5
II. Principe de réalisation	8	II. Design and construction	9
III. Vérification et surveillance	22	III. Checking and monitoring	23
IV. Enquêtes sur incidents	34	IV. Failure survey	35
V. Détermination et essais de durée de vie	40	V. Endurance testing - Life test	41
VI. Contraintes non normalisées	56	VI. Non standardized stresses	57
VII. Assurance-Qualité	66	VII. Quality assurance	67

# Le comportement en service des réducteurs de mesure

## Introduction par C. Dubanton

Le plus souvent, les réducteurs de mesure sont considérés comme des appareils simples qui ne peuvent être à l'origine de défaillances du réseau de Transport d'énergie et sont donc négligés. Leur fonction principale d'interface entre les circuits haute tension ou fort courant et les systèmes basse tension de mesure ou de protection contribue à les faire considérer comme de simples "rapports" - même s'ils présentent quelques fois des effets perturbateurs - beaucoup plus que comme des vrais équipements électrotechniques.

Cependant, de temps en temps, quelques effets physiques viennent changer cette impression : la saturation des noyaux crée des distorsions des ondes de courant, des constantes de temps ou des limitations de bande passante apparaissent dans les circuits. Il peut aussi arriver qu'une explosion rappelle l'existence de ces appareils.

Ce document est un essai de synthèse de ce qui est aujourd'hui connu sur les réducteurs de mesure conventionnels, plus précisément ceux isolés au complexe papier-huile sous l'angle électrotechnique et non pas sous l'angle appareil de mesure. Il est constitué de sept chapitres qui ont été publiés successivement dans *Electra*.

On doit savoir que cette technologie est la plus utilisée pour la haute tension et qu'il existe probablement plusieurs millions de ces appareils en service dans le monde. Le Groupe de Travail 23.07 de la CIGRE a par exemple étudié les incidents sur une population de 136 000 d'entre eux. Un tel nombre conduit naturellement à une grande variété de types, de technologies, de conditions de maintenance et d'installation...

Chaque chapitre se suffit à lui-même, mais on peut en tirer quelques observations générales intéressantes.

### 1. L'ISOLATION PAPIER-HUILE

La difficulté principale pour un réducteur de mesure est de ramener la haute

tension près du sol (en tant que signal) ou de relier haute et basse tension. Cela oblige à la réalisation d'un isolement sur de petites distances physiques.

L'utilisation du complexe papier-huile est très ancienne et profite d'une large expérience. Cela ne signifie cependant pas que le processus physique de vieillissement, que le comportement en régime transitoire ou que les effets de l'environnement sont parfaitement connus et qu'il existe des solutions. Ces systèmes très complexes où les impuretés, les variations de dimensions, les évolutions en fonction du temps sont l'objet d'études scientifiques permanentes pour améliorer la fiabilité mais, jusqu'à maintenant, il n'existe que très peu de techniques de contrôle pour garantir leurs réalisations. Ainsi, on privilégie trois directions d'actions principales :

- le tour de main du constructeur basé sur une très longue expérience,
- les techniques de contrôle définies dans les normes et pratiquées avec les meilleurs systèmes d'assurance qualité ou laboratoire possible,
- l'utilisation de nouvelles techniques de surveillance qui peuvent être encore améliorées et qui pourraient conduire à un excellent diagnostic en service.

Les différents chapitres montrent les meilleures pratiques qui permettraient d'améliorer ces principaux axes de travail.

### 2. INSTALLATION DES REDUCTEURS DE MESURE

Le réducteur de mesure n'est pas seulement une chandelle en porcelaine avec deux bornes à connecter sur le circuit haute tension et un connecteur basse tension.

Le transport et le levage demandent des soins particuliers dus aux composants internes. La position de l'appareil doit être étudiée en évaluant les contraintes de fréquence et de tension provoquées par les autres équipements voisins, par la présence d'éclateurs ou

de parafoudres.

Ces points sont seulement de brefs exemples des soins particuliers à prendre pour décrire précisément les conditions d'emploi avant toute installation.

### 3. CONTROLE ET SURVEILLANCE

Quelle que soit la qualité du réducteur de mesure, certains événements naturels ou exceptionnels peuvent le contraindre. Cet équipement, comme les autres, nécessite certains contrôles périodiques. Malheureusement, il n'existe aucune méthode facile pour contrôler le comportement interne d'un réducteur de mesure en service. Quelques procédés, comme l'analyse d'échantillons d'huile ou de détection de points chauds sont décrits. Le succès de ces méthodes n'est pas encore complètement garanti, mais des progrès sensibles sont observés.

On ne souhaite pas s'étendre sur ces considérations générales. La lecture des documents suivants est probablement un premier pas vers l'utilisation plus sûre des réducteurs de mesure dans les réseaux. C'est l'espoir des membres du Groupe de Travail qui ont consacré de longues heures à déterminer le mieux possible l'état de l'art et les propositions pour un usage sans risque et une bonne spécification de ces matériels.

C. Dubanton.  
Chef de file du GT 23.07.

# Conventional Instrument Transformers behaviour in service

Introduction by C. Dubanton

Generally considered as a very simple equipment which cannot be the origin of an electrical transmission incident, the Instrument Transformers are often more or less neglected. Their main function of interfaces between the high voltage / high current circuit and measuring or protection systems contributes to consider them as a "ratio", may be with some disturbing effect, more than an electrotechnical equipment.

However, from time to time, some physical effects modify this impression : the saturation of cores distorts the shape of the wave, there appears some time constant, some frequency band width limits... It also happens that explosion reminds the existence of these apparatuses.

This document is a tentative synthesis of what is known now on the conventional - namely the paper-oil insulated - Instrument Transformers from the electrotechnical point of view and not at all from the measurement point of view. It is constituted of a series of seven chapters which were published successively in Electra.

It has to be noted that the technology which is under the scope is the most largely used in the world for high voltage and the number of pieces in service is probably of few millions. The Working Group 23.07 of CIGRE studied the faults on a sample of 136 000 of them. Such a number has led to a very large variety of types, technologies, installation conditions and maintenance...

Each chapter is self consistent, but it may be interesting to derive some general observations.

## 1. THE PAPER-OIL INSULATION

The main technical problem for an instrument transformer is to bring H.V. to earth (as a signal) or to connect high voltage to low voltage. This obliges to

the realisation of an insulation on a small physical distance. The use of paper-oil complex is very old and benefits from a large experience : it does not mean that the physical process of ageing, that the transient phenomena behaviour or the environment effects are fully known and solved. This very complex system where impurities, dimensions variations, time evolution, is the object of permanent scientific studies to improve the reliability and up to now, very few checking technics exist to be sure of the realisation. So, three main directions of actions have to be privileged :

- the known-how of the manufacturer based on a long experience,
- the checking technics defined by standards and performed with the best possible system or laboratory,
- the use of new survey technics which may be improved and which opens the door to some good diagnosis in service.

The different chapters show the different practical means to improve these main axes of work.

## 2. INSTALLATION OF I.T.'s

The I.T. is not only a porcelain candle with two terminals to bolt to high voltages circuit and a low voltage connector.

The transportation and erection has to take care of this inside specific contents. The position of the apparatus has to be looked at with regard to the high frequency high voltage stresses provoked by other equipment and by the presence of spark-gaps or lightning arresters.

These points are only short examples of the special attention to derive for describing precisely the conditions of use before any installation.

## 3. SURVEY AND MONITORING

Whatever may be the quality of the I.T. , it may happen some natural or exceptional stresses. This equipment, as the others, needs to be specially checked from time to time. Unhappily, it does not exist any easy way to check internal behaviour of I.T. in service. Few technics as oil sample analysis, hot points detection are described.

The success of these methods not yet completely assessed, but progressively some improvements are observed.

It is intended to limit the general considerations. The reading of the following papers is probably a first step to a better use of I.T. in networks. This is the hope of the WG members who devoted long hours to determine the best possible state of the art and the possible proposals for a use without any risk or for a good specification.

C. Dubanton.  
Convener of WG 23.07.

# I. Cadre de l'étude

## Résumé

C'est parce qu'un certain nombre d'incidents ont été observés dans plusieurs postes dans divers pays que le Comité Technique de la CIGRE a chargé le CE 23 de l'étude du comportement des réducteurs de mesure.

En associant les expériences de constructeurs et d'exploitants de réseau pendant les deux dernières années, il a été possible de publier un guide comprenant une série de documents. Chacun d'entre eux peut être considéré indépendamment des autres et leur articulation et contenu général sont décrits.

Le groupe de travail est constitué de :

M. Adolfsson, J. Berrosteguieta, A. Bossi, M. Carballeira, B. Clarke, M.A. Curi, C. Dubanton, V. Galea, I. Grambow, A. Jonnatti, L. Kasperek, Y. Kato, L. Kiss, H.J. Klein-Nibbelink, N. Korpouy, H. Lipken, O. Margreve, F. Mariani, R. Minkner, P. Moro, O. Muller, T. Praehauser, C. Romani.

## 1. INTRODUCTION

Les réducteurs de mesure ont su ou savent le plus souvent se faire oublier : ils sont considérés comme des éléments passifs, qui sont relativement peu chers par rapport au reste du matériel installé dans les postes et ils paraissent extrêmement simples. Ils sont en effet construits selon des principes physiques connus depuis des dizaines d'années sans qu'il y ait, apparemment du moins, d'évolution significative.

Cela est vrai jusqu'au jour où l'un d'entre eux brusquement projette des éléments dans un rayon de plusieurs dizaines de mètres. Ce rappel brutal de leur existence oblige à s'interroger sur ces appareils, leur construction, leur installation et leur surveillance.

Car on s'aperçoit alors du très grand nombre de ces appareils dans

un poste ; trois mesures de tension, trois mesures de courant sur chaque départ de ligne ou de transformateur, sur les sections de jeu de barres, ... font que l'on obtient des chiffres très importants, plusieurs dizaines de mille dans quelques réseaux. Si des incidents sont dus à des erreurs systématiques de conception, de fabrication ou d'installation, on imagine assez vite, par l'effet multiplicateur de l'étendue de la population, les difficultés où l'exploitant se trouverait.

Ces difficultés seraient d'autant plus grandes que ces appareils sont vitaux pour la conduite et la protection du réseau et que, par conséquent, leur disponibilité et leur précision doivent être parfaites.

Quelques "épidémies" se sont récemment déclarées : en réalité, il s'agit de quelques incidents sur quelques types d'appareils dans quelques installations. Mais il est très important de pouvoir définir de quel type de maladies il s'agit, si l'on peut y remédier facilement, si ces incidents resteront isolés ou sont susceptibles de se généraliser, si on peut ou doit prendre des précautions nouvelles d'emploi, en un mot, s'il y a ou non un vrai risque à utiliser les appareils actuels.

C'est pour cette raison que le Comité Technique de la CIGRE s'est intéressé à ce domaine et a demandé aux Comités d'Etudes de prendre en charge cette question.

Divers Comités d'Etudes ont donc collaboré à ce travail :

- Le Comité 23 "Postes" a formé le groupe de travail chargé de préciser l'étendue du problème et de proposer des solutions pratiques.
- Le Comité 12 "Transformateurs", le Comité 15 "Isolants", le Comité 34 "Protections", ont participé aux travaux en nommant des experts dans le groupe de travail 23.07 ou en se tenant régulièrement informés de l'avancement des tâches.

Depuis sa première réunion en 1985, le GT 23.07 a donc procédé à un diagnostic sur la technique des réducteurs conventionnels, objets des soucis rappelés plus haut, et a établi un dossier sur ces appareils essentiellement considérés comme des matériels électrotechniques de postes plus que comme des appareils de mesure, c'est-à-dire que le GT s'est attaché à tout ce qui concourt à la sécurité d'emploi (précision, caractéristiques à spécifier ...).

Le dossier préparé doit répondre aux nombreuses questions que se posent les utilisateurs : comment choisir ? Comment installer ? Comment transporter ? Comment connaître l'état d'un appareil ? Que faire sur les appareils jumeaux ? Comment les améliorer ? Comment les surveiller ? Pour répondre à toutes ces questions, il faut pouvoir associer défauts et technologies, défauts et conditions d'emploi ou contraintes, solutions et accidents.

Ces documents sont supposés pouvoir être utilisés indépendamment les uns les autres mais peuvent aussi être regroupés en un dossier complet rassemblant l'information pratique actuelle nécessaire pour une exploitation sûre des réducteurs de mesures.

## 2. LE DOSSIER "REDUCTEURS"

### 2.1. But et limites

La fonction d'un réducteur est de donner une information précise sur la forme et la valeur du courant ou de la tension pour activer les protections des réseaux en cas d'incident ou pour comptabiliser les transits d'énergie en régime normal.

Il ne sera cependant pas question dans ce dossier de cette fonction principale, d'ailleurs en général très bien précisée dans les documents internationaux sur ces grandeurs (Publications CEI entre autres).

Le seul aspect qui est traité est celui de la technologie de réalisation

# I. General considerations

## Summary

Account has been taken of isolated incidents which have been observed in some substations around the world, therefore the Technical Committee of CIGRE decided that SC 23 should be charged with studying instrument transformer behaviour.

Work carried out during the last 2 years has gathered together the experience of both users and manufacturers resulting in a series of documents. Each of them can be of use independently and their general content and organisation is explained.

The W.G. 23.07 is composed of :

M. Adolfsson, J. Berrostequieta, A. Bossi, M. Carballeira, B. Clarke, M.A. Curi, C. Dubanton, V. Galea, I. Grambow, A. Jonnatti, L. Kasperek, Y. Kato, L. Kiss, H.J. Klein-Nibbelink, N. Korpornay, H. Lipken, O. Margreve, F. Mariani, R. Minkner, P. Moro, O. Muller, T. Praehauser, C. Romani.

## 1. INTRODUCTION

Electrical networks operators could very often forget about the instrument transformers : they are considered as passive elements relatively low cost compared with the other equipment of the substations and seem to be very simple. They are indeed built according physical principles known for tens of years, without, apparently at least, significant evolution.

This is true up to the day where one of them fails suddenly, throwing pieces to distances of more than tens of meters. This violent disruption makes it necessary to reconsider these apparatus, their construction, installation and checking.

It becomes obvious that a great number of these instrument transformers (IT) exist in the substation ; three measurements of voltage and three current values on each line or transformer bay, bars sections, and conse-

quently that very large figures are obtained when counting the existing population, reaching more than tens of thousands in some utilities networks. If the failures are due to systematic mistakes in the design, manufacturing, or installation, it is easy to imagine the difficulties facing the utility operator, due to the multiplying effect of this large population number.

These difficulties will be all the greater as the apparatus is vital for the control and protection of the network and as consequently their availability and accuracy have to be perfect.

Few "outbreaks" have been recently observed ; in fact, it appears that there are some incidents in some types of IT in few installations. But it is very important to be able to define the type of the "disease", if an efficient "cure" can be proposed, if these incidents will remain isolated or are becoming more general, if new use procedures have to be taken, or, in short, if there is a true risk or not to use the present equipment.

This is the reason why the Technical Committee of CIGRE decided to look to this question and requested the Study Committees to take care of this field.

Different Study Committees collaborated to this work :

- Committee 23 "Substations" set up the working group commissioned for evaluation of the problem and proposal of practical solutions.
- Committee 12 "Transformers", Committee 15 "Insulation" and Committee 34 "Protections" took part in nominating experts in the W.G. 23.07 and following the progress of the tasks.

From the first meeting, in september 1985, the W.G. 23.07 has proceeded to diagnose the present state of the technology for conventional ins-

trument transformers and gathered a set of documents looking at them more as electrotechnical equipment than as measurement devices. However, this does mean that the W.G. has studied thoroughly all aspects in relation to the security of use rather than towards the measure or use performances (accuracy, specification, characteristics).

A series of documents is aimed to answer various questions : how to choose ? How to install ? How to transport ? How to know the internal conditions ? What to do with apparatus of the same series ? How to improve them ? How to check or to monitor them ? To answer all these questions, it is a need to evaluate defects and technologies, faults and use conditions or stresses, solutions and accidents.

It is expected that these documents will be useful independently but can be also grouped together in a complete file giving most of the present practical information needed for safe operation of instrument transformers.

## 2. THE "FILE" : INSTRUMENT TRANSFORMERS

### 2.1. Objectives and limitations

The main function of an IT is to give accurate information on the shape and value of current and voltage in order to activate the protection of the networks in case of failure and to give information to meter the power flow under permanent operating conditions.

However, in this file, there will be not any point in dealing with this main function, which can be considered anyway as very well defined in most of the international standards like IEC standards.

The only aspect which is dealt with concerns the technology associated

associée aux conditions d'environnement au sens large, c'est-à-dire comprenant toutes les contraintes extérieures électriques, climatiques, d'installation, d'exploitation, de montage, etc ...

De plus, compte tenu du souci déjà exprimé et lié à la sécurité, ou plutôt aux risques éventuels d'explosion, on se limite aux transformateurs en porcelaine dont l'isolation interne est réalisée avec du papier et de l'huile. Enfin, pour centrer encore plus explicitement ce dossier, il a été décidé de ne traiter que les transformateurs de postes utilisant ces techniques c'est-à-dire pour réseaux 60 kV et au-dessus, à l'exclusion des réseaux moyenne tension ou des réducteurs pour réseaux à courant continu.

## 2.2. Etat de la normalisation

Il ne s'agit pas non plus de reprendre les résultats déjà connus et rassemblés dans les règles de normalisation existantes. Certains pays ou exploitants possèdent leurs propres normes ; nous ne citerons comme références que les normes CEI, que nous supposons à minima respectées.

Il s'agit des normes CEI suivantes :

- Publication 185 : Transformateurs de courant (1987)
- Publication 186 : Transformateurs de tension (1987)
- Publication 44-3 : Réducteurs de mesure, partie 3 : Combinés de mesure (1980)
- Publication 44-4 : Réducteurs de mesure, partie 4 : Mesure des décharges partielles (1980).

Le Comité 38 de la CEI a mis récemment en place 3 groupes de travail : le G.T. 21/22 révisé la publication 185 et la publication 186 ; le G.T. 24 doit réviser la Publication 44-4 (voir ci-dessus) alors que le G.T. 23 doit préparer un projet pour les transformateurs de tension électroniques.

Des compléments pour des particularités régionales ou d'exploitation ont été publiés dans différents pays ; néanmoins, on ne les considérera pas de portée générale sauf s'ils sont en cours d'étude dans les Comités CEI concernés.

## 2.3. Thèmes généraux abordés

Il est toujours difficile d'apprécier le type d'information dont le lecteur a

besoin. On s'est attaché à donner en pratique des informations successives pouvant le cas échéant être considérées plus ou moins indépendamment les unes des autres, et permettant de prendre, si nécessaire, des décisions concrètes opérationnelles. On a, de plus, cherché à donner des éléments permettant de mieux comprendre le pourquoi de ces phénomènes.

On a donc cherché à décrire exactement les technologies des réducteurs de mesure. Peut être superflue pour les spécialistes, cette partie devrait permettre de mieux comprendre les causes des incidents, les différences de comportement entre appareils, les dispositions à prendre en cas d'incidents qui ne sont évidemment pas du même type selon la conception, et l'éventuel intérêt de telle ou telle méthode de surveillance. Cette partie, peut être un peu longue, doit être considérée comme un dictionnaire et peut servir de référence à toute action concernant les réducteurs.

La seconde question qui vient immédiatement à l'esprit concerne la connaissance des événements accidentels existant en réseau et leur comptage. Une enquête sur les incidents et un traitement statistique permettant de quantifier le risque doit donc être entreprise.

Une telle enquête a débuté et a permis de donner des orientations et des estimations. Elle est très longue et demande beaucoup de soins et d'analyses ; ce serait en effet une erreur de se contenter de lister des incidents sans les classer, les interpréter, les expliquer et les rapporter aux conditions d'emploi ou d'installation. On sait qu'une liste brute de tels incidents donnent de très mauvaises informations sur les appareils et peuvent conduire à des décisions hérétiques : il suffit d'imaginer un lot de transformateurs d'un constructeur mal stocké durant quelques mois près d'un site et donnant ensuite des incidents en série pour condamner un type de fabrication de la manière la plus absurde. Ces considérations expliquent la prudence avec laquelle le groupe de travail a considéré ce point et la démarche utilisée en deux étapes ; une première estimation permet de classer les incidents en types majeurs significatifs et permet une estimation de l'ordre de grandeur du nombre de défaillances

observées rapportées à la population grossièrement évaluée. C'est cette première étape qui sera présentée maintenant. En complément, une seconde étape est prévue faisant la synthèse de toutes les informations interprétées recueillies. Ceci devrait donner ultérieurement, si c'est nécessaire, toutes les précisions que l'on pourrait souhaiter.

A partir de la connaissance des technologies et des incidents, il devient simple de proposer des méthodes d'amélioration.

L'une de ces méthodes consiste à disposer, au moment de la fabrication, d'un système d'assurance qualité et de contrôle de fabrication élaboré. Ces méthodes existent et sont utilisées par des constructeurs ; elles seront exposées ultérieurement, malgré leur importance moyenne.

Avant, pendant ou après l'installation sur site, il faut disposer de moyens permettant de savoir quel est l'état de l'appareil : c'est l'objet d'un des documents.

Existe-t-il des conditions exceptionnelles créant des contraintes que le réducteur aura à supporter et pour lesquelles il devra être conçu ou bien contre lesquelles il devra être protégé ? C'est l'objet d'un des documents suivants (conditions particulières d'emploi).

Enfin, compte tenu de toutes ces informations, comment peut-on améliorer les spécifications de la normalisation si l'on jugeait effectivement de cette nécessité ? C'est ce que propose un prochain document ("Essais complémentaires : essais de longue durée").

## 2.4. Le dossier final

Dans ces conditions, le dossier devra comprendre les documents suivants :

- Cadre de l'étude
- Principes de réalisation
- Enquête sur incidents
- Contrôle et assurance qualité
- Contrôle et surveillance en service
- Conditions particulières d'emploi
- Essais complémentaires : essais de longue durée
- Autres technologies et développements futurs.

La publication successive de ces documents est prévue dans *Electra*.

with service condition in the larger aspect and including every electrical, environmental, usage, monitoring conditions, etc...

Furthermore, taking care of the reasons for the setting up of the W.G. and specially for safety aspects, we limit the field of the W.G. investigations to IT using porcelain, with internal insulation of oil and paper.

Finally, to concentrate more detail in this "file", it was decided to consider only transformers of substations using this technique for 60 kV and above networks, excluding medium voltage networks and DC current IT.

## 2.2. State of the standards

There is obviously no need to repeat results already known and gathered in the existing standards. Some countries and utilities issued their own regulations ; references will be however mentioned only to IEC standards, which will be supposed to be considered à minima.

These standards are the following :

- Publication 185: Current transformers (1987)
- Publication 186: Voltage transformers (1987)
- Publication 44-3: Instrument transformers, part 3 : Combined transformers (1980)
- Publication 44-4: Instrument transformers, part 4 : Measurement of Partial Discharges (1980)

IEC TC 38 has recently set up three working groups : WG 21/22 revises Publication 185 and 186; WG 24 has been charged to revise Publication 44-4 (see above) while WG 23 has to prepare a draft for electronic voltage transformers.

Some complements for regional or special exploitation conditions were issued in various countries ; nevertheless, these will not be considered as of general application, unless studied in the relevant IEC Committees.

## 2.3. General description of the "file"

It is always difficult to appreciate the variety of information and of

knowledge needed by the readers. So as a practical issue, it was tried to give successive data which might be considered more or less as independently and allowing for concrete decisions. It was also a purpose of these documents to give large background for a more comprehensive appreciation of the problems and a solidly based decision of operators.

That is the reason for which a detailed description of the technologies is given. Although seeming to be superfluous for specialists, this part may help understanding the causes of incidents, the differences of behaviour between equipments, the special cares related to types and designs and the eventual need of special monitoring or checking methods. This paper may be considered as a kind of dictionary, even if rather long, and may be used as a reference for action concerning IT.

The second question which comes immediately to mind is the knowledge of the accidental events in networks and a countdown of the numbers involved. An inquiry about failures and a statistical treatment for evaluating the risk had to be undertaken.

Such an inquiry has been started and the first result is to give orientations and estimations. It is obviously long and requires a lot of care and analyses ; it would certainly be a mistake to list only the incidents without classification, interpretation, explanations and correlations with use and installation conditions. It is known that such a rough list of incidents gives very misleading information on the apparatus and may lead to wrong decisions : it is simple to imagine, for example, that a sample of transformers from one manufacturer badly stored or transported giving a series of incidents leading to the absurd conclusion that a type of design is inadequate. These considerations explain the prudence with which the W.G. treated this point and the two step process is used ; a first estimate allows for a classification of significant incidents and causes and for an

estimate of the order of magnitude of the observed number of failures related to a roughly estimated population. Only this first step is considered now, as recorded data. A complementary second step with a precise analysis of all the gathered and interpreted information of failures is going on, leading to necessary future decisions.

From this point, having listed technologies and estimated the significant incidents, it may become possible to propose improvement methods.

One of the steps consists of the application of quality control and assurance during the manufactures. These methods adapted to the IT are used by manufacturers and will be discussed in the future, but it is one of the most important points.

Before, during and after erection on site, it is necessary to have means to know the conditions of the apparatus : this is the objective of one of the papers to be issued.

Do particular conditions or stresses exist that the IT will have to support and for which it has to be designed or protected ? This will be the object of documents to be published later (titled "Particular conditions of use").

Lastly, taking note of all these to date, how to improve specifications and standards, if it appears necessary ? That is the proposal which will be issued as soon as available (titled "Complementary for tests : life tests").

## 2.4. The resulting "file"

Taking all this into account, the file will contain the following papers :

- General considerations ;
- Design and construction ;
- Failure survey ;
- Quality control and assurance ;
- Checking and monitoring ;
- Particular conditions of use ;
- Complements for tests : life test ;
- Other technologies and future developments.

It is planned to issue all these papers successively in Electra.

## II. Principe de réalisation

D'évidentes différences apparaissent lorsque l'on étudie les défaillances des réducteurs de mesure selon les technologies de conception ou de fabrication. L'expérience de plusieurs dizaines d'années montre que certaines techniques présentent une sensibilité particulière à certains événements ou au vieillissement. Cela est généralement connu et pris en compte par les constructeurs, dans les règles de l'art, pour la fabrication. Il faut aussi savoir que la conception d'un système complexe est toujours un compromis entre des exigences contradictoires et que tout changement peut avoir de sévères conséquences pour le fonctionnement de l'ensemble. Si l'on tient compte de toutes les expériences, il devient très difficile d'affirmer qu'une technologie est meilleure qu'une autre ou qu'un type est totalement inadapté. Au contraire, il apparaît très clairement qu'une technologie choisie par un constructeur selon ses propres critères peut être excellente pour l'un et inadaptée pour l'autre, selon sa propre expérience ou les procédés de fabrication qu'il a développés.

Conservant cela à l'esprit, ce document fournit une liste des technologies actuelles attirant spécialement l'attention sur les points particuliers pouvant entraîner des défaillances.

Cela concerne tous les types de réducteurs (IT) à savoir :

- Transformateurs de courant (CT)
- Transformateurs de tension (VT)
- Transformateurs de tension bobinés (MVT)
- Transformateurs de tension capacitifs (CVT)
- Diviseurs de tension à sortie électronique
- Systèmes de mesures de tension et de courant associés
- Transformateurs combinés (MVT + CT)

- Transformateurs de courant à prise capacitive

Tous ces appareils peuvent faire appel à des technologies différentes en ce qui concerne la partie active, le système d'isolation ou les parties auxiliaires. Ces trois domaines seront analysés successivement et l'on donnera un très bref aperçu sur une possibilité d'amélioration de la sécurité.

### 3.1. Description

Pour les transformateurs de courant (CT), le constituant fondamental est un noyau magnétique avec des enroulements primaires et secondaires donnant le rapport de transformation du réducteur. Le primaire est soumis aux forts courants et à la haute tension et doit être isolé du secondaire qui se trouve très généralement au potentiel de terre. Le problème technologique fondamental est de supporter toutes les contraintes diélectriques des réseaux entre les enroulements primaires et la sortie de mesure, dans un petit volume, sans introduire aucune perturbation de l'extérieur quelles que soient les conditions environnantes.

Le problème est de placer l'enroulement secondaire par rapport à la haute tension. Deux idées principales sont alors utilisées : ou bien «descendre» le conducteur haute tension au sol (type épingle ou à ceillet) ou bien «monter» l'enroulement secondaire vers le haut, au potentiel (type inversé). Toutes ces techniques et leurs conséquences sur la conception seront décrites. Pour supporter la tête à la haute tension, on utilise une porcelaine : là aussi les différentes techniques seront décrites, conduisant selon les cas à différents comportements sur incidents.

Pour les transformateurs de tension (VT), un ou plusieurs noyaux magnétiques sont utilisés (MVT) et les problèmes d'isolation sont analogues à

ceux décrits ci-dessus pour les CT; pour les diviseurs capacitifs de tension, le problème est d'une autre nature et il faut assurer une distribution uniforme de tension le long de la colonne de capacités en série, dans tous les cas de contraintes (basse fréquence, haute fréquence, pollution...). Des détails de construction seront alors donnés pour la plupart des familles de problèmes.

### 3.2. Les parties actives

#### 3.2.1. Schéma des réducteurs de mesure et définitions des isolateurs

En première étape, et à des fins de classification, on divise le réducteur en 2 parties, l'une étant la partie «traversée» servant à répartir le champ électrique, l'autre étant la partie «transformateur» avec un ou plusieurs noyaux pour obtenir les tensions ou courants spécifiés au secondaire.

Dans les schémas (Figs. 1 à 9), le point commun pour la conception des différents réducteurs est le dimensionnement de l'isolement des parties contraintes par les tensions maximales en essais ou en service. Un second facteur jouant sur la coordination de l'isolement est la conception de l'enroulement primaire.

L'isolation interne de l'enroulement primaire entre la borne P1 et l'enveloppe liée à la borne P2 doit supporter une surtension de cette enveloppe au potentiel, par rapport à la terre ou l'enveloppe au sol sans défaut de l'isolation (Tableau I).

(P1 = borne primaire isolée de l'enveloppe)

P2 = borne primaire connectée à cette enveloppe).

Pendant la surtension ou l'amorçage externe :

## II. Design and construction

When studying the failures of the instrument transformers, obvious differences appeared according to the technologies used for design and construction. It appears that experience gained during decades shows that certain techniques have a special sensitivity to events or ageing. This is generally known and taken into account by the manufacturers as the rules of the art of construction. It must be observed also that a design of a complex system is always a compromise between contradictory exigencies and such that any change may severely impair the functioning of the whole. Taking care of all the experiences it appears that it is difficult to assess that one technology is better than another or that a type is irrelevant. On the contrary, it seems very clear that one technology selected by a manufacturer according to its own criteria may be convenient for one of them and inconvenient of another according to its own experience and the special construction process he developed.

Taking all into account, this part lists all the present technologies drawing attention to specific points giving possible failures. It concerns all types of Instrument Transformers (IT), explicitly :

- Current transformers (CT)
- Voltage transformers (VT) :
- Magnetic voltage transformers (MVT)
- Capacitive voltage transformers (CVT)
- Voltage dividers with electronic devices
- Systems of current and voltage measuring devices
- Combined transformers (MVT + CT)
- Current transformers with capacitive tap.

All these systems may differ in the technology concerning the different

parts : active, system insulation, auxiliary parts. These three subjects will be looked at successively and some brief information will be given about the possible improvement of safety.

### 3.1. Description

For CTs, the basic technology is a magnetic core with primary and secondary windings giving the ratio of the IT. The primary subjected to high current and high voltage has to be insulated from the secondary winding which is generally at the ground voltage. The basic technological problem is to withstand all the dielectric stresses of the networks between primary windings and measurements output in a small volume without introduction of any disturbances from outside whatever may be the environmental conditions.

The problem is the location of the secondary windings to the high voltage. Two main ideas are possible : either to bring the HV line to ground (hair pin or eye bolt) or mount the secondary winding to the top at HV (inverted type). All these techniques and their consequences on the design will be given later. For supporting the top chamber at high voltage, porcelain is used : the different techniques are described, giving eventually some differences in case of failures.

For VTs, either one more magnetic cores are used (MVT), and the problems of insulation are analogous to the ones described for CTs, or a capacitive voltage divider issued in which the problem changes to a uniform stress distribution along a column of capacitances in series taking care of all the cases of stresses (low frequency, high frequency, pollution...). Details of construction are thus given for the main generic problems.

### 3.2. Active parts

#### 3.2.1. Schematic drawings of instrument transformers and insulation definition

As a first step for a classification purpose, we can divide the IT into two parts, one being the bushing part for grading electric high voltage field and the other being the transformer part with core or cores to achieve a specified voltage or current on the secondary side.

In the schematic drawings (Fig. 1... Fig. 9), the common design aspect of the different instrument transformers is the insulation of the stressed parts by the applied testing and continuous maximum system voltages. Another factor of the insulation coordination is the design of the primary winding.

The internal insulation of the primary windings and the insulation between the primary terminal P1 and the head have to withstand a direct flashover from the head to earth or to the bottom tank without any insulation fault or break down (Table I)

(P1 = primary terminal insulated from the head)

P2 = primary terminal directly connected to the head)

During the flashover :

- a) a voltage drop  $\Delta u$  ( $\hat{u}$ ) between P1 and P2 stresses the internal and external (insulation P1... head) insulation and
- b) in function of the peak value of the asymmetrical short-time current, mechanical forces stress the insulation and the mechanical arrangement of the CT.

The stresses (a) can be checked with a chopped wave with full system voltage in any high voltage laboratory, but the stresses (b) can only be checked

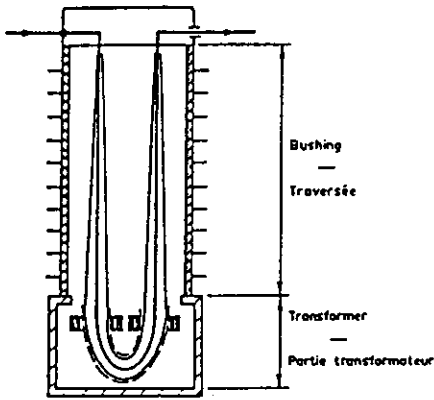


Fig. 1a - Type «épingle».  
Fig. 1a - Hair-pin design.

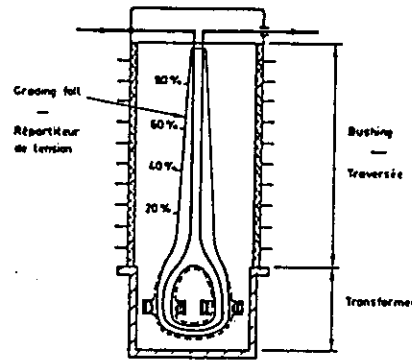


Fig. 1b - Type «œillet».  
Fig. 1b - Eye-bolt design.

Fig. 1 - CT en cuve à la terre.  
Fig. 1 - Dead-tank CT design.

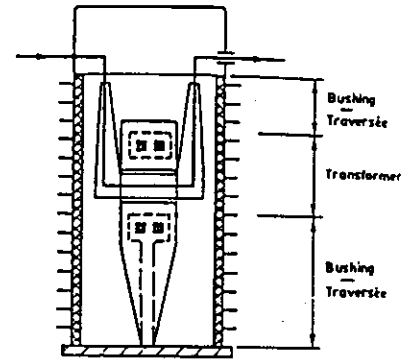


Fig. 2 - Disposition en cascade diélectrique.  
Fig. 2 - Dielectric cascade arrangement CT.

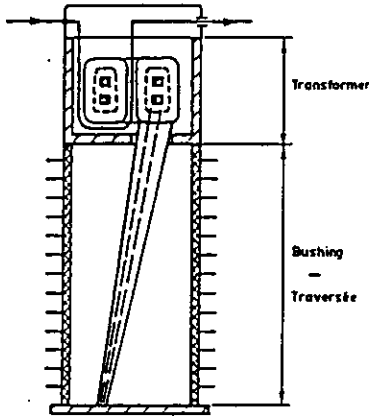


Fig. 3a - «Stützer type».  
Fig. 3a - "Post type".

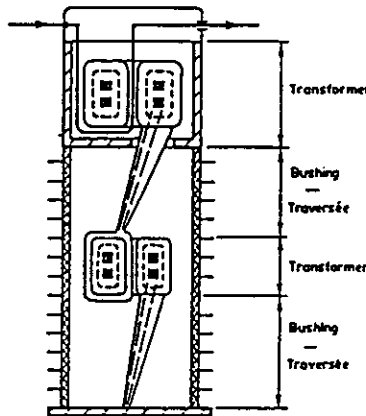


Fig. 3b - Cascade magnétique.  
Fig. 3b - "Magnetic cascade".

Fig. 3 - Type inversé.  
Fig. 3 - Live-tank CT (inverted type).

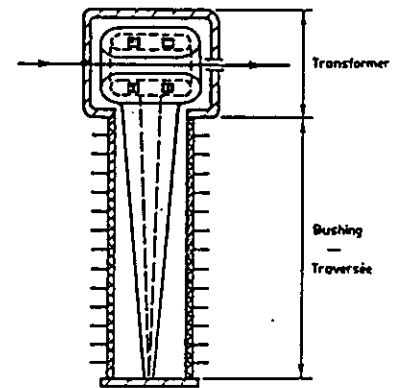


Fig. 4 - TC à barre primaire transversante.  
Fig. 4 - Bar primary live tank CT.

TABLEAU I. Diagramme d'un CT sous contraintes haute fréquence.

Transformateur de courant	Schémas	Exigences spéciales	Schéma équivalent
Faible réactance pour l'impédance impulsionnelle du circuit primaire	Fig. 4 et 8	Aucune	
Réactance élevée pour l'impédance impulsionnelle du circuit primaire	Fig. 1, 2 et 3	L'isolement du conducteur primaire peut être contraint s'il n'est pas protégé	

a) la chute de tension  $\Delta u(t)$  entre P1 et P2 contraint l'isolation interne et

externe (isolement de P1 par rapport à la cuve) et

b) des efforts mécaniques, fonction de la valeur de crête du courant asymétrique de courte durée, s'appliquent aux isolations et aux supports mécaniques du CT.

La tenue aux effets (a) peut être vérifiée en appliquant une onde coupée sous la pleine tension de service dans tout laboratoire haute tension, mais la tenue aux efforts (b) ne peut être vérifiée que dans un laboratoire de puissance avec haute tension.

Un autre facteur de fiabilité est une bonne coordination de l'isolement dans différentes parties.

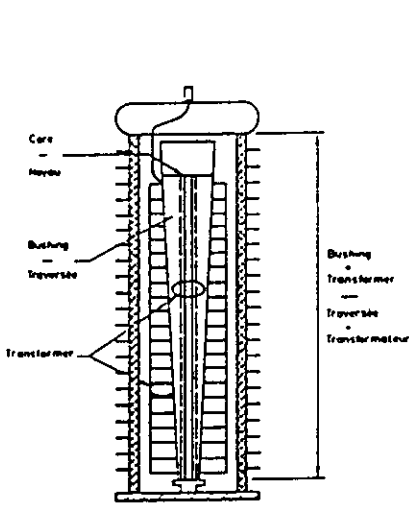


Fig. 5a - Transformateur de tension à circuit magnétique ouvert et enroulement primaire en galette.  
Fig. 5a - Open core with disc windings.

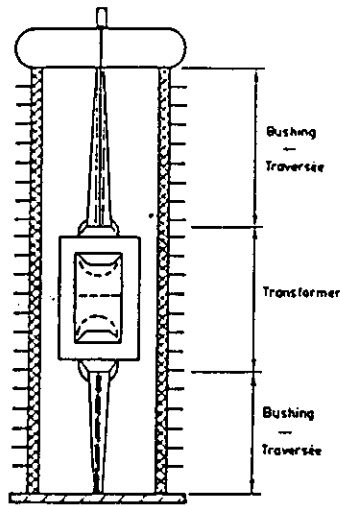


Fig. 5b - Transformateur de tension avec deux bobines primaires en couche.  
Fig. 5b - Cascade with two layers windings.

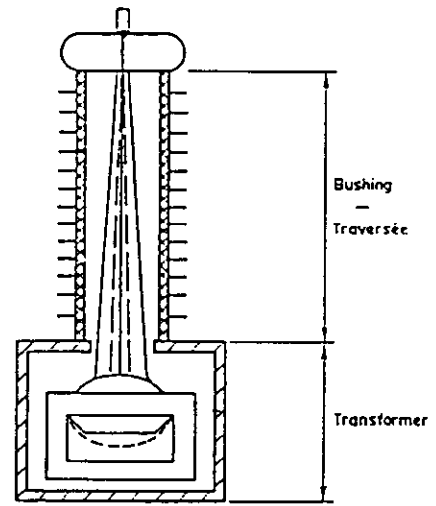


Fig. 6 - Type Tt à une seule bobine primaire en couche.  
Fig. 6 - Dead tank MVT with one stage layer windings.

Fig. 5 - MVT.  
Fig. 5 - MVT.

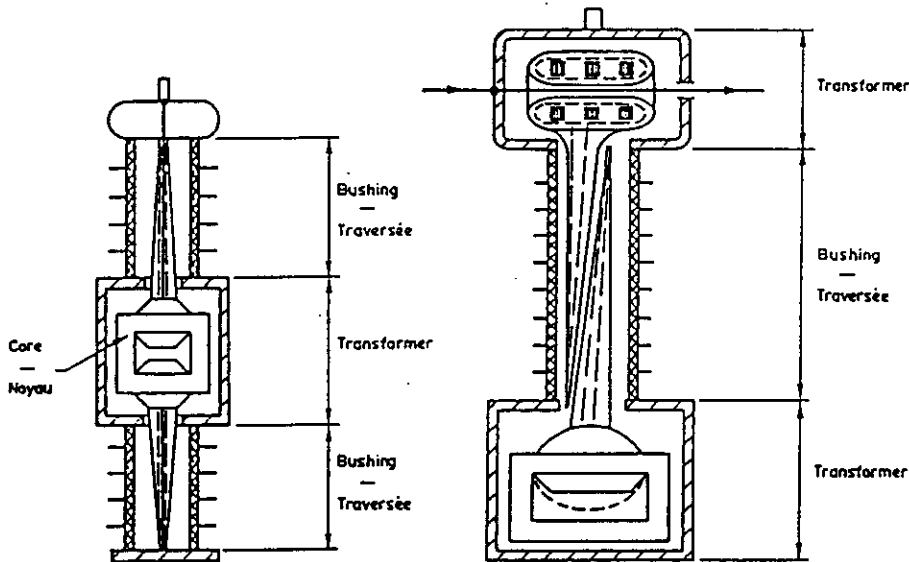


Fig. 7 - Tt à 2 bobines primaires en couche et curve au potentiel.  
Fig. 7 - Live-tank MVT. Cascade with two stage layer-windings.

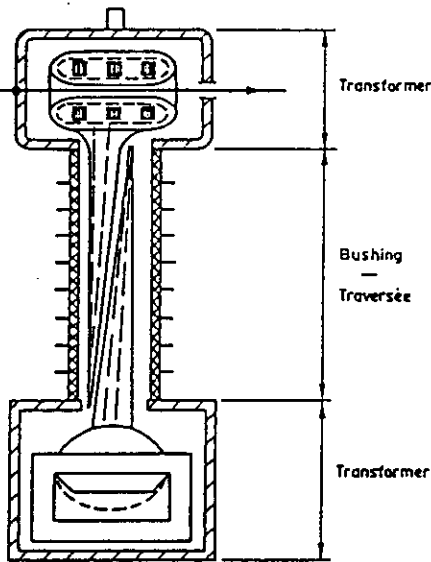


Fig. 8 - Type « combiné de mesure ».  
Fig. 8 - Combinet IT; live-tank CT and dead tank MVT.

ked in a high current/high voltage laboratory.

Another factor for the reliability is the insulation coordination of different parts.

**3.2.2. Cores for CTs and winding arrangements**

The basis for the electro-magnetic functions of the cores and of the winding arrangements is the equivalent circuit.

It is possible, by analysis of this equivalent scheme to derive 9 main observations :

1.  $R_p$  and  $L_p$  have no influence on the measurement functions of a CT (when we accept the equivalent circuit of Fig. 10).
2.  $R_p$  and  $L_p$  are negligible for the bar primary (live tank) CT design.
3. The short-circuit forces on the primary winding arrangements are a function of the current  $I_p$  and the primary inductance  $L_p$ . Some CTs are filled with sand — in addition to the insulation liquid — for mechanical stabilization and reduction on the insulation liquid quantity.
4. The temperature rise in the CT is a function of  $I_p^2 \cdot R_p$ . Special cooling and primary conductor designs are successfully in service (laminated primary conductor for oil circulation and for reduction of eddy current losses).
5.  $(I_p - I_s)$  is the exciting current of the core. For measurement applica-

TABLE I. Schematic diagram of CT for H.G. stresses

Current transformers	Schematics drawings	Special requirements	Equivalent scheme
Low reactance of primary loop impulse impedance	Fig. 4 and 8	None	
High reactance of primary loop impulse impedance	Fig. 1, 2 and 3	The insulation of the primary conductor may be stressed if not protected	

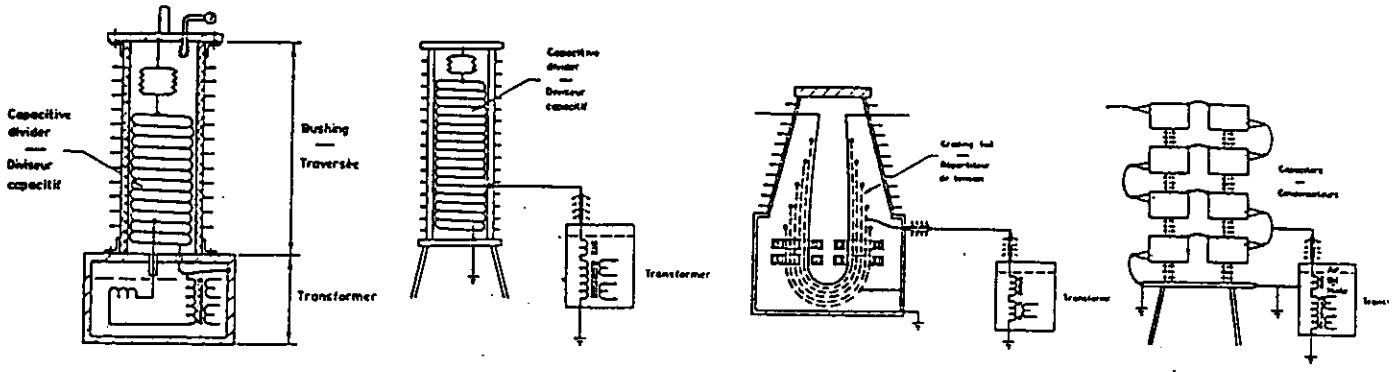


Fig. 9a - CT.

Fig. 9a - Composite type.

Fig. 9b - CVT à élément séparé.

Fig. 9b - Non-composite type.

Fig. 9c - TC à prise capacitive accordée.

Fig. 9c - CT combined with CVT.

Fig. 9d - CVT à élément séparé.

Fig. 9d - Christmas tree CVT.

Fig. 9 - CVT

Fig. 9 - CVT

**3.2.2. Circuits magnétiques des CT et dispositions des enroulements**

Il est pratique de considérer le circuit équivalent de la Figure 10.

Il est alors possible, par l'analyse de ce schéma, de faire 9 observations principales :

1.  $R_p$  et  $L_p$  n'ont pas d'influence sur les fonctions de mesure du CT (dans la limite du circuit équivalent de la Figure 10)
2.  $R_p$  et  $L_p$  sont négligeables pour un CT de type inversé (cuve ou potentiel)
3. Les forces dues aux courts-circuits sur le circuit primaire sont fonction de  $I_p$  et  $L_p$ , inductance du circuit primaire. Quelques CT sont remplis de sable en complément du liquide d'isolation pour une stabilisation mécanique et une réduction de la quantité de liquide.
4. L'échauffement dans le CT est une fonction de  $I_p^2 \cdot R_p$ . Quelques appareils ayant un refroidissement spécial et une conception particulière du conducteur primaire sont en service sans incidents (conducteur primaire feuilleté pour la circulation de l'huile et la réduction des pertes par courants de Foucault).
5.  $(I_p - I_s)$  est le courant magnétisant le circuit magnétique. Pour la mesure, le but est de concevoir le circuit magnétique pour conserver la valeur  $I_p - I_s$  à l'intérieur de certaines limites. Ce peut être réalisé en évitant certains entrefers ou en utilisant des matériaux magnétiques spéciaux (acier à grains orientés, permalloy...)

TABLE II. Diagramme équivalent VT sous contraintes haute fréquence.

Transformateur de tension	Schémas	Exigences spéciales	Schéma équivalent
Enroulements discoïdes	Fig. 5a	Certains disques doivent présenter une capacité $C_p$ avec isolement élevé	
Enroulements en couches	Fig. 5b, 6, 7 et 8	Non. La capacité parasite des couches permet une distribution satisfaisante	

Ces circuits magnétiques de mesure sont en anneaux et réalisés d'une bande de matériau magnétique enroulé en spirale (comme un ressort de montre). Ils peuvent équiper les CT des figures 1a, 2, 3, 4 et 8.

Pour certains types «en œillet» (Fig. 1b), le circuit est coupé et renforcé par des résines epoxydes. Les entrefers sont limités en polissant les surfaces pendant la fabrication.

6. Les circuits en anneau peuvent présenter des entrefers, si des exigences spéciales sont demandées pour une réponse sans saturation en cas de défauts en courant asymétrique.
7. Une attention particulière doit être portée à une bonne coordination entre l'isolement interne ( $U_i$ ) et l'isolement externe ( $U_e$ ) des bornes.

8. L'inductance de fuite secondaire,  $L_s$ , doit être très basse. Certaines dispositions, comme la barre primaire traversante, donnent une valeur nulle. S'il y a plusieurs bobines ou d'autres dispositions du circuit primaire, il peut être plus difficile de diminuer cette valeur. Cela peut prendre de l'importante en régime transitoire haute fréquence.

9. La valeur de la résistance  $R_s$  dépend du nombre de tours (rapport du CT) et de la charge spécifiée pour une précision garantie du rapport. La constante de temps du circuit secondaire et la dissipation thermique maximale sont 2 autres critères de dimensionnement pour la valeur  $R_s$ .

**3.2.3. Les connexions dans les CT et MVT**

Pour réduire le risque de rupture des porcelaines qui serait dû à un arc

tions, the objective is the core design which must be within certain limits to keep the value ( $I_p - I_s$ ). This is realized by avoiding air gaps in the core and by using special magnetic materials (grain orientated, steel, permalloy,...).

The core designs for measurement are ring-core type constructions and made of strip magnetic material wound in spiral form (like a clock spring). They can be fitted in the CTs designs (Figs. 1a, 2, 3, 4 and 8).

For some eye-bolt design (Fig. 1b) epoxy reinforced cut ring cores are used. Air gaps are reduced by grinding and polishing the surfaces during the manufacturing process.

6. The ring-core type construction may have air gaps if special requirements exist in the response of the CTs to asymmetrical fault currents (to reduce remanence).

7. Special attention must be paid to a certain coordination between the internal winding insulation system ( $U_c$ ) and the external insulation ( $U_T$ ) of the terminals.

8. The secondary leakage, expressed by  $L_s$ , has to be very low. Some constructions as bar primary CTs give zero value. When there are several cores or other arrangements of primary windings it may be more difficult to reduce this value. This might be of importance for transient performance.

9. The resistance value  $R_s$  of a core depends on the number of turns (ratio of the CT) and on the specified burden with a guaranteed accuracy of the ratio. The time constant of the secondary circuit and the maximum heat dissipation are two further design criteria for the  $R_s$  value.

**3.2.3. Connections in CTs and MVTs**

To reduce the risk of porcelain breaking due to an internal fault, the connection to ground or to potential must be able to carry a short circuit current without melting and the connection should not be destroyed by the short circuit current forces.

**3.2.4. Screen in MVTs**

An important item in the construction of an MVT is the application of an earthed screen between the last layer

TABLE II. Equivalent diagram of VTs for H.F. stresses.

Voltage transformers	Schematics drawings	Special requirements	Equivalent scheme
Disc windings (open-core design)	Fig. 5a	High capacitance $C_p$ insulation design for a certain number of disc-windings	
Layer-windings	Fig. 5b, 6, 7 and 8	None: The layer windings capacitance is responsible for a good voltage distribution	

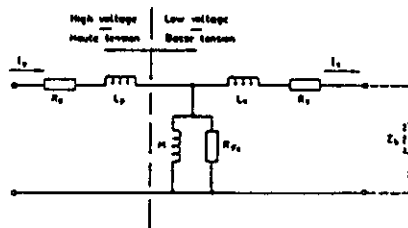


Fig. 10 - Circuit équivalent

- $I_p$ : courant primaire
- $I_s$ : Courant secondaire
- $R_p$ : Résistance du circuit primaire
- $L_p$ : Inductance de fuite du circuit primaire
- $M$ : Inductance de couplage
- $R_{Fe}$ : Résistance équivalente pour l'hysteresis et les courants de Foucault dans le circuit magnétique
- $L_s$ : Inductance de fuite du secondaire
- $R_s$ : Résistance des enroulements secondaires
- $Z_b = R_b + i\omega L_b$ : impédance of the burden

Fig. 10 - Equivalent circuit

- $I_p$ : primary current
- $I_s$ : secondary current.
- $R_p$ : Resistance of the primary conductor
- $L_p$ : Primary leakage inductance
- $M$ : Coupling inductance
- $R_{Fe}$ : Equivalent resistor for hysteresis and eddy losses in the core
- $L_s$ : Secondary leakage inductance
- $R_s$ : Resistance of the secondary windings
- $Z_b = R_b + i\omega L_b$ : Impedance of the burden

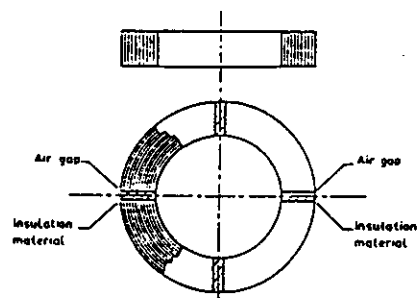


Fig. 11 - Circuit magnétique en anneau avec entrefers.

Fig. 11 - Ring-core type construction with air gap.

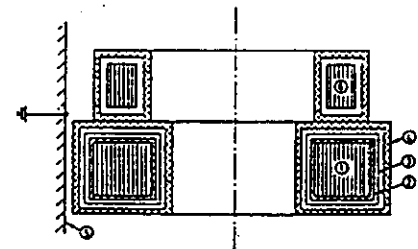


Fig. 12 - Anneau avec enroulement et isolation.

- 1 : noyau magnétique
- 2 : isolement - noyau/enroulement secondaire
- 3 : enroulement secondaire : 2 couches
- 4 : isolement - enroulement secondaire/écran et enroulement secondaire de la première bobine/seconde bobine
- 5 : écran à la terre
- 6 : seconde bobine

Fig. 12 - Ring core with winding and insulation.

- 1 : core
- 2 : insulation - core/secondary winding
- 3 : secondary winding; two layers
- 4 : insulation - secondary winding/earth shield and secondary winding first core/second core
- 5 : earth screen or earth shield
- 6 : second core

winding of the HV-winding and the secondary windings to reduce the penetration of transient overvoltages from the primary winding to the secondary windings.

**3.2.5. CVT arrangements**

In CVTs, the risk of porcelain breakdown due to internal failure is relatively low as the potential distribution along the insulator is not affected by external phenomena (i.e. contamination)

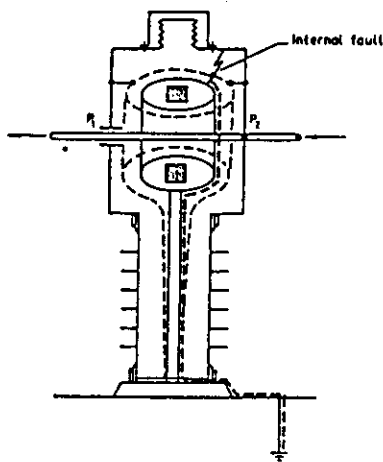


Fig. 13 - Connexion vers la terre dans un CT à cuve à la terre transversante.

Fig. 13 - Connection to earth in a dead-tank CT.

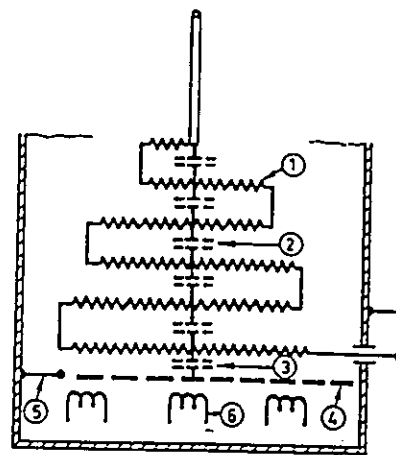
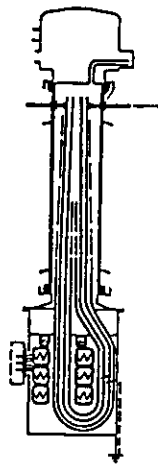


Fig. 14 - Circuit équivalent; MVT avec écran.

1 : enroulement en couche  
2 : capacité naturelle entre 2 couches  
3 : capacité naturelle entre la dernière couche et l'écran

4 : écran  
5 : connexions de terre à faible inductance

6 : enroulements secondaires

Fig. 14 - Equivalent circuit; MVT with screen.

1 : layer winding  
2 : natural capacitance between two layer windings

3 : natural capacitance between the last layer winding and screen

4 : screen

5 : low inductance earth connections

6 : secondary windings

électrique à l'extrémité de la couche (Fig. 17).

2 — Isolement avec papier à câble (voir Fig. 16 pour la partie traversée).

3 — Isolement avec barrière et conduits d'huile (Fig. 18).

Pour les CVT, la conception de l'isolement des capacités se fait selon 2 types :

1 — Élément simple. Capacité avec 2 électrodes (Fig. 19).

2 — Élément double. Capacité avec 3 électrodes (Fig. 20).

Dans les 2 cas ci-dessus, le diélectrique est constitué de papier pour capacité imprégné à l'huile. Plus récemment, le «diélectrique mixte», constitué de couches successives de papier et de feuille plastique a été introduit. La capacité peut dépendre de la pression des papiers.

### 3.3.2. Système de répartition de tension

Un point important à considérer pour la conception de l'isolement principal est certainement la manière dont

interne, les connexions à la terre ou au potentiel doivent pouvoir supporter le plein courant de court-circuit sans fondre ni être détruit par les efforts mécaniques dus à ces courants (Figs. 13 et 14).

### 3.2.4. Ecrans des MVT

L'une des dispositions importantes à contrôler pour la fabrication d'un MVT est l'utilisation d'un écran mis à la terre entre la dernière couche de l'enroulement haute tension et les enroulements secondaires; ceci permet de réduire la transmission de surtensions transitoires depuis l'enroulement haute tension vers les enroulements secondaires.

### 3.2.5. Dispositions pour les CVT

Dans les CVT, le risque de rupture des porcelaines à la suite d'arc interne est généralement très faible car la répartition du potentiel le long de l'isolement n'est pas perturbée par des phénomènes extérieurs comme la pollution, du fait de la présence d'éléments capacitifs empilés.

Normalement, la destruction de l'un des éléments n'est pas suivi immédiatement de la destruction des autres.

De plus, le diviseur est souvent composé de plusieurs sections séparées en série de manière à ce que le court-circuit de l'un n'entraîne pas l'apparition du plein courant de court-circuit.

### 3.2.6. Résumé pour les parties actives

En bref, si l'on veut relier un incident à des événements possibles en

réseau les points les plus importants à vérifier sont les suivants :

- La forme du circuit primaire
- La disposition de la partie «traversée isolante» et les écrans
- La répartition de tension

### 3.3. Isolation interne

#### 3.3.1. Les composants de l'isolation interne

Pour les transformateurs de courant (voir les schémas Figs. 1 à 4 et 8), l'isolation commune (Fig. 16) entre la haute tension et la terre est réalisée de papier à câble ou de papier kraft.

Les différentes dispositions sont rappelées figure 15.

On remarque que le système 2.1. (voir Fig. 15, système hermétiquement scellé et à huile saturée en gaz) a une tension d'apparition de décharges partielles basse si la pression de l'huile est inférieure à 0,9 bar.

A chaque endroit de l'isolement d'un réducteur de mesure, la pression de l'huile est fonction de la pression de gaz à ce niveau de l'huile et de la hauteur de la colonne d'huile. Pour quelque types, les points d'égale contrainte sur l'isolation (donc avec le même comportement) ont un seuil d'apparition des décharges partielles au bas de la partie active supérieur à celui du haut de cette partie active.

Pour les MVT à enroulement en couches, trois conceptions sont pratiquées :

1 — Isolement en couches (partie transformateur) (Fig. 17).

Le point délicat de cette conception est la configuration du champ

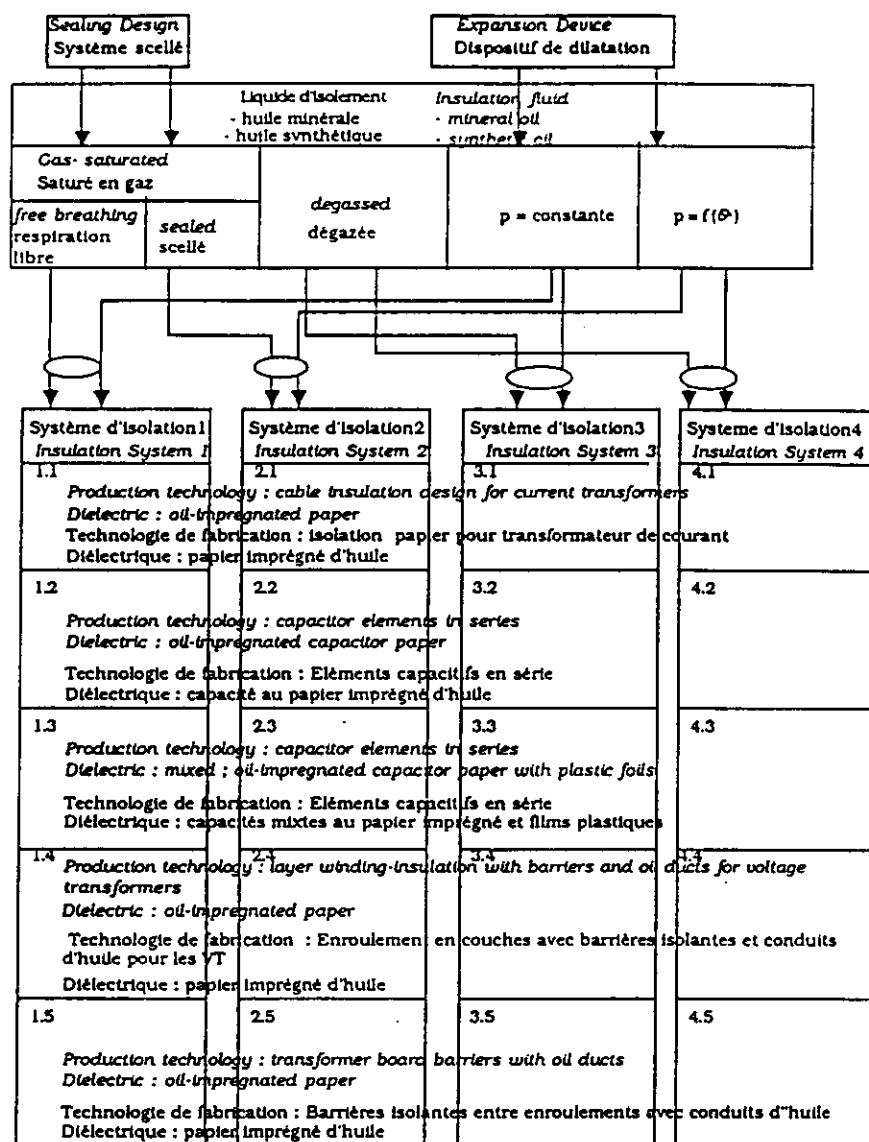


Fig. 15 - Diagramme des systèmes d'isolation.

Fig. 15 - Flow chart - insulation system.

because of the presence of stacked capacitive elements.

Normally, the puncture of one element is not immediately followed by the collapse of other ones.

Moreover, the divider is normally formed by several separate sections in series so that the discharge in one of them does not presuppose the inception of the full short circuit current.

### 3.2.6. Summary for the active parts

As a summary, the important point to be checked when considering a failure is relationship with the possible events involving high frequency stresses occurring in the network; the following should be considered :

— The shape of the primary circuit.

— The "bushing parts" configuration and screens.

— The grading insulation.

### 3.3. Internal insulation

#### 3.3.1. Internal insulation components

For the current transformers (see schematic drawings : Figures 1 to 4 and 8), the common insulation (Fig. 16) between high voltage and earth potential is a plain cable paper, and/or crepe kraft paper.

The different insulation systems in service are mentioned in Figure 15.

It has to be mentioned that the insulation system 2.1. (see Fig. 15, gas-saturated oil and hermetically sealed)

has a low PD-inception voltage (1) if the oil pressure is  $< 0.9$  bar.

At a specific insulation point in an instrument transformer, the oil pressure is a function of the gas pressure at the oil level and the height of the oil column. In some design, equal stressed insulation points (with the same performance) have at the lower active part a higher PD-inception voltage than in the upper active part.

On MVTs with layer-windings, three insulation designs are used.

1 — Layer-insulation for windings (transformer part) (Fig. 17).

Special attention must be paid in this design to the electrical field configuration at the end of a layer-winding.

2 — Cable-paper insulation (see Fig. 16 bushing part).

3 — Barrier-insulation with oil ducts (Fig. 18).

On CVTs, the insulation design of the capacitor elements can be distinguished into two types.

1 — Single element. Capacitor design (two electrodes) (Fig. 19).

2 — Double element. Capacitor design (three electrodes) (Fig. 20).

In both cases, the dielectric consists of oil-impregnated capacitor paper. But also the so-called "mixed dielectric", consisting of sandwich layers of capacitor paper and plastic foil, has recently been introduced. The capacitance may depend on the pressing of the papers.

### 3.3.2. Grading system

An important point of the main insulation is also the way how concentrations of the electric field along the bushing part have been avoided.

These designs are in service for CTs and MVTs.

There are mainly three types used for live tank and dead tank CTs and MVTs (Fig. 21).

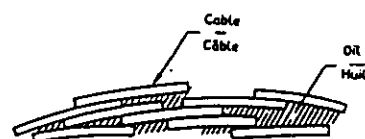


Fig. 16 - Structure de l'isolation papier.

Fig. 16 - Structure of paper insulation.

Cable-paper-insulation (see Fig. 16 bushing part)

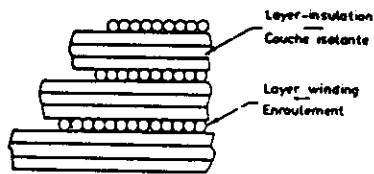


Fig. 17.

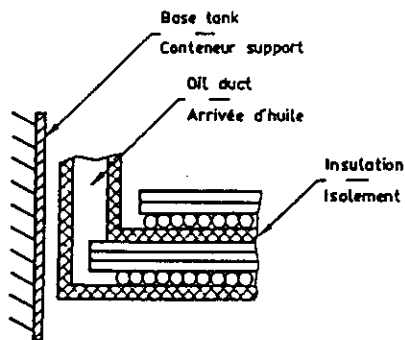


Fig. 18 - 3 - Isolament avec barrière et conduits d'huile.

Fig. 18 - Barrier-insulation with oil ducts.



Fig. 19.

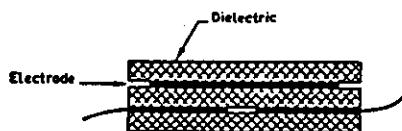


Fig. 20.

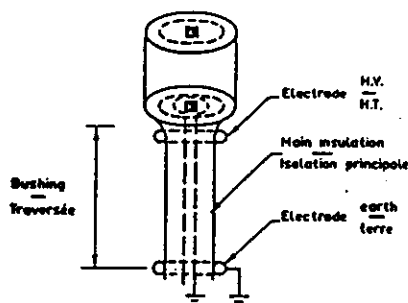


Fig. 21

est contrôlé le champ électrique dans la partie traversée pour en éviter la concentration.

De tels systèmes sont en exploitation, aussi bien pour les CT que pour les MVT.

On trouve principalement trois types pour les CT et les MVT à cuve au potentiel ou à la terre (Fig. 21).

Aucun répartiteur de champ capacitif n'est utilisé pour l'isolation principale (Fig. 22).

Cette conception utilise un faible nombre de répartiteurs de champs, terminés par des électrodes toroïdales (Fig. 23).

Un très grand nombre de répartiteurs sans électrode sont successivement utilisés.

### 3.4. Parties auxiliaires

#### 3.4.1. Isolation externe

##### a) Isolateur

Les 2 composants principaux auxiliaires sont le dispositif d'expansion et — importante pour la fiabilité — l'enveloppe en porcelaine.

L'enveloppe porcelaine peut être fixée par pincement (voir Fig. 24) aux deux extrémités.

Une autre solution est le collage de l'isolateur dans un collier fixé sur les pièces métalliques (voir Fig. 25). Cette méthode peut éviter des contraintes sur le corps de la porcelaine dues à la pression locale du pincement.

Si les isolateurs font plus de 1500 à 2000 mm, le corps de porcelaine peut être en 2 morceaux ou plus. Généralement, 2 techniques sont considérées comme fiables : (a) le joint céramique ou (b) le collage avec des résines epoxydes.

Les bulles d'air dans le joint peuvent être à l'origine de difficultés pendant les mesures de décharges partielles.

La longueur de l'isolateur — isolation externe — est déterminée pour les tensions inférieures à 245 kV par l'essai de tenue sous pluie pendant une minute en tension alternative à fréquence industrielle et pour les tensions supérieures ou égales à 245 kV pour l'essai (sous pluie) de surtension de manœuvre positive (SIL). Selon les exigences de la CEI, la probabilité d'amorçage doit être inférieure à 10 % pour la tension de tenue (SIL).

Evidemment, la forme du profil de l'isolateur est très importante pour les régions polluées.

#### 3.4.2. Enveloppe

Deux enveloppes métalliques sont reliées par l'isolateur porcelaine (base et sommet).

Les matériaux utilisés sont :

1. Fonte moulée
2. Acier soudé
3. Acier soudé galvanisé à chaud
4. Acier inoxydable soudé
5. Aluminium moulé
6. Aluminium soudé
7. Résine moulée

Les surfaces intérieures et extérieures des enveloppes sont protégées contre la corrosion par des traitements spéciaux. La protection de l'extérieur vis-à-vis de l'atmosphère est bien maîtrisée. On doit cependant reconnaître que peu d'informations sont disponibles sur la corrosion des joints et entre deux parties réunies par ces joints. La corrosion de la surface interne est importante et peut réduire la durée de vie de l'isolation principale. C'est la raison pour laquelle il faut exiger une protection interne excellente.

#### 3.4.3. Scellement et dilatation

La technique de scellement et le dispositif de dilatation sont, parmi les éléments auxiliaires, les plus importants et font partie du système d'isolation.

Les Figures 26 à 37 montrent les dispositions de scellement et les moyens de dilatation les plus utilisés pour les réducteurs actuellement en service. Quelques dispositifs sont sensibles à la pénétration d'eau ou d'air à travers les diaphragmes ou les coussins de dilatation; cela peut réduire la fiabilité et la durée de vie de l'isolation papier-huile. Il faut aussi noter que l'huile ou les caractéristiques des matériels peuvent être modifiées par la lumière, en particulier les U.V. et les très basses températures.

Le diagramme de la Figure 15 montre 4 systèmes principaux d'isolation au papier ou mixte, imprégnée d'huile minérale ou synthétique et qui sont aujourd'hui en exploitation.

Des limites correctes de température doivent être spécifiées (basse et haute). Une température trop basse peut conduire à des dépressions et, trop haute, associée aux rayons solaires, à des surpressions, conduisant aux défaillances.

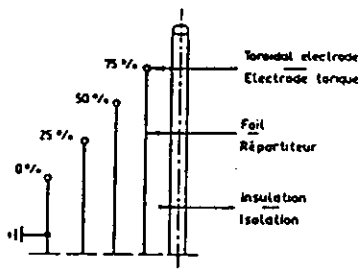


Fig. 22.

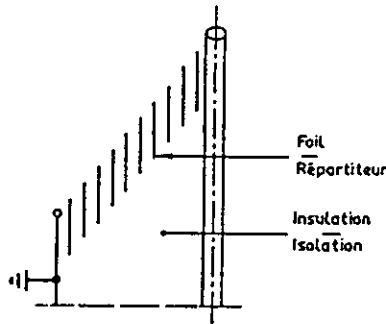


Fig. 23.

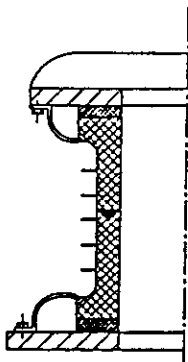


Fig. 24 - Fixation de l'isolateur porcelaine par pincement.

Fig. 24 - Porcelain insulator fixing : clamping.

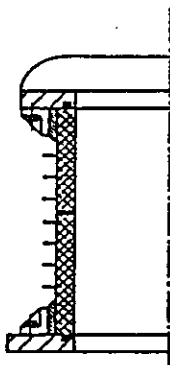


Fig. 25 - Fixation de l'isolateur par collage.

Fig. 25 - Porcelain insulator fixing : cementing.

No intermediate capacitive stress grading foils of the main insulation (Fig. 22).

The bushing design may be realized with a small number of capacitive stress grading foils provided with field regulating toroidal electrodes at the ends (Fig. 23).

A high number of capacitive stress grading foils without electrodes.

### 3.4. Auxiliary parts

#### 3.4.1. External Insulation

##### a) Insulator and external insulation

The main components of the auxiliary part are the expansion device and — important for the reliability — the porcelain shell.

The porcelain insulator can be fixed by clamping (see Fig. 24) to the base plate and the head.

Another solution is the cementing of the insulator in a metal flange or metal housing (see Fig. 25). This method avoids stresses of the porcelain body due to grinding or local clamping.

In case that the insulators are taller than 1500... 2000 mm, the body is made of two or more component parts. There are two reliable and generally accepted techniques : (a) ceramic jointing and (b) jointing with epoxy glue.

The air-bubbles in the joint can cause difficulties during PD-measurement.

The length of the insulator — external insulation — is determined for voltages < 245 kV by the AC-p.f. withstand 1 min. test, wet, and for voltages ≥ 245 kV by the positive switching impulse test, wet, (SIL). In accordance with the IEC recommendations, the probability of the flashover shall be < 10 % for the SIL-withstand-voltage.

The shape of the insulator sheds is important for polluted regions.

#### 3.4.2. Housing

The housing of the instrument transformers has two main components : base tank and head tank, which are connected by the porcelain insulator.

Materials used for the design of the "base and head" :

1. Cast iron
2. Welded steel
3. Hot dip galvanized welded steel

4. Welded stainless steel
5. Cast aluminium
6. Welded aluminium
7. Cast resin.

The internal and external surfaces of the tanks are protected against corrosion by special technologies. The protection of the external surface against the atmosphere is well developed. However, there is only little information available about gap corrosion between two parts joined by a sealing system and about protection against the "gap corrosion". Corrosion of the internal surface is important and will affect the lifetime of the main insulation. This is the reason for requiring an excellent protection of the internal surfaces against corrosion to avoid insulation failure.

#### 3.4.3. Sealing and expansion

The sealing design and the expansion device are, within the auxiliary parts, the most important ones, as they are part of the insulation system.

In Figures 26 to 34 are shown the most common sealing designs and expansion devices for IT still in service. Some of the designs are sensitive to the penetration of water and air through diaphragms or bellows; this may influence the oil-paper insulation reliability and lifetime. It has to be noted that the oil or devices characteristics can be altered by U.V. light and high and very low temperatures.

The flow chart, Figure 15, shows four main insulation system with insulation paper or insulation system paper and plastic foils impregnated with mineral oil or synthetic oil which are in service.

Correct specified temperatures limits (the lowest and the highest) must be stated. Too low temperatures may cause unpermissible underpressure as too high temperatures and solar radiations may cause overpressure, leading to failures.

#### 3.4.4. Security and monitoring system

In accordance with Figure 26 to Figure 32, the following monitoring and security devices are in service.

##### Remarks

The sealing (see Figs. : 35, 36 and 37) without a nitrogen blanket, *i.e.* type with metal or elastomer bellows, allows an inspection of the operational state

TABLEAU III - TABLE III

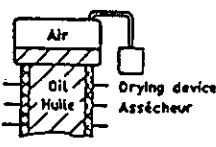
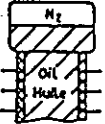
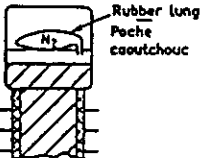
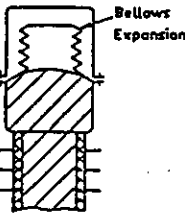

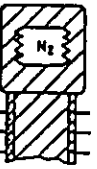

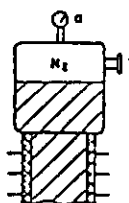
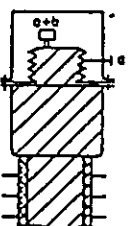
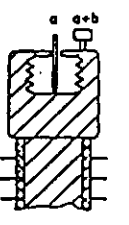
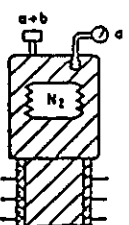
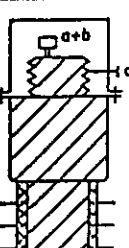
Fig.	Conception Design	Scellement Sealing design	Dilatation Expansion device	Fluide d'isolation : huile minérale ou de synthèse Insulation fluid conditions mineral or synthetic oil
26		Respiration libre et dispositif assécheur d'air (Silicagel)  <i>Free breathing with air drying device (silicagel)</i>	Par rapport à l'atmosphère  <i>against atmosphere</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- saturée en gaz</li> <li>- <math>p = \text{const.}</math></li> <li>- contact indirect avec l'air</li> <li>- peut contenir de l'eau</li> <li>- <i>gas saturated</i></li> <li>- <math>p = \text{const.}</math></li> <li>- <i>indirect contact with air</i></li> <li>- <i>with certain content of water</i></li> </ul>
27		Scellé  <i>sealed</i>	gaz (N <sub>2</sub> ) cousin de dilatation  <i>gas (N<sub>2</sub>) Compression cushion</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- gaz saturé</li> <li>- <math>p = f(\theta)</math></li> <li>- contact indirect avec N<sub>2</sub></li> <li>- <i>gas saturated</i></li> <li>- <math>p = f(\theta)</math></li> <li>- <i>in indirect contact with air N<sub>2</sub></i></li> </ul>
28		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Scellé à poumon caoutchouc</li> <li>- <i>sealed with rubber "lung"</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- coussin de compression du gaz (N<sub>2</sub>)</li> <li>- système de dilatation en caoutchouc au contact de l'air</li> <li>- <i>gas compression cushion (N<sub>2</sub>)</i></li> <li>- <i>rubber expansion device in contact with air</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- gaz saturé</li> <li>- <math>p = \text{const.}</math></li> <li>- contact direct avec N<sub>2</sub></li> <li>- <i>gas saturated</i></li> <li>- <math>p = \text{const.}</math></li> <li>- <i>direct contact with air N<sub>2</sub></i></li> </ul>
29		<ul style="list-style-type: none"> <li>- scellé</li> <li>- avec diaphragme ou coussin caoutchouc</li> <li>- <i>sealed</i></li> <li>- <i>with rubber diaphragm or with rubber bellows</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- diaphragme caoutchouc</li> <li>- contact du caoutchouc avec l'air</li> <li>- <i>rubber diaphragm on bellows</i></li> <li>- <i>rubber expansion device in contact with air</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- dégazé</li> <li>- <math>p = \text{const.}</math></li> <li>- <i>degassed</i></li> <li>- <math>p = \text{const.}</math></li> </ul>
30		<ul style="list-style-type: none"> <li>- scellé</li> <li>- avec coussin métallique</li> <li>- <i>sealed</i></li> <li>- <i>with metallic bellows</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- coussins métalliques négatifs</li> <li>- <i>negative metallic bellows</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- dégazé</li> <li>- <math>p = f(\theta)</math></li> <li>- <i>degassed</i></li> <li>- <math>p = f(\theta)</math> (small)</li> </ul>
31		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Scellé</li> <li>- avec coussins métalliques</li> <li>- <i>sealed</i></li> <li>- <i>with metallic bellows</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- coussins métalliques avec N<sub>2</sub></li> <li>- complètement immergé</li> <li>- <i>N<sub>2</sub> cushion in metallic bellows</i></li> <li>- <i>bellows completely in the oil</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- dégazé</li> <li>- <math>p = f(\theta)</math></li> <li>- <i>degassed</i></li> <li>- <math>p = f(\theta)</math></li> </ul>
32		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Scellé</li> <li>- avec coussins métalliques</li> <li>- <i>sealed</i></li> <li>- <i>with metallic bellows</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- coussins métalliques positifs</li> <li>- <i>positive metallic bellows</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- dégazé</li> <li>- <math>p = f(\theta)</math></li> <li>- <i>degassed</i></li> <li>- <math>p = f(\theta)</math> (small)</li> </ul>

TABLEAU IV - TABLE IV

Fig.	Conception Design	Systèmes de surveillance (a) et de sécurité (b) Monitoring (a) and security (b) devices
33		a) manomètre au sommet, au pied, ou dans le coffret de branchement b) disque de rupture (efficace seulement sur les défauts évoluant lentement) a) pressure manometer at the top of the head or at the bottom of the housing or in the cable box b) rupture disc (effective only for slowly evolving faults)
34		a) indication de position des coussins a) + b) détection des gaz (relais Buchholz) a) bellows position indication a) + b) gas detection device (Buchholz-relays)
35		a) indication de position des coussins a) + b) détection des gaz (relais Buchholz) a) bellows position indication a) + b) gas detection system (Buchholz-relays)
36		a) manomètre a) + b) détection des gaz (relais Buchholz) a) pressure indicator (manometer) a) + b) gas detection system (Buchholz-relays)
37		a) indication de position des coussins a) + b) détection des gaz (relais Buchholz) a) bellows position indication a) + b) gas detection system (Buchholz-relays)

of the instrument transformer by observing the degree of bellows contraction.

The expansion and contraction of a bellows depend on the ambient temperature and the internal heat generation as a function of the primary current and the secondary load.

As an example for an expansion device with a positive bellows (see Fig. 37) the contraction is high at  $-40^{\circ}\text{C}$  ambient temperature and the bellows position indication is on the low position of the scale, and at  $+40^{\circ}\text{C}$  ambient temperature the expansion is high and the bellows position indication is in the upper position of the scale. It is important that the three positive bellows of the CT have the same position on all the three phases.

**3.4.5. Ferroresonance suppression devices**

If the design calculations of the circuit-substation and magnetic voltage measuring transformer indicate that stable oscillations (ferroresonance) are generated in the circuit of the non-linear main inductance ( $L_m$ ) of the MVT, the auxiliary capacitance (grading capacitor ( $C_g$ ) of the circuit breaker, line capacitance ( $C_l$ ) and the station capacitance ( $C_s$ ) etc. and the high voltage source, there has to be connected a passive damping device or an active electronic damping device on the secondary windings of the MVT (see Fig. 38).

The MVT itself is a stable non-linear element, which cannot generate non-linear stable oscillations with a power source at 50 or 60 Hz. This is contrary to the CVTs which can have stable non-linear oscillations.

**3.5. Improvement of general safety**

In spite of the many controls and tests carried out on the measuring transformer a fault is always possible.

Apart from disturbances in power supply caused by such fault, there are risks of causing human injury which must be reduced as much as possible.

In this paragraph, we examine what can be done to improve general safety during transformer operation by way of improvements in terms of design. The measures mainly concern transformers with paper-oil HV insulation.

— Whatever the type of design or insulation, it is necessary to dimension

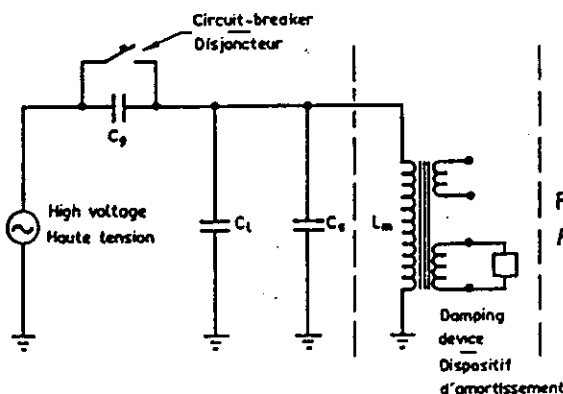


Fig. 38 - Circuit résonnant non linéaire.  
Fig. 38 - Non linear resonant circuit.

### 3.4.3. Système de surveillance et de sécurité

En relation avec les Figures 26 à 32, on peut citer les dispositifs de sécurité suivants que l'on trouve actuellement en exploitation :

#### Remarques

Les systèmes sans azote (Figs. 35, 36 et 37), par exemple avec coussins métalliques ou élastomères, permettent la surveillance de l'état du réducteur en observant la contraction des coussins.

La dilatation ou la contraction d'un coussin dépend non seulement de la température ambiante mais aussi de l'échauffement interne fonction du courant primaire et de la charge secondaire.

A titre d'exemple, pour un dispositif de dilatation (voir Fig. 37), la contraction est forte à  $-40^{\circ}\text{C}$  positionnant l'indicateur au bas de l'échelle et la dilatation à la température ambiante de  $+40^{\circ}\text{C}$  porte l'indicateur tout en haut de l'échelle. Il est important que les 3 indicateurs de dilatation pour les CT de 3 phases soient dans la même position.

### 3.4.5. Dispositifs de suppression de la ferrorésonance

Si le circuit électrique du poste et le transformateur de tension magnétique entrent en oscillations stables (ferrorésonance) du fait de la présence d'une inductance principale non linéaire ( $L_m$ ) du MVT, de la capacité de répartition du disjoncteur, de la capacité de la ligne ou de la capacité du poste, ... dans le circuit principal, il est nécessaire d'introduire un dispositif d'amortissement passif ou actif (électronique) sur le circuit secondaire du MVT (Fig. 38).

Le MVT lui-même est un élément non linéaire stable qui ne peut engen-

drer des oscillations stables non linéaires avec une source à 50 ou 60 Hz. Ce n'est pas le cas avec les CVT qui peuvent présenter de telles oscillations non linéaires.

### 3.5. Amélioration de la sécurité

Malgré de nombreux contrôles et essais, une défaillance du réducteur est toujours possible. En dehors des perturbations produites par des défaillances dans le réseau, il existe des risques de blessures qui doivent être réduits autant que possible.

Nous examinons ici ce qui peut être fait pour améliorer la sécurité générale pendant l'exploitation des réducteurs en terme d'améliorations dans la conception. Ces mesures concernent principalement les transformateurs haute tension à papier imprégné.

- Quel que soit le type de conception de l'isolateur, il est nécessaire de dimensionner les circuits de terre, internes et externes, ainsi que les écrans BT de manière à ce qu'ils ne soient pas rompus pendant les courts-circuits.
- Dans les appareils à isolation papier huile, l'arc de puissance ne doit pas se produire à l'intérieur de l'isolateur en porcelaine, la résilience de ce matériau étant très faible.

Selon les statistiques disponibles pour les réducteurs de mesure, les risques de défauts à l'intérieur de la partie «traversée» sont très faibles. La plupart des amorçages apparaissent au sommet ou au pied du transformateur sur la partie active. Des essais de laboratoire ont montré la nécessité :

- d'empêcher l'onde de pression produite par l'arc pendant le défaut, de parcourir l'isolateur creux;
- de faire rapidement baisser la pression interne;

- de limiter la projection de fragments à quelques mètres;
- de réduire la quantité d'huile libérée, pour éviter l'incendie.

Dans quelques appareils, l'arc peut prendre naissance à l'intérieur de l'isolateur en porcelaine. Pour réduire l'onde de pression, un tube de fibre de verre renforcé avec des résines époxydes (ou autres) peut être monté à l'intérieur de l'isolateur.

### 3.6. Conclusion

Cette description montre la variété des techniques bien qu'elle ne couvre pas tous les types rencontrés en exploitation. Il est évident que la qualité de l'isolation interne est le point le plus sensible pour le risque de défaillance ou de vieillissement.

Les spécifications des contraintes de tension doivent être celles du réseau : on suppose qu'il en est ainsi et qu'elles sont cohérentes.

La répartition de tension pendant les diverses surtensions est fondamentale et la qualité de réalisation de cette isolation est le point critique. Cela souligne l'intérêt d'une technologie sûre et aussi d'une assurance qualité pendant la fabrication.

La combinaison de l'huile et du papier oblige à considérer spécialement la qualité de l'huile, sa compatibilité avec les divers matériaux et la sensibilité à la température ambiante pouvant donner lieu à des différences de pression interne.

L'étendue des techniques utilisées rend très clair le fait qu'il ne peut être proposé un seul système pour contrôler ou surveiller les réducteurs en service.

the inner and outer earthing circuits, together with the LV screen, so that the short-circuit current is correctly conveyed.

- In units with paper-oil insulation, power arc generation in the porcelain insulator must be avoided as resilience of this material is low.

According to statistics available for the instrument transformers, the risks of faults within the bushing are extremely low. Most faults occur at the top or the bottom section of the transformer around the active part. According to laboratory tests, it is necessary :

- to prevent the pressure wave generated, at the time of transformer fault to travel to the hollow insulator.
- to quickly remove pressure generated.
- to limit projection of fragments to a few meters.
- to reduce the quantity of outflowing oil, in order to prevent fire.

In some designs, the arc can be initiated inside hollow porcelain insulator. In order to reduce the pressure wave, a fiberglass reinforced with epoxy resin tube (or other protection) may be installed inside the insulator.

### 3.6. Conclusions

This description shows the variety of techniques and does not cover all design which are in service. It is obvious that the quality of internal insulation is the basic point for the risk of failure and that there is a risk of ageing.

Firstly, the specification of voltage stresses have to be relevant with network conditions : it is assumed that these specifications are consistent.

The distribution of voltage during the different dielectric stresses is very important and the quality realization and appreciation of this insulation is one of the most critical points. It does underline the high necessity for a safe technology and a good quality control during the manufacturing.

The combination of oil and paper for this insulation is also of a major importance. For this, it follows that special attention be paid to the quality of the oil, to the compatibility of the oil with the material, to the sensitivity to ambient temperature giving differences of internal pressure.

The observation of all these different designs makes it clear that different techniques may be proposed to check or to monitor the IT in service.

### Short Survey of Literature

- [1] H.J. Vorwerk : Service experience gained with instrument transformers 100 kV and conclusions. SEV Bulletin, vol. 72 (1981) n° 1, page 27... 34
- [2] R. Minkner : Inductive high voltage instrument transformers (induktive freiluft-hochspannungswandler) SEV Symposium, march 1976, Zurich
- [3] P. Matthiessen : Instrument transformers (Elektrische Messwandler) Electromonteur n° 4, 5 and 6, 1972
- [4] P. Matthiessen and U. Weigel : Voltage transformers for high voltage. switchgear with capacitive dividers and electronic instrumentation amplifiers. SEV-Bulletin, Vol 71 (1980), n° 9, page 450-455
- [5] P. Minder : Operation reliability of high voltage instrument transformers. SEV Bulletin, vol 76 (1985), n° 9, page 509-512

### III. Vérification et surveillance

#### 1. INTRODUCTION

Pour faire un diagnostic efficace sur l'état interne d'un transformateur de mesure, il est nécessaire de disposer de méthodes ; ce document décrit les techniques disponibles pour tester le comportement d'un TM. Dans la pratique, la mise en œuvre de certaines techniques n'est possible qu'en usine avant la mise en service. D'autres peuvent l'être sur le site, l'appareil n'étant pas en exploitation. Finalement, celles qui pourraient être conduites en exploitation sont peu nombreuses. Ces trois situations seront successivement étudiées.

##### 1.1. Essais réalisés en usine

Ces essais sont réalisés sur des prototypes pour vérifier leur conception (essais de type) ou leur réalisation (essais de routine sur chaque unité).

Ils sont proposés *en supplément à ceux prévus par la CEI* et sont susceptibles de fournir une information de valeur. Ils ne se justifient pas de façon systématique et ne sont pas toujours réalisables.

- Contrôles réalisés sur les prototypes et les appareils de série avant la mise en service sur le réseau. Il s'agit d'essais en usine qui pourraient être inclus dans un programme d'assurance qualité. Seuls ont été retenus les essais non préconisés par la CEI ou ceux qui, étant, sont sujets à une interprétation qui diffère du strict cadre de la norme. Chacun de ces essais, à l'exception des essais de type, est réalisé de façon systématique sur chaque appareil.
- Analyse chromatographique des gaz dissous dans l'huile.
- Mesure des décharges partielles pendant l'essai de surtension transitoire.
- Mesure de la tangente delta sur les TC et les TCT.

- Mesure de la tangente delta sur les TT.
- Essais en relation avec la mesure de la précision.

##### 1.2. Les contrôles sur les appareils au moment de leur installation sur le site

Ils traitent de procédures spéciales avant leur installation :

- Manutention
- Contrôles électriques
- Contrôles après la mise en service.

##### 1.3. Les méthodes de surveillance en exploitation

Pour la surveillance, il s'agit de :

- Contrôles effectués pendant les visites de postes
- Surveillance homopolaire des TCT
- Signalisations d'alarmes
- Analyse des gaz dissous
- Contrôle par thermovision
- Mesure de la tangente delta (TC)
- Sondes à hydrogène
- Mesure des décharges partielles (DP) par détection des ondes ultrasonores émises par les TT de type "dead tank"
- Méthodes diverses
- Amélioration de la surveillance des TC.

Certains essais peuvent être réalisés lors de plusieurs situations, dans ce cas, la procédure ou l'interprétation qui en est faite diffère. C'est le cas des mesures de DP ou de la tangente delta.

#### 2. ESSAIS REALISES EN USINE

##### 2.1. Mesure des décharges partielles (TC - TT - TCT)

La mesure des décharges partielles fait l'objet de la Publication CEI 44-4 qui prévoit une tension de précontrainte de 1,3 Um (0,8 x 1,3 Um pour les

TC et TT phase terre dans le cas où les appareils sont destinés à des réseaux avec point neutre mis effectivement à la terre) pendant une durée supérieure à 10 s, suivie d'une mesure de décharges partielles à 1,1 Um/√3 (1,1 Um pour les TT phase-phase). On peut aussi consulter la nouvelle méthode 2 des nouvelles Publications 185 et 186 traitant de ce sujet.

Des avaries de TCT dues à la présence de DP affectant la qualité de l'isolation interne ont conduit à la révision de certains cahiers des charges concernant l'exécution de cet essai.

En effet, l'essai CEI ne suffit pas à s'assurer que les décharges partielles prenant naissance au moment d'une surtension disparaîtront une fois la surtension éliminée.

Pour obtenir un meilleur diagnostic, différentes méthodes peuvent être mises en œuvre :

- Accroître la tension de contrainte à la fréquence industrielle
- Accroître le temps d'application de la tension de la fréquence industrielle
- Combiner une surtension transitoire et la tension à fréquence industrielle.

Un tel choix de valeurs, de temps et de contraintes doit être discuté à la CEI et les méthodes retenues seront de la responsabilité de la CEI. Cependant, il paraît souhaitable de donner des informations au sujet de méthodes qui ont été expérimentées par quelques constructeurs ou utilisateurs. Les méthodes décrites ci-après doivent être considérées comme des premières propositions.

Cependant, dans la note de la procédure d'essai (CEI 44-4 § 5), il est suggéré de s'assurer, immédiatement après l'essai de tenue à la fréquence industrielle, pendant une minute, que le niveau de décharges partielles est

## III. Checking and monitoring

### 1. INTRODUCTION

In order to make an efficient diagnosis of the internal state of the instrument transformer, it is necessary to have the disposal of methods; this document describes the available techniques to check the behaviour of the IT. In fact, the application of certain techniques is only possible in the factory before commissioning. Some others may be performed on site but not in service and finally only few of them can be carried out in operation. These three situations will be successively looked at.

#### 1.1. Tests performed in factory

They correspond to tests done on prototype for checking the design (type tests) or to the testing of each unit to check the manufacturing (routine tests)

These are proposed extra to IEC tests and are expected to give valuable information, but are not always practicable or justified.

- Checking on prototypes and series of equipment before commissioning in the network. These are factory tests that could be included in a quality assurance program. Only tests not recommended by the IEC or those which are subject to interpretation different from the strict wording of the standard are taken into consideration. Each test except type test is applied systematically to every apparatus.
- Chromatographic analysis of gases dissolved in oil.
- Measurement of partial discharge during transient overvoltage test.
- Measurement of tangent delta on CTs and CVTs.
- Measurement of tangent delta on MVTs.
- Checks connected with accuracy measurement.

#### 1.2. Tests performed on commissioning

They concern special procedure before installation.

- Handling
- Electrical checks
- Just after energizing

#### 1.3. Tests performed in service

For monitoring, the concern is :

- Checking during substation inspection
- Zero sequence survey of CVTs
- Alarm signalling
- Analysis of dissolved gases
- Checking and thermovision
- Tangent delta measurements (CTs)
- Hydrogen probes
- Ultrasonic measurement of Partial Discharges (PD) for MVT dead tank type ITs
- Miscellaneous
- Development of CTs monitoring

Some tests can be performed at each stage, but with a procedure or an interpretation which may differ, as PD measurement or tangent delta measurement.

## 2. TESTS PERFORMED IN FACTORY

### 2.1. Partial discharge measurement (CT - VT)

Partial discharge measurement is the object of IEC publication 44-4 which sets down a prestress voltage of  $1,3 U_m$  ( $0,8 \times 1,3 U_m$  for CTs and VTs, phase to earth in the case of equipment intended for networks with a neutral point effectively earthed) for a period of more than 10 s, followed by partial discharge measurement at  $1.1 U_m/\sqrt{3}$  ( $1.1 U_m$  for phase to phase VTs). Reference is also to be made to IEC Publication 185 and 186 new methods 2 for this subject.

CVTs failures due to the presence of PD affecting the quality of internal

insulation have lead to some of the specifications concerning the execution of this test being revised.

Indeed, the IEC test is insufficient to ensure that the partial discharges generated at the moment of an overvoltage will disappear once the overvoltage is eliminated.

Several methods are possible to have a better diagnosis :

- To increase the stressing voltage at power frequency
- To increase the time of the stress voltage at power frequency
- To combine transient initiating voltage and the power frequency voltage.

Such choice of value, time and stress are to be discussed in IEC and the final methods will be the IEC responsibility. However, it seems valuable to give information about methods which were experienced by some manufacturers or utilities. The following methods may be considered as a first proposal.

However, in the note of the test procedure (§5 IEC 44-4), it is suggested to ensure, immediately after the power frequency withstand voltage ( $U_{pfw}$ ) testing for one minute, that at the  $(1.1/\sqrt{3}) U_m$  voltage obtained by decreasing values, the partial discharge level is not greater than 10 pC.

This alternative method is more severe because of the higher prestress during a longer time compared to standard IEC procedure. And it has been proved that some apparatus which satisfied to this last procedure (Table 1. IEC) gave problems in service while they didn't satisfy to the alternate IEC method. After modification of the insulation dimensioning, failures vanished.

It has to be noted that good experience is also gained with others procedures like are possible like a PD measurement during the whole 1 minute power frequency test; when

inférieur à 10 pC à la tension de  $1,1 \text{ Um}/\sqrt{3}$  atteinte par valeurs décroissantes (Fig. 1).

Il faut noter que d'autres procédures sont possibles, comme par exemple, la mesure des DP pendant toute la durée de l'essai de surtension à la fréquence industrielle pendant 1 minute ; lors de la décroissance de la tension d'essai, le niveau autorisé de DP doit être inférieur à 10 pC à  $1,3 \text{ Um}$  et à une tension inférieure à  $1,1 \text{ Um}/\sqrt{3}$  toutes les DP doivent avoir disparu (bruit de fond inférieur à 4 pC). Cela concerne actuellement les réseaux de tension 420 kV et inférieure.

Cette méthode est plus sévère du fait de la précontrainte plus élevée pendant une durée plus longue si on la compare à la procédure décrite dans la norme CEI. Et, il a été constaté que certains appareils, satisfaisant à cette dernière (tableau de la CEI) présentent de sérieux problèmes en service alors qu'ils ne satisfont pas à la méthode proposée. A la suite de modifications dans le dimensionnement de l'isolation, les incidents disparaissent.

Cependant, si cette procédure ne pose pas de problème pour les TC, elle nécessite un accroissement de fréquence pour éviter la saturation des TT et un démontage de la partie capacitive des TCT (il est impossible de modifier la fréquence des TCT qui sont des circuits accordés).

C'est la raison pour laquelle la méthode suivante est suggérée,

comme essai de type démontrant d'éventuels défauts de conception. Elle consiste à superposer un choc de manœuvre à la tension à fréquence industrielle ( $1,1 \text{ Um}/\sqrt{3}$ ) synchronisée sur la valeur de crête de même polarité de façon à ce que l'amplitude totale soit au moins égale au réglage des éclateurs d'entrées de postes (c'est-à-dire 650 kV pour les réseaux à 245 kV et 1050 kV pour les réseaux à 420 kV) avec une contrainte transitoire totale limitée à la tension de tenue en choc de manœuvres.

Un essai en chaque polarité est appliqué selon le Tableau I.

Les décharges partielles doivent être mesurées au moins une minute après l'application du choc de manœuvre.

Cet essai reflète très précisément les conditions de service et ne vieillit pas l'isolation comme le fait la méthode précédente. Elle a été expérimentée sur des TCT uniquement (Tableau II)

Une série de TCT à l'origine de défaillances, satisfait aux essais CEI mais pas à ceux de la méthode proposée.

## 2.2. Mesure de la tangente delta

### 2.2.1. Echantillon d'huile de remplissage

Avant remplissage, la mesure à 90°C de la tangente delta permet de

s'assurer de la qualité de l'huile et de l'efficacité du processus de traitement.

Il est suggéré de mesurer l'humidité dans l'huile. Une valeur de 30 ppm correspond à une huile saturée en eau à température ambiante.

### 2.2.2. Appareil neuf

Cet essai, pour être significatif, exige que la tension d'essai soit de l'ordre de grandeur de la tension de service.

Les mesures de la capacité et de la tangente delta des transformateurs de mesure avant et après les essais diélectriques ainsi que leur comparaison permettent de contrôler la bonne tenue des matériels sous contrainte diélectrique dans les laboratoires des constructeurs.

Il faut noter que certains constructeurs considèrent comme une procédure de contrôle qualité, le fait que la variation de la tangente delta avant et après les essais diélectriques en usine, reste inférieure à 10 %. Des essais de type menés à 2,5 kV, 0,6 Um et Um aux températures de -25 °C, 20°C et 50°C ont été réalisés sur des transformateurs de courant. Ils sont en cours de dépouillement.

Dans certains cas, la mesure sur des TC et des TCT à 90°C a permis de contrôler l'humidité du complexe huile isolation solide.

### 2.2.3. Mesure de la tangente delta (TC) - (Voir également 4.7)

Dans la pratique, le TC est porté à la température souhaitée dans une enceinte climatique en forme de cloche dans laquelle il séjourne plus de 48 heures. Au moment d'effectuer la mesure, la cloche est soulevée et l'appareil est rapidement (20 minutes environ) raccordé au circuit de mesure. Ce système a donné satisfaction mais la mesure à -20°C au cours d'une journée chaude et humide est perturbée par la présence de givre qui se dépose autour de l'appareil.

L'essai à 2,5 kV a été introduit dans le but d'effectuer éventuellement des comparaisons ultérieures avec des mesures relevées sur le site.

Des relevés effectués en usine à température ambiante sur une centaine de transformateurs de courant 245 kV et sur une centaine de transformateurs de courant 420 kV ont donné les résultats figurant ci-après :

TABLEAU I.

Um (kV)	245	420
Valeur de crête de la tension de tenue à fréquence industrielle $1,1 \text{ Um}/\sqrt{3}$	220	375
Choc de manœuvre (valeur de crête)	430	675
TOTAL (valeur de crête)	650	1050

TABLEAU II.

	METHODE CEI 1,3 Um 1,1 Um / $\sqrt{3}$	ALTERNATIVE U 1,1 Um / $\sqrt{3}$	METHODE PROPOSEE 1,1 Um/ $\sqrt{3}$ + CHOC DE MANOEUVRE
TC	X	X	—
TT	A fréquence élevée	—	—
TCT	Démontage de la partie capacitive de la partie électromagnétique	—	X

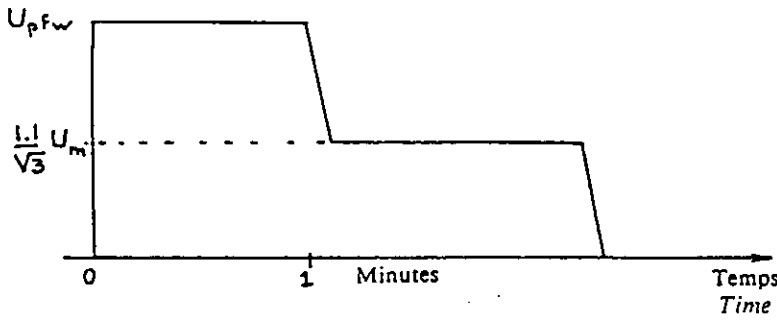


Fig. 1. Essai CEI - procédure normale.  
Fig. 1. IEC - normal procedure.

decreasing the test voltage the permissible PD level is less than 10 pc at 1.3  $U_m$  and at voltage higher than 1.1  $U_m$  /3 all PD have to extinguish (laboratory noise < 4 pC). This concerns, for the time being, voltage system of 420 kV and lower.

Nevertheless, if this procedure is without problem for the CTs, it needs to increase the frequency for the MVTs (due to saturation) and a dismantlement of the capacitive part (because the CVT is a tuning system, it is impossible to modify the frequency).

For this purpose, as it shows eventual design mistakes, it is proposed as a type test. The following method consists in superimposing a switching impulse on a power frequency voltage

(1.1/√3)  $U_m$  synchronised on the crest value of the same polarity so as the full amplitude is at least equal to the setting of the spark gaps in substations. That is to say 650 kV for a 245 kV network or 1050 kV for a 420 kV network and so that the total transient stress is limited to a value lower than the switching impulse voltage withstand level.

One test in each polarity is applied (Table I).

Partial discharges are to be measured at least one minute after the switching impulse is applied.

This test represents more truly service condition and it doesn't age the insulation as the alternate method

TABLE I.

$U_m$ (kV)	245	420
Power frequency withstand voltage (peak value) 1.1 $U_m$ /√3	220	375
Switching impulse (peak value)	430	675
TOTAL (peak value)	650	1050

TABLE II.

	IEC METHOD 08x1,3 $U_m$	ALTERNATE IEC METHOD U-0,7 $U_m$ (Power frequency withstand voltage)	PROPOSED METHOD 0,7 $U_m$ +S.I. (< S W 3 L)
CT	x	x	-
MVT	At increased frequency		-
CVT	Dismantlement of the capacitive part from the electromagnetic part		x

does. It is experienced for CVTs only (Table II).

The series of CVTs which generated failures and satisfy the IEC tests was rejected after this modified test.

2.2. Measurement of tangent delta

2.2.1. Sample of filling oil

Before filling, the measurement at 90° C of the tgδ provides the means of checking the quality of the oil and the state of the processing.

It is suggested to measure the oil moisture. Values such as 30 ppm correspond to a water saturated oil if the measurement is made at ambient temperature.

2.2.2. New equipment

To be meaningful, this test requires that the test voltage be in keeping with the order of magnitude of the service voltage.

Capacitance and tgδ measurements on instrument transformers prior to and after dielectric testing, and their comparisons, offer the means of checking the resistance of the equipment under dielectric loads in manufacturer laboratories.

It has to be noted that some manufacturers consider for a quality control procedure the limitation of the variation of tgδ before and after dielectric tests in factory to a value + 10% or less. Type tests performed at 2,5 kV, 0,6  $U_m$  and  $U_m$  at temperature of -25° C, 20° C and 50° C have been performed on current transformers. They are currently being analyzed.

In some cases measurement on CTs and CVTs at 90° C permits to check the dryness of the complex oil and solid insulation.

2.2.3. Measurement of tangent delta (CT) (see 4.7 also)

In practice, a CT is brought to the desired temperature in a bell-shaped climatic enclosure in which it is allowed to dwell for more than 48 hours. At the time of measuring, the bell is raised and the equipment is quickly (within approximately 20 minutes) connected to the measurement circuit. This system has proved satisfactory but measurement at -20° C on a hot and damp day is perturbed by the presence of frost which deposits around the equipment.

	Um = 245 kV	Um = 420 kV
Tension de mesure	147 kV (= 0,6 Um)	252 kV (= 0,6 Um)
Valeur de la tg delta la plus élevée	0,0015	0,0018
Valeur de la tg delta la plus faible	0,00104	0,00118
Moyenne	0,001343	0,001483
Ecart type	0,000079	0,000125
Capacité moyenne	945 pF	790 pF
Ecart type	46 pF	16 pF

L'écart type de la capacité peut être représentatif de la qualité de la série. Cette valeur dépend de la technique adoptée par le constructeur.

Généralement, la tangente delta est constante ou en augmentation en fonction de la tension. Si elle décroît, c'est probablement l'indication de la présence d'humidité dans l'isolement.

#### 2.2.4. Mesure de la tangente delta (TT)

Les mesures de la tangente delta sont importantes et couramment réalisées mais des différences existent par rapport aux méthodes de mesure sur des TC.

Sur des installations haute tension (supérieure à 72,5 kV), des TT unipolaires sont principalement utilisés. Il existe des TT disposant d'un ou de plusieurs enroulements primaires et avec un ou plusieurs circuits magnétiques (cf. Description technique partie 3).

S'il existe plusieurs enroulements primaires, ils sont connectés en série. Un côté de cet (ces) enroulement(s) est connecté au potentiel, l'autre à la terre. Il existe deux méthodes de mesure de la tangente delta sur les TT, la première étant préférable.

1) Dans la première méthode, le TT est alimenté comme il le serait en exploitation, ce qui signifie qu'une tension est appliquée à l'enroulement ou aux enroulements primaires entre les bornes HT et de terre. Il est nécessaire que la borne de terre de cet ou de ces enroulements soit électriquement séparée du socle de façon à ce que le courant magnétisant du ou des circuits traversant le ou les enroulements primaires, n'influence pas la mesure. Souvent, des écrans spéciaux sont insérés dans l'isolation principale ou la partie active du TT est isolée du socle pour mesurer le courant capacitif uniquement, ce qui donne la valeur de la tangente delta. Si ce n'est pas le cas, l'en-

semble du transformateur peut être isolé lors de l'installation et le courant capacitif traversant le socle conduit à la valeur de la tangente delta. Il faut que la porcelaine soit propre et sèche lors de cette mesure pour éviter toute erreur.

Il faut remarquer que dans le cas où il existe plusieurs enroulements, c'est l'isolation principale de celui le plus proche de la terre qui détermine la valeur de la tangente delta. Les isolations principales des autres enroulements n'ont qu'une influence secondaire sur cette valeur parce que leur courant capacitif se superpose au courant magnétisant jusqu'au point froid des enroulements puis se sépare pour atteindre la terre.

2) Le ou les enroulements(s) primaires(s) sont court-circuités et la tension appliquée entre ceux-ci et l'enroulement secondaire. Dans ce cas, l'isolation entre le côté à la terre et le ou les enroulement(s) primaire(s) est essayé. Cette isolation correspond à une tension de tenue 2 ou 4 kV et n'est pas représentative de la tension principale du TT qui est soumise à des contraintes plus élevées en exploitation. C'est la raison pour laquelle cette méthode n'est pas recommandée.

Les valeurs de tangente delta des TT et des TCT sont du même ordre de grandeur.

#### 2.2.5. Mesure de la tangente delta (transformateurs combinés)

Des mesures de la tangente delta sur des transformateurs combinés (TC et TT dans la même enveloppe) sont très intéressantes et possibles si les indications des paragraphes 2.2.2 à 2.2.4. sont respectées.

#### 2.2.6. Mesure de la tangente delta des TCT

Cet essai doit être réalisé conformément à la publication CEI 358, les boîtes d'accord connectées avec les condensateurs et les diviseurs capacitifs.

### 2.3. Mesure de la précision

#### 2.3.1. TCT

Pour s'assurer de la bonne tenue des TCT lors des essais diélectriques de la partie capacitive, le réglage préalable de l'appareil dans la classe 0,5 permet de vérifier, après application de la contrainte, qu'aucun élément n'a été détérioré (cf. 2.1 tableau I).

#### 2.3.2. TC - TT

Cet essai permet de détecter les mauvais branchements des enroulements vis-à-vis des bornes de sortie.

Des modifications des caractéristiques des noyaux magnétiques, particulièrement les noyaux "mesures", peuvent être décelées à l'aide de cet essai.

Une manipulation brutale des circuits magnétiques peut provoquer de telles modifications.

Les essais de routine qui peuvent être considérés comme faisant partie du contrôle qualité.

### 3. CONTRÔLES RÉALISÉS LORS DE LA MISE EN PLACE

#### 3.1. Contrôles électriques

Au moment de l'installation des transformateurs de mesure sur un réseau, l'exploitant vérifie :

- L'isolement sous 2 kV des principaux éléments (à l'aide d'un ohmmètre à magnéto).
- Le rapport de transformation des TC à l'aide d'un dispositif capable de délivrer 100 à 300 A sous faible tension.
- Le sens des enroulements au moyen d'une pile électrique lors de l'établissement d'un échelon de courant.
- La valeur de la résistance de l'enroulement secondaire ainsi que de l'enroulement primaire dans le cas de TT sous tension continue.

#### 3.2. Contrôles divers

- Niveau d'huile
- Contrôles visuels des éléments après le transport
- Fuites potentielles
- Contrôle de la connexion du dispositif anti-ferro-résonance et de la présence des fusibles qui peuvent éliminer ce circuit dans le cas de TCT.

The 2,5 kV test was brought in order to carry out, whenever necessary, subsequent comparisons with measurements made on site.

Measurements made in the factory at ambient temperature on a hundred or so 245 kV current transformers and a hundred or so 420 kV gave the results indicated below :

	Um = 245 kV	Um = 420 kV
Measurement voltage	147 kV (=0,6 Um)	252 kV (=0,6 Um)
Value of highest tg $\delta$	0,0015	0,0018
Value of lowest tg $\delta$	0,00104	0,00118
Average	0,001343	0,001483
Standard deviation	0,000079	0,000125
Average capacitance	945 pF	790 pF
Standard deviation	46 pF	16 pF

The standard deviation of the capacitance may be representative of the quality of the series. This value may vary depending on the technique adopted for the manufacturing.

Generally, the tg $\delta$  is constant or increases with voltage. When it decreases, it can be the indication of humidity in the insulation.

#### 2.2.4. Measurement of tangent delta (MVT)

Tg $\delta$  - measurements on MVTs are of importance and usual practice, but some differences to tg $\delta$  - measurements on CTs have to be considered.

In high voltage installations (service voltage 72,5 kV and higher) normally single pole MVTs are used. There are MVTs with one primary coil and with several primary coils and with one core or several cores (see Technical description; part 3).

If there are several primary coils they are connected in series. One side of the primary coil (or coils) is connected to high potential, the other side to earth potential. There are two methods to measure tg $\delta$  on MVTs, the second being not recommended.

1) In this method, the MVT is energized like in service, this means a voltage is applied to the primary coil (or coils) between the high voltage side and earth potential side. The condition for a correct measurement is that the earth potential side of the coil (or coils) is separated from the base so that the magnetization current of the core (or cores) flowing through the primary coil (or coils) doesn't influence the measurement. Often special screens are built in the main insulation or the inner active part of the MVT is installed isolated

from the base in order to measure the dielectric displacement current alone which gives the tg $\delta$  value. If this is not the case the whole transformer can be installed isolated and the dielectric displacement current flowing through the base can be taken for the tg $\delta$  measurement. For this measurement the porcelain has to be clean and dry to avoid that the porcelain acts as a by-pass.

It has to be pointed out, that with more than one coil the main insulation of the coil next to the earth potential nearly alone contributes to the measured tg $\delta$  - value. The main insulations of the other coils influence only to a small amount the measured tg $\delta$  - value, because their dielectric displacement current mainly flows together with the magnetization current to the earth potential side of the coils and from there separately to earth.

2) The primary coil (or coils) is short-circuited and a voltage is applied between the primary coil (or coils) and the secondary coil. In this case mainly, the insulation between the earth-potential side of the primary coil (or coils) and the secondary coil is tested. This insulation is a low voltage insulation (e.g. 2 kV - or 4 kV - insulation) and not typical for the main insulation of the VT which is subjected to the major voltage stress during service. Therefore this measurement is not useful.

Tg $\delta$  - values of CTs and MVTs are of the same order.

#### 2.2.5. Measurement of tangent delta (combined transformers)

Tg $\delta$  - measurements on combined transformers (CT and VT in one hous-

ing) are important and possible if paragraph 2.2.2. up to 2.2.4 of this article are observed.

#### 2.2.6. Measurement of tangent delta for CVTs

This test shall be performed according to IEC Publication 358, coupling checks connected with capacitors and capacitor dividers.

### 2.3. Accuracy measurement

#### 2.3.1. - CVT

To test the withstand of CVTs during dielectric tests of the capacitive section, prior adjustment of the equipment in class 0,5 provides the indication that no component has been damaged. (cf. 2.1. Table I).

#### 2.3.2. - CT - MVT

This test is used for detecting incorrect connections of windings with respect to output terminals.

Modifications to the magnetic characteristics of magnetic cores of CTs, in particular measurement cores, may be detected during this test. The phenomenon may appear in the event of rough handling of the magnetic circuits.

These routine tests can be interpreted at quality control level.

## 3. TESTS PERFORMED ON COMMISSIONING

### 3.1. Electrical checks

When measurement transformers are installed in a network, the operator checks :

- Insulation at 2 kV of the main components (using a magneto ohmmeter)
- The CT transformation ratio using a device capable of supplying 100 to 300 A at low voltage
- The polarity of the windings by means of an electric battery when a step of current is established
- The secondary windings resistance measurement, and the DC primary windings resistance for MVT

### 3.2. Various checks

- Oil level
- Visual checks of equipment after transportation
- Potential links

### 3.3. Immédiatement après la mise sous tension

- Ecoute du bruit acoustique engendré par les TM sous tension
- Vérification des valeurs transmises (tension et courant) à la salle de commande.

## 4. CONTRÔLES RÉALISÉS EN SERVICE

### 4.1. Contrôles effectués pendant les visites de postes

La périodicité est de une à deux visites par mois. Ces contrôles sont les suivants :

- Inspection visuelle des fuites.
- Vérification des niveaux. Si le niveau d'huile est inférieur au minimum autorisé, il y a fuite et le transformateur est réputé dangereux.

Pour certaines conceptions, les indicateurs de niveau d'huile sont liés à la cellule dilatable. Dans ce cas, un niveau d'huile trop élevé, par rapport aux autres appareils en exploitation sur les autres phases, signifiera un défaut d'isolement.

Sur d'autres modèles, qui disposent d'un réservoir recueillant le gaz engendré par un défaut d'isolement, un niveau d'huile trop faible sera le signe d'un tel défaut.

Ces deux méthodes sont très rudimentaires pour détecter ces défauts, elles ne donnent des résultats exploitables que si l'huile est saturée car une isolation défectueuse produit du gaz, ou si la vitesse de production de la source est telle que ce gaz ne peut pas se dissoudre. Dans ces deux cas, il est urgent de retirer l'appareil d'exploitation (Tableau III).

Les avaries constatées au cours des visites de postes sont le plus souvent des fuites, des pénétrations d'eau, des tensions secondaires anormales.

Lorsque ces avaries revêtent une importance particulière, elles peuvent conduire à une indisponibilité fortuite.

*Nota :* Sur un parc cumulé de 200000 appareils x ans, les avaries constatées par un exploitant pendant 6 ans ont atteint 0,26 % dont 0,06 % ont conduit à des indisponibilités fortuites.

Une indisponibilité fortuite apparaît lorsqu'à la suite d'un dommage ou d'une avarie, un appareil ne peut plus assurer sa fonction.

### 4.2. Surveillance homopolaire des TCT

Vers la fin des années 70, la présence de décharges partielles dans des paquets de condensateurs fut à l'origine d'avaries. Ces décharges, initiées lors de surtensions, ne s'éteignaient pas à la tension de service et provoquaient à la longue des détériorations d'éléments et à terme un amorçage à la masse.

Ces phénomènes se traduisaient au début par une variation lente de la tension secondaire, par la présence de gaz et pouvaient conduire à l'avarie de l'appareil.

Pour détecter l'existence d'éléments défectueux, un dispositif de contrôle a été élaboré. Il mesure la tension homopolaire au secondaire sur un ensemble de 3 TCT. Lorsque cette tension atteint un seuil, une alarme est donnée après temporisation.

La valeur de réglage, de l'ordre de 5 % de la tension assignée, permet d'agir alors que l'évolution du phénomène est encore lente et évite de donner des alarmes intempestives dues au déséquilibre du réseau. On estime qu'à cette valeur, 2 ou 3 éléments capacitifs sont détériorés alors que les gradients adoptés permettent de supporter une dizaine d'éléments défectueux.

Un relais inhibe le dispositif pour éviter de donner des alarmes dues à la présence de tensions induites lorsque la ligne est hors tension.

La généralisation de ce dispositif a été récemment adoptée sur l'ensemble de certains réseaux.

TABLEAU III

N°	ETAT DES CELLULES	CONCLUSIONS ET CONDUITE A TENIR
1	Tous les transformateurs d'un même départ ont approximativement des cellules uniformément dilatées	Transformateur en bon état
2	Cellule dilatée à mi-chemin entre le mini et le maxi à 20°C environ	Transformateur en bon état
3	Certains transformateurs d'une même cellule présentent des cellules dilatées de façon fort différente	1) Prévenir le constructeur immédiatement 2) Surveiller de façon continue le transformateur ou le retirer d'exploitation
4	Cellule contractées au maximum	1) Rechercher une fuite d'huile 2) Prévenir le constructeur
5	Dilatation des cellules indépendante de la température	1) Fuite du système 2) Cellule bloquée 3) Prévenir le constructeur
6	Cellules dilatées au-delà du maxi autorisé	1) Surpression dans le transformateur due à une production de gaz par des DP 2) Retirer l'appareil d'exploitation sans délai 3) Prévenir le constructeur

### Indications provenant de l'état du poumon

- Contrôle de la pression interne sur des appareils à poumon de gaz. Il est important dans ce cas, d'avoir en toute circonstance une valeur positive de la pression dans la cellule. Il est nécessaire de la contrôler périodiquement ou mieux en permanence à l'aide d'un manomètre installé à la partie supérieure ou au bas de l'appareil. Il doit être alors tenu compte de la hauteur de la colonne d'huile.

Dans le cas d'une mise en dépression, le poumon de gaz doit être rempli d'azote.

Si une surpression par rapport aux transformateurs de mesure des autres phases de la même cellule est détectée, ce peut être dû à l'indication provenant d'un appareil en défaut devant être retiré d'exploitation. Une surpression de 0,1 à 0,2 bar peut être décelée en fonction de l'échelle du manomètre (s'il n'est pas seulement rouge et vert).

- Ecoute auditive pour détecter les bruits ou vibrations.
- Divers contrôles de tension.

- Check of connection of ferroresonance suppression circuit and specially of fuses presence which can trip this circuit, for CVTs.

### 3.3. Just after energizing

- Listening the acoustic noise given off by the MVT under voltage
- Checking of the values transmitted (voltage and current) to the control room

## 4. TESTS PERFORMED IN SERVICE

### 4.1. Tests performed during substation inspections

The periodicity is one to two inspections per month. These checks are as follows :

- Visual inspection of leakage
- Check of oil-level indicators. If the oil-level is lower than the minimum permissible value there must be a leakage. The unit may become dangerous.

For some designs the oil-level indicators are combined with the bellow of the sealing system. In these cases a too high oil-level in respect to the ITs of the other phases will indicate an insulation fault.

Other designs are fitted with a gas collection chamber, during which the gas developed by an insulation failure will assemble. Lowering of the oil-level in the chamber will show an insulation fault.

Both a too high apparent oil-level and gas in a gas collection chamber are very rough methods for detecting insulation faults. They are working only if the oil is saturated because a faulty insulation produces gases or if the gas producing rate of the source is so severe that the gas can not be taken up by the oil. In both cases, the unit has to be taken out of service at once.

Failures found during inspection in the substations are generally leakages, water penetrations, abnormal secondary voltages.

When these failures assume particular importance they may lead to fortuitous unavailability.

**Note :** As an example of one utility in an accumulated fleet of 200000 units years, the failures rate indicated during a period of 6 years inspections reached 0,26 % with 0,06 % lead to fortuitous unavailability.

TABLE III

n°	Bellow's state	Conclusion and action
1	All transformers in same bay exhibit approximately the same amount of bellows extension	Transformer in good condition
2	Bellows extension at approx. halfway between minimum and maximum at temperature of about 20°C	Transformer in good condition
3	Transformers from the same batch exhibit widely differing bellows extensions	1 Inform manufacturer immediately. 2 Keep transformer under continuous observation or switch off if necessary
4	Bellows fully contracted	1 Check transformer for oil loss. 2 Inform manufacturer.
5	Bellows extension independent on temperature	1 Termination system leaks or 2 Bellows not able to move freely 3 Inform manufacturer
6	Bellows extended beyond permissible maximum	1 Overpressure in transformer due to gas produced by partial discharges. 2 Remove transformer from service immediately. 3 Inform manufacturer.

#### Indications to be taken from the state of the bellow

- Control of the inside pressure on designs with gas cushion. Since for these designs it is important to have during all service conditions a certain positive pressure in the gas cushion it is necessary to check it from time to time or better by a permanent installed manometer. This can be done by a manometer installed on the top or on the bottom. In the later case, the pressure has to be corrected by the height of the oil-level. In case of under pressure the gas cushion has to be refilled with dry nitrogen. In case of over pressure in relation to the ITs of the other phases of one bay it may be an indication of a faulty unit, which has to be taken out of service. Depending on the scale of the manometer (not only red and green) a rise of gas pressure of 0,1 to 0,2 bar can be detected.
- Auditive testing to detect any noise or vibration
- Various voltage checks.

Fortuitous unavailability occurs if because damage or failure, an apparatus cannot assume its function.

### 4.2. Automatic CVT monitoring

Towards the end of the 70s, the presence of partial discharges in capacitor package was the origin of failures. Such discharges, initiated by over-voltages, did not disappear at the service voltage and in the long run, caused the deterioration of components and, finally, discharging to ground.

These phenomena resulted in a slow variation of the secondary voltage initially, due to the presence of gas, and capable to cause the failure of the equipment.

To detect the existence of faulty items, a test device was produced to measure the zero sequence voltage across the secondary of a set of three CVTs. When this voltage reached a threshold, an alarm was given after a time delay.

The setting value, in the region of 5 % of the assigned voltage, then made it possible to take action while the evolution of the phenomenon was still slow, thereby avoiding the generation of accidental alarms due to unbalancing of the network. It is estimated that at this value, two or three capacitive elements were deteriorated whereas the adopted gradients were capable of supporting ten or so defective components.

Certains exploitants demandent une prise capacitive destinée à cette détection.

#### 4.3. Signalisations d'alarmes

Les alarmes des TT sont essentiellement dues à des fusions de fusibles des circuits secondaires transmises par le système de surveillance homopolaire des TCT (cf. § 4.2.). Dans certains cas, les fusibles sont remplacés par des disjoncteurs qui conduisent aux mêmes difficultés.

Pour le parc dont il est fait état au paragraphe 4.1., avec les mêmes définitions, les avaries signalées pour la même période sont de 0,05 % et 0,04 %.

Il faut remarquer que la plupart de ces fusions de fusibles proviennent d'un déséquilibre des caractéristiques dans le circuit de mesure et non pas d'une défaillance physique de l'appareil.

#### 4.4. Analyse des gaz dissous

Ces analyses sont entreprises sur une série d'appareils lorsque l'exploitant est en possession d'éléments susceptibles de mettre en cause la qualité du matériel.

Comme la plupart des types de transformateurs de mesure disposent d'une valve, il est possible d'examiner la quantité et la composition des gaz (produits de dégradation) dissous dans l'huile. Les méthodes d'analyse de gaz et leur interprétation (étude des rapports des concentrations) mises au point pour les transformateurs de puissance sont utilisables (1) (2).

Durant le prélèvement des précautions doivent être prises parce que le volume de gaz est faible et aussi parce qu'il est parfois nécessaire de compléter le remplissage. (Il est nécessaire de suivre les instructions du constructeur).

Dans certains cas, des gaz dissous (H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, hydrocarbures saturés) peuvent apparaître avant l'application de la tension par exemple à cause de la diffusion à partir de l'isolation solide. Il faut remarquer que CO et C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> nécessitent pour leur formation, une grande énergie.

L'interprétation de ces analyses doit être méticuleuse.

Dans la figure 2 les seuils sont indiqués pour :

- 2 réseaux sur lesquels des avaries ont été constatées (1 et 2)
- 2 constructeurs après retour d'expérience (3 et 4)
- 2 réseaux pour lesquels la probabilité d'occurrence cumulée dépasse 10 % (5)

La colonne 6 donne les valeurs proposées par le G.T.

Ces seuils correspondent à des décisions à prendre différentes à propos des matériels en service.

Il est supposé que le "volume" de la décharge locale ne dépend pas du volume d'huile. C'est pourquoi les concentrations des gaz dissous dans l'huile doivent être corrigées en fonction du volume d'huile. La table est donnée pour une valeur de référence d'un m<sup>3</sup> (1000 l).

#### 4.5. Contrôles par thermovision

Ce procédé n'est pas encore utilisé de façon systématique sur l'ensemble du réseau mais certains exploitants effectuent périodiquement (environ tous les 3 ans) un tel contrôle. On note une tendance à la généralisation. Des échauffements au niveau des plages de raccordement ont été découverts par ce moyen.

Il est peut être possible de détecter le niveau d'huile à l'intérieur d'appareils étanches.

Des décharges partielles ont, dans certains cas, été détectées grâce à la thermovision.

Cette méthode a permis de détecter des mauvais raccordements et des enroulements primaires mal connectés.

Un exploitant ayant contrôlé une centaine de diviseurs capacitifs de TCT a pu mettre en évidence quelques DP à l'intérieur de condensateurs sans pouvoir détecter ceux qui étaient court-circuités.

Dans le cas de points chauds, des échauffements de 10 à 30°C de la porcelaine près du défaut ont été constatés.

#### 4.6. Divers

Si on regroupe les avaries décelées au moyen :

- d'une analyse de gaz dissous,
- d'une visite autre que de routine,
- d'un contrôle par thermovision

dans les conditions représentées au paragraphe 4.1., le taux d'avarie

indiqué atteint environ 0,05 % dont 0,02 % ont entraîné des indisponibilités fortuites.

La méthode de recensement de ces avaries a pris en compte un grand nombre de défauts qui ne mettent pas le transformateur en situation véritablement dangereuse.

#### 4.7. Mesure de la tangente delta (CT) (Voir également 2.2)

Certains types de transformateur de mesure sont livrés avec une sonde permettant de mesurer l'angle de perte. Malheureusement, la corrélation entre les valeurs de la tangente delta mesurées par sonde et celle de l'isolation principale n'est pas bien déterminée.

Sur certains réseaux, les transformateurs de courant sont équipés d'une prise permettant de mesurer la tangente delta sur laquelle est raccordé l'écran au potentiel le plus faible devant normalement être relié à la terre.

Il est possible de mesurer l'angle de perte de l'isolation principale entre cette prise et la masse du TC, ce dernier étant hors tension dans la cellule. Cependant, ce n'est pas un moyen facile de surveiller l'état de l'isolation parce que la mesure de la tangente delta aurait nécessité d'isoler la masse du TC de la terre. (Il est possible de mesurer la tangente delta de l'isolation entre écran et enroulement secondaire du transformateur de tension mais ce n'est pas une pratique habituelle pour ces appareils).

Lorsque le mât de descente est isolé, la mesure de la tangente delta est possible mais cela ne va pas dans le sens du renforcement de la sécurité.

#### 4.8. Sondes à hydrogène

Depuis quelques années, quelques TT 400 kV sont équipés au stade de la fabrication de sondes à hydrogène.

La concentration de l'hydrogène dans l'huile peut être contrôlée après diffusion à travers une membrane au moyen de différents types de sondes.

Par exemple :

- Cellules H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> pour lesquelles la tension dépend de la pression partielle d'hydrogène. Il est possible de contrôler la concentration d'hydrogène dans l'huile et de déclencher lorsqu'un seuil est atteint.

A relay puts an inhibition upon the device to avoid generating alarms due to the presence of induced voltages when the line is de-energized.

The aforementioned device has recently been generalized to some entire networks.

Some users request a capacitive tap for the purpose of this detection.

#### 4.3. Alarm signalling

The MVT alarms are essentially due to blown fuses in the secondary circuit or are transmitted by the zero sequence supervision system of the CVT (cf. chapter 4.2.). In some cases fuses are replaced by circuit breakers which lead to the same problems.

For the entire system, referred to 4.1., and using the same definitions, the malfunctions indicated for the same period are 0,05 % and 0,04 %.

It has to be noticed that most of the blown fuses originate from an unbalance in the performance of the measurement circuit and are not caused by a physical failure of the measurement transformer.

#### 4.4. Analysis of dissolved gases

These analyses are undertaken on a series of equipment when the user has the elements needed to suspect the quality of the equipment. As most types of measuring transformers are provided with an oil sampling valve, it is possible to examine the amount and composition of gases (degradation products) in solution in the oil. For gases analyses and their interpretation, the same methods (ratios of different gas concentrations) as with power transformers are in use (1) (2).

Precautions are to be taken during oil sampling, because the volume of oil is quite small and may impose a refilling after some samplings. (It is necessary to follow the instructions of the manufacturer).

In some cases, attention has to be paid, as dissolved gases (H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, saturated hydrocarbons) may appear in the oil before the application of the voltage due for example to diffusion from solid insulation. It must be pointed out that CO and C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> need high energy for their formation. Interpretation of these analyses is to be made carefully.

In Figure 2 threshold values are mentioned for :

- 2 networks on which some failures have occurred (1 - 2)
- 2 experiences of manufacturers (3 - 4)
- 2 networks when they are exceeded by 10 % of the apparatus (cumulative probability of occurrence) (5).

Column number 6 gives values proposed by the Working Group.

These thresholds correspond to the different decisions to be taken concerning the apparatus in service.

It is assumed that the "volume" of the local discharge is independent of the volume of oil. So the correction to apply to the concentration of dissolved gases in oil are to be corrected proportionally to the volume of oil. The Table is given for a reference volume of 1 cubic meter (1000 l).

#### 4.5. Checking by thermovision

This process is not yet used systematically in the entire network but some operators are periodically performing (about every 3 years) a test of this type which is nevertheless becoming more generalized. Basically, it reveals overheating at the level of the connecting contacts.

It might be possible to detect the oil level within sealed apparatus.

It is reported that partial discharges were detected by means of thermovision.

On CTs, this method makes it possible to detect defective contacts of line terminals and between section connections of the primary winding.

On a utility experience reports that the checking of a few hundred capacitive voltage dividers of CVTs permitted to reveal the presence of a few discharges in evolution inside the porcelain, but not the detection of totally short-circuited elements. When hot-spots were found, the temperature increase on the porcelain in the region of the failure ranged from 10 to 30° C.

#### 4.6. Note

If we group together the failures detected by means of :

- dissolved gas analysis
- inspection other than routine inspection
- testing by thermovision

under the conditions represented in paragraph 4.1., the failure rate indicated reaches about 0,05 % of which 0,02 % leads to fortuitous unavailability.

The method of collection used has resulted in our accounting a great number of secondary failures which do not really endanger the equipment.

#### 4.7. Tangent delta measurements (CTs) - (See 2.2)

Some types of measuring transformers are provided with a loss angle (tang $\delta$ ) measurement probe. But unfortunately, little is known about the correlation of tangent  $\delta$  values, measured on the probe and those, measured on the main insulation.

Current-transformers are on some networks usually provided with a tang $\delta$  - terminal, to which the lowest capacitive grid (the one nearest to earth potential) has been connected and should be earthed. It is possible to measure the loss angle of the main insulation between this terminal and the bottom flange of the CT, with the CT standing de-energized in the switching-bay. This is however no simple means for monitoring the state of the insulation, because the tang $\delta$  measurement would necessitate to place the CT with its bottom flange isolated from earthed parts. (With inductive voltage-transformers it would be possible to measure the tang $\delta$  of the insulation between the shielding grid and the secondary winding but this is neither common practice for VTs).

For certain designs when we have an insulation of the tube, it is possible to measure the tg $\delta$  but this is in contradiction with the improvement of the safety.

#### 4.8. Hydrogen probes

For some years, a few 400 kV MTs have been provided (at the manufacturing) with H<sub>2</sub> detection probes.

The H<sub>2</sub> concentration in oil may be checked by different probes after diffusion of the H<sub>2</sub> through a membrane.

As example :

- Gas-cell H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> of which the voltage is depending on the H<sub>2</sub> partial pressure

— Détecteurs à conductivité thermique. L'analyse devrait être effectuée avec une périodicité de 6 mois.

D'autres types peuvent être imaginés.

L'expérience acquise à ce jour à propos de nouvelles méthodes de surveillance, ne concerne qu'un nombre réduit d'appareils suivis pendant une durée trop courte pour faire état de résultats.

#### 4.9. Mesure de DP par ultrasons sur des transformateurs de mesure en service de type "dead tank"

Certains exploitants utilisent cette technique pour détecter des décharges partielles sur des transformateurs de tension en service à l'aide de détecteurs fixés à l'extérieur de la cuve par des aimants. Cette méthode ne nécessite pas un transformateur d'essai à haute tension ni de

condensateur de couplage, car les TT sont alimentés par leur enroulement secondaire.

Une campagne a été menée durant l'été 1973 sur 260 TT. Quatre d'entre eux ont fourni un signal et ont été déposés. Des mesures en laboratoire ont confirmé la présence de DP internes.

Ce contrôle permet, dans certains cas, de détecter des DP dans des transformateurs de mesure et d'éviter une avarie.

Il faut mentionner que les cellules métalliques et les ballons de gaz conduisent aux mêmes résultats. Il est difficile d'obtenir une sensibilité suffisante qui dépend par ailleurs des conditions locales, du temps, etc ...

Le Groupe de Travail ne dispose que de peu de données et attend des résultats.

#### 4.10. Divers

Quelques autres contrôles possibles sont :

- Mesure et comparaison des courants HT des 3 phases
- Mesure de la résistance de l'isolement par mesure du courant s'évacuant à la terre au travers de l'isolation de l'appareil

Ces méthodes sont mentionnées mais l'attention doit être attirée sur le fait qu'il n'existe que peu de résultats. Quelques expérimentations sont menées.

#### 4.11. Surveillance automatique des TC

Le système surveille le volume de gaz dans un collecteur situé à la partie supérieure du transformateur. Il donne une alarme dès que le volume atteint une valeur pré-déterminée.

It is possible to monitoring the hydrogen in oil and triggering from a certain threshold.

— Thermal conductivity detector. The analysis should be executed twice a year. Other types of proof tests can be imagined.

The experiences with this new monitoring system are over a too short period and on a too small number of units to report already any results.

#### 4.9. Ultrasonic measurement of PDs in service for dead tank type ITs

Some utilities employed this technique to detect partial discharges in high voltage potential transformers in service by means of an ultrasonic detector installed on the outside of the tank and fixed with magnets. This method does not require a high voltage test transformer nor a coupling capacitor as the MVTs are energized by the low voltage winding.

A test was carried out during the summer of 1973 upon 260 VTs. 4 units were found to give signals and removed from service. Internal partial discharges were present in these units during tests in laboratories.

This type of checking permits, in certain cases, to detect PDs on transformers and prevents from failure.

It is to be noted that comparison between metallic bellow and gas cushion gives the same results. It is quite difficult to have enough sensitivity depending on local conditions, weather, etc.

The Working Group has a rather low experience and is waiting for results.

#### 4.10. Miscellaneous

Some other checking means are :

- Measurement and comparison of the HV current in each phase
- Measurement of the insulation resistance by checking the current

flowing to ground through the insulation of the transformer.

These possibilities have to be noted, but attention is to be paid to the very small experience. Only tentative studies are carried out.

#### 4.11. Developments on automatic CTs monitoring

The system monitors the gas volume of a gas collector located in the head of the transformer and gives an alarm signal as soon as the gas volume has reached a certain limit.

Décisions à prendre à propos des concentrations de gaz  
Decisions to be taken with respect to gas concentration

- 1-2 - expérience sur 2 réseaux  
experience on two networks
- 3-4 - expérience de 2 constructeurs  
experience of two manufacturers
- 5 - valeurs à 90 % sur 2 réseaux  
values at 90 % on two networks
- 6 - valeurs proposées par le groupe de travail  
proposed values of the working group

- A - aucune opération nécessaire  
nothing to do
- B - vérification tous les 3 ans  
check every 3 years
- C - vérification tous les ans  
check every year
- D - vérification tous les 6 mois  
check every 6 months
- E - recherches complémentaires  
further investigation
- F - retiré du service  
removed
- G - valeurs dangereuses  
dangerous values
- O - valeurs non considérées  
unconsidered values

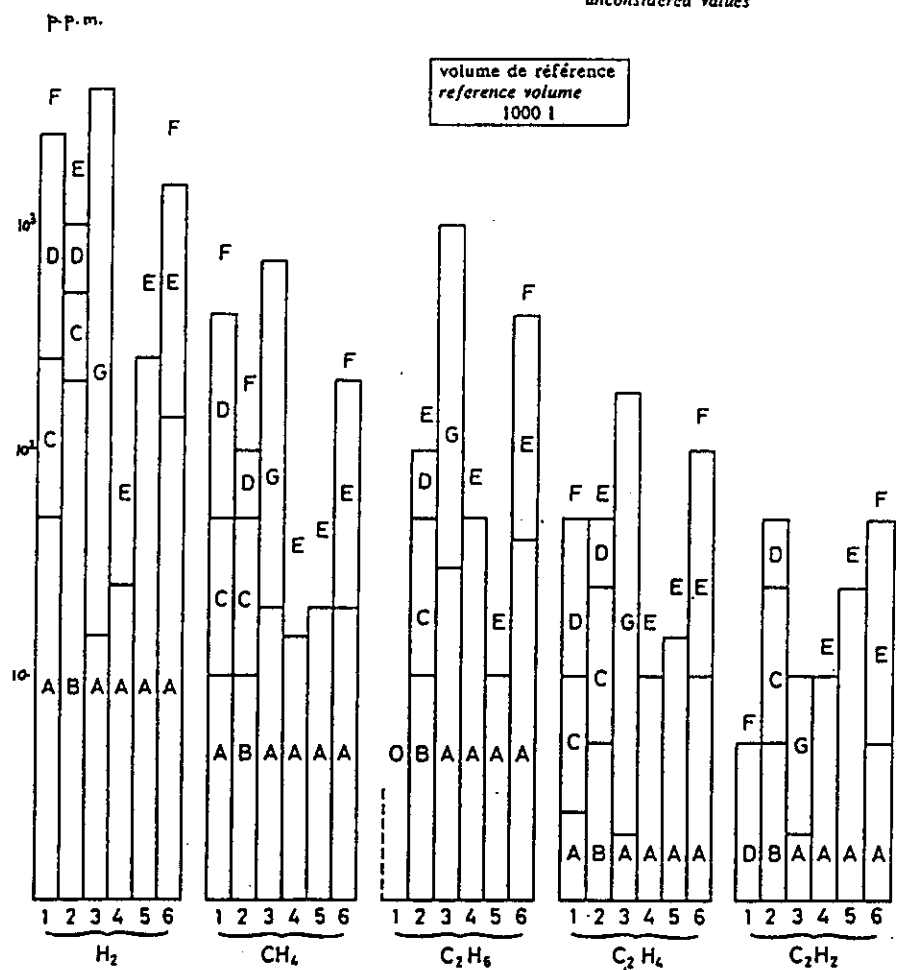


Figure 2.

## IV. Enquêtes sur incidents

### 4.1 Introduction

En 1986, une enquête a été décidée et commencée pour évaluer les risques réels de défaillance des réducteurs de mesure pour réseaux 72,5 kV et au-dessus, réalisés à partir d'un système d'isolation papier-huile. Ce document est un premier rapport rassemblant les données disponibles aujourd'hui et pourrait, si nécessaire, être complété ultérieurement.

Pour cette enquête, des définitions et des éléments d'interprétation des défaillances ont été donnés pour réaliser :

- (i) «L'évaluation de la population», ce qui demandait une classification des réducteurs de mesure par type et par tension;
- (ii) «L'évaluation des défaillances», ce qui demandait des précisions sur les défaillances des réducteurs observés environ depuis 1970.

Actuellement, des données ont pu être fournies par des utilisateurs ou des constructeurs des pays suivants : Allemagne, Australie, Espagne, France, Grande-Bretagne, Japon, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Suède et Suis-

se et les résultats de l'enquête ont été contrôlés et rassemblés pour préparer ce rapport.

Bien que non définitives, ces informations sont considérées comme donnant une vue exacte des tendances générales et des points les plus importants à améliorer; elles devraient aussi permettre d'évaluer les effets des procédés techniques permettant d'augmenter la fiabilité des réducteurs.

### 4.2 Population de réducteurs de mesure

A fin 1986, l'échantillon étudié de réducteurs installés de tension supérieure ou égale à 72,5 kV atteint environ 136000 appareils. Le Tableau I classe cette population par type d'appareil et niveaux de tension.

Certains des appareils les plus anciens sont en service depuis 1920 environ et on évalue à environ 20 ans l'âge moyen de toute cette population. Cela correspond à une taille d'échantillon d'environ  $2,6 \times 10^6$  réducteurs x an; cependant, puisque ce rapport d'incident ne considère que les événements apparaissant depuis 1970,

l'échantillon est réduit à  $136033 \times 17$  ans =  $2,31 \times 10^6$  réducteurs x an.

### 4.3 Défaillance des réducteurs de mesure

Dans cette étude, les défaillances des réducteurs sont définies par le fait que le réducteur n'est plus à même d'assurer sa fonction et doit donc être retiré du service (défaillance majeure). Les défauts sont classés en 3 groupes assez larges : les défaillances violentes, les destructions sans projections, et les défauts sans effet extérieur. En fait, les deux derniers groupes ne sont pas toujours facilement distincts; sur les fiches d'avaries étudiées, ils apparaissent comme pouvant être mal classés par la rédaction de cette fiche ou dépendent de la méthode de collecte, ils ont été regroupés dans la même catégorie appelée «destruction non violente». Les causes des défauts ont aussi été associées en environ 10 classes principales pour rendre possibles les comparaisons.

On est conscient qu'une telle classification est critiquable et qu'il peut être difficile de distinguer nettement ce qui est «vieillesse» de ce qui est

Tableau I  
POPULATION ÉTUDIÉE DES RÉDUCTEURS DE MESURE

Type	Tension nominale U (kV)						Total	% du total
	60 ≤ U < 100	100 ≤ U < 200	200 ≤ U < 300	300 ≤ U < 400	400 ≤ U < 500	500 ≤ U		
Réduct. courant	20 909	15 000	13 093	3 100	3 955	550	56 607	41
Réd. tens. magnét.	11 513	4 980	4 839	60	1 691	0	23 083	17
Réd. tens. Capacit.	12 157	9 000	10 500	900	3 185	500	36 242	27
Combinés	23 055	5 900	2 146	0	0	0	20 101	15
<b>Total</b>	<b>56 634</b>	<b>34 880</b>	<b>30 578</b>	<b>4 060</b>	<b>8 831</b>	<b>1 050</b>	<b>136 033</b>	<b>100</b>
% du total	42	26	22	3	6	1	100	

Note : La tension nominale est la tension maximale entre phases du réseau où est installé le réducteur.

## IV. Failure survey

### 4.1 Introduction

A survey, covering instrument transformers rated at 72,5 kV and above that consists of a paper-oil system, was decided and commenced in 1986. This part is a first report, based on the data presently gathered and which could be completed later.

The survey documents consisted of definitions and instructions to enable the completion of :

- (i) The Population Report required a detailed breakup of the installed instrument transformer population by type and voltage rating.
- (ii) The failure Report required details of each instrument transformer failure since approximately 1970.

At this juncture of time, reports have been received utilities or manufacturers from France, Germany, United Kingdom, Sweden, Switzerland, Japan, Spain, the Netherlands, Australia and New Zealand, and the results have been consolidated to prepare this status report.

Although not definitive the type of information is considered as giving the general background for an estimate of the most important point to be impro-

ved or of the expected effect of technical procedure to increase the reliability of the I.T.

### 4.2 Instrument transformer population report

By the end of 1986 the sample size of installed instrument transformers rated at 72,5 kV and above equalled approximately 136,000 unites. Table I identifies the breakup of this population into types and voltage ratings.

Some of the oldest units still in service date back to the 1920's and it is estimated that the average age for the total population is at least 20 years. This gives the survey an approximate sample size of at least  $2.6 \times 10^6$  transformer years, however since the Failure Report has only considered events since 1970, the sample size is reduced to  $136,033 \text{ unites} \times 17 \text{ years} = 2.31 \times 10^6$  transformer years.

### 4.3 Instrument transformer failure report

Failures of instrument transformers within the context of this survey are defined as when a transformer is no longer able to perform its required

function and therefore requires to be removed from service. The types of failures are classified into three broad groups : Violent Failure, Non Violent Rupture and No External Evidence of Failure. As the last two groups are not very distinguishable and from the reports received appear to be influenced by the records kept and reporting procedure adopted, they have been grouped together for this analysis and called Non Violent Failures. The causes of the failures have also been rationalised into the top ten groups so as to enable uniform comparisons to be made.

It is known that this classification can be criticized and that it might be difficult to distinguish "Ageing" from "Bad quality control" or "Unknown causes" from "Others reasons" which means "known but not already listed". Nevertheless, with a certain approximation and taking into account that the different experts have tried to classify as close as possible to these general categories, it is better to have these indications even if the relative figure can be considered of a poor accuracy.

Really speaking, it does not matter if the proportion of failures due to light-

Table I  
INSTRUMENT TRANSFORMER POPULATION CONSIDERED

Type	Rated voltage U (kV)						Total	% of total
	$60 \leq U < 100$	$100 \leq U < 200$	$200 \leq U < 300$	$300 \leq U < 400$	$400 \leq U < 500$	$500 \leq U$		
CTs	20 909	15 000	13 093	3 100	3 955	550	56 607	41
MVTs	11 513	4 980	4 839	60	1 691	0	23 083	17
CVTs	12 157	9 000	10 500	900	3 185	500	36 242	27
Metering units CT/VT	23 055	5 900	2 146	0	0	0	20 101	15
<b>Total</b>	<b>56 634</b>	<b>34 880</b>	<b>30 578</b>	<b>4 060</b>	<b>8 831</b>	<b>1 050</b>	<b>136 033</b>	<b>100</b>
<b>% of total</b>	<b>42</b>	<b>26</b>	<b>22</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>100</b>	

Note : The rated voltage is the rated line to line voltage of the system to which the transformer is connected.

«défaut du contrôle qualité», ou «cause inconnue» de «divers» qui signifie en réalité «connue mais hors de la liste précédente».

Cependant, avec une certaine approximation et en prenant en compte que les différents experts ont utilisé leur expérience pour être aussi près que possible des catégories propo-

sées, on considère ces informations comme assez bonnes même si les chiffres peuvent être considérés comme d'une précision médiocre.

D'ailleurs, il est sans importance que la proportion de défauts dus à la foudre soit de 16,13 ou 30 % : cela signifie que le nombre de défaillances dues, ou bien à une protection contre

la foudre inadaptée ou bien à une tenue aux surtensions transitoires insuffisante, est non négligeable et donc que les moyens d'améliorer ces points doivent être étudiés pour réduire ces défauts.

Au total, 864 incidents ont été répertoriés et analysés donnant les résultats suivants :

### (i) Réducteurs de courant

Cause possible de défaillances	Type de défauts et pourcentage	
	Défauts violents	Défauts non violents
Conception erronée	16 %	40 %
Foudre	16 %	2 %
Mauvais contrôle de qualité	9 %	9 %
Vieillessement anormal (PD, gaz dissous, ...)	6 %	13 %
Défauts sur appareil voisin	6 %	7 %
Conditions anormales du réseau	6 %	6 %
Autres raisons	2 %	4 %
Humidité ou fuite d'huile	5 %	13 %
Inconnus	23 %	4 %
Tremblement de terre	7 %	2 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
Taux relatif de défaillance (note i)	0,23 %	0,42 %
Taux de défaillance rapporté aux années d'exploitation (note ii) (défauts par réducteur x an)	0,039 %	

Note : (i) Taux relatif de défaillance =  $\frac{\text{Nombre de défauts depuis 1970}}{\text{Population totale en 1986}} \times 100$

(ii) Taux de défaillances rapporté aux années d'exploitation =  $\frac{\text{Nombre de défauts depuis 1970}}{\text{Population en 1986} \times 17 \text{ ans}}$

### (ii) Transformateur de tension magnétique

Cause possible de défaillances	Type de défauts et pourcentage	
	Défauts violents	Défauts non violents
Conception erronée	8 %	45 %
Foudre	13 %	3 %
Mauvais contrôle de qualité	4 %	3 %
Vieillessement anormal (PD, gaz dissous, ...)	6 %	12 %
Défauts sur appareil voisin	6 %	6 %
Conditions anormales du réseau	7 %	3 %
Autres raisons	3 %	3 %
Humidité ou fuite d'huile	6 %	22 %
Inconnus	37 %	0 %
Décharge de câble	10 %	3 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
Taux relatif de défaillance (note i)	0,32 %	0,49 %
Taux de défaillance rapporté aux années d'exploitation (note ii) (défauts par réducteur x an)	0,048 %	

ning is 16 %, 13 % or 30 % : the important fact is that the number of failures due either to an inadequate lightning protection or to an inadequate

transient withstand voltage is significant and that correlatively, this field has to be investigated to reduce the number of failures of I.T.

A total of 864 individual reports have been submitted and the following analysis gives an overview of the results.

(i) Current transformers

Possible cause of failures	Type of failure & percentage of events	
	Violent failures	Non violent failures
Inadequate design	16 %	40 %
Lightning	16 %	2 %
Bad quality control	9 %	9 %
Abnormal ageing (high partial discharges or dissolved gas analysis indications)	10 %	13 %
Earthquake	7 %	2 %
Failure of adjacent equipment	6 %	6 %
Abnormal system conditions	6 %	6 %
Other reasons	2 %	4 %
Moisture ingress/oil leak	5 %	13 %
Unknown	23 %	4 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
Relative failure rate (note i)	0.23 %	0.42 %
Total failure rate based on service year (failure per transf. year) (note ii)	0.039 %	

$$\text{Note : (i) Relative failure rate} = \frac{\text{No of failures since 1970}}{\text{Total population in 1986}} \times 100$$

$$\text{(ii) Total failure rate based on service year} = \frac{\text{Total No of failures since 1970}}{\text{Total population in 1986} \times 17 \text{ years}}$$

(ii) Magnetic Voltage Transformers

Possible cause of failures	Type of failure & percentage of events	
	Violent failures	Non violent failures
Inadequate design	8 %	45 %
Lightning	13 %	3 %
Bad quality control	4 %	3 %
Ageing (high PD, DDF or DGA)	6 %	13 %
Failure of adjacent equipment	6 %	6 %
Abnormal system conditions	7 %	3 %
Other reasons	3 %	3 %
Moisture ingress/oil leak	6 %	22 %
Unknown	37 %	0 %
Thermal overload/Ferroresonance		
Cable discharge	10 %	3 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
Relative failure rate (note i)	0.32 %	0.49 %
Total failure rate based on service year (failure per transf. year) (note ii)	0.048 %	

## (iii) Réducteurs de tension capacitif

Cause possible de défaillances	Type de défauts et pourcentage	
	Défauts violents	Défauts non violents
Conception erronée	0 %	42 %
Foudre	30 %	2 %
Mauvais contrôle de qualité	33 %	26 %
Vieillessement anormal (PD, gaz dissous, ...)	0 %	6 %
Tremblement de terre	13 %	5 %
Défauts sur appareil voisin	4 %	1 %
Conditions anormales du réseau	3 %	2 %
Surcharges thermiques	4 %	2 %
Humidité ou fuite d'huile	0 %	15 %
Inconnus	13 %	1 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
Taux relatif de défaillance (note i)	0,082 %	0,56 %
Taux de défaillance rapporté aux années d'exploitation (note ii) (défauts par réducteur x an)	0,038 %	

## (iv) Réducteurs combinés

Cause possible de défaillances	Type de défauts et pourcentage	
	Défauts violents	Défauts non violents
Conception erronée	0 %	49 %
Foudre	14 %	2 %
Mauvais contrôle de qualité	9 %	26 %
Vieillessement anormal (PD, gaz dissous, ...)	0 %	6 %
Défauts sur appareil voisin	5 %	1 %
Conditions anormales du réseau	5 %	4 %
Surcharges thermiques	5 %	10 %
Humidité ou fuite d'huile	0 %	13 %
Inconnus	62 %	11 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
Taux relatif de défaillance (note i)	0,1 %	0,38 %
Taux de défaillance rapporté aux années d'exploitation (note ii) (défauts par réducteur x an)	0,028 %	

Il est possible de présenter ces statistiques de différentes manières; par exemple, on peut déduire, pour la population totale des réducteurs :

- le pourcentage de défauts violents : 0,185 %;
- le pourcentage de défauts non violents : 0,469 %;
- le pourcentage total de défauts : 0,654 %;
- le taux de défaillance rapporté par année d'exploitation :  $0,385 \times 10^{-3}$  défauts par réducteur x an.

D'autres informations peuvent être tirées de cette enquête :

Beaucoup d'appareils qui ont donné lieu à des défauts violents n'ont pas été soumis à une surveillance suffisante et régulière. Pour des appareils surveillés de plus près, on a pu détecter assez tôt des anomalies et les retirer d'exploitation avant la destruction de ceux-ci.

L'efficacité des méthodes de détection des défauts doit être examinée ou, autrement dit, il faut étudier le choix

entre les méthodes de maintenance programmée et les autres.

Il apparaît aussi que seuls les défauts de petite importance peuvent être réparés économiquement.

#### 4.4 Conclusion

Les premiers résultats de l'enquête apparaissent réalistes et très indicatifs. Les causes importantes de défauts ont pu être identifiées ainsi que leur importance relative.

## (iii) Capacitive Voltage Transformers

Possible cause of failures	Type of failure & percentage of events	
	Violent failures	Non violent failures
Inadequate design	0 %	40 %
Lightning	30 %	2 %
Bad quality control	33 %	26 %
Abnormal system	3 %	2 %
Ageing	0 %	6 %
Earthquake	13 %	5 %
Failure of adjacent equipment	4 %	1 %
Other reasons	4 %	2 %
Moisture ingress/oil leak	0 %	15 %
Unknown	13 %	1 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
Relative failure rate (note i)	0.082 %	0.56 %
Total failure rate based on service year (failure per transf. year) (note ii)	0.038 %	

## (iv) Combined Metering CT/VT Transformers

Possible cause of failures	Type of failure & percentage of events	
	Violent failures	Non violent failures
Lightning	14 %	14 %
Bad quality control	9 %	3 %
Abnormal service conditions	5 %	4 %
Ageing	0 %	2 %
Failure of adjacent equipment	5 %	4 %
Moisture ingress/oil leak	0 %	3 %
Unknown	62 %	11 %
Thermal overload	5 %	10 %
Inadequate design	0 %	49 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
Relative failure rate (note i)	0.1 %	0.38 %
Total failure rate based on service year (failure per transf. year) (note ii)	0.028 %	

The overall failure statistics may be presented in a number of ways; for example, for the total Instrument Transformer Population, it is possible to derive :

- Percentage of Violent Failures = 0.185 %
- Percentage of Non Violent Failures = 0.469 %
- Total Failure rate = 0.654 %
- Total Failure rate based on service years =  $0.385 \times 10^{-3}$  failures per transformer year.

Other information is available from the failure survey :

Most units that suffered violent failures were only being subjected to insufficient and irregular inspection. Faults in units that were subjected to more detailed surveillance for example appeared to be detected early and the units could be removed from service before failing destructively.

The methods of fault detection also allow to compose the effectiveness (or

otherwise of the practice) of planned maintenance versus other methods.

It appears that only relatively minor faults can be repaired economically.

#### 4.4 Conclusion

The initial results of the survey appear realistic and informative. Specific areas where failures have occurred have been identified and failure rates established.

## V. Détermination et essais de vie

### 1. INTRODUCTION

On admet qu'un réducteur de mesure doit supporter les contraintes qui apparaissent en réseau pendant au moins 25 ans. Il devrait donc être conçu de manière à ce que les évolutions des caractéristiques des matériaux durant cette période soient prises en compte.

Ceci implique de connaître la tenue à long terme des matériaux lorsqu'ils sont soumis aux contraintes diverses, et en particulier, pour chacune d'entre elles, la courbe contrainte-temps d'un matériau donné.

Les matériaux peuvent ainsi être utilisés à l'intérieur de limites de contraintes, leur permettant d'assurer leur fonction pendant toute la durée de vie espérée.

Le même problème apparaît avec un réducteur complet; il s'agit de trouver un essai non destructif garantissant que ce réducteur peut supporter une contrainte définie pendant toute sa vie avec un risque d'incident très faible. Si cela n'est pas possible, il est nécessaire de choisir un moyen de contrôle qui assure que le réducteur est sain à partir d'essais de durée de vie de matériaux et d'expérience acquise en exploitation.

Dans les paragraphes suivants, on passe en revue différentes classes de contraintes avec les essais de durée de vie correspondants en les commentant à partir soit des publications CEI existantes, soit de spécifications pratiquées par quelques utilisateurs.

Les contraintes principales considérées ici sont : thermiques, électriques, mécaniques ou dues aux conditions d'environnement.

### 2. VIEILLISSEMENT THERMIQUE

Pour les matériaux, le facteur prépondérant de dégradation est la contrainte thermique. Le vieillissement thermique des matériaux isolants a été étudié pendant plus de 50 ans, depuis

les recherches expérimentales des Montsinger [1], et sa nature est relativement bien connue.

Le vieillissement est dû à des réactions physico-chimiques dont la vitesse dépend de la température selon une loi exponentielle et par suite la durée de vie s'exprime à l'aide de la loi d'Arrhénius [2, 3].

Il existe une Publication CEI traitant des propriétés de tenue thermique des matériaux isolants [4]. Elle donne une description des méthodes d'essai et des indications pour le traitement statistique des données.

Les résultats expérimentaux ont été obtenus sur beaucoup de matériaux dans des conditions de référence, permettant une comparaison entre eux pour un usage donné ainsi qu'une corrélation avec l'expérience en exploitation [2].

Les énergies délivrées par les réducteurs de mesure sont faibles; les pertes cuivre et fer sont limitées surtout parce qu'il est nécessaire de satisfaire les classes de précision requises; ce sont donc les pertes diélectriques qui deviennent déterminantes. Ce problème est encore plus important dans les isolations massives comme on les trouve par exemple dans les réducteurs de courant.

La stabilité thermique peut être calculée; on peut aussi mesurer la « $tg \delta$ » après un essai d'échauffement tel que décrit en [5].

Ces méthodes permettent de déterminer une valeur moyenne des pertes et, comme le facteur de dissipation diélectrique est faible, l'évaluation de la stabilité thermique de l'appareil; cependant, elles ne donnent aucune indication sur les instabilités locales provenant d'un défaut de qualité de traitement ou de montage ou d'une incompatibilité chimique des matériaux.

La vérification de la stabilité thermique sur l'appareil apparaît être la solution la plus évidente; cependant on peut critiquer cette méthode parce

qu'elle ne peut montrer des risques caractérisés par une valeur initiale limitée et une progression lente; de plus, ce contrôle est considéré comme cher et difficile à mettre en œuvre.

Malgré tout, ces difficultés doivent être résolues par les constructeurs en réalisant des essais de longue durée sur matériaux en laboratoire et en instaurant un plan de contrôle qualité adapté. La coopération entre les constructeurs et les utilisateurs réduit ce risque. Il est sage de s'accorder sur une limite supérieure de la valeur de  $tg \delta$  pour l'essai de routine d'acceptation des appareils. On doit savoir que cette limite peut différer notablement selon l'application, le type d'appareil et sa conception ou son isolation. De plus, la mesure de  $tg \delta$ , comme essai de routine, vérifie la continuité de la fabrication, ce qui signifie qu'une valeur moyenne et une tolérance doivent être données.

C'est seulement dans des cas particuliers où le facteur de description diélectrique est nettement supérieur à la valeur prévue que l'on a recours à un essai de stabilité thermique dont une méthode de réalisation est décrite dans la Publication 137 (1984) pour les traversées.

Pour les isolations papier huile, il est facile de mettre en évidence certaines incompatibilités thermiques de matériaux en mesurant les variations de  $tg \delta$  en fonction du champ électrique : en cas de pollution ionique sous champ faible ( $E < 0,1 E_n$ ), le facteur de dissipation diélectrique décroît brutalement quand le champ augmente (effet Garton) [6].

### 3. CONTRAINTE ELECTRIQUE

#### 3.1 Fréquence industrielle...

Les études faites sur la tenue des matériaux isolants organiques ont conduit au développement de 2 modèles : le modèle en puissance inverse ( $t = \lambda E^{-n}$ ) et le modèle exponentiel ( $t = K.e^{hE}$ ) [2,7].

## V. Endurance testing - Life test

### 1. INTRODUCTION

An instrument transformer should withstand the stresses that arise from operating conditions at least for some 25 years.

Consequently it should be designed taking into account that the characteristics of materials change during this time interval owing to applied stresses.

Therefore, it is necessary to know the long-term endurance of materials when submitted to various stresses; in particular the time-stress curve should be determined for a given material and a given stress.

In this way materials can be used within such stress limits that their effectiveness is secured for the expected life time, *i.e.* in such a way that they can absolve the task for which they were chosen.

The same problem arises with a piece of apparatus; one should find a non-destructive test that ascertains whether the tested object can withstand a given stress during its life with a low risk of failure. If this is not possible, it is necessary to find a test that ascertains that the piece of apparatus is sound on the ground of materials life tests and operating experience.

In the following paragraphs various kinds of stress are reviewed and life and endurance tests discussed on the basis of existing IEC Publications or specifications of some users.

The main stresses to take into account are : thermal stress, electric stress, mechanical stress and environmental conditions.

### 2. THERMAL AGEING

Thermal stress is an important degrading factor of materials. Thermal ageing of insulating materials has been studied for more than 50 years, since Montsinger's experimental researches [1], and its nature is fairly well known.

Thermal ageing is determined by physical-chemical reactions, the rate of which depends on temperature according to an exponential law; therefore, life time is given by Arrhenius law [2], [3].

A detailed IEC Publication on thermal endurance properties of electrical materials is available [4].

This Publication gives a description of test methods and instructions for the statistical treatment of data.

Experimental results have been obtained for many materials in standardized conditions; these data allow a comparison among different materials for a given application, so that it is possible to correlate them with service experience [2].

Outputs of instrument transformers are small; copper and iron losses are limited mainly because it is necessary to comply with the required accuracy class; in these conditions dielectric losses may be determinant. This problem is important for thick insulation structures as we find, *e.g.*, in current transformers.

Thermal stability can be calculated; it is also possible to carry out tang  $\delta$  measurements after a temperature rise test as described in [5].

These methods allow to assess an average value of losses and, as the dielectric dissipation factor is low, they permit the evaluation of apparatus thermal stability; nevertheless, they do not give any indication about localized instability caused by uneven processing quality or by thermal and chemical materials incompatibility.

A thermal stability test on apparatus appears to be the most obvious solution of the problem; however even this method can be criticized because it can fail to show cases characterized by a limited initial extent and a slow progress; furthermore, this test is considered expensive and not easy to be carried out.

Anyhow, these problems are to be solved by manufacturers by performing

long duration laboratory tests on materials and setting up an adequate quality control plan. Co-operation between manufacturers and users helps to reduce the risk. It would be advisable to agree upon an upper limit of the tang  $\delta$  value for the apparatus acceptance tests. As the tang  $\delta$  value depends both on the type and design of apparatus and on insulation, these limits can be different for each application. Moreover the tang  $\delta$  measurement, as an acceptance test, allows the uniformity of production to be checked; hence an average value and a tolerance should be given.

Only in particular cases, when the dielectric dissipation factor is far higher than the fixed value, one can resort to a thermal stability test; as an example, reference can be made to the method described in IEC Publication 137 (1984) for bushings.

With paper-oil insulation, evidence of materials incompatibility can be easily obtained by measuring the tang  $\delta$  change as a function of electric field : when ion pollution is present, at low field values ( $E < 0,1 E_n$ ), the dielectric dissipation factor will decrease sharply when field is increased (Garton effect) [6].

### 3. ELECTRIC STRESS

#### 3.1 Power frequency stress

Studies carried out on voltage endurance of organic insulating materials have led to the development of two models: the inverse power model ( $t = \lambda E^{-n}$ ) and the exponential model ( $t = Ke^{hE}$ ) [2], [7].

Both are empirical formulae and can be used in order to obtain a model of endurance under temperature and voltage [7].

As for impregnated insulation, for the life of which freedom from partial discharges is considered decisive, experiments on samples of power transformer insulation [8], [9] have

Ces deux formules sont empiriques et peuvent être utiles pour obtenir une représentation de la durée de vie en fonction de la température et de la tension [7].

Pour les isolations imprégnées on considère que l'absence de décharges partielles (DP) est fondamentale; des expériences sur des échantillons d'isolation de transformateurs de puissance [8, 9] ont montré que la probabilité d'apparition des DP dépend de la tension appliquée  $U$  et de sa durée  $t$  par une loi du type distribution de Weibull.

$$P = 1 - \exp(-AU^{a}t^{b}) \quad (1)$$

où  $A$ ,  $a$  et  $b$  sont des constantes.

Il en découle des courbes  $U - t$  d'équiprobabilité de risque.

$$U = Ct^{\alpha} \quad (2)$$

et la conception de l'isolation peut être déterminée sur la base d'un risque de défaillance admis [10, 11].

Une meilleure description du phénomène peut être obtenue en admettant l'existence d'une tension  $U_0$  au-dessous de laquelle aucune décharge ne se produit [11, 12], en remplaçant par exemple dans (1) et (2) ci-dessus  $U$  par  $Y = U - U_0$ . Dans ce cas, les courbes caractéristiques  $U - t$  dans un diagramme log/log ne sont plus représentées par des droites mais par une courbe à asymptote horizontale correspondant à  $U_0$ ; une assez bonne approximation est donnée en remplaçant cette courbe par 2 droites selon (2) comme indiqué dans [12].

Ces études conduisent à appliquer des méthodes statistiques de conception à des isolations non autorégénératrices et permettent de définir en conséquence les procédures d'essai.

Jusqu'à maintenant, aucune étude spécifique des réducteurs de mesure n'est connue et les paramètres  $c$  et  $a$ , si ils sont utilisables, ne sont pas déterminés. Cependant, par similitude avec l'isolation des transformateurs de puissance, on peut admettre l'existence de courbes  $U - t$ . On doit souligner qu'il est difficile de tracer de telles courbes à partir des résultats d'essais car les DP peuvent avoir des causes et des lieux d'occurrence très différents et peuvent se superposer.

Deux exemples de courbes donnent les tensions probables d'apparition des DP en fonction du temps, où la méthode décrite en [12] est utilisée.

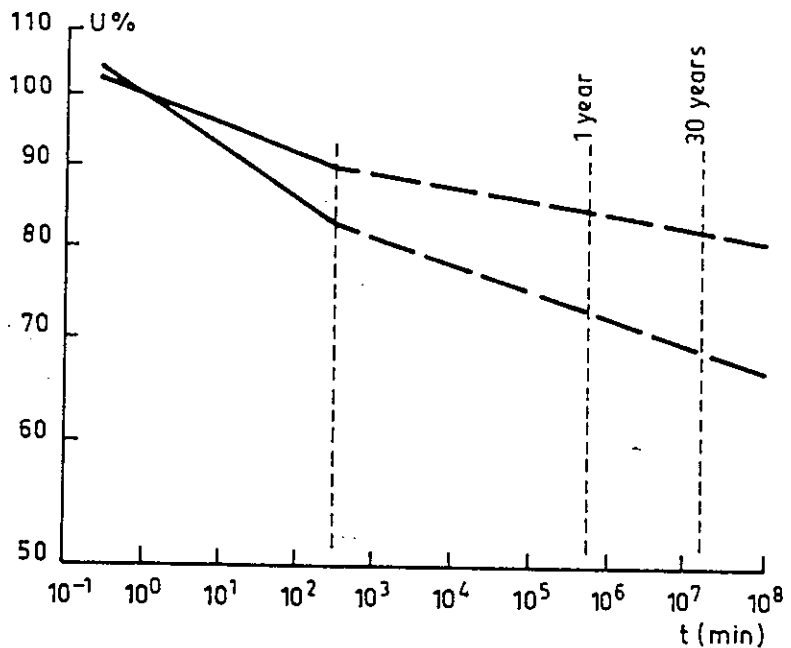


Figure 1 : Exemple de courbes tension-temps d'apparition des DP.

Figure 1. Examples of equiprobabilistic PD inception volt-time curves.

Bien que ce soit un exemple, il est nécessaire de souligner que toute augmentation de la tension d'exploitation diminue sensiblement le délai d'apparition des DP. Cela montre l'importance qu'il y a pour la vie de l'appareil.

Dans tous les cas, un essai de routine de mesure des décharges partielles est nécessaire pour vérifier l'absence de défaut de l'isolation du réducteur. La Publication 44-4 de la CEI décrit une procédure de service, en prenant en compte l'influence de la température et, pour certains types de systèmes de dilatation de l'huile, de la pression sur le niveau d'apparition des DP (par exemple pour des conditions correspondant à une mise sous tension de ligne et à des basses températures ambiantes).

Il est utile de rappeler que les procédures de quelques exploitants et avec la méthode II des Publications CEI 185 et 186 (1987) pour les réducteurs de mesure de tension  $U_m > 300$  kV, l'essai de décharges partielles est pratiqué immédiatement après l'essai à fréquence industrielle, qui représente alors la précontrainte de tension; les tensions de 0,7 à 0,9  $U_m$  utilisées pour la mesure sont en général associées à un seuil de DP acceptable de 10 pC.

Ces valeurs sont cohérentes avec les niveaux d'isolation CEI actuels.

Certaines sociétés d'exploitation ont adopté des valeurs supérieures mais il faut se garder en choisissant la valeur de tension où s'effectue la mesure de DP de surdimensionner de manière injustifiée l'isolation.

### 3.2 Contrainte haute fréquence

Ces dernières années, une série de défauts impliquant l'effet des transitoires à haute fréquence a été observée. Ce fait justifie la nécessité de vérifier le comportement des réducteurs de mesure vis-à-vis des régimes transitoires HF.

Quelques défauts sur les réducteurs de courant Haute Tension montrent qu'il y a eu dégradation des écrans haute et basse tension. Des décharges ou des arcs sont aussi apparus entre les écrans basse tension et les enroulements secondaires, et entre les spires des enroulements secondaires.

L'analyse de ces incidents attribue ces détériorations aux surtensions HF engendrées par la manœuvre des sectionneurs ou par l'amorçage d'éclateurs, caractérisées par des amplitudes allant jusqu'à 3 p.u. et des fréquences dans la gamme 100 kHz - 10 MHz [13]. Une description plus précise du phénomène est donnée en Annexe 1.

shown that the probability of partial discharges inception depends on applied voltage  $U$  and test duration  $t$  and that it can be represented by a Weibull distribution such as :

$$P = 1 - \exp(-AU^\alpha t^\beta) \quad (1)$$

where  $A$ ,  $\alpha$ ,  $\beta$  are constants.

Hence equiprobabilistic volt-time curves

$$U = Ct^{-\gamma} \quad (2)$$

can be obtained and insulation design could be carried out on a risk of failure basis [10], [11].

An improved description of this phenomenon may be obtained by admitting the existence of a limiting voltage  $U_0$  below which partial discharges are not generated [11], [12], *i.e.* by replacing  $U$  with  $y = U - U_0$  in equations (1) and (2) above. In this case, in a log/og diagram, the  $U - t$  characteristics is not represented anymore by a straight line, but by a curve with a horizontal asymptote corresponding to  $U_0$ ; however a good approximation is given by using two lines of the (2) type, as described in [12].

These studies allow to apply the statistical methods of design to non self-restoring insulation and allow to define consequently the test procedures.

Up to now, no specific studies are known concerning the instrument transformers insulation and parameters  $C$  and  $\gamma$ , if applicable, are not determined. Nevertheless, if we assume some similitude with the insulation of power transformers, we can forecast the existence of  $U-t$  curves. It has to be stressed that such curves are difficult to derive from test, as the PD of different origins can be located in different parts of the instrument transformer and can be superimposed.

Two examples of equiprobabilistic PD inception volt-time curves are given in Figure 1, where the method described in [12] was used. Although this is only an example it is necessary to point out that an increase in operating voltage can lower the time to inception sensibly.

This shows how important it is, for a piece of apparatus, to be correctly operated as regards operating voltage : in this connection wrong use is equivalent to wrong design.

At present experts do not agree completely in this probabilistic approach to insulation design. This is principally due to the difficulties that are always encountered when results obtained from short term experiences are to be extrapolated to the entire expected life of apparatus.

In any case a partial discharge (PD) routine test is necessary to ascertain that insulation of a piece of apparatus is faultless.

In IEC Publication 44-4 a PD test procedure for instrument transformers is described : with phase-to-earth apparatus designed for effectively earthed networks a  $1.3 \cdot 0.8 U_m$  pre-stress voltage and a  $1.1 U_m/\sqrt{3}$  measuring voltage are prescribed.

These figures are considered low by some users; as a matter of fact it is necessary to ascertain that partial discharges started by an overvoltage are extinguished when voltage returns to the operating values range, taking into account also the influence of temperature and, for some expansion device design, also of pressure on PD inception voltage (consider, for instance, line energization and low temperature conditions for apparatus).

On this subject it is appropriate to recall that with the procedures of some users and with method II described in IEC Publications 185 and 186 (1987) for instrument transformers having  $U_m \geq 300$  kV the PD test is carried out immediately after the power frequency test, that constitutes the pre-stress voltage; measuring voltages in the range (0.7 - 0.9)  $U_m$  are generally used with a 10 pC PD level.

These values are compatible with present IEC insulation levels.

There are utilities that have adopted higher figures; however, when choosing a measuring voltage value, attention must be paid not to condition insulation sizing in an unjustified way.

### 3.2 High frequency stress

During the last years an accumulation of faults was observed where high frequency transients were a basic reason for the failure.

This fact made it necessary to check the instrument transformers behaviour against HF transients.

Some faults on HV current transformers showed that there had been degradation of HV and LV shields. There also had been discharges between LV shields and the secondary windings as well as between secondary turns yielding in short circuits there.

The analysis of those accidents led to ascribe deterioration to high frequency surges, generated by disconnectors operation or by spark gaps flashovers and consisting of overvoltages with a crest value up to 3 p.u. and frequencies in the 100 kHz-10 MHz range [13]

A more detailed description of the phenomena is given in App. 1.

These accidents demonstrated that it is indispensable to design the instrument transformers insulation taking into account high-frequency stress and that an endurance type test that checks this feature is necessary.

An experimental research led to formulate a test procedure that prescribes the application of 600 chopped wave impulses to a newly manufactured IT (required as a type test); evaluation of the test is made on the basis of the current-to-earth values and wave-shapes and of the difference of gas content before and after the test.

The test procedure is summarized in App. 2<sup>1</sup>; App. 4 gives some results of this test.

A research was subsequently started in order to investigate the influence of the wave shape on the test results [14]. This research showed the effectiveness of testing with oscillating wave impulses; consequently the 100 impulses test described in App. 3<sup>1</sup> was formulated.

Until now these tests have been performed on current transformers; they are also applicable to other categories of instrument transformers but, in this case, the criteria of evaluation should be revised (Refer to App. 1).

## 4. MECHANICAL STRESS

### 4.1 Stresses during operation

The mechanical stresses to which a piece of apparatus is subjected during its life can be : continuous stress with a constant or time variable value; short-time high amplitude stresses;

<sup>1</sup> The limits in gas concentration increase quoted in Appendixes 2 and 3 are referred to laboratories of two major users ; these measurement techniques are difficult and may be discussed. For more information see IEC 567 (in revision) and present work of CIGRE WG 15.01.

Toutes ces défaillances montrent l'intérêt d'une conception des réducteurs prenant en compte ces contraintes haute fréquence et la nécessité d'un essai de type montrant que l'appareil est capable de les supporter.

Une étude expérimentale a conduit à proposer une procédure d'essai demandant l'application de 600 chocs coupés sur un réducteur neuf (comme il l'est demandé dans ces essais de type); les critères d'évaluation du résultat sont basés sur des valeurs et des formes d'onde des courants à la terre et sur la différence de concentration de gaz dissous avant et après l'essai. La procédure est résumée en Annexe (2)<sup>1</sup>; l'Annexe 4 donne quelques résultats de ces essais.

Une autre étude a ensuite été conduite pour rechercher l'influence de la forme d'onde sur le résultat [14], démontrant l'efficacité des essais avec des ondes oscillantes; un essai avec 100 chocs est décrit en Annexe 3.

Jusqu'à maintenant, ces essais ont été appliqués sur des réducteurs de courant; ils sont aussi applicables à d'autres catégories de réducteurs mais alors les critères d'évaluation doivent être révisés (voir l'Annexe 1).

#### 4. CONTRAINTE MECANIQUE

##### 4.1 Contraintes en service

Les contraintes mécaniques susceptibles d'apparaître pendant la vie de l'appareil peuvent être : permanentes avec une valeur constante ou variable avec le temps; brèves avec de fortes amplitudes, comme celles produites par les courants de court-circuit; de fatigue cyclique; dues à la température et en particulier aux dilatations des matériaux (voir aussi la partie traitant des conditions particulières d'emploi).

La CEI 185 demande un essai de court-circuit pour les transformateurs de courant; si nécessaire cet essai peut être répété mais en réduisant les temps de chaque application.

Actuellement, aucun essai ne vérifie la qualité de compression des éléments dans un réducteur de tension capacitif. Un utilisateur demande pour

ce cas, avant l'essai à fréquence industrielle, la mesure de la capacité à 0,5 Un qui sert alors de référence. Après l'essai la même mesure est faite à 0,5 - 1 - 1,05 Un. Le changement de capacité à 0,5 Un et 1,5 Un ne doit pas être supérieure à 0,1 % de la mesure à Un. Cependant certains experts considèrent que les effets des contraintes mécaniques sur la compression des éléments est mieux contrôlé par les mesures de précisions (rapports) que par les mesures de capacité.

Pour vérifier les raccordements des diviseurs capacitifs (CVT), un essai de décharge est efficace; un utilisateur spécifie même qu'un tel essai doit être pratiqué selon la procédure décrite dans la Publication 358 de la CEI (1971), en sus (et non en substitution) de l'essai de choc de foudre.

Les dispositifs d'expansion des réducteurs sont soumis à des déplacements cycliques; il peut être nécessaire de vérifier leur endurance sous un grand nombre de cycles.

Il s'agit là d'un essai réalisé par les constructeurs sur des prototypes. En production, ce sont les caractéristiques du matériau qui sont contrôlées pour s'assurer de la conformité aux prototypes, selon le plan d'assurance qualité des constructeurs.

Il est aussi indispensable de vérifier que le système d'expansion peut suivre les variations de volume et de pression consécutives aux variations de température dans la gamme de service.

Un essai d'absence de fuite est nécessaire pour contrôler l'efficacité du scellement.

##### 4.2 Contraintes pendant le transport

Les réducteurs sont soumis à des chocs ou des oscillations aléatoires pendant leur transport. Des chocs sont aussi dus au chargement et déchargement.

Si le transport a lieu par camion [15] les accélérations verticales ont des valeurs moyennes de 1g (les fréquences atteignent 25 Hz) mais peuvent atteindre 4g. Les accélérations horizontales sont d'environ 25 % inférieures. Pour des fréquences supérieures, l'accélération est très inférieure.

Si en cas de chocs sur des routes normales, les accélérations sont inférieures à 5g, on peut observer jusqu'à 10g sur des routes non pavées ou sur des pistes. Dans ce dernier cas, les composantes horizontales des accélérations sont du même ordre de grandeur que les composantes verticales.

La Publication 77 de la CEI demande l'essai des équipements ferroviaires à une valeur de 3g, pendant 2 heures à chacune des fréquences de résonances dans la gamme 1 - 50 Hz. S'il n'y a pas de résonance importante, l'essai se fait avec 3g à 10 Hz pendant au moins 2 heures.

Les contraintes apparaissant pendant les transports maritimes sont généralement inférieures à celles résultant de transport routiers ou ferroviaires. Bien sûr le chargement et le déchargement exigent une manipulation précautionneuse.

Il est utile de s'assurer que les limites fixées n'ont pas été dépassées en équipant les colis d'indicateurs de chocs.

#### 5. CONDITIONS AMBIANTES

Pour les isolations en porcelaine, cette question se limite à la tenue diélectrique sous pollution à fréquence industrielle; pratiquement, cela revient à choisir concrètement un niveau de pollution en relation avec le lieu d'installation ainsi qu'une méthode d'essai (brouillard salin ou couche prédéposée).

Il existe pour cela plusieurs documents de normalisation et une bibliographie abondante ([16], [17], [18], [19]...).

Les problèmes de corrosion métallique sont identiques pour tout appareil ou composant métallique du poste : ce qu'il faut c'est donc choisir les bonnes méthodes classiques de protection et vérifier leur application.

Les matériaux synthétiques isolants sont sujets à un vieillissement dû à l'environnement climatique et aux pollutions naturelles ou industrielles.

Parmi les facteurs qui contribuent au vieillissement des matériaux organiques installés dans les postes HT les plus significatifs sont l'exposition aux

<sup>1</sup> Les limites d'augmentation en gaz dissous données Annexes 2 et 3 font référence à des mesures de laboratoires de deux grands exploitants; ces techniques de mesure sont difficiles et peuvent être discutées contradictoirement. Pour obtenir des informations complémentaires, voir la Publication CEI 567 (en révision) et le travail conduit actuellement dans le groupe CIGRE 15.01.

such as those caused by short circuit currents; cyclic fatigue stresses; stresses depending on temperature, due to different expansion of materials (see also the companion paper on particular conditions of use).

In IEC Publication 185 a short circuit test for current transformers is prescribed; if necessary, this test could be performed with repetition of current applications, reducing each application period.

At present there is not a test that verifies the quality of CVT elements pressing.

On this subject one user prescribes that, before the power frequency withstand test, a reference capacitance value at  $0.5 U_n$  is to be measured. After the power frequency test the capacitance routine test is performed at values  $0.5-1.0-1.5 U_n$ . The change between the values at  $0.5 U_n$  and  $1.5 U_n$  should not exceed  $0.1\%$  of the capacitance value measured at rated voltage.

In this connection some experts are of the opinion that the effects of the mechanical stress on elements pressing is better checked by means of accuracy (ratio) measurements than through the capacitance test.

A discharge test is an effective check of CVT connections.

To this end one user prescribes that a discharge type test is to be performed with the procedure described in IEC Publication 358 (1971), in addition to the lightning impulse test and not just as an alternative to it.

Expansion devices of instrument transformers are subject to cyclic movements; therefore, it is necessary to test their endurance in order to verify their effectiveness after a high number of cycles.

This is a design test performed by manufacturers on prototypes.

During production, materials characteristics are tested in order to ascertain product conformity with prototypes, according to the manufacturer's quality-assurance plan.

It is also necessary to check that the expansion system can follow the volume and pressure excursions consequent to temperature variations within the operating range.

A leakage test is necessary in order to verify the sealing effectiveness.

#### 4.2 Transportation stresses

Instrument transformers are subject to stochastic oscillations or single shocks during transportation. Shocks can also occur at loading and unloading.

During transportation by truck [15] average vertical acceleration values are about  $1\text{ g}$  for frequencies up to  $25\text{ Hz}$ , but peak values up to  $4\text{ g}$  can be observed. Horizontal acceleration values are about  $25\%$  lower. At higher frequencies acceleration is much lower.

Acceleration values resulting from shocks are less than  $5\text{ g}$  on normal roads, but far higher values up to  $10\text{ g}$  can be achieved on unpaved roads or trails. In this case values of horizontal acceleration component are not much lower than the vertical ones.

IEC Publication 77 specifies that railway equipment is to be tested at the acceleration of  $3\text{ g}$  for 2 hours at each noted resonance frequency within the range  $1-50\text{ Hz}$ .

If no major resonance occurs the equipment is to be tested at the acceleration of  $3\text{ g}$  at  $10\text{ Hz}$  for not less than 2 hours.

Stresses during transportation by ship are generally lower than those that occur with transportation by truck or train. The same can be said of loading and unloading, provided the apparatus is carefully handled.

It is advisable to use some shock indicators to check that limits agreed upon between manufacturer, user and shipping company are not exceeded.

#### 5. ENVIRONMENTAL CONDITIONS

With porcelain insulators this problem is covered by power frequency withstand under polluted atmosphere; in practice, it is a matter of selecting a pollution level adequate to the operating conditions and a test method (saline fog or solid layer methods).

On this subject different standards are available and a detailed bibliography can be found [16], [17], [18], [19].

Metal fitting corrosion problems are common to every piece of apparatus and every metallic component of a substation; adequate protection methods are to be chosen and tested.

Organic insulating materials are subjected to climatic ageing as a

consequence of weathering and exposure to natural and industrial pollution.

Among the factors that contribute to the ageing process of organic materials installed in HV substations are: exposure to ultraviolet radiation, atmospheric oxygen and ozone, nitrogen oxide, humidity, natural and industrial pollution [20].

U.V. radiations cause ionization and excitation reactions leading to molecular decomposition, which reduces electromechanical withstand ability.

The action of U.V. radiation is enhanced in the presence of oxygen and ozone; these gases also cause ageing reactions independently from the presence of radiations.

Humidity causes water absorption in the material and can lead to hydrolysis reactions or have a physical action.

Humidity condenses on the surface of insulators and, together with pollution, forms a conductive layer; consequently dispersion currents and arcing cause tracking.

In order to ascertain the long term behaviour of organic materials in the form of test pieces or manufactured components, it is necessary to define the operating conditions under climatic stress and classify them appropriately.

Starting from this basis it is possible to set up test methods that are both representative of the operating conditions and acceptable from an economical point of view.

For high-voltage enclosed switchgear for indoor use the IEC sub-committee 17 C have studied this problem defining design classes and test methods for severe climatic conditions [21]. At present there is not a general publication for outdoor apparatus, even though documents relative to some kind of apparatus can be found.

For instance, VDE 0278 prescribes a  $100\text{ h}$  salt fog test for cable accessories up to  $30\text{ kV}$  and a simulated weather conditions test is described in reference [22] for composite insulators.

However a general and systematic formulation of the problem, in accordance with the aforesaid lines, is still needed.

Furthermore tests on organic materials are available.

ASTM D 2303 and IEC Publication 587 describe tracking and erosion tests.

radiations UV, l'oxygène et l'ozone de l'air, l'oxyde d'azote, l'humidité et la pollution naturelle ou industrielle [20].

Le rayonnement UV produit l'ionisation et des réactions d'excitation induisant des décompositions moléculaires qui réduisent la tenue électromécanique. L'action du rayonnement UV est renforcé par la présence d'oxygène et d'ozone; ces gaz sont aussi la cause de dégradations chimiques par eux-mêmes.

Le matériau peut absorber l'humidité qui provoque alors des hydrolyses et ou une action physique. De plus, la condensation sur la surface des isolants, en combinaison avec la pollution forme une couche conductrice donnant lieu à des courants superficiels et à des cheminements.

Pour garantir le comportement à long terme des matériaux organiques sous forme de pièces d'essai ou de composants industriels réalisés, il est nécessaire de définir les conditions d'emploi sous contrainte climatique et de les classer.

Partant de cette base, il est possible d'établir des méthodes d'essais acceptables sur le plan économique et représentatives.

Pour les appareillages HT sous enveloppes à usage en intérieur, le Sous-Comité 17C de la CEI a étudié le problème et défini des classes de conception et des méthodes d'essais pour les conditions d'emploi sévères [21]. Actuellement, il n'existe pas de publication générale pour appareil extérieur, bien que l'on puisse trouver quelques documents.

Par exemple, le document VDE 0278 demande un essai de 100 heures au brouillard salin pour les accessoires de câbles jusqu'à 30 kV et un essai simulant l'effet des conditions climatiques sur les isolateurs composites est décrit dans [22].

Cependant, on ne dispose pas encore d'une formulation générale et systématique des problèmes cités ci-dessus.

On dispose de plus d'essais particuliers sur les matériaux organiques. Les Publications CEI 587 et ASTM D 2303 donnent des essais de cheminement et d'érosion électriques.

Des essais de vieillissement accéléré en laboratoire pour les pièces en matériau isolant pour l'extérieur existent dans une spécification interne

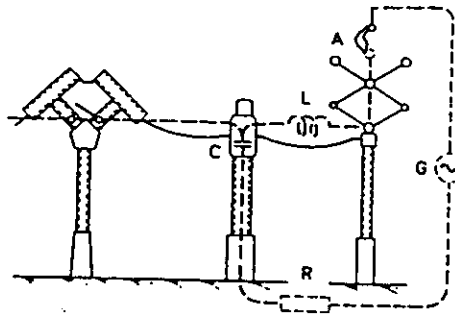


Figure 2.1.

d'un utilisateur; la référence [20] donne un résumé de ce test consistant en des cycles thermiques sous rayonnement UV, pollution industrielle et brouillard salin.

## 6. CONTRAINTES COMBINÉES

L'effet de contraintes simultanées ou successives, combinées n'est pas encore très connue, surtout du fait du grand nombre de combinaisons possibles. Il existe une Publication CEI traitant ce sujet [23].

Parmi les différentes combinaisons qu'il peut être important de prendre en compte pour les appareils HT des postes, les plus importantes sont l'association température-champ électrique et la combinaison des contraintes climatiques.

Pour la première, des relations empiriques ont été proposées compatibles avec les équations de modèles thermique et électrique des matériaux organiques isolants [2], [7]; les résultats expérimentaux sont encourageants mais encore insuffisants.

Pour les secondes, quelques méthodes d'essais ont été établies [20].

Cependant une connaissance complète théorique n'est pas nécessaire pour définir des procédures d'essai d'endurance ou de durée de vie. Ceci est évident quand on considère quelques procédures décrites ci-dessus.

## 7. CONCLUSIONS

La description ci-dessus des essais ou observations montre qu'aujourd'hui les publications CEI ne traitent pas les essais d'endurance ou de durée de vie. on suggère que ce sujet soit inté-

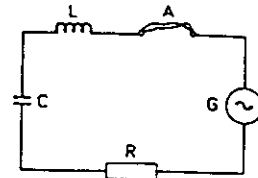


Figure 2.2.

gré au cours des futures révisions des publications CEI.

Quelques utilisateurs ont donc complété les procédures. Il est clair que les critères peuvent être revus ou rationalisés.

Il est nécessaire que cette révision de publications prenne en compte les caractéristiques particulières de chaque appareil ainsi que la séquence des essais de type déjà pratiquée.

Ce qui précède s'applique aux réducteurs de mesure à isolation papier-huile, qui a été largement étudiée et essayée; cependant, il ne faut pas oublier les nouvelles techniques qui sont maintenant disponibles (SF6, isolation synthétique).

## ANNEXE 1

### Contrainte haute fréquence.

Quand un sectionneur est manœuvré, de nombreux réamorçages se produisent. Chacun excite une oscillation haute fréquence dans le circuit résonnant constitué principalement de la capacité du TC et de l'impédance (inductance et résistance) de la boucle (voir figure 2.1 et 2.2).

Il est clair que le système de la figure 2 possède plusieurs fréquences de résonance pouvant être excitées. L'oscillation résultante comporte plusieurs composantes de fréquences et d'amortissements différents comme montré sur les figures 3.1, 3.2, 3.3, 3.4.

La gamme des fréquences s'étend de 100 kHz à 10 MHz (voir figure 3.5).

Le critère de tension peut atteindre 3 p.u. et le courant crête 2500 A, selon la tension du réseau. Pour un réseau 420 kV, des valeurs de 800 à 1400 A

Accelerated laboratory ageing test on outdoor insulating material test pieces have been formulated in an internal test code of one user; reference [20] gives a summary of this test consisting in cyclic loads with UV radiations, industrial pollution and saline fog.

## 6. COMBINED STRESSES

The effect of simultaneous or successive stresses combined together is still not much known, mainly owing to the numerous possible combinations of stresses.

An IEC Publication on this subject is available [23].

Among the various stress combinations that can be considered for high voltage substations apparatus, the most important are those relevant to temperature and electric field, and those pertinent to multiple environmental stresses.

For the former, empirical relations have been found which are compatible both with thermal and electrical model equations of organic insulating materials [2], [7]; the experimental results are encouraging but they are not yet sufficient.

For the latter case some test methods on test pieces have been set up for a few combinations [20].

Nevertheless a complete theoretical knowledge of the problems is not necessary in order to establish endurance or life test procedures. Some of the tests described in the preceding paragraphs are an evidence of this statement.

## 7. CONCLUSIONS

The above description of the tests and the observations made evident that IEC Publications in force do not consider endurance and life tests or equivalent tests. It is suggested that this matter should be considered in the future revision of IEC Standards.

Some users provided for more complete procedures. Still the test criteria should be reviewed and rationalized.

The standards revision should be performed taking into account the particular characteristics of each apparatus and all the type tests performed on them.

The foregoing applies to instrument transformers with oil impregnated insulation, which have been widely tried out and tested; nevertheless it is expected that also the new insulation techniques that are now available (SF<sub>6</sub>, synthetic insulation) will be taken into consideration.

## APPENDIX 1

### High frequency stress

When a disconnector is operated numerous restrikes occur. Each of them will excite a high frequency oscillation in the resonant circuit consisting mainly of the CT's capacitance and of the inductance and the resistance of the loop concerned (Refer to Fig. 2.1, 2.2).

It is self-explaining that a system as shown in Figure 2 will have several resonant frequencies, which also may be excited. Therefore the total oscillation is the sum of that of different frequencies and dampings, as it is shown in Figures 3.1, 3.2, 3.3, 3.4.

The range of the frequencies is from 100 kHz to 10 MHz (see Fig. 3.5).

Voltage peaks can achieve a value of 3 p.u and current peak values up to 2500 A, depending upon the system voltage. For 420 kV system figures from 800 to 1400 A have been measured.

The impedance to ground of an instrument transformer can be represented as a network of capacitances and inductances determined by the insulation layers, equipotential shields, connections between different parts, windings, low voltage terminals, etc.

Consequently a current to ground with a crest value up to a few thousand amperes can create a potential difference which is higher than the withstand value between some points of the insulation which should not have any potential difference under service frequency conditions and can cause local discharges.

Such discharges are harmless if they take place in an area where the insulation is not influenced or deteriorated by them. But they can be dangerous to the equipment if the sparking is within the main insulation where serious degradation will be the result.

Examples for harmless sparking are e.g. discharges from head cover of an

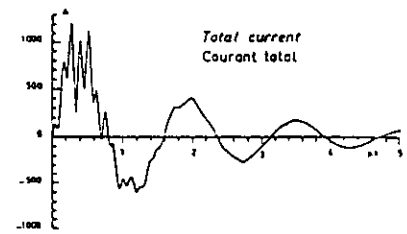


Figure 3.1

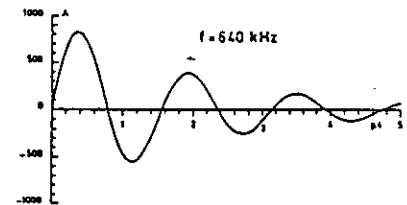


Figure 3.2

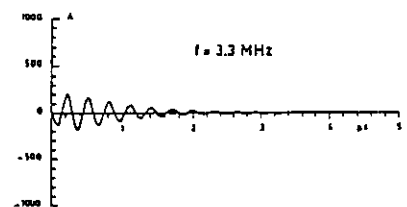


Figure 3.3

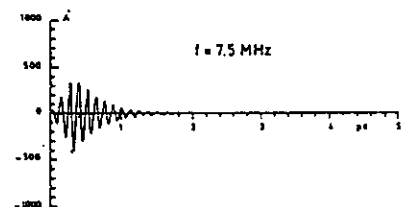


Figure 3.4

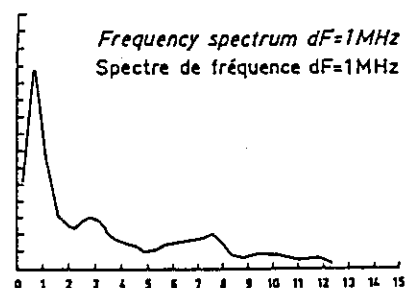


Figure 3.5

Figure 3.

inverted type CT to the high-voltage-electrode of the main insulation or from the stem tube to its ground connection (Fig. 4).

Great care has to be taken when designing the high voltage and earth

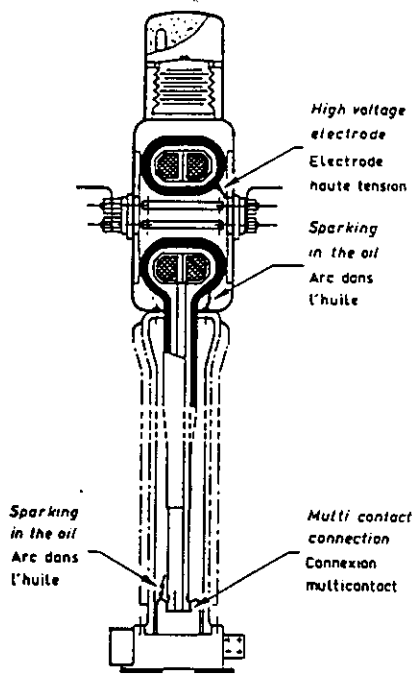


Figure 4.

ont été mesurées. L'impédance phase-terre d'un réducteur de mesure peut se représenter par un réseau de capacités et d'inductances correspondant aux couches d'isolant, aux écrans et connexions, enroulements, bornes basse tension, etc...

Il en résulte que le courant vers la terre de l'ordre du millier d'ampères peut créer des différences de potentiel supérieures à ce que peut supporter l'isolation en quelques points qui normalement sous tension à fréquence industrielle devraient être à la même tension. On peut avoir alors des décharges locales.

L'effet de telles décharges est sans conséquences si elles apparaissent là où l'isolation n'est pas modifiée ou détériorée par celles-ci. Mais elles peuvent aussi être dangereuses si elles touchent l'isolation principale.

Des exemples de décharges sans conséquences importantes sont donnés sur la figure 4 entre la cuve d'un TC de type inversé et l'électrode de haute tension ou le tube et la connexion de terre.

Un soin très important est nécessaire quand on conçoit les écrans haute tension ou de terre de l'isolation. Les écrans intermédiaires ont aussi évidemment leur importance mais sont dépendant moins critiques. La difficulté est de répartir uniformément les cou-

rants haute fréquence sur des surfaces importantes sans avoir de tensions élevées entre pièces conductrices voisines. Sinon les dégradations s'accroissent et le matériel présentera une défaillance à terme en exploitation.

Un autre aspect des transitoires haute fréquence est l'influence du circuit secondaire. Si l'écrantage est insuffisant, des courants haute fréquence vont parcourir le secondaire y créant des défauts comme des courts-circuits entre spires ou couches ou des surtensions pouvant détruire les équipements connectés comme les relais, etc...

Un essai doit donc démontrer qu'aucune décharge n'apparaît dans des endroits vitaux de l'appareil.

Deux méthodes sont décrites en Annexes 2 et 3.

Ces méthodes sont coûteuses, et longues et ne peuvent être envisagées que comme essai spécial de type. Elle supposent de plus que l'appareil ne sera pas réutilisé tel quel en service.

Aucune ne permet de distinguer les décharges dangereuses des autres. Il est nécessaire d'interpréter l'origine des décharges même si ce n'est pas facile.

Les valeurs telles que les temps de montée ou de décroissance, etc... sont liées à un type particulier de TC et de circuit d'essais. Il se peut, spécialement pour des tensions supérieures que des temps de montée ou de décroissance des ondes inférieures à 250 ns ne soient pas réalisables du fait que la fréquence fondamentale de l'oscillation dépend de la capacité du TC et de l'inductance de la boucle formée par le TC et l'éclateur mis en parallèle. Si la fréquence fondamentale est de 1 MHz, ce qui est courant, le temps de décroissance sera de 0,5  $\mu$ s.

La méthode des ondes est généralement applicable aux TC, CVT, VT, combinés et traversés mais les niveaux de tension d'essai et les autres paramètres doivent être adaptés selon le comportement des équipements différents.

De plus, la méthode de prélèvement et d'analyse de l'huile aura une influence sur les analyses et leur précision. Lorsque l'on interprète la variation de concentration de gaz dissous, le volume de l'huile, le nombre et l'importance des décharges doivent être considérées.

## ANNEXE 2

**Essai d'endurance pour réducteurs de courant. Essai en ondes coupées.**

Avant l'essai un échantillon d'huile est analysé pour servir de référence pour les mesures de gaz dissous.

Six cents chocs de foudre de polarité négative, coupés à la crête sont appliqués.

Les tensions crête sont :

- 650 kV pour les CT 245 kV
- 1000 kV pour les CT 420 kV.

Quand l'onde est coupée, l'amplitude de l'onde oscillante de polarité opposée produite est limitée à 50 % de la valeur crête.

Tous les 50 chocs, les courants H.F. du bobinage et le courant total à la terre sont enregistrés (en utilisant des CT large bande ou des shunts) et sont comparés aux enregistrements de référence obtenus en appliquant 1 ou plus (moins de 20) chocs coupés d'amplitude réduite à 50 % de la valeur d'essai.

Tous les 50 chocs la tension du choc est enregistrée.

Les chocs ont lieu toutes les minutes.

## Interprétation et critères

### 1. Tenue de l'appareil

La somme des valeurs crête des courants des enroulements ne doit pas dépasser 5 % de la valeur crête du courant total.

L'absence de défauts internes est considérée comme acquise.

- a) en comparant le rapport et la forme d'onde des courants enregistrés en pleine tension et en tension réduite.
- b) si le CT tient les essais diélectriques après l'application des 600 chocs.

En cas de doute l'appareil est ouvert.

### 2. Endurance

Un échantillon d'huile est prélevé 3 jours après la dernière impulsion. L'analyse de gaz ne doit pas donner de variation en concentration, supérieure à :

- H<sub>2</sub> : 0,2  $\mu$  mole/litre (4 ppm)
- CH<sub>4</sub> : 0,1  $\mu$  mole/litre (2ppm)
- C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> : 0,05  $\mu$  mole/litre (1 ppm)

shields of the insulation. Also intermediate layers are important though not as critical as the above mentioned two. The task is to distribute high frequency currents as uniformly as possible at a considerably large surface without excessive voltage difference between neighbouring conductive parts. Otherwise the insulation will rapidly deteriorate and the equipment most probably will fail in service.

Another aspect of high frequency transients is the influence of the secondary circuit. In case of insufficient shielding high frequency current will enter the secondary causing either defects therein, e.g. short circuits between turns or layers, or excessive voltage can destroy the connected equipment such as relays, etc.

A test has therefore to show that there is no harmful discharging in vital parts of the unit.

Two methods are described in Appendices 2 and 3.

Since both methods are expensive and time consuming, they are deemed to be special type tests only. It is deemed that the tested IT should not be put into service.

None of them can distinguish between harmful and harmless discharges. It is necessary to interpret the origin of the discharges even though it is not an easy job.

The figures such as rise and collapse times etc... are related to a particular type of CT and test circuit. Especially at higher voltage level a rise or collapse time  $\leq 250$  ns may not be achievable because the basic frequency of the oscillation is governed by the CT's capacitance and by the inductance of the loop formed by the CT and the spark gap parallel to it. In case of a fundamental frequency of 1 MHz, which is a common value, the collapse time will be  $0.5 \mu\text{s}$ .

The chopped wave method is generally applicable to CT, CVT, VT's, combined units and bushings but test voltage level and other parameters have to be selected differently, because some types of design have different behaviour, e.g. bushings.

Furthermore, the methods of sampling and analyzing will have an influence on the readings and on their accuracy.

When assessing the variation of dissolved gas content the volume of oil and number and size of discharges have to be taken into account.

## APPENDIX 2

### Endurance test for current transformers. Chopped wave test.

Before the test an oil sample is analyzed for comparison with the values of gas content measured after the test.

600 negative polarity lightning impulses, chopped on the crest, are applied to the current transformer (see Figure 5).

Impulse crest voltage values are the following :

- 650 kV for 245 kV current transformers;
- 1000 kV for 420 kV current transformers.

When the wave is chopped the opposite polarity amplitude must be limited to 50 % of the crest value.

Every 50 impulses high frequency currents from the windings and the total current to earth are recorded, using wide frequency range CTs or shunts, and compared with the reference currents recorded applying one or more (max. 20) reduced chopped impulses (50 % of the test value).

- every 50 impulses voltage is recorded;
- one impulse per minute is applied.

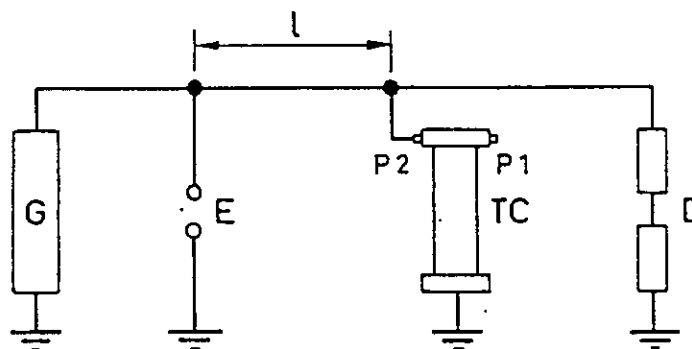


Figure 5 : Circuit pour essai en onde coupée.

Figure 5. Chopped wave test circuit.

G : générateur de choc  
 E : éclateur à sphère commandée  
 TC : réducteur de courant  
 D : diviseur de tension  
 l : 3,5 m pour les CT 245 kV  
 l : 5,0 m pour les CT 420 kV

## Results analysis

### 1. Apparatus withstand

- The sum of the crest values of winding currents must not exceed 5% of the crest value of total current.
- The absence of internal failure is verified :
  - a) comparing the ratio and the wave-shape of currents recorded with full voltage and reduced impulses.
  - b) if the current transformer withstands the dielectric tests after the 600 impulses application.

### 2. Apparatus endurance

An oil sample is taken 3 days after the last impulse. Gas analysis must not show any variation higher than :

$\text{H}_2$  :  $0.2 \mu\text{ mole/litre}$  (4 ppm)  
 $\text{CH}_4$  :  $0.1 \mu\text{ mole/litre}$  (2 ppm)  
 $\text{C}_2\text{H}_4$  :  $0.05 \mu\text{ mole/litre}$  (1 ppm)  
 $\text{C}_2\text{H}_2$  :  $0.05 \mu\text{ mole/litre}$  (1 ppm)  
 $\text{C}_2\text{H}_6$  :  $0.1 \mu\text{ mole/litre}$  (2 ppm)

related with the results of the analyses performed before the test.

## APPENDIX 3

### Endurance test for current transformers. High frequency overvoltage test.

This test is intended to be performed only on current transformers with  $U_n \geq 245$  kV.

The test voltage is a negative polarity impulse, chopped just before the crest at a value of :

$C_2H_2$  : 0,05  $\mu$  mole/litre (1 ppm)

$C_2H_6$  : 0,1  $\mu$  mole/litre (2 ppm)

ceci par rapport à l'analyse faite au début.

### ANNEXE 3

#### Essai d'endurance pour CT. Essai de surtension haute fréquence.

Cet essai est prévu pour s'appliquer seulement sur les CT de tension nominale supérieure à 245 kV.

Le choc est de polarité négative, coupée juste avant la crête au niveau :

— 680 kV  $\pm$  5 % pour les CT 245 kV

— 925 kV  $\pm$  5 % pour les les CT 420 kV.

Les temps de montée et de décroissance de l'onde, de 0 à la coupure de l'onde et de la coupure à zéro sont  $\leq$  0,25  $\mu$ s chacun.

L'amplitude de la première oscillation de polarité opposée à une valeur d'environ 50 % la valeur crête de l'onde coupée.

L'onde est appliquée entre la borne HT du CT et la terre.

100 chocs au moins sont appliqués. La forme d'onde est enregistrée.

Avant l'essai et 3 jours après l'essai, l'analyse de gaz dissous est effective. Le CT est supposé avoir subi avec succès l'essai si l'augmentation de concentration des gaz dissous ne dépasse pas;

$H_2$  : 5 ppm (0,25  $\mu$  mole/litre)

$CH_4$  : 2,5 ppm (0,125  $\mu$  mole/litre)

$C_2H_6$  : 2,5 ppm (0,125  $\mu$  mole/litre)

$C_2H_4$  : 1,5 ppm (0,075  $\mu$  mole/litre)

$C_2H_2$  : 1,5 ppm (0,075  $\mu$  mole/litre)

### BIBLIOGRAPHIE

[1] V.M. MONTSINGER : Loading transformers by temperature. AIEE Trans. 49, pp. 776-779, April 1930.

- [2] B. FALLOU : Comportement spécifiques des matériaux isolants soumis à diverses contraintes. Résumé des connaissances actuelles et normalisation. Revue Générale de l'Electricité, n° 10/1985.
- [3] G.C. MONTANARI, G. PATTINI : Thermal endurance of insulating materials; a theoretical and experimental analysis. IEEE Trans. El. Ins. Vol EI-6 pp. 69-77, Feb. 1986.
- [4] IEC Publication 216. Guide for the preparation of the procedures for evaluating the thermal endurance of electrical insulating materials. 216-1 : General procedures for the determination of thermal endurance properties, temperature indices and thermal endurance profiles (1974). 216-2 : List of materials and available tests. (1974). 216-3 : Statistical methods (1980). 216-4 : Instructions for calculating the thermal endurance profile (1980).
- [5] TJOE HOUW SIE : Stabilité des transformateurs de courant à haute tension. Revue Brown Boveri n° 3, 1980 pp. 182-1987.
- [6] G. DEGLI ESPOSTI, W. MOSCA, D. PERINELLI : Sul significato fisico dell'angolo di perdita nei dielettrici. 78a Riunione annuale AEI, 1977, Paper 22.
- [7] L. SIMONI : A general approach to the endurance of electrical insulation under temperature and voltage. IEEE Trans. El. Ins. Vol EI-16, pp. 277-289, Aug. 1981.
- [8] A. BOSSI, S. CESARI, F. COPPADORO, S. YAKOV : Volt-time relationship for PD inception in oil-paper insulation for UHV transformers. World Electro-technical Congress. Moscow 1977. Section 2, Paper 42.
- [9] S. YAKOV (de la part du GT 12.03 de la CIGRE) Relations tension-temps pour le seuil d'apparition de DP dans l'isolation papier-huile. Electra n° 67, Dec. 1979, pp. 17-28.
- [10] S. CESARI, S. YAKOV : Switching surge response of transformer insulation designed on the basis of power frequency PD inception volt-time curves. IEEE Trans. PAS n° 7, 1981. Vol PAS-100.
- [11] A. BOSSI, S. YAKOV : Evolution in HV transformer insulation conception and testing. Scientific Jubilee Conference «The transformer production is 100 years old». Budapest 18-21/6/1985.
- [12] K. OKUYAMA, Y. KASHIMA et al. : Partial discharge inception volt-time characteristics of transformer insulation and studies of lifetime reliability. International Conference on Insulation Problems in Transformers today, Sept. 1984.
- [13] M. GAILLY, H. CHOREL : Les réducteurs de mesure et les perturbations à fréquence élevée. Revue Générale de l'Electricité, n° 10/1979.
- [14] D. ARMANINI, O. BOSOTTI, A. CENTEMERI et al. : Metodi di prova per la valutazione dello stato dell'isolamento carta-olio dei trasformatori di corrente per alta tensione. 86a Riunione annuale AEI, Sept. 1985 Paper 2.2.5.
- [15] W. HOPPE, J. GEROK : Erschütterung auf der Ladefläche verschiedener LKW's, Sattelaufleger und Anhänger. «Der Versuchs- und Forschungsingenieur» Heft 4, S 32-36, 1974.
- [16] IEC Publication 60-1 : High voltage test techniques. Part. 1. General definitions and test requirements (1973).
- [17] IEC Publication 507 : Artificial pollution test on high-voltage insulators to be used in a.c. systems (1975).
- [18] CIGRE GT 33.04 : Comparaison critique des méthodes d'essais d'isolateurs haute tension sous pollution artificielle. Electra n° 64, May 1979, pp. 117-136.
- [19] IEC Publication 815 : Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions (1986).
- [20] M. PARIS, C. CAILLOT, J. PERRET : Tenue aux intempéries et au rayonnement U.V. des matériaux isolants. Journées d'études SEE. Isolants électriques. 6-7/3/1985 Gif-sur-Yvette.
- [21] IEC (Central Office) 60 : Draft. Additional requirements for enclosed switchgear and controlgear from 1 kV to 72.5 kV to be used in severe climatic conditions.
- [22] CIGRE GT 22.10 : Support technique pour l'établissement des spécifications minimales des isolateurs composites. Electra n° 88, May 1983, pp. 89-114.
- [23] IEC Publication 505 : Guide for the evaluation and identification of insulation systems of electrical equipment (1975).

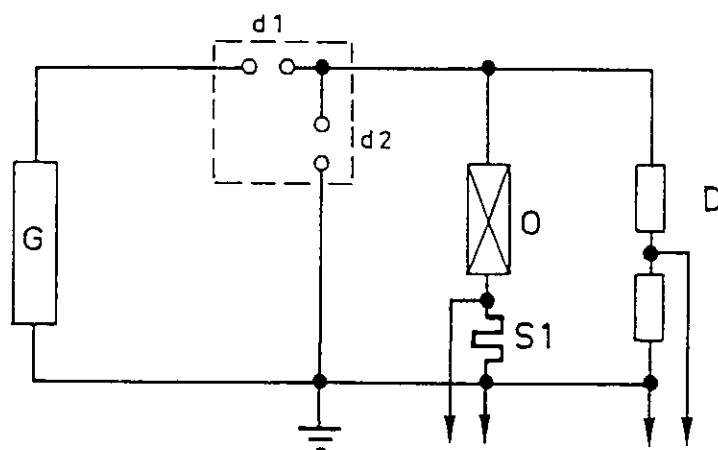


Figure 6 : Circuit d'essai en surtension haute fréquence

Figure 6 : High frequency overvoltage test circuit

G : générateur de choc  
 d<sub>1</sub>, d<sub>2</sub> : éclateurs  
 O : objet en essai  
 D : diviseur de tension.

G : impulse generator  
 d<sub>1</sub>, d<sub>2</sub> : spark gaps  
 O : tested object  
 D : voltage divider

— 680 kV ± 5 % for 245 kV current transformers;

— 925 kV ± for 420 kV current transformers.

Rise time and collapse time of the impulse, from zero to chopping and from chopping to zero respectively, were ≤ 0,25 μs each.

The amplitude of the first opposite polarity oscillation had a value equal to about 50 % of the chopped impulse crest value.

The test voltage was applied between the CT high voltage terminal and earth (see Figure 6)

At least 100 full voltage impulses have been applied. Impulse wave-shape was registered.

Before the test and 3 days after the test end, a gas content analysis was performed. The CT was deemed to have passed the test when increase in gas concentration did not exceed the following limits :

H<sub>2</sub> : 5 ppm (0.25 μ mole/litre)

CH<sub>4</sub> : 2.5 ppm (0.125 μ mole/litre)

C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> : 2.5 ppm (0.125 μ mole/litre)

C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> : 1.5 ppm (0.075 μ mole/litre)

C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> : 1.5 ppm (0.075 μ mole/litre).

## REFERENCES

[1] V.M. MONTSINGER : Loading transformers by temperature. AIEE Trans. 49, pp. 776-779, April 1930.

[2] B. FALLOU : Comportement spécifiques des matériaux isolants soumis à diverses contraintes. Résumé des connaissances actuelles et normalisation. Revue Générale de l'Electricité, n° 10/1985.

[3] G.C. MONTANARI, G. PATTINI : Thermal endurance of insulating materials; a theoretical and experimental analysis. IEEE Trans. El. Ins. Vol EI-6 pp. 69-77, Feb. 1986.

[4] IEC Publication 216. Guide for the preparation of the procedures for evaluating the thermal endurance of electrical insulating materials. 216-1 : General procedures for the determination of thermal endurance properties, temperature indices and thermal endurance profiles (1974). 216-2 : List of materials and available tests. (1974). 216-3 : Statistical methods (1980). 216-4 : Instructions for calculating the thermal endurance profile (1980).

[5] TJOE HOUW SIE : Stabilité des transformateurs de courant à haute tension. Revue Brown Boveri n° 3, 1980 pp. 182-1987.

[6] G. DEGLI ESPOSTI, W. MOSCA, D. PERINELLI : Sul significato fisico dell'angolo di perdita nei dielettrici. 78a Riunione annuale AEI, 1977, Paper 22.

[7] L. SIMONI : A general approach to the endurance of electrical insulation under temperature and voltage. IEEE Trans. El. Ins. Vol EI-16, pp. 277-289, Aug. 1981.

[8] A. BOSSI, S. CESARI, F. COPPADORO, S. YAKOV : Volt-time relationship for PD inception in oil-paper insulation for UHV transformers. World Electro-technical Congress. Moscow 1977. Section 2, Paper 42.

[9] S. YAKOV (on behalf of CIGRE WG 12.03) : Volt-time relationship for PD inception in oil-paper insulation. Electra n° 67, Dec. 1979, pp. 17-28.

[10] S. CESARI, S. YAKOV : Switching surge response of transformer insulation designed on the basis of power frequency PD inception volt-time curves. IEEE Trans. PAS n° 7, 1981. Vol PAS-100.

[11] A. BOSSI, S. YAKOV : Evolution in HV transformer insulation conception and testing. Scientific Jubilee Conference «The transformer production is 100 years old». Budapest 18-21/6/1985.

[12] K. OKUYAMA, Y. KASHIMA et al. : Partial discharge inception volt-time characteristics of transformer insulation and studies of lifetime reliability. International Conference on Insulation Problems in Transformers todz, Sept. 1984.

[13] M. GAILLY, H. CHOREL : Les réducteurs de mesure et les perturbations à fréquence élevée. Revue Générale de l'Electricité, n° 10/1979.

[14] D. ARMANINI, O. BOSOTTI, A. CENTEMERI et al. : Metodi di prova per la valutazione dello stato dell'isolamento carta-olio dei trasformatori di corrente per alta tensione. 86a Riunione annuale AEI, Sept. 1985 Paper 2.2.5.

[15] W. HOPPE, J. GEROK : Erschütterung auf der Ladefläche verschiedener LKW's. Sattelaufleger und Anhänger. «Der Versuchs - und Forschungsingenieur» Heft 4, S 32-36, 1974.

[16] IEC Publication 60-1 : High voltage test techniques. Part. 1. General definitions and test requirements (1973).

[17] IEC Publication 507 : Artificial pollution test on high-voltage insulators to be used in a.c. systems (1975).

[18] CIGRE WG 33.04 : A critical comparison of artificial pollution test methods for HV insulators. Electra n° 64, May 1979, pp. 117-136.

[19] IEC Publication 815 : Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions (1986).

[20] M. PARIS, C. CAILLOT, J. PERRET : Tenue aux intempéries et au rayonnement U.V. des matériaux isolants. Journées d'études SEE. Isolants électriques. 6-7/3/1985 Gif-sur-Yvette.

[21] IEC (Central Office) 60 : Draft. Additional requirements for enclosed switchgear and controlgear from 1 kV to 72.5 kV to be used in severe climatic conditions.

[22] CIGRE WG 22.10 : Technical basis for minimal requirement for composite insulators. Electra n° 88, May 1983, pp. 89-114.

[23] IEC Publication 505 : Guide for the evaluation and identification of insulation systems of electrical equipment (1975).

## ANNEXE 4 / APPENDIX 4

Results of chopped voltage impulse test (600 impulses)  
 Résultats de l'essai de chocs coupés (600 chocs)

Transformer Transformateur			Test Essai	Increased concentration Augmentation de la concentration					Presumed diagnosis hypothèse	Finding	Résultats
Index	Voltage	Shields type		N°	H2	CH4	C2H6	C2H4			
A	245	1 semi-conductor paper coat	1	1,4	0,24	0,02	0,15	0,36	Minor discharge Faible décharge	Poor fixing of active part on to central bar.	Mauvaise fixation sur la barre centrale
		1 tinned copper tape coat with collectors	2	0,19	0,12	0,12	0,07	0,16	Minor discharge Faible décharge	Discharge between HV shields and collectors.	Décharge entre les écrans HT et les collecteurs.
		1 couche de papier semi-conducteur 1 bande de cuivre étamé avec collecteurs	3	0,11	0,02	0,09	0,02	0,02	Nothing to report Rien à signaler (N.T.R.) (R.A.S.)	Discharge between primary conductors and central tube.	Décharge entre le collecteur primaire et le tube central
B	72,5	" "	1	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02	N.T.R. R.A.S.	LV circuitry output discharge of Vt section. Further testing pointless.	Décharge sur la sortie BT de la partie tension. Pas de marques après d'autres essais
C	72,5	" "	1	0,1	0,04	0,07	0,08	0,02	Minor discharge - thermal effect. Faible décharge (thermique)	Ct tank blackish traces with wear of Ct support cradle	Traces noirâtres sur l'enveloppe avec usure du support CT.
			2	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02	N.T.R. R.A.S.		
D	420	" "	1	0,1	0,02	0,02	0,04	0,04	N.T.R. R.A.S.	OK	
E	420	" "	1	0,16	0,06	0,02	0,02	0,02	N.T.R. R.A.S.	OK	
F	245	" "	1	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02	N.T.R. R.A.S.	OK	
G	72,5	" "	1	0,45	0,10	0,02	0,09	0,04	Minor discharging-thermic effect Faible décharge Effet thermique	Paint burned in bottom Ct part : guide tube, secondary wiring shield. Black traces top of torus along HV shield collectors (copper strips). OK	Peinture brûlée en partie basse du CT : tube guide et écran d'enroulement secondaire. Traces noires sur le haut du tore, près des collecteurs HT (cuivre).
			2								

H	100	" "	1	0,26	0,03	0,02	0,03	0,01	Hardly significant but H2 Non significatif sauf H2 N.T.R. R.A.S.	OK	
			2	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02			
I	245	" "	1	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02	N.T.R. R.A.S.	OK	
J	420	1 coat semi-conductor <i>1 couche semi-conductrice</i>	1	0,51	0,01	0,19	0,09	0,02	Hardly significant but H2 Non significatif sauf H2 Minor discharging <i>Faible décharge</i>	Disassembly HV shield : discharge between tinned Cu collectors and perforated Al bands and on semi-conductor paper	<i>Décharge entre les collecteurs et l'Aluminium perforé sur le papier semi-conducteur</i>
		1 coat Al perforated with tinned copper collectors <i>1 couche Al liée à des collecteurs cuivre étamé</i>	2	0,90	0,23	0,06	0,18	0,25			
K	420	1 coat semi-conductor paper Commutators tinned copper reinforced under 1 coat perforated Al tape <i>1 couche semi-conductrice Commutateurs en cuivre étamé renforcé sous 1 couche d'Al perforé</i>	1	0,1	0,02	0,03	0,03	0,02	N.T.R. R.A.S.	OK	
L	72.5	1 coat semi-conductor paper 1 perforated Al tape coat with tinned copper collectors <i>1 couche semi-conductrice 1 bande d'Al perforé avec des collecteurs cuivre étamé</i>	1	0,86	0,11	0,04	0,08	0,08	Minor discharge <i>Faible décharge</i>	Disassembly of HV shield black traces at torus - cross-through of lead in active part. Traces of discharge on edge of tightening tape of first coat, aluminium cross-over therefore at junction between HV shield and first coat of HV cross-over.	<i>Traces noires sur l'écran HT auprès du tore proche du conducteur actif. Traces de décharge sur le bord de la bande de fixation de la première couche.</i>

M	420	1 coat semi-conductor paper 1 coat Cu tinned tape with collector. <i>1 couche de papier semi-conducteur 1 bande de cuivre étamé avec collecteurs</i>	1	0,1	0,02	0,02	0,02	0,02	N.T.R. R.A.S.	OK	
N	245	1 coat of semi-conductor paper 1 coat Cu tape tinned reinforced under 1 coat of perforated Al tape <i>1 couche semi conductrice 1 bande d'Al perforé avec des collecteurs cuivre étamé</i>	1	0,02	0,02	0,04	0,02	0,02	N.T.R. R.A.S.	OK	
O	245	" "	1	0,32	0,08	0,07	0,07	0,02	Minor discharge Thermic effects <i>Faible décharge Effet thermique</i>	Problem of contact on grounding side of LV shield of active part	Contact côté mise à la terre de l'écran BT.
P	245	" "	1 2	0,16 0,69	0,15 0,08	0,06 0,03	0,06 0,05	0,02 0,04	Hardly significant Minor discharge <i>Non significatif Faible décharge</i>	HV-shield disassembly : discharge between Cu commutators and perforated Al tapes and on semi-conductor paper. Black traces on torus/active section lead cross-over discharge on first Al cross-over coat tightening tape edge.	Traces noires sur l'écran HT auprès du tore proche du conducteur actif. Traces de décharge sur le bord de la bande de fixation de la première couche.
Limit increase <i>Augmentation limitée</i>				0,20	0,10	0,10	0,05	0,05			

## VI. Contraintes non normalisées

### 1. INTRODUCTION

Les transformateurs de mesure doivent résister aux contraintes qui résultent des conditions de fonctionnement et de service. Les exigences fondamentales relatives aux transformateurs de mesure (TM) sont données pour les transformateurs de courant (TC) dans la Publication CEI 185 et pour les Transformateurs de Tension magnétiques (TTM) et capacitifs (TTC) dans la Publication CEI 186. Les questions importantes, à côté des exigences de précision et des essais sont :

- niveau d'isolement nominaux;
- limites d'échauffement;
- valeur nominale du courant admissible de courte durée (TCs seulement).

Ces exigences fondamentales recouvrent les contraintes électriques normalisées apparaissant pendant le service d'un TM installé dans un réseau.

Dans certains cas d'utilisation les TMs doivent résister à des contraintes électriques et mécaniques, qui ne sont pas encore couvertes par les normes CEI données plus haut. Certaines contraintes peuvent causer un sérieux dommage aux TMs, si les interactions du réseau et du TM ne sont pas

connues ou ne sont pas prises en compte. Dans ce qui suit sont traités quelques cas de contraintes non normalisées agissant sur les TMs.

### 2. CONTRAINTES A HAUTE FRÉQUENCE

Pendant les manœuvres des sectionneurs, de nombreux réamorçages surviennent, qui excitent des oscillations de courant à haute fréquence dans la capacité des TMs et dans la réactance et résistance de la boucle concernée. Durant ces oscillations, des courants haute fréquence de l'ordre de quelques kiloampères circulent à travers les écrans et connexions internes du TM et risquent d'occasionner des décharges locales susceptibles finalement de détruire son isolation. Ces phénomènes et les méthodes d'essai sont décrits dans un rapport associé (1). Jusqu'à ce qu'une interprétation absolument sûre des résultats d'essais ait été établie, ces essais doivent faire l'objet d'une discussion entre utilisateur et constructeur avant de passer une commande.

Des transitoires haute fréquence pendant le fonctionnement des sectionneurs peuvent également influencer sur les circuits secondaires des TMs et sur les matériels associés. Pour éviter

les influences sur le circuit secondaire, il faut un écran efficace, à faible inductance. La méthode d'essai suivante peut être utilisée, pour démontrer l'efficacité d'un blindage de l'enroulement secondaire vis-à-vis des perturbations.

Le schéma du circuit est montré en Figure 1. Un condensateur  $C_L$  est chargé avec une tension  $U_1 = U_m \sqrt{2/3}$  et ensuite déchargé à travers le TM. La valeur maximale de crête de la surtension transitoire  $U_M$  dans chaque enroulement secondaire — en circuit ouvert — ne devra pas dépasser 1000 V.

Si la tension de charge pendant l'essai est inférieure à celle requise plus haut, le calcul de  $U_M$  est le suivant :

$$U_m = U'_m (\sqrt{2/3}) \cdot (U_m/U'_1)$$

L'essai avec une tension réduite  $U'_1$  peut être effectué seulement si l'on peut montrer qu'il y a une relation linéaire entre la tension de charge  $U'_1$  et les surtensions mesurées  $U'_m$ . Ceci peut être prouvé par trois différentes valeurs de la tension de charge. Dans les formules sont utilisés les symboles suivants :

$U_m$  : la plus haute tension du système;

$U_1$  : tension de charge;

$U'_1$  : tension de charge, si l'essai est effectué avec une tension réduite;

$U_M$  : surtension mesurée dans le circuit secondaire avec tension de charge  $U_1$ ;

$U'_M$  : surtension mesurée dans le circuit secondaire si l'essai est effectué avec une tension réduite.

### 3. CAPACITÉ DE DÉCHARGE DE LIGNE ET DE CÂBLE DES TTMS

Aux extrémités des lignes et des câbles HT dans un poste électrique on utilise des TTM ou TTCs et TCs à

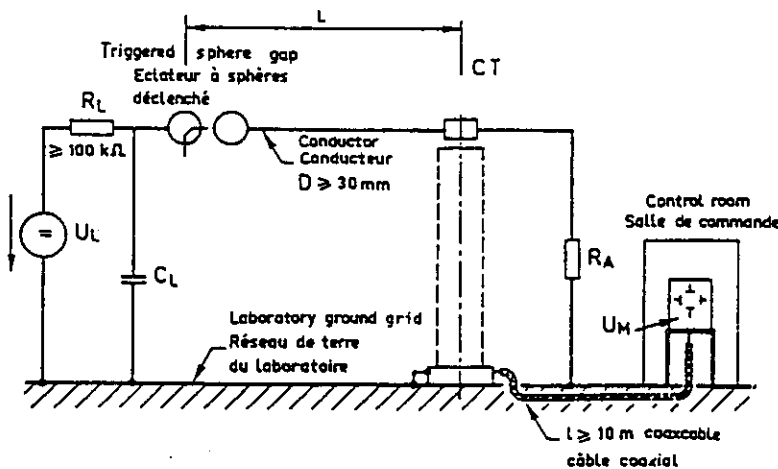


Figure 1A.

## VI. Non standardized stresses

### 1. INTRODUCTION

Instrument transformers should withstand the stresses that arise from operation and service conditions. Basic requirements on instrument transformers (IT) are given for Current Transformers (CT) in IEC — Publication 185 and for Voltage Transformers — magnetic (MVT) and capacitive (CVT) — in IEC Publication 186. The important items beside accuracy requirements and tests are :

- rated insulation levels;
- limits of temperature rise;
- short-time current rating (CTs only).

These basic requirements cover the standardized electrical stresses during service of an IT installed in a network.

In certain applications ITs have to withstand electrical and mechanical stresses, which are not yet covered by the IEC-Standards given above. Certain stresses may cause heavy damage to the ITs, if the interactions of network and IT are not known or not considered. In the following is dealt with some cases of non-standardized stresses on ITs.

### 2. HIGH FREQUENCY STRESSES

During disconnector operations numerous restrikes occur, which will excite high frequency current oscillations in the capacitance of the ITs and the reactance and resistance of the loop concerned. During such oscillations high frequency currents in the range of kiloamperes will flow through internal shields and connections of the IT and may cause local discharges which may finally destroy the insulation of the IT. These phenomena and test methods are described in a companion paper (1). Until an unobjectionable interpretation of test results has been established results should be agreed upon between purchaser and manufacturer before placing an order.

High frequency transients during disconnector operations can also

influence the secondary circuits of ITs and associated equipment. To avoid influences to the secondary circuit an effective, low inductance shielding is necessary. The following test method may be used, to prove the ability of a shielding to keep away disturbances from the secondary winding.

The circuit diagram is given in Figure 1. A capacitor CL is charged with a voltage  $U_1 = U_m \sqrt{2/\sqrt{3}}$  and then discharged through the IT. The maximum peak value of the transient overvoltage  $U_M$  in each secondary winding — open circuited — should not exceed 1 000 V.

If the charging voltage during test is lower than that required above, the calculation of  $U_M$  is as follows :

$$U_M = U'_M \cdot (\sqrt{2/\sqrt{3}}) \cdot (U_m/U'_1)$$

The test with reduced voltage  $U'_1$  may be performed only if it can be shown, that there is a linear relation between the charging voltage  $U'_1$  and the measured overvoltages  $U'_M$ . This can be proved by three different values of the charging voltage. In the formulae the following symbols are used :

- $U_m$ : highest system voltage;
- $U_1$ : charging voltage;
- $U'_1$ : charging voltage, if the test is performed with reduced voltage;
- $U'_M$ : measured overvoltage in the secondary circuit with charging voltage  $U'_1$ ;

$U'_M$ : measured overvoltage in the secondary circuit if the test is performed with reduced voltage.

### 3. LINE AND CABLE DISCHARGING CAPABILITY OF MVTs

At the terminations of HV lines and cables in a substation, MVTs or CVTs and CTs for metering, measuring and protective purposes are used. For overhead lines one advantage of MVTs is the ability of discharging the phases. This ability is especially important with three-phase auto-reclosing of the circuit-breaker. In this way the values of overvoltages during three-phase auto-reclosure are effectively reduced (2).

When switching off an unloaded line or cable by a circuit-breaker the voltage of the line is at its crest value at the moment of current interruption. The capacitance of the line remains charged at that voltage. If the line is fitted with MVTs at its terminals discharge takes place through the primary circuit of the MVTs consisting of the non-linear magnetic reactance of the core and the resistance of the primary winding.

The discharge of the line capacitance takes place as a periodically or aperiodically damped oscillation of the current through the primary winding of the MVT. This current acts as a magnetizing current of the MVT and will saturate the core and change the non-linear magnetic reactance of the core

Tension maximale du réseau Highest system voltage	$U_m$	123 kV	245 kV	420 kV
Distance éclateur/TC Distance SG/CT	L	1.5 m	2.5 m	3.5 m
Condensateur de charge Charging capacitor	$C_L$	1.5 nF	2.0 nF	2.0 nF
Résistance de charge pour TC's Load resistance for CT's	$R_A$	60 M $\Omega$	60 M $\Omega$	60 M $\Omega$

Figure 1b.

des fins de comptage, de mesure et de protection. Pour les lignes aériennes, un avantage des TTM est la possibilité de décharger les capacités des phases. Cette aptitude est particulièrement importante avec le réenclenchement automatique triphasé du disjoncteur. De cette manière, les valeurs des surtensions pendant le réenclenchement automatique triphasé sont efficacement réduites (2).

Lors d'une coupure d'une ligne ou d'un câble à vide par un disjoncteur, la tension de la ligne est à sa valeur de crête à l'instant d'interruption du courant. La capacité de la ligne reste chargée à cette tension. Si la ligne est munie de transformateurs de tension magnétiques (TTMs) à ses extrémités, la décharge a lieu à travers le circuit primaire des TTM constitué par la réactance magnétique non linéaire du noyau et la résistance de l'enroulement primaire.

La décharge de la capacité de la ligne a lieu sous la forme d'une oscillation, périodique ou apériodique amortie, du courant à travers l'enroulement primaire du TTM. Ce courant, agissant en tant que courant magnétisant du TTM, va saturer le noyau et amener la réactance magnétique non linéaire du noyau d'une valeur élevée à une petite valeur. Finalement le courant ne sera limité que par la résistance de l'enroulement primaire.

Ce courant de décharge conduit à deux types de contraintes dans le TTM (3,4).

a) échauffement;

b) efforts mécaniques.

Dans les plus mauvaises conditions (haute tension, ligne longue, grand nombre et succession d'opérations de commutation), ces contraintes peuvent se traduire par un endommagement du TTM.

#### a) Echauffement

L'énergie électrique piégée dans la capacité de la ligne ou du câble sera absorbée par l'enroulement primaire du TTM et transformée en énergie thermique. Cela signifie que chaque mise hors tension de la ligne ou du câble donne lieu à une certaine élévation de température dans le TTM. Plusieurs opérations de décharge de la ligne ou du câble à des intervalles de temps courts risquent de provoquer un échauffement excessif de l'enroule-

ment primaire et de l'isolation qui l'entoure. Ainsi le système d'isolation de l'enroulement primaire peut être endommagé et finalement le TTM peut être détruit. Les opérations de coupure de ligne et de câble à des courts intervalles de temps sont effectuées uniquement lors des essais de mise en service et pendant l'essai des schémas de protection.

#### b) Efforts mécaniques

Le courant de décharge circulant à travers chaque spire de l'enroulement primaire produit un champ magnétique qui exerce des forces sur le courant passant dans les autres spires (3,4). Ces efforts électromagnétiques, suivant le courant de charge, les ampères-tours et la conception du TTM, comprennent certaines régions de l'enroulement primaire et conduisent à des contraintes mécaniques élevées dans la spire de l'enroulement primaire.

Dans le cas le plus défavorable l'enroulement primaire risque de se déformer et des parties de l'enroulement peuvent être court-circuitées si l'isolation de l'enroulement est endommagée. En plus des contraintes mécaniques dans un TTM monophasé il faut tenir compte des influences entre phases. Ces influences peuvent être importantes si les distances entre les TTM sont petites comme dans les postes blindés isolés au gaz (GIS), où dans certains cas les trois unités sont placées sous une seule enveloppe (4).

Les contraintes thermiques et dynamiques sur les enroulements primaires des TTM, expliquées plus haut, dépendent principalement des paramètres suivants du réseau et augmentent avec ceux-ci :

— tension du réseau;

— longueur de la ligne ou du câble;

— nombre et succession d'opérations de coupure.

Pour éviter tout endommagement des TTM par de telles contraintes de décharge, le constructeur de ces appareils devrait être consulté dans tous les cas; c'est le cas par exemple si la longueur d'une ligne à 420 kV est supérieure à 200 km, ou si celle d'un câble à 123 kV est supérieure à 50 km, et/ou le nombre désiré d'opérations de coupure dépasse 5 par heure par exemple pendant l'essai des schémas de protection ou de l'équipement de synchronisation.

Dans la Publication CEI 186 le comportement des TTM durant la décharge des lignes n'a pas été traité. Il est donc proposé que la possibilité pour les TTM de décharger une ligne soit conforme aux courants de coupure nominaux des disjoncteurs destinés à la commutation des lignes ou câbles à vide. Les exigences imposées aux disjoncteurs sont données dans la Publication CEI 56, Disjoncteurs à courant alternatif à haute tension, comme «Courant nominal de coupure de charge d'une ligne» et «Courant nominal de coupure de charge d'un câble». Les valeurs de capacités suivant la Publication CEI 56 sont données dans le tableau I.

La capacité de décharge d'un TTM peut être démontrée par des essais avec 10 mises hors tension d'une capacité comme indiquée dans le tableau I, chargée avec une tension égale à la valeur de crête de la tension phase-à-terre.

Le TTM sera considéré avoir passé l'essai avec succès, si l'erreur sur la tension et le déphasage, les valeurs des décharges partielles et la réponse en fréquence avant et après l'essai sont pratiquement les mêmes.

Une attention spéciale doit être accordée au fait que lors de la réalisation de tels essais de décharge, une valeur élevée de l'énergie électrique est impliquée. Si une défaillance du TTM se produit, il peut être détruit immédiatement.

## 4. DÉCHARGE DES BATTERIES DE CONDENSATEURS PAR TTM

Dans ce but particulier, les TTM sont également utilisés (5). Le genre de contraintes est le même que celui indiqué plus haut. Pour certaines applications, il se peut qu'il soit nécessaire d'utiliser une conception spéciale. Pour de telles applications, il est recommandé d'entrer en contact avec le constructeur.

## 5. FERRORÉSONANCE

### 5.1 Ferrorésonance avec TTM monophasés

Les phénomènes de ferrorésonance peuvent être provoqués par des opérations de commutation sur un réseau entre réactances non linéaires des TTM et capacités du réseau, formant un circuit résonnant.

TABLEAU I.

Tension nominale Rated voltage	Courant nominal de coupure de charge * Rated charging breaking current *		Capacité devant être déchargée par les TMs Capacitance to be deenergised by MVT	
	ligne line I A	câble cable I A	ligne line C μF	câble cable C μF
72,5	10	125	0,8	9,5
100	20	125	1,1	6,9
123	31,5	140	1,4	6,2
145	50	160	1,9	6,1
170	63	160	2,0	5,2
245	125	250	2,8	5,6
300	200	315	3,7	5,8
362	315	355	4,8	5,4
420	400	400	5,3	5,3
525	500	500	5,3	5,3

\* Publication CEI 56, Disjoncteurs à courant alternatif à haute tension.  
IEC-Publication 56, High-voltage alternating-current circuit-breakers.

from a high value to a small one. Finally the current will only be limited by the resistance of the primary winding.

This discharging current leads to two kinds of stresses in the MVT (3, 4).

- a) Temperature rise;
- b) Mechanical forces.

Under worst conditions (high voltage, long line, high number and sequence of switching operations), these stresses may result in damaging the MVT.

#### a) Temperature rise

The trapped electrical energy in the capacitance of the line or cable will be absorbed by the primary winding of the MVT and be transferred into heating energy. That means, that each deenergisation of the line or cable gives a certain temperature rise in the MVT. Several line and cable discharging operations with short time intervals may cause overheating of the primary winding and its surrounding insulation. In this way the primary winding insulation system may be damaged and finally the MVT may be destroyed. Line and cable switching operations with short time intervals will be performed only during commissioning tests and during the testing of protection schemes.

#### b) Mechanical forces

The discharging current flowing through each turn of the primary winding produces a magnetic field, which gives forces on the current in the other turns (3,4). These electromagnetic

forces, depending on the discharging current, the ampere-turns and the design of the MVT compress certain regions of the primary winding and lead to high mechanical tensions in the wire of the primary winding.

In the worst case the primary winding may be deformed and parts of the winding may be short-circuited if the winding or layer insulation is damaged. In addition to the mechanical stresses in a single phase MVT itself, account has to be taken of the influences between phases. These influences can be important if the distances between the MVTs is small like in GIS, where in some cases the three units are put into one housing (4).

The above explained thermal and dynamic stresses on primary windings of MVTs are mostly depending on and increasing with the following parameters of the network :

- system voltage;
- length of line or cable;
- number and sequence of switching operations.

To avoid any damage of MVTs by such discharge stresses the manufacturer of the MVT should be consulted in any case, if e.g. the length of a 420-kV-line is above 200 km or e.g. a 123 kV-cable is longer than 50 km and/or the desired number of switching operations exceeds 5 per hour e.g. during testing protection schemes or synchronizing equipment.

In IEC-Publication 186 the behaviour of MVTs during line discharging has not been dealt with. Therefore it is

proposed, that the capability of line discharging of MVTs should comply with rated breaking currents of circuit-breakers for switching unloaded lines or cables. The requirements on circuit-breakers are given in IEC-Publication 56, High-voltage alternating-current circuit-breakers, as «Rated line-charging breaking current» and «Rated cable-charging breaking current». The values of line and cable capacitances according to IEC-Publication 56 are given in Table I.

## 4. CAPACITOR BANK DISCHARGING BY MVTs

For this special purpose also MVTs are used (5). The kind of stresses is the same as given above. For some applications it may be necessary to use a special design. On such occasions it is recommended to contact the manufacturer.

The discharging capability of a MVT may be demonstrated by testing with 10 deenergisations of a capacitance as given in the Table I loaded to a voltage equal to the peak value of the phase-to-earth voltage.

The MVT should have passed the test successfully, if the voltage error and the phase displacement, the partial discharge values and the frequency response before and after test are substantially the same.

Attention has to be paid to the fact, that, when performing such discharge tests large electrical energies are involved. If the MVT fails it may be destroyed at once.

## 5. FERRO-RESONANCES

### 5.1 Ferro-resonances with single-phase MVTs

The ferro-resonance phenomena may be caused by switching operations in a network between the non-linear reactances of the MVTs and capacitances of the network forming a resonant circuit.

The basic circuits are shown in Figure 2.

In these circuits oscillations with power frequency and its lower and higher harmonics may occur during and after operations, due to the non-linear behaviour of the reactances. These oscillations are called ferro-resonance. They may damage MVTs

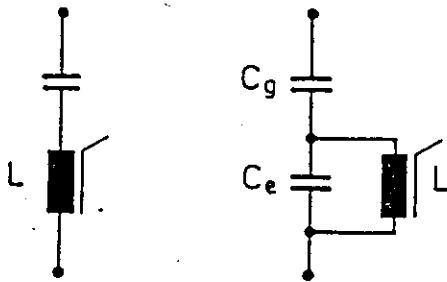


Figure 2.

Les circuits de base sont montrés en Figure 2.

Dans ces circuits, des oscillations à la fréquence industrielle et à ses harmoniques inférieurs et supérieurs peuvent survenir pendant et après les opérations, en raison du comportement non linéaire des réactances. Ces oscillations sont appelées "ferro-résonance". Elles sont susceptibles d'endommager les TTM par échauffement excessif et/ou par contraintes de sur-tension. Des configurations de réseau typiques, qui peuvent conduire aux phénomènes de ferro-résonance, sont données dans (6) et sont les suivantes :

- a) ferro-résonance monophasée dans une configuration où un TTM est connecté à une ligne haute tension, qui est hors tension mais proche et parallèle à une autre ligne sous tension.
  - b) ferro-résonance monophasée entre TTM et la capacité HT/MT d'un transformateur d'alimentation.
  - c1) ferro-résonance monophasée entre un TTM et la capacité de répartition d'un disjoncteur ouvert.
  - c2) ferro-résonance monophasée entre TTM installés sur un jeu de barres et les capacités de répartition des disjoncteurs déclenchés par la protection de barres.
- Lors d'un défaut sur les barres omnibus, tous les disjoncteurs sont ouverts par le système de protection des barres et la ferro-résonance peut survenir entre les capacités de répartition des disjoncteurs ouverts travaillant en parallèle et les TTM installés sur le jeu de barres.
- d) ferro-résonance triphasée avec TTM connectés à un système à neutre isolé (neutre flottant) et à très faible capacité homopolaire.

En pratique il est impossible d'éviter les configurations qui viennent d'être décrites. Puisque les ferro-résonances n'apparaissent que dans des associations défavorables de capacités et de réactances non linéaires des TTM, il est important de les reconnaître. Il est possible alors de prendre des contre-mesures comme par exemple le désaccord du circuit résonnant par enclenchement ou déclenchement d'une ligne.

Dans de nombreux cas les phénomènes de ferro-résonance sont détectés par le bruit du TTM ou par l'oscillation des aiguilles des voltmètres avant que les TTM ne soient détruits. De nos jours cette détection devient de plus en plus difficile, étant donné que dans l'appareillage de contrôle moderne, au lieu des voltmètres analogiques, les appareils de mesure comportent des transducteurs qui suppriment l'oscillation sub-harmonique des tensions. Ceci signifie que les oscillations de tension sub-harmoniques ne peuvent être observées par l'exploitant. Pour donner l'alerte à l'apparition des ferro-résonances en régime permanent, un équipement spécial pour leur détection peut être employé (7).

Si des ferro-résonances apparaissent, il faut désaccorder ou amortir le circuit résonnant. Le désaccord peut être réalisé par exemple par enclenchement ou déclenchement d'une ligne. L'amortissement peut être réalisé par exemple par une charge ohmique ou une bobine de réactance d'amortissement (8). Dans le cas des ferro-résonances suivant le point d), une charge ohmique peut être connectée aux bornes du triangle ouvert de l'enroulement de tension résiduelle. L'amortissement peut être également réalisé par un TTM normal ou spécial (9), qui est connecté au neutre du transformateur de puissance, chargé avec une résistance d'amortissement ou une bobine de réactance d'amortissement.

Les phénomènes de ferro-résonance indiqués en a) peuvent être évités en changeant la position des phases sur les pylônes de ligne. Ce changement peut se faire à la transition entre ligne et poste. Par ce changement de position des phases sur le pylône la capacité de couplage entre ligne sous tension et hors tension et les sommes vectorielles des tensions d'influence peuvent changer de telle manière que

les ferro-résonances ne se produisent pas.

Les ferro-résonances selon c1) n'auront pas lieu si la capacité de répartition du disjoncteur est inférieure à 250 pF et la capacité à la terre du TTM et du TC associé est supérieure à 1 000 pF (10). La limitation de la valeur de la capacité de répartition d'un disjoncteur est possible, si cette capacité est employée uniquement pour la répartition de tension et non pas en tant qu'aide nécessaire à la coupure des courants de défaut des lignes courtes.

Les ferro-résonances avec les capacités de répartition des disjoncteurs n'auront pas lieu si les TTM sont connectés directement sur la ligne. De cette manière les capacités à la terre sont augmentées.

Cet effet est utilisé également si, lors de la mise hors tension d'une ligne ou d'un câble par ouverture du disjoncteur, dans la baie considérée on ouvre le sectionneur des barres omnibus d'abord et le sectionneur côté ligne après.

Un soin particulier doit être pris dans de tels arrangements de poste avec risque de ferro-résonance, lorsqu'on effectue des essais de schémas utilisés à des fins de synchronisation.

Les configurations c2), où il y a une possibilité d'apparition de ferro-résonances entre les capacités de répartition des disjoncteurs et les TTM sur les barres, sont évitées si les transformateurs de tension capacitifs (TTCs) sont utilisés à la place des TTM. Ceci est normalement réalisable, car les transformateurs de tension installés sur le jeu de barres sont principalement utilisés à des fins de synchronisation et n'ont pas à satisfaire d'exigences particulières imposées par le schéma de protection.

Les cas de l'apparition des ferro-résonances, cités plus haut, doivent être envisagés. S'ils sont identifiés, des contre-mesures doivent être prises, pour éviter la destruction des TTM.

Si des défaillances des TTM ont lieu, soupçonnées être dues à des ferro-résonances, par exemple à la suite des opérations de manœuvre sur le réseau, on pourra répéter ces phénomènes avec un équipement de remplacement. On devra effectuer plusieurs opérations de commutation, en enregistrant les tensions secondaires pour détecter les oscillations. De tels

by over-heating and/or overvoltage stresses. Typical network configurations, which may lead to ferro-resonance phenomena are given in (6) and are as follows :

- a) Single-phase ferro-resonance in a configuration where a MVT is connected to a high-voltage line, which is deenergized but running alongside another energized line.
- b) Single-phase ferro-resonance between MVT and the HV/MV capacitance of a supply transformer.
- c1) Single-phase ferro-resonance between a MVT and the grading capacitance of an open circuit-breaker.
- c2) Single-phase ferro-resonance between MVTs installed on a busbar and the grading capacitances of circuit breakers tripped by a busbar protection scheme.  
During a fault on the busbar all circuit-breakers are opened by the busbar protection scheme and ferro-resonance may occur between the grading capacitances of the open circuit-breakers working in parallel and the MVTs installed on the busbar.
- d) Three-phase ferro-resonance with MVTs connected to a system with isolated neutral (floating neutral) and very low zero sequence capacitance.

In practice it is not possible to avoid the configurations described before. Since only in unfavorable constellations of capacitances and the non-linear reactance of the MVTs ferro-resonances occur it is important to recognize these configurations. Then countermeasures can be taken as e.g. detuning the resonant circuit by switching a line on or off.

In many cases the ferro-resonance phenomena are detected by the noise of the MVT or by the swinging of the pointers of the volt-meters before the MVTs are destroyed. Nowadays this detection becomes more and more difficult since in modern controlgear instead of the analog volt-meters, there are only signals of transducers, which suppress the subharmonic swinging of the voltages. This means, that subharmonic voltage oscillations cannot be observed by the operator. To give an alarm on the occurrence of steady state ferro-resonances special equipment for their detection may be used (7).

If ferro-resonances occur the resonance circuit has to be detuned or damped. Detuning may be done e.g. by switching a line on or off. Damping may be achieved e.g. by an ohmic load or a damping reactance coil (8). In case of ferro-resonances according to point d) an ohmic load may be connected to the terminals of the open delta of the residual voltage winding. Damping can also be done by a normal or special MVT (9), which is connected to the resistance or a damping reactance coil.

The ferro-resonance phenomena as given in a) may be avoided by changing the position of the phases on the line towers. This changing may be done at the transition between line and substation. By this changing of the position of the phases on the tower the coupling capacitance between energized and deenergised lines and the vectorial sums of the influencing voltages may change in such a way, that ferro-resonances do not occur.

Ferro-resonances according to c1) will not occur if the resulting grading capacitance of the circuit-breaker is less than 250 pF and the capacitance to earth of MVT and associated CT is higher than 1000 pF (10). The limitation of the value of the grading capacitance of a circuit-breaker is possible, if this capacitance is only used for grading and not as a necessary help for breaking short line fault currents.

Ferro-resonances with grading capacitances of circuit-breakers will not occur if the MVTs are connected directly to the line. In this way the earth capacitances are increased.

This effect is used also if, when deenergizing a line or cable by opening the circuit-breaker in the bay considered the busbar disconnecter is opened first and the disconnecter on the line-side afterwards.

Special care should be taken for ferro-resonance endangered substation arrangements, when schemes for synchronising purposes are tested.

The configurations c2) where there is a possibility of the occurrence of ferro-resonances between grading capacitances of circuit-breakers and MVTs on the busbar are avoided, if CVTs are used instead of MVTs. This can normally be done, because the voltage transformers installed in the busbar are mainly used for synchronizing purposes and have not to fulfil

any requirements from the protection scheme.

The above mentioned cases of the occurrence of ferro-resonances have to be considered. If they are recognized countermeasures have to be taken, to avoid the destruction of MVTs.

If failures with MVTs occur, which are suspiciously caused by ferro-resonances, e.g. after switching operations in the network, these phenomena can be repeated with substitute equipment. Several switching operations should be performed, recording the secondary voltages for detecting the oscillations. Such tests are desirable and useful to find out, whether the MVT failed by stresses depending on network configurations and operations or by e.g. manufacturing faults coming out of the MVT itself. Also the effectiveness of countermeasures against ferro-resonances should be verified by tests with switching operations.

If a MVT failure is caused by ferro-resonance stresses in many cases further units may be involved and pre-damaged. They may belong to the same and/or other phases of the network. Such suspicious units should be discovered and be taken out of the network before they fail.

There is only small experience in detecting pre-damaged units. Since ferro-resonances cause over-voltage stresses and/or over heating of the primary winding, tests for detecting such failures may be proposed as e.g. dielectric tests with PD-, tan delta — and capacitance — measurements and analysis of the oil by gas chromatography and high performance liquid chromatography.

To avoid any ferro-resonance phenomenon by the design of the MVT seems not to be possible technically. Therefore the setting up of dimensioning requirements in a standard and a supplement on this subject to IEC-Publication 186 is not relevant.

## 5.2 Ferro-resonance in CVTs

Ferro-resonance may not only occur with MVTs at certain network conditions but also with CVTs. CVTs consist of a capacitive divider and a compensation-coil in series with an inductive voltage transformer tuned to rated frequency. Ferro-resonances may occur during sudden changes of primary voltage. Moreover saturation of the burden

essais sont souhaitables et utiles pour déterminer si la défaillance des TTMs provenait des contraintes dépendantes des configurations et manœuvres de réseau ou, par exemple, de défauts de fabrication liés aux TTMs eux-mêmes.

De même, l'efficacité des contre-mesures prises pour éviter les ferrorésonances devront être vérifiées par des essais avec opérations de comutation.

Si la défaillance d'un TTM est provoquée par des contraintes de ferrorésonance, dans bien des cas d'autres unités risquent d'être atteintes et endommagées sans qu'on le sache. Ces dernières peuvent appartenir à une même phase et/ou à d'autres phases du réseau. Il faut alors rechercher de tels appareils suspects et les retirer du réseau avant qu'elles ne tombent en panne.

Il n'y a que peu d'expérience acquise dans la détection des appareils "pré-endommagés". Etant donné que les ferrorésonances provoquent des contraintes de surtensions et/ou un échauffement excessif de l'enroulement primaire, des essais pour détecter de telles défaillances peuvent être proposés comme exemple les essais diélectriques ( $\tan \delta$ ) et mesures de capacités, et l'analyse de l'huile par chromatographie en phase gazeuse et chromatographie en phase liquide à haute performance.

Éviter tout phénomène de ferrorésonance par la conception du TTM ne semble pas être possible techniquement. Par conséquent, la définition des exigences du dimensionnement dans une norme et un avenant à ce sujet à la Publication CEI 186 n'est pas pertinente.

## 5.2 Ferrorésonance dans les TTCs

La ferrorésonance peut apparaître non seulement avec les TTMs dans certaines conditions de réseau mais aussi avec les TTCs. Les TTCs sont composés d'un diviseur de tension capacitif et d'une bobine de compensation en série avec un transformateur de tension inductif accordé à la fréquence nominale. Les ferrorésonances peuvent survenir pendant des changements brusques de la tension primaire. De plus, la saturation de la charge totale peut avoir lieu et se traduire par des ferrorésonances avec les capacités des TTCs (11).

La ferrorésonance peut également apparaître si, pendant un court-circuit

de la charge totale, la bobine de compensation devient saturée. Ce phénomène est couvert par les essais prescrits dans la Publication CEI 186.

Les ferrorésonances engendrées dans les TTCs ne provoquent normalement aucun dégât affectant les capacités haute tension mais peuvent conduire à un mauvais fonctionnement du système de protection et/ou à un endommagement de l'équipement du circuit secondaire. Pour éviter les ferrorésonances, les TTCs sont munis de dispositifs d'amortissement. Pour les systèmes de protection à action rapide, il faut exiger que durant le temps de mesure des relais de protection, les performances en tension ne soient pas influencées par les ferrorésonances. La solution de ce problème doit être assurée par le constructeur de TTCs.

## 6. CONTRAINTES SISMQUES

Dans de nombreuses régions du monde, des tremblements de terre peuvent survenir par suite des contraintes accumulées dans le sol qui provoquent la rupture de la croûte rocheuse terrestre. Ces tremblements de terre peuvent causer des dommages aux bâtiments de même qu'aux matériels de postes électriques y compris les TMs. Les séismes sont classés par échelles d'intensité ou de grandeur.

Les échelles d'intensité sont déterminées empiriquement. L'échelle Mercalli Modifiée, par exemple, contient 12 degrés d'intensité conformément à leurs effets observés. Les échelles de grandeur donnent, à l'aide de sismographes étalonnés, le contenu énergétique d'un séisme à un point défini depuis l'épicentre. L'échelle de grandeur n'est pas limitée à l'extrémité supérieure.

L'emploi de ces échelles pour établir des procédures d'essai et des valeurs est limité, car les échelles ne peuvent que correspondre grossièrement à certaines valeurs d'accélération du sol (12, 13) et ne fournissent aucune autre information vibrationnelle pour le calcul ou les essais.

Les tremblements de terre sont d'une nature stochastique et atteignent leurs valeurs d'accélération maximales dans les directions horizontales; les accélérations verticales sont inférieures à environ la moitié de la valeur horizontale. La durée des séismes est

à peu près de 15 à 30 secondes; cependant la partie forte d'un séisme ne dure que quelques secondes. La gamme typique de fréquence s'étend de 1 à 30 Hertz.

A des fins de conception et d'essai des matériels électriques devant fonctionner dans des conditions d'environnement sismique, on utilise des spectres de réponse qui donnent la réponse des oscillateurs ayant un seul degré de liberté, une fréquence caractéristique fixe et un amortissement constant jusqu'à la vibration sismique stochastique typique enregistrée pour une certaine région.

L'amplitude de réponse d'un oscillateur sera d'autant plus grande que son excitation à sa fréquence naturelle est plus longue et plus forte. Un enregistrement d'un sismographe, sur le site où seront installés les TMs, est utilisé afin d'établir un spectre de réponse. Ainsi, on obtient le "Spectre de Réponse Initial" qui reflète les contraintes sismiques provoquées par le tremblement de terre considéré. Un nombre représentatif des spectres de réponse initiaux, déterminés à partir des différents tremblements de terre, décrivent la contrainte sismique prévue pour le site ou pour la région.

Une courbe-enveloppe autour des spectres de réponse initiaux est dénommée "Spectre de Réponse Requis" (SRR), car elle marque les limites des exigences vibrationnelles. Ce spectre montre la relation entre fréquence, amplitude (déplacement, vitesse ou accélération) et amortissement, à des fins d'essais.

La qualification des matériels électriques à répondre aux exigences sismiques (14, 15, 16, 17, 18) peut être obtenue par essai ou essai et analyse associés.

La figure 3 montre comment peut être prouvée l'aptitude des TMs à résister aux contraintes sismiques (14).

Puisque les vibrations sismiques sont d'une nature stochastique, les sollicitations agissant sur les matériels électriques en essai dépendent de la méthode d'essai comme le montre la figure 4 qui donne le facteur d'amplification en fonction de l'amortissement (15). L'amortissement des TMs est de l'ordre de 2 % à 10 % (16).

De la figure 4, il est possible de déduire qu'un essai avec une excitation à la fréquence de battement sinu-

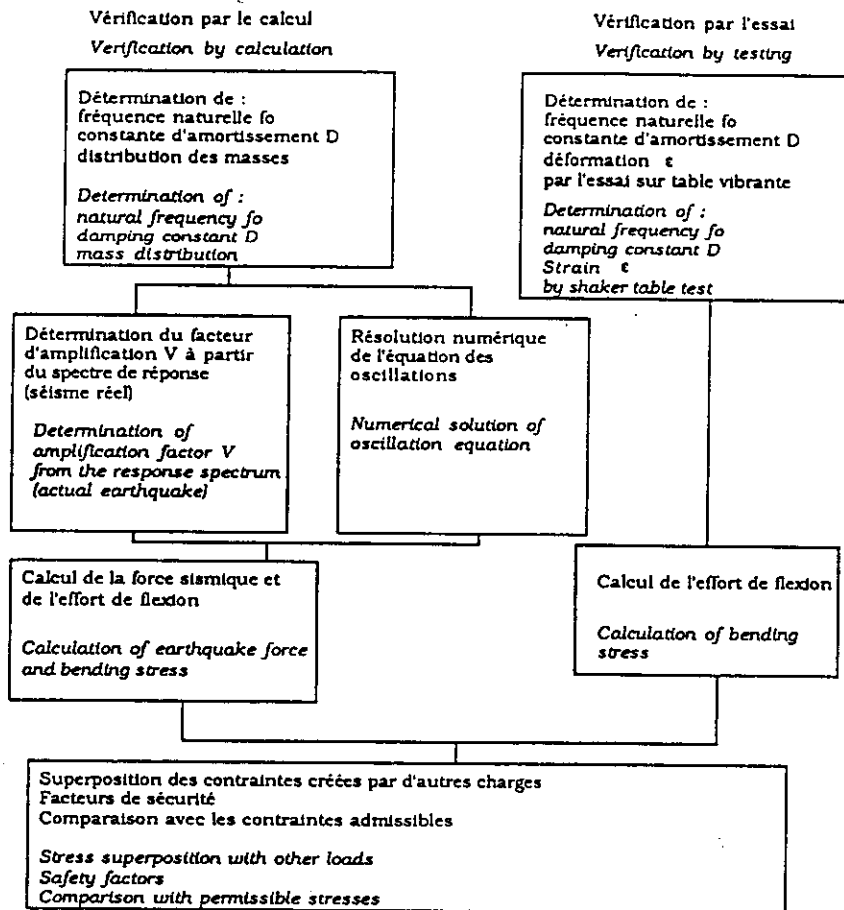


Figure 3.

may happen and result in ferro-resonances with the capacitances of the CVT (11).

Ferro-resonance could also occur if, during a short circuit of the burden, the compensation-coil becomes saturated. This phenomenon is covered by tests prescribed in IEC-Publication 186.

Ferro-resonances in CVTs cause normally no damage to the high-voltage capacitances but may lead to mal-operation of the protection system and/or to damage of the equipment of the secondary circuit. To avoid ferro-resonances CVTs are fitted with damping devices. For fast protection systems it must be demanded, that during the measuring time of the protection relays the voltage performance is not influenced by ferro-resonances. The solution to this problem is the task of the CVT manufacturer.

## 6. SEISMIC STRESSES

In many regions of the world earth tremors may occur due to accumulated

stresses in the soil, which cause breaking of the crust rock of the earth. These earth-quakes may cause damage to buildings and also the equipment of electrical substations including ITs. For general purposes earthquakes are classified by scales of intensity or magnitude.

Intensity scales are empirically determined. The Modified Mercalli Scale for example contains 12 degrees of intensity in accordance with their observed effects. Magnitude scales give the measured energy content of an earthquake at a defined point to the epicentre with standardized seismographs. The magnitude scale is not limited at the upper end.

The use of these scales for setting up test procedures and values is limited, because the scales may only roughly correspond with certain values of the ground acceleration (12, 13) and do not supply any other vibrational data for calculation or testing.

Earthquakes are of a stochastic nature and reach their highest values of acceleration in the horizontal direc-

tions; vertical accelerations are less than about half of the horizontal value. The duration of earth-quakes is about 15 to 30 seconds, however the strong part of an earthquake lasts only a few seconds. The typical frequency range is from 1 to 30 Hertz.

For the purpose of designing and testing electrical equipment under seismic environmental conditions response spectra are used, which give the response of oscillators with one degree of freedom, a fixed characteristic frequency and constant damping to the typical stochastic earthquake vibration recorded for a certain region.

The response amplitude of an oscillator will be all the greater the longer and stronger if it is excited at its natural frequency. A record of a seismograph at the site, where the ITs will be installed, is used in order to establish a response spectrum. In this way a so-called «Initial Response Spectrum» is obtained which reflects the seismic stresses provoked by the considered earth-quake. A representative number of initial response spectra determined from different earthquakes describes the anticipated seismic stress for the site or area.

An enveloping curve around the initial response spectra is called a Required Response Spectrum (RRS), because it marks the limits of vibrational requirements. This spectrum shows the relationship between frequency, amplitude (displacement, velocity or acceleration) and damping for testing purposes.

Qualification of electrical equipment to seismic requirements (14, 15, 16,17,18) may be done by test or combined test and analysis.

Figure 3 shows how the ability of ITs to seismic stresses may be demonstrated (14).

Since earthquake vibrations are of stochastic nature, stresses on the electrical equipment under test are depending on the test method as shown in Figure 4, which gives the amplification factor as function of the damping (15). The damping of ITs is in the order of 2 % to 10 % (16).

From Figure 4 can be derived that a test with a 5 cycle sine-beat frequency excitation will completely cover the stresses of a typical time-history excitation (13). Also other testing methods e.g. 3 cycle sinusoidal excitation are used.

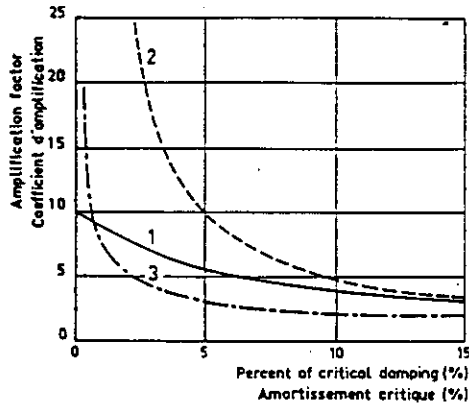


Figure 4.

soïdal de 5 cycles couvrira complètement les contraintes d'une excitation à histogramme typique (13). On utilise aussi d'autres méthodes d'essai, par exemple une excitation sinusoïdale à 3 cycles.

Pour effectuer des essais sismiques sur des TMs, des simulateurs de séisme hydrauliques contrôlés par ordinateurs sont disponibles (19, 20).

Dans les postes électriques en plein air, les TMs sont montés sur des structures-support. Il faut s'assurer que les signaux d'entrée en provenance du séisme ne sont pas amplifiés par les structures de support de manière inadmissible. Des directives relatives à la conception sont données en Référence (21, 22, 23).

Si les contraintes induites à partir du séisme spécifié excèdent la tenue physique du TM, des amortisseurs entre la structure de support et le TM pourront être employés pour augmenter l'amortissement et pour réduire le facteur d'amplification (15, 16, 17, 18, 21, 22).

Il a été montré par l'essai et par le calcul, que les deux conceptions de TM, à cuve sous tension ou à la masse, sont capables de satisfaire les exigences concernant les contraintes sismiques. L'aptitude des TMs à résister aux sollicitations sismiques est fortement influencée par le poids et par la hauteur du centre de gravité. Pour les deux conceptions, ces valeurs sont d'un ordre similaire. La conception de

la base support d'un TM à cuve sous tension et de l'enveloppe pour le TM à cuve à la masse est d'une grande importance.

Si sur le site du poste électrique on s'attend à des contraintes en provenance de séismes, il convient d'établir un Spectre de Réponse Requis. L'acquéreur doit préciser ces exigences dans sa commande au constructeur de TMs. Le constructeur les prendra en compte pour la conception et l'essai des TMs commandés.

Parallèlement, le concepteur de postes électriques devra concevoir des structures de support appropriées qui n'amplifieront pas de manière inadmissible les accélérations sismiques. Une autre méthode pour vérifier le comportement de l'ensemble "TM et structure de support" consiste à essayer le TM monté sur la structure particulière qui sera plus tard employée en service.

En outre, les connexions haute tension devront être disposées de telle sorte que l'interaction mécanique avec d'autres matériels électriques soit limitée.

## RÉFÉRENCES

- [1] Instrument Transformer Technology and Service Behaviour. Endurance Testing. *Electra* n°126.
- [2] S. CSIDA, L.J. KRAMER. An improved method for determining line discharge through potential transformers. *IEEE Trans*, PAS-97 (1978), 79-89.
- [3] L.W. MARKS. Line discharge by potential Transformers. *IEEE trans*, PAS-88 (1969) 293-299.
- [4] R. AMSINCK. Entladung von Hochspannungskabeln über induktive metallgekapselte Spannungswandler. *Elektrizitätswirtschaft-80* (1981), 950-955.
- [5] H. KRAEFT. Spannungswandler oder Reaktoren zum Entladen von Kondensator-Batterien. *Elektro-Anzeiger*, 22, Okt. 1970.
- [6] N. GERMANY, S. MASTERO, J. VROMAN. Revue des phénomènes de fer-résonance dans les réseaux haute tension et présentation d'un modèle de transformateur de tension pour leur prédétermination. *CIGRE* 1974/33-18.
- [7] SCHARF, BOESE, SCHUMANN. Kipp-schwingungsmelder (unpublished). *RWE* 28.04.1980.
- [8] RITZ-MESSWANDLER, HAMBURG. Wirkleistungs-drossel zur Beseitigung von Kippschwingungen
- [9] MESSWANDLER-BAU, BAMBERG, Dämpfungswandler.
- [10] H. LIPKEN, H. SUITER, U. HABEDANK, R. KUGLER, H. LÜHRMANN. Studies of interruption of very high short-circuit currents — 80 kA and 100 kA by SF6 Circuit-Breakers.
- [11] W. KNOTH, *Micafil Nachrichten*, April 1970.
- [12] IEC, SC 50 A (CO) 179 : Basic Environmental Testing Procedures. Guide for Seismic Testing Methods for Equipment.
- [13] Response Spectra for Proving the Reliable Functioning of Switchgear during Earthquakes. *Siemens Power Engineering VI* (1984) n° 1.
- [14] IEC, TC 17 A (Sec) 174 : Draft Guide for Seismic Qualification of High Voltage Alternating-Current Circuit-Breakers.
- [15] H. SPÄCK. Reliability of Outdoor High-Voltage. Oil-Immersed Instrument Transformers under Earth-quake Conditions. *Siemens Power Engineering V* 1983, n° 5, S. 255-259.
- [16] G. DUARTE, H. EGGERT, W. LEHMANN, H. PIPER, W. RAASCH. Qualification sismique de l'équipement de poste. Application conjuguée de méthodes d'essais et de calculs modernes, *CIGRE* 23-09, 1984.
- [17] F. MOORS. Seismic Behaviour of Very High Voltage Current Transformers. *IEEE*, vol. PAS — 104, n° 1, 1985, S. 174-180.
- [18] H. EGGERT, R. KUGLER. Earthquake — Proof High Voltage Circuit-Breakers. *Siemens Review XLIV* (1977), n° 9, 383-390.
- [19] SAMSON. Rüttelversuchsstand zur Simulation mehrachsiger dynamischer Belastungen. *Hochtemperatur-Reaktorbau GmbH, Kernforschungsanlage Jülich*.
- [20] W. MERKLINGHAUS, W. RAASCH, H. EGGERT, R. KUGLER. Computer-Controlled Hydraulic Earth-Quake Simulator for Testing HV Switchgear. *Siemens Review XLIV* (1977), n° 9, S. 390-394.
- [21] P. CLARENNE. Adaptation parasismique des postes. *CIGRE* 23-13, 1984.
- [22] P. CLARENNE and S. ITO. Enhancement of Seismic Performance of Existing Substations. *Electra* (to be published).
- [23] Guide for Seismic Design of Substation Equipment Japan Electric Association Guide : *JEAG* 5003-1980.

For performing seismic tests on ITs computer controlled hydraulic earthquake simulators are available (19, 20).

In open air substations ITs are mounted on support structures. It has to be ensured that the inputs from the earthquake are not unpermissibly amplified by the support structures. Design guidelines are given in Reference (21, 22, 23).

If the induced stresses from the specified earthquake exceed the physical strength of the IT, dampers between the support structure and the IT may be used for increasing the damping and reducing the amplification factor (15, 16, 17, 18, 21, 22).

By testing and computation it has been shown, that life-tank and dead-tank IT designs both can fulfil the requirements regarding seismic stresses. The withstand capability of IT's to seismic stresses is strongly influenced by the weight and the height of the center of gravity. For both designs these values are of similar order. Of great importance is the design of the base for life-tank and the case for deadtank IT designs.

If on the site of the substation stresses from earth-quakes are expected a Required Response Spectrum should be established. The purchaser shall make these requirements part of his order to the manufacturer of the ITs. The manufacturer will take them into account for the designing and testing of the ordered ITs.

In parallel the substation designer has to design suitable support structures, which will not unpermissibly amplify the earthquake accelerations. Another method for verifying the behaviour of the combination of IT and sup-

port structure, is to test the IT mounted on that structure, which will later be used in service.

Furthermore high voltage connections shall be arranged in such a way, that the mechanical interaction from and to other electrical equipment is limited.

## REFERENCES

- [1] Instrument Transformer Technology and Service Behaviour. Endurance Testing. *Electra* n°126.
- [2] S. CSIDA, L.J. KRAMER. An improved method for determining line discharge through potential transformers. *IEEE Trans, PAS-97* (1978), 79-89.
- [3] L.W. MARKS. Line discharge by potential Transformers. *IEEE trans, PAS-88* (1969) 293-299.
- [4] R. AMSINCK. Entladung von Hochspannungskabeln über induktive metallgekapelte Spannungswandler. *Elektrizitätswirtschaft-80* (1981), 950-955.
- [5] H. KRAEFT. Spannungswandler oder Reaktoren zum Entladen von Kondensator-Batterien. *Elektro-Anzeiger*, 22, Okt. 1970.
- [6] N. GERMANY, S. MASTERO, J. VROMAN. Review of Ferro-Resonance Phenomena in High-Voltage Power Systems and Presentation of a Voltage Transformer Model for Predetermining Them. *CIGRE 1974/33-18*.
- [7] SCHARF, BOESE, SCHUMANN. Kippschwingungsmelder (unpublished). *RWE 28.04.1980*.
- [8] RITZ-MESSWANDLER, HAMBURG. Wirkleistungsdrossel zur Beseitigung von Kippschwingungen
- [9] MESSWANDLER-BAU, BAMBERG, Dämpfungswandler.
- [10] H. LIPKEN, H. SUITER, U. HABEDANK, R. KUGLER, H. LÜHRMANN. Studies of interruption of very high short-circuit currents — 80 kA and 100 kA by SF6 Circuit-Breakers.
- [11] W. KNOTH. *Micafil Nachrichten*, April 1970.
- [12] IEC, SC 50 A (CO) 179 : Basic Environmental Testing Procedures. Guide for Seismic Testing Methods for Equipment.
- [13] Response Spectra for Proving the Reliable Functioning of Switchgear during Earthquakes. *Siemens Power Engineering VI* (1984) n° 1.
- [14] IEC, TC 17 A (Sec) 174 : Draft. Guide for Seismic Qualification of High Voltage Alternating-Current Circuit-Breakers.
- [15] H. SPÄCK. Reliability of Outdoor High-Voltage. Oil-Immersed Instrument Transformers under Earth-quake Conditions. *Siemens Power Engineering V* 1983, n° 5, S. 255-259.
- [16] G. DUARTE, H. EGGERT, W. LEHMANN, H. PIPER, W. RAASCH. Seismic Qualification of Substation Equipment. Combined Application of Modern Test and Calculation Methods, *CIGRE 23-09*, 1984.
- [17] F. MOORS. Seismic Behaviour of Very High Voltage Current Transformers. *IEEE*, vol. *PAS* — 104, n° 1, 1985, S. 174-180.
- [18] H. EGGERT, R. KUGLER. Earthquake — Proof High Voltage Circuit-Breakers. *Siemens Review XLIV* (1977) , n° 9, 383-390.
- [19] SAMSON. Rüttelversuchsstand zur Simulation mehrachsiger dynamischer Belastungen. *Hochtemperatur-Reaktorbau GmbH, Kernforschungsanlage Jülich*.
- [20] W. MERKLINGHAUS, W. RAASCH, H. EGGERT, R. KUGLER. Computer-Controlled Hydraulic Earth-Quake Simulator for Testing HV Switchgear. *Siemens Review XLIV* (1977) , n° 9, S. 390-394.
- [21] P. CLARENNE. Seismic Adaptation of Substations. *CIGRE 23-13*, 1984.
- [22] P. CLARENNE and S. ITO. Enhancement of Seismic Performance of Existing Substations. *Electra* (to be published).
- [23] Guide for Seismic Design of Substation Equipment. *Japan Electric Association Guide : JEAG 5003-1980*.

## VII. Assurance-Qualité

### 1. INTRODUCTION

On attend des transformateurs de mesure qu'ils remplissent des exigences spécifiques et supportent des contraintes provenant de leurs conditions de fonctionnement pendant au moins 25 ans. Même si de nombreux essais sont effectués, il est difficile d'interpréter leurs résultats en relation avec la durée de vie attendue. Plus valable est l'expérience à long terme acquise par le personnel du constructeur, impliqué dans la conception et la production, et par le personnel de l'utilisateur, chargé de l'utilisation et de l'entretien du transformateur de mesure. De nombreux modèles ont fonctionné pendant des dizaines d'années et l'expérience de ce fonctionnement donne une base valable pour prévoir la durée de vie attendue.

Les transformateurs de mesure sont fiables. Cependant, des défaillances peuvent survenir et la mauvaise qualité est considérée comme l'une des causes les plus importantes de défaillance (1).

La qualité d'un transformateur de mesure est déterminée par les procédés utilisés dans la conception et la fabrication et peut seulement être garantie, dans une certaine mesure, par des essais. L'application d'une organisation Assurance-Qualité encouragera, à l'intérieur des organisations du constructeur et de l'utilisateur, la culture de la qualité qui assurera l'emploi des méthodes appropriées.

L'Assurance-Qualité met en jeu toutes les activités du constructeur, depuis la réception d'une demande de renseignements jusqu'au service après-vente. Elle implique aussi l'ensemble du personnel, de direction à l'ouvrier dans l'atelier. La direction de la compagnie doit être pleinement responsable pour toutes les activités relatives à la qualité.

Afin d'obtenir des opérations fiables d'un transformateur de mesure, ce n'est pas seulement l'organisation Assurance-Qualité du constructeur qui est importante, bien que la majeure

partie du présent texte couvre cet aspect. L'utilisateur doit avoir aussi un système d'Assurance-Qualité qui garantisse la gestion, l'utilisation et l'entretien appropriés du transformateur de mesure.

Les exigences qui doivent être satisfaites par un système d'Assurance-Qualité afin de garantir que :

- l'expérience acquise est utilisée systématiquement;
  - les transformateurs de mesure satisferont aux exigences convenues, atteindront la durée de vie attendue et auront des propriétés uniformes;
- sont données ci-dessous.

### 2. ORGANISATION QUALITÉ

L'organisation de la qualité est la description des procédés par lesquels toutes les activités affectant la qualité sont mises en œuvre à l'intérieur de la société construisant les transformateurs de mesure. L'organisation de la qualité doit être décrite en détail dans un Manuel Qualité, qui fera aussi référence à toutes les instructions. Le Manuel Qualité fournit un guide pour toutes les activités internes.

L'objet d'une organisation de la qualité est d'assurer la réalisation de la politique qualité adoptée. Il contient les procédures administratives nécessaires pour garantir que les transformateurs de mesure livrés aux clients sont conformes aux conditions convenues.

Une bonne organisation de la qualité est souvent conçue pour remplir les exigences des normes existantes (2), (3).

L'organisation de la qualité doit garantir que les activités qui influent sur la qualité sont:

- exécutées en accord avec les instructions écrites, les procédures et les plans;
- exécutées par un personnel ayant un degré élevé de compétence dans leurs domaines respectifs et

un haut niveau de responsabilité dans leur travail;

- documentées en conformité avec les instructions écrites.

L'organisation de la qualité ne doit pas seulement couvrir les activités internes mais aussi celles liées au lieu d'implantation.

Une bonne organisation de la qualité n'est pas universelle. Elle doit être adoptée individuellement par chaque constructeur de transformateur de mesure, en fonction de la conception du produit, des méthodes de fabrication utilisées, de l'expérience en tant que constructeur, du niveau professionnel de la main-d'œuvre et d'autres facteurs liés aux conditions environnantes. C'est la responsabilité du constructeur de choisir les meilleures méthodes afin de garantir la qualité de son transformateur de mesure spécifique, et également, de diriger tout le personnel faisant partie de l'organisation et de le convaincre des avantages de son organisation de la qualité pour obtenir un niveau élevé.

Le client ne doit pas, en spécifiant, par le menu, des essais et des contrôles, décharger le constructeur de l'assurance-qualité. Le client doit, en lieu et place, se convaincre que le système choisi de l'organisation de la qualité est approprié et, très important, qu'il est réellement d'usage courant et n'est pas un simple exercice théorique sur le papier. Ceci peut être fait en ayant recours à l'expérience acquise par des relations antérieures, ou en faisant faire des audits de qualité chez le constructeur.

L'Assurance-Qualité contribue à déterminer les défaillances et quand surgissent des écarts mineurs, c'est la responsabilité du constructeur d'interpréter la sensibilité de sa propre conception par rapport aux écarts.

### 3. EXAMEN DU CONTRAT

Les conditions préliminaires pour satisfaire aux exigences et aux

## VII. Quality assurance

### 1. INTRODUCTION

Instrument transformers are expected to fulfill specified requirements and to withstand stresses from operating conditions for at least some 25 years. Even if many tests are performed, it is difficult to interpret the results in terms of expected lifetime. More valuable is the long term experience gathered by the manufacturer's personnel, involved in design and production and by the user's personnel, charged with the application and maintenance of the instrument transformers. Many instrument transformer designs have been in operation for tens of years and the experience from this operation gives a valuable base to forecast expected lifetime.

Instrument transformer are reliable. However, failures do occur and bad quality is regarded as one of the most important causes of failure (1).

Quality of an instrument transformer is determined by the procedures used in design and in manufacturing and can only be assured to a certain degree by testing. Application of a total Quality Assurance system will encourage a quality culture within the manufacturer's and user's organizations that ensures the use of appropriate methods.

Quality Assurance involves all activities in a manufacturing company, from the reception of an inquiry to after-sales service. It also involves all personnel, from top management to the worker on the shop floor. The company management has to be fully responsible for all activities related to quality.

To ensure reliable operation of an instrument transformer it is not only the Quality Assurance system of the manufacturer which is important although most of this paper covers this aspect. The user must also have a Quality Assurance system which ensures appropriate handling, use and maintenance of the instrument transformer.

Given below are these requirements which should be met by a Quality Assurance system to ensure that :

- acquired experience is used in a systematic way;
- the instrument transformer will fulfill the agreed requirements, reach the expected lifetime and have uniform properties.

### 2. QUALITY SYSTEM

The quality system is a description of the ways by which all activities affecting quality are to be carried out within the instrument transformer manufacturing company. The quality system should be described in detail in a Quality Manual, which also makes reference to all relevant instructions. The Quality Manual provides guidance for all internal activities.

The purpose of a quality system is to ensure the realization of the adopted quality policy. It contains the administrative routines necessary to ensure that the instrument transformers delivered to customers conform to the agreed terms.

A good quality system is often designed to fulfill the requirements of existing standards (2), (3).

The quality system should ensure that activities which affect quality are :

- carried out in accordance with written instructions, procedures and drawings;
- carried out by personnel with a high degree of competence in their respective fields and a high standard of responsibility for their work;
- documented in accordance with written instructions.

The quality system should not only cover in-house activities but also site activities.

A good quality system is not universal, it must be adapted by each individual instrument transformer manufacturer, depending on product design,

manufacturing processes used, experience as a manufacturer, educational level of workforce and other «environmental» factors. It is the responsibility of the manufacturer to select the best methods to ensure the quality of his specific instrument transformer and equally, to manage and convince all personnel within the organization of the benefits of the quality system to ensure high quality.

The customer should not, by specifying tests and checks in detail, take over the quality assurance responsibility from the manufacturer. The customer should instead satisfy himself that the adopted quality system is appropriate and, most important, that it is really in practical use and not just an empty paper exercise. This may be done using experience from earlier relationships or by performing quality audits on the manufacturers.

Quality Assurance helps to find failures and when minor deviations arise, it is the responsibility of the manufacturer to interpret the sensitivity of his particular design to the deviation.

### 3. CONTRACT REVIEW

The preconditions for fulfilling customer requirements and expectations should be completely defined at the tender and contract finalization stage.

Before a tender is submitted it has to be examined by personnel with sufficient competence to determine whether the requirements, specified in the contract, can be fulfilled.

The department which receives an order should be responsible for its examination and comparison with the relevant tender. This examination ensures that all information necessary for the commencement of work on the order has been received from the customer.

A quality problem which may be resolved at the contract review stage is one which results if non-consistent standards are being applied to the equipment requirements and design.

attentes du client doivent être complètement définies lors de l'offre et au stade de la finalisation du contrat.

Avant d'être soumise, une offre doit être examinée par un personnel ayant une compétence suffisante pour déterminer si les exigences spécifiées dans le contrat peuvent être satisfaites.

Le département qui reçoit une commande doit être responsable de son étude et de sa comparaison avec l'offre correspondante. Cette étude garantit que toute l'information nécessaire pour entamer le travail de la commande a bien été reçue du client.

Un problème de qualité qui aurait pu être résolu au stade de l'examen du contrat apparaîtra si des normes incohérentes sont mentionnées dans les spécifications et lors de la conception.

Le mélange de deux normes différentes, par exemple la coordination d'isolation CEI 71-1 avec la CEI 185 pour le TC ou 186 pour les TT, est un exemple d'application source d'erreurs. Une conséquence de l'installation de parafoudres ZnO dans les postes est que des valeurs basses sont spécifiées pour les tensions de tenue au choc de manœuvre et les tensions de tenue au choc de foudre pour l'équipement conformément à la CEI 71-1.

Dans de nombreux contrats et spécifications, ces valeurs forment la base du choix de la tenue au courant de courte durée à la fréquence industrielle correspondante, en conformité avec les normes CEI 185 ou 186. La valeur de l'essai de tenue à la fréquence industrielle est donc beaucoup trop basse pour la conception de l'équipement qui est telle que la plus grande contrainte à prendre en compte lors de la conception, est celle du champ électrique à la tension d'essai, ce qui est pratique courante dans le domaine de l'ingénierie de la haute tension.

Dans ce cas, le résultat est que la contrainte en service due au champ électrique entre phase et masse est trop élevée pour une durée de vie espérée de l'isolation de 25-30 ans.

**Exemple :**

**CEI 71-1:**

— tension la plus élevée pour le matériel  $U_m$ : 525 kV crête, pouvant être associée à la tension de tenue au choc de manœuvre (maximum): 1050 kV;

— tension de tenue au choc de foudre (maximum): 1175 kV.

**CEI 185 ou 186:**

— Pour ces niveaux d'isolation, tension de tenue à la fréquence industrielle: 510 kV crête.

On a alors un rapport :

$$U_{pr} \cdot \sqrt{3}/u_m = 510 \cdot \sqrt{3}/525 = 1,68$$

Pour les systèmes à isolation papier huile, le rapport doit être de l'ordre de 2,4 ... 2,6 pour une performance à long terme acceptable.

La valeur de 2,4 correspond à des systèmes à huile scellés hermétiquement avec des cellules en caoutchouc ou métalliques et une température d'huile inférieures à 60 °C. La valeur de 2,6 correspond à d'autres systèmes scellés à huile et pour des températures d'huile supérieures à 80 °C.

#### 4. CONTRÔLE LORS DE LA CONCEPTION

La qualité des transformateurs de mesure fabriqués est déjà déterminée, dans une large mesure, pendant le travail de conception. L'expérience démontre que de mauvais plans sont une des causes des défaillances (1). Les transformateurs de mesure peuvent être conçus selon différents principes (4). Ces principes ne peuvent pas être classés comme bons ou mauvais. C'est plutôt l'application de ces principes, au moment de la conception, qui fera qu'elle sera bonne ou mauvaise. Le travail d'ingénierie à la conception doit être exécuté en ayant accès à la documentation nécessaire, telle que celle relative aux principes de conception, aux exigences des autorités et du client, aux exigences internes et aux normes courantes.

Le travail de mise au point doit aussi être basé sur des spécifications et une information détaillées, recueillies grâce à l'expérience des générations de produits précédents.

Le travail de conception doit être exécuté par du personnel qualifié utilisant des procédures bien documentées afin de garantir que la production, l'examen, l'approbation et l'édition des documents seront exécutés de façon satisfaisante. La documentation doit aussi définir les conditions techniques requises pour la production, le contrôle, l'emballage et l'expédition des produits.

Des modifications de la conception doivent aussi être exécutées avec la participation de personnel qualifié, qui peut influencer et examiner d'un œil critique les solutions techniques choisies. Le personnel du constructeur, non impliqué directement dans la conception, doit aussi participer à ces réexamens.

Dans certains cas, des essais spéciaux de prototypes peuvent être demandés afin de vérifier que la conception choisie est correcte. De tels essais peuvent être nécessaires si les conditions de fonctionnement du transformateur de mesure doivent être élargies. Les résultats de ces essais doivent être enregistrés dans des rapports écrits. Des essais de type sont exécutés selon les normes correspondantes.

En cas de changement dans la conception, les mêmes règles s'appliquent comme pour le travail original de conception. Tous les changements doivent être examinés et approuvés par un personnel qualifié.

Des exemples de points particuliers qui devraient être pris en considération comme faisant partie du contrôle de la conception sont :

- la compatibilité entre les matériaux, particulièrement entre huile et caoutchouc dans les cellules et dans les joints d'étanchéité, et sur les vernis, peintures et adhésifs;
- la protection du bobinage secondaire contre les influences de la haute fréquence;
- la coordination de la tenue aux efforts entre les différentes parties du système d'isolation;
- le comportement à basse et haute température du système de dilatation de l'huile, par exemple les cellules métalliques et les joints d'étanchéité;
- le contrôle de toutes les conditions requises concernant la précision;
- la contrainte électrique sur le système d'isolation (5);
- les constructions spéciales pour le transport. Si elles doivent être trop compliquées, des erreurs pendant le montage du transformateur de mesure susceptibles de provoquer des défauts sont possibles (par exemple blocage du système d'expansion de l'huile).

The mixture of the two different standards, for instance IEC 71-1 insulation co-ordination with IEC 185 for CTs or 186 for VTs, is an example of a misleading application. A consequence of the installation of ZnO surge-arrestors in substations is that low values are specified for the rated switching impulse withstand voltages and rated lightning impulse withstand voltages for the equipment in accordance with IEC 71-1.

In many specifications and contracts, these values form the basis for the selection of the related power-frequency short duration withstand voltage in accordance with IEC 185 or IEC 186. The selection p.f.withstand test value therefore is much too low for the design of the equipment which is such that the maximum electrical field design stress occurs at test voltage, this being the general design practice in the high voltage engineering field.

In this case the result is that the electrical field stress in service at phase to earth voltage is too high for an expected life of the insulation system of 25 - 30 years.

Example :

*IEC 71-1 :*

- highest voltage for equipment  $U_m$  (rms) : 525kV associated with rated switching-impulse withstand voltage (peak) : 1050 kV ;
- rated lightning-impulse withstand voltage (peak) : 1175 kV.

*IEC 185 or 186 :*

- power frequency short-duration withstand voltage (rms) : 510 kV, associated with above BIL

Then, we obtain a ratio :

$$U_{pl} \cdot \sqrt{3}/U_m = 510 \sqrt{3}/525 = 1.68$$

For oil-paper insulation systems the ratio must be in the order of 2.4... 2.6 for acceptable long term performance.

The value of 2.4 is for hermetically sealed oil-system with rubber or metallic bellows and oil-temperature < 60 °C. The value 2.6 is for other sealed oil-systems and oil-temperature > 80 °C.

#### 4. DESIGN CONTROL

The quality of the manufactured instrument transformers is already determined to a great extent during the design work. Experience shows that bad design is one cause of failures (1).

Instrument transformers can be based on a wide range of different design principles (4). These principles can not be classified as bad or good. Rather, it is the application of the principles, when doing the design work, that results in good or bad designs. Design engineering work should be carried out with access to necessary documentation, such as design principles, authority and customer requirements, internal requirements and current standards.

Development work should also be based on detailed specifications and information, compiled from experience with earlier product generations.

The design engineering work should be carried out by qualified personnel using documented routines to ensure that production, examination, approval and issuing of design documents is executed in a satisfactory manner. The documentation should also define those technical requirements to be met in production, inspection, packaging and dispatch of the products.

Design reviews should be carried out with the participation of qualified personnel, who can influence and critically examine the selected technical solutions. Manufacturers personnel, not directly involved in the design work, should also participate in these reviews.

In certain cases, special prototype tests may be specified in order to verify the correctness of the selected design. Such tests may be necessary if the operating conditions of the instrument transformer are to be extended. The results of these tests are recorded in written reports. Type tests are carried out in accordance with relevant standards.

In the event of changes to the design, the same rules apply as for the original design work. All alterations are examined and approved by qualified personnel.

Examples of special points that should be taken into account as part of the design control are :

- compatibility between materials, especially between oil and rubber (lungs, gaskets, etc.), varnishes, paints and adhesives;
- shielding of the secondary winding against high frequency influences;
- coordination of withstand strength between different parts of the insulation system;

- low — and high — temperature behaviour of oil expansion systems, for example metal bellows and gaskets;
- checking of all requirements concerning accuracy;
- electrical stress on the insulation system (5);
- special constructions for transportation. If these are made too complicated, mistakes during the mounting of the instrument transformer are possible, which could result in faults (e.g. blocking of the oil expansion device).

#### 5. DOCUMENT CONTROL

Documents of many types are used in the systematic control of technical information. In the instructions, the routines for the formulation and handling of all quality control documents should be established for the technical directives as well as for product specifications and similar documents (2).

The purpose of document control is to ensure that :

- the contents of the documents meet the requirements of each activity concerned;
- the allocation of responsibility for formulation, review, approval and issue of documents is established;
- documents are available at the right place at the right time;
- all changes are examined and approved by the function which approved the original design.

#### 6. PURCHASING

The quality of instrument transformers is greatly influenced by the quality of the materials used, such as paper, film and oil. Relevant instructions and routines should ensure that purchases are properly planned and carried out. However, this presupposes that goods and services are purchased from suppliers having the desired quality.

The necessary requirements regarding the quality systems of suppliers are determined after an evaluation and classification of products obtained externally.

Some normally purchased components, which will critically affect the quality of the instrument transformer,

## 5. CONTRÔLE DES DOCUMENTS

Des documents de nombreux types sont utilisés dans le contrôle systématique de l'information technique. Dans les instructions, les procédures pour la formulation et la gestion de tous les documents du contrôle de la qualité doivent être établies pour les directives techniques aussi bien que pour les spécifications des produits et documents similaires (2).

Le but du contrôle des documents est de garantir que :

- le contenu des documents remplissent les conditions requises pour chaque activité concernée;
- la répartition des responsabilités pour la formulation, l'examen, l'approbation et l'émission des documents est établie;
- les documents sont disponibles au bon endroit et au bon moment;
- tous les changements sont examinés et approuvés par l'échelon qui a approuvé la conception originale.

## 6. FOURNITURES

La qualité des transformateurs de mesure est grandement influencée par la qualité des matériaux utilisés, tels que le papier, les films et l'huile. Des instructions et procédures appropriées doivent garantir que les achats sont planifiés et exécutés correctement. Toutefois, ceci présuppose que les marchandises et les services sont obtenus chez des fournisseurs ayant la qualité requise.

Les conditions nécessaires concernant l'organisation qualité des fournisseurs sont déterminées après une évaluation et une classification des produits obtenus au dehors.

Certains composants achetés normalement, qui affecteront de façon critique la qualité du transformateur de mesure, sont indiqués ci-dessous avec leurs propriétés les plus critiques :

- huile; propriétés électriques et chimiques;
- papier; propriétés électriques et dimensions;
- isolateurs; aspect et dimensions;
- cellules; qualité des matériaux, fermeté et dimensions;
- joints d'étanchéité; qualité des matériaux, aspect et dimensions;
- matériaux du noyau; propriétés magnétiques, dimensions et aspect;

— logements; dimensions, traitement de surface, effort mécanique et aspect.

Quand il doit être établi un contrat avec un nouveau fournisseur, ou si le client fait des demandes particulières, une évaluation du fournisseur doit être effectuée. En règle générale, des évaluations financières, commerciales et techniques sont faites en sus de l'évaluation de l'organisation qualité. Les résultats de ces évaluations sont enregistrés.

Les achats sont normalement précédés d'un appel d'offres, par lequel les fournisseurs éventuels sont informés de toutes les conditions requises connues. Les offres reçues sont examinées avec soin pour détecter toutes les modifications qui auraient pu être apportées par rapport aux spécifications.

La documentation d'achat contient normalement les éléments suivants:

- le droit d'examiner la qualité et la performance dans les locaux du fournisseur;
- les procédures pour la manipulation et l'approbation de toute non-conformité;
- les conditions requises pour le stockage, l'emballage, l'envoi et le mode de transport.

Si l'ordre d'achat doit être modifié de quelque façon que ce soit, des règles identiques à celles ayant présider à l'achat original doivent s'appliquer.

## 7. COMPOSANTS FOURNIS PAR LE CLIENT

Les clients désirent parfois fournir eux-mêmes, ou spécifier en détail, des composants qui feront partie de la livraison. Cette pratique doit être évitée en raison du risque subséquent d'une responsabilité globale peu claire pour l'équipement.

Si des composants fournis par le client sont utilisés, ils doivent suivre les règles d'assurance-qualité établies pour les composants normalement approvisionnés. Des procédures doivent être introduites afin de garantir que les composants fournis par le client sont traités d'une manière acceptable pour le client et qu'ils n'interfèrent pas avec les exigences de qualité du constructeur.

Le constructeur est responsable de la manutention de ces composants. Elle doit être réalisée selon les conditions spécifiées.

Il se peut que des composants fournis par le client ne remplissent pas les conditions requises, à leur arrivée ou à un stade ultérieur. En pareil cas, dans l'attente d'une décision sur la façon convenable de procéder, il ne faut pas les laisser progresser plus avant. La décision doit être prise par le constructeur du transformateur de mesure après avoir consulté le client. Des exemples de composants fournis par le client sont des boîtes terminales, des parafoudres, des fusibles et des extrémités de câbles.

## 8. IDENTIFICATION ET SUIVI DU PRODUIT

Le cas échéant, un système doit être utilisé pour garantir que les articles sont identifiés facilement dans la documentation destinée à la production, à tous les stades depuis l'arrivée jusqu'à l'expédition (2).

Les conditions requises pour l'identification des articles achetés sont spécifiées dans les documents d'achat. Le département réceptionnaire est responsable de l'identification des marchandises à leur entrée.

Si des marques de repérage doivent être spécifiées, cela doit être mentionné sur les plans ou ailleurs dans la commande :

- ce qu'elles devront indiquer (par exemple, numéro d'ordre, numéro du colis, date de fabrication, etc.);
- où et quand les marques seront apposées.

## 9. CONTRÔLE DE LA FABRICATION

### Généralités

Le contrôle des activités qui participent au processus de production et de montage doit être exécuté selon un système documenté.

Le devis de fabrication est le document le plus important du département de la production pendant le processus de fabrication. Le devis contient des détails sur la séquence des opérations, les méthodes de production, les matériaux et les outils spécifiques nécessaires.

are listed together with the most critical properties :

- oil; electrical and chemical properties;
- paper; electrical properties and dimensions;
- insulators; appearance and dimensions;
- bellows; material quality, tightness and dimensions;
- gaskets; material quality, appearance and dimensions;
- core material; magnetic properties, dimensions and appearance;
- housings; dimensions, surface treatment, mechanical strength, and appearance.

When a new supplier is to be contracted, or if the customer makes special demands, a supplier evaluation should be carried out. As a rule, financial, commercial and technical assessments are made in addition to the evaluation of the quality system. The results of these evaluations are recorded.

Purchases are normally preceded by an invitation to tender, in which potential suppliers are informed of all known requirements. Tenders received are scrutinized for any changes which may have been made in relation to the issued specifications.

The purchase documentation normally contains the following :

- the right to monitor quality and performance at the premises of the supplier;
- procedures for the handling and approval of any non-conformances;
- requirements for storage, packaging, dispatch and means of transport.

Should the purchase order be altered in any way, the same rules should apply as when the original purchase order was established.

## 7. CUSTOMER SUPPLIED COMPONENTS

Customers sometimes wish to supply, or specify in detail, components which are to be part of the delivery. This should be avoided due to the attendant risk of unclear overall responsibility for the equipment.

If customer supplied components are used, they should follow the rules

of quality assurance set for purchased components. Routines must be introduced to ensure that customer supplied components are handled in a way which is acceptable to the customer and that they do not interfere with the quality requirements of the manufacturer.

The manufacturer is responsible for the handling of these components in accordance with specified requirements.

Components supplied by the customer may be found not to fulfill requirements on arrival or at a later stage. In such cases, they should be prevented from proceeding further, pending a decision regarding suitable action. Such a decision should be made by the manufacturer of the instrument transformer after consulting the customer. Examples of customer supplied components are terminal boxes, surge arresters, fuses and cable glands:

## 8. PRODUCT IDENTIFICATION AND TRACEABILITY

When appropriate, a system must be used which ensures that articles are easily identified in the production documentation at all stages from arrival to dispatch (2).

Requirements for the identification marking of purchased items are specified in the purchase documents. The receiving department is responsible for identifying incoming goods.

Should traceability marking be specified, it must be stated on the drawings or elsewhere in the purchase order :

- of what the markings should consist (for example, charge number, batch number, date of manufacture, ...);
- where and how the marking is to be made.

## 9. PROCESS CONTROL

### General

Control of activities which are part of the production and assembly process should be carried out in accordance with a documented system.

The Manufacturing Specification is the most important document of the production department during the manufacturing process. The specification contains details of the sequence of

operations, production methods, materials and special tools required.

All special requirements for cleanliness, ventilation, temperature, air humidity, etc, should be stated in instructions. An example of the requirements is cleanliness of rooms for capacitor fabrication.

Special tools should be tested for function at fixed intervals. If a tool is found to be defective whilst in use, the work should immediately be interrupted and the tool adjusted, repaired or replaced.

One example of such special tools are crimping tools used for making internal connections in instrument transformers.

### Special processes

The term «special processes» refers to processes and methods the outcome of which may not easily be checked upon completion. Such processes include heat treatment, oil impregnation, welding, soldering, inorganic and organic surface treatment and crimping connections. The use of special processes in the production and testing of products should be regulated by proven and well-documented methods ensuring that the final product has the characteristics intended.

A full verification of these processes often calls for destructive inspection.

Special processes such as welding and soldering should be carried out by authorized personnel who have undergone training and passed the required tests. Training and periods of practice should also be provided for tasks which do not require authorization. Occupational skills should be regularly tested.

The results of practical and theoretical tests should be recorded and filed throughout the period of authorization.

Examples of special processes in instrument transformer manufacturing which have a critical influence on quality are :

- winding of main insulation, where training of personnel is particularly important;
- paper drying, where control of processing parameters, time, temperature and vacuum level is important;
- oil impregnation where temperature and time are important parameters;

Toutes les exigences particulières pour la propreté, la ventilation, la température, l'humidité de l'air, etc., doivent être mentionnées dans les instructions. Un exemple de ces exigences est la propreté des locaux pour la fabrication des condensateurs.

Les outils spécifiques doivent être essayés pour fonctionner à intervalles réguliers. Si un outil est trouvé défectueux pendant emploi, le travail doit être interrompu immédiatement et l'outil ajusté, réparé ou changé.

Un exemple d'outils spécifiques de ce type sont les outils de sertissage utilisés pour faire des connexions internes dans les transformateurs de mesure.

### Process particuliers

Le terme «Process particuliers» se réfère aux process et méthodes dont le résultat ne peut pas facilement être contrôlé à leur achèvement. De tels process comprennent le traitement thermique, l'imprégnation de l'huile, les soudures de tous types, le traitement des surfaces organiques ou non, et les connexions par sertissage. L'emploi de process particuliers dans la production et l'essai des produits doit être réglé par des méthodes éprouvées et bien documentées garantissant que le produit final a les caractéristiques voulues.

Une vérification complète de ces process exige souvent un contrôle destructif.

Des process particuliers tels que les soudures de tous types doivent être exécutés par du personnel autorisé qui a reçu la formation nécessaire et passé les examens exigés. Une formation et des périodes de travaux pratiques doivent aussi être prévues pour des tâches qui ne demandent pas une autorisation spécifique. Les capacités aux postes occupés doivent être régulièrement contrôlées.

Les résultats des essais théoriques et pratiques doivent être enregistrés et classés pendant toute la période où l'autorisation est en vigueur. Des exemples de process particuliers dans la fabrication des transformateurs de mesure qui ont une influence importante sur la qualité sont :

- le bobinage de l'isolation principale, travail où la formation du personnel est particulièrement importante;
- le séchage du papier, pour lequel le contrôle des paramètres de sécha-

ge, de la durée, de la température et du degré de vide est important;

- l'imprégnation par l'huile, travail où la température et la durée sont des paramètres importants ;
- la réalisation des connexions électriques internes utilisant le sertissage ou des soudures de divers types, qui doit être réalisée conformément aux instructions par du personnel ayant la formation appropriée. Quatre paramètres sont essentiels pour la fiabilité des systèmes de connexion utilisant des techniques de sertissage:
  - le manchon de l'épissure doit avoir un diamètre correct par rapport au diamètre du câble non isolé,
  - un outil correct de sertissage avec une marque de code correcte doit être utilisé,
  - l'assemblage de l'épissure et des câbles doit être faite selon les plans appropriés,
  - les instructions pour les stades successifs de contrôle doivent être suivies. Le contrôle doit comprendre la vérification de l'outil de sertissage et l'essai de résistance à la traction des connexions une fois terminées.

## 10. CONTRÔLE ET ESSAIS

### 10.1 Programme de contrôle et d'essais

Le programme de contrôle et d'essais, qui fait partie du Plan Qualité défini par l'ISO, est un document descriptif, destiné au client. Il résume les contrôles et les essais qui précèdent l'approbation finale des transformateurs de mesure avant livraison.

Ce programme est établi séparément et fait référence à la documentation utilisée pour le contrôle. Les exigences devant être remplies, et la manière dont les résultats seront enregistrés, sont soulignées dans des spécifications techniques impératives, des cartes de contrôle et des demandes d'essais supplémentaires aux procédures normales.

Les essais qui doivent être exigés et leurs critères d'approbation dépendent largement de la conception spécifique du transformateur de mesure et sont, en conséquence, déterminés par l'unité responsable de la conception et de la mise au point. Des programmes

de contrôle et d'essais peuvent aussi être établis pour les produits achetés chez des fournisseurs extérieurs. Cependant, si possible, les produits achetés à l'extérieur sont inspectés selon les plans formulés par le fournisseur et basés sur des normes appropriées ou des spécifications de produits.

### 10.2 Inspection et essais des marchandises réceptionnées

Des instructions et des règles doivent être appliquées pour s'assurer que les marchandises réceptionnées sont inspectées en conformité aux procédures écrites. Les documents de contrôle contiennent des instructions à propos de ce qui doit être inspecté, comment et jusqu'où les contrôles doivent être exécutés, et les conditions requises pour les enregistrements des contrôles.

Les contrôles des dimensions sur les isolateurs en porcelaine constituent un exemple de ces contrôles sur les marchandises réceptionnées (6).

Les exigences concernant le marquage et l'identification des marchandises doivent être claires pour le fournisseur. Le département réceptionnaire doit être responsable de l'identification, de l'inscription de la date d'arrivée, et de la fourniture de la documentation complète, couvrant tous les domaines spécifiés dans la commande.

Les marchandises non-conformes doivent être traitées conformément au paragraphe 13.

### 10.3 Inspection et essais internes

Afin de s'assurer que les transformateurs de mesure sont conformes aux conditions spécifiques requises, ils doivent être inspectés pendant la fabrication et le montage. L'étendue et l'exécution de ces contrôles doivent se conformer aux programmes d'instructions, aux instructions et aux spécifications.

Des exemples d'essais parfois utilisés dans des contrôles internes sont :

- les essais d'isolation en basse tension;
- le contrôle du nombre de tours sur le noyau;
- la mesure de la capacité et du facteur de puissance;
- le contrôle du volume de dilatation.

Quand des process particuliers sont mis en place, et que la vérification au

— making of internal electrical connections using crimping, welding or soldering, which must be made according to instructions by personnel having appropriate training. Four parameters are essential for the reliability of connection systems using crimping techniques :

- the splice sleeve must have a correct diameter relative to the diameter of the non-insulated wire,
- the correct crimping tool with a correct code mark must be used,
- the assembly of the splice and wires must be done according to appropriate drawings,
- instructions for the control steps must be followed.

The control should include check of the crimping tool and test of tensile strength of finished connections.

## 10. INSPECTION AND TESTING

### 10.1 Inspection and test plan

The Inspection and Test Plan which is a part of the Quality Plan defined in ISO is a customer-oriented descriptive document which summarizes the inspection and tests which precede the final approval of the instrument transformers before delivery.

This plan drawn up separately, refers to the documentation to be used for inspection. The requirements to be met, and the manner in which the results are to be recorded, are outlined in mandatory technical specifications, inspection cards and requests for tests additional to normal procedures.

Test requirements and approval criteria are widely dependent on the specific instrument transformer design and are therefore determined by the unit responsible for development and design. Inspection and test plans may also be established for products purchased from external suppliers. However, if possible, products bought externally are inspected in accordance with plans formulated by the supplier and based on relevant standards or product specifications.

### 10.2 Inspection and testing of incoming goods

Instructions and regulations should be applied to ensure that incoming goods are inspected in accordance with documented procedures. The inspection documents contain instructions

on what is to be inspected, how and to what extent the inspections should be carried out and requirements for inspection records.

One example of checks on incoming goods is the dimensional checks on porcelain insulators (6).

Requirements regarding marking and identification of goods should be made clear to the supplier in the purchase order. The receiving department should be responsible for identification, recording of arrival date, and for the supply of complete documentation, covering all areas specified in the purchase order.

Non-conforming goods should be treated in accordance with paragraph 13.

### 10.3 In-process inspection and testing

In order to ensure that the instrument transformers conform to specified requirements, they must be inspected during manufacture and assembly. The extent and execution of these inspections should conform to inspection plans, instructions and specifications.

Examples of tests that are sometimes used as in process checks are :

- low voltage insulation tests;
- check of number of turns on cores;
- capacitance and power factor measurement;
- expansion volume check.

When special processes are implemented for which verification by testing is difficult, the processes and the equipment used should be controlled and monitored.

The manufacturer should establish effective inspection control to stop the use, further processing, assembly or dispatch of products until satisfactory results have been obtained from the stipulated inspection and tests and until there is no doubt as to the interpretation of these results.

### 10.4 Final inspection and testing

Every finished instrument transformer should undergo final inspection in order to ensure that the characteristics, finish and performance comply with specified requirements. As a rule, final inspection consists of visual and functional inspections in accordance with inspection cards, instructions and

specifications. Final inspection and testing can include different checking and monitoring activities (7). The most important of these activities are regulated by international standards (8, 9).

Data obtained from final inspection and testing should be recorded in a way that allows comparison with data obtained later in service. In this way, it is possible to evaluate changes in such data which might affect reliability.

## 11. INSPECTION, MEASURING AND TEST EQUIPMENT

Measuring devices, electrical instruments and test equipment should be regularly calibrated in order to ensure that measuring and test results are sufficiently accurate. The calibration system covers all equipment used for the inspection and testing of products as well as equipment used for the control and monitoring of important parameters within the manufacturing process, where faults may adversely affect quality. Certain types of production aids are also covered by this system.

New measuring equipment and tools should be given an identity number and should be checked prior to use. Equipment and tools which are in use should undergo periodic calibration against certified equipment traceable to recognized standards. If there are no such references, the calibration is carried out in accordance with established methods and the results are documented.

The results of measuring equipment or tool inspections shall be recorded. Test equipment and tools which have been approved at the periodic tests have a label or a color coded sticker attached, stating the date of the next calibration.

## 12. INSPECTION AND TEST STATUS

A system should be used to indicate product inspection and test status with regard to stipulated inspection operations.

Inspection and test status should be indicated by marking after each inspection, either directly on the product or on a special document which accompanies the product. Only products which, at inspection, have been found to be in accordance with speci-

moyen d'essais est difficile, les process et l'équipement utilisés doivent être contrôlés et surveillés.

Le constructeur doit établir un contrôle effectif pour arrêter l'utilisation, la fabrication, le montage ou l'expédition de produits jusqu'à ce que des résultats satisfaisants soient obtenus des contrôles et essais stipulés et jusqu'à ce qu'il n'y ait plus aucun doute sur l'interprétation de ces résultats.

#### 10.4 Inspection finale et essais

Tout transformateur de mesure terminé doit subir un contrôle final pour s'assurer que les caractéristiques, le fini et les performances sont conformes aux conditions spécifiques requises. En règle générale, le contrôle final consiste en contrôles visuels et fonctionnels en conformité avec les cartes de contrôle, les instructions et les spécifications. Les contrôles et essais finals peuvent inclure différents travaux de contrôle et de surveillance (7). Les plus importants de ces travaux sont définis par des normes internationales. (8, 9).

Les données obtenues du contrôle et des essais finals doivent être enregistrées d'une manière qui permette la comparaison avec les données qui seront obtenues plus tard quand l'appareil sera en service. De cette façon, il est possible de mesurer dans ces données les changements qui pourraient affecter la fiabilité.

#### 11. CONTRÔLES, MESURES, ET MOYENS D'ESSAIS

Les dispositifs de mesure, les instruments électriques et les moyens d'essais doivent être étalonnés périodiquement afin d'être certain que les résultats des mesures et des essais soient suffisamment précis. La méthode d'étalonnage couvre tout l'équipement utilisé pour le contrôle et l'essai des produits, y compris l'équipement utilisé pour le contrôle et la surveillance de paramètres importants à l'intérieur du process de fabrication, où des manquements peuvent affecter diversément la qualité. Certains types d'auxiliaires à la production sont aussi couverts par cette méthode.

Les nouveaux équipements et outils de mesure doivent recevoir un numéro d'identification et être contrôlés avant

usage. Les équipements et outils en service doivent subir un étalonnage périodique par comparaison avec des équipements certifiés reliés à des étalons reconnus. S'il n'y a pas de telles références, l'étalonnage est exécuté conformément à des méthodes établies et les résultats sont notés.

Les résultats des contrôles des équipements et des outils de mesure doivent être enregistrés. On appose aux équipements et outils qui ont été approuvés par des essais périodiques, une étiquette ou un autocollant de couleur, indiquant la date du prochain étalonnage.

#### 12. ÉTAT DES CONTRÔLES ET DES ESSAIS

Une méthode doit être utilisée pour indiquer le résultat du contrôle et des essais par comparaison avec les opérations stipulées.

Le résultat des contrôles et des essais doit être indiqué par marquage après chaque contrôle, soit directement sur le produit, soit sur un document spécial qui l'accompagne. Seuls les produits qui, au contrôle, ont été déclarés conformes aux conditions spécifiques requises dans les limites autorisées pourront continuer vers le stockage, les opérations ultérieures de fabrication ou l'expédition, selon le cas.

#### 13. GESTION DES PRODUITS NON CONFORMES

Des contrôles et des règles doivent exister pour gérer les produits non conformes. «Non conformité» signifie que les exigences établies dans la documentation de la commande ou de la production n'ont pas été remplies, ou que le produit ne peut être considéré comme le résultat d'un bon travail.

Les produits ayant des non-conformités démontrées sont séparés du circuit des matières afin qu'ils ne soient pas utilisés par erreur. Ceci est fait soit en marquant les produits, soit en les entreposant dans des endroits spécifiquement affectés, dans l'attente d'une décision ou d'une action ultérieure.

L'autorisation de réparer un défaut ou d'«utiliser tel que» est accordée par le Service Qualité ou par l'unité responsable de la conception et de la

mise au point, en consultation l'un avec l'autre.

Après des dispositions telles que réparation ou reprise, un autre contrôle est exécuté.

#### 14. MESURES CORRECTIVES

Quand des défauts sont découverts, une méthode pour la mise en place de mesures correctives doit être appliquée.

Tout employé de la compagnie qui découvre un défaut a la responsabilité de le signaler. En conséquence, le département responsable du produit en question est informé selon les méthodes en vigueur et doit ensuite prendre des mesures correctives.

Si nécessaire, les causes du défaut sont analysées et les mesures correctives prises par la suite font l'objet de comptes rendus aux dirigeants des départements concernés.

Si un défaut est découvert par l'utilisateur soit lors de la prise en charge, du contrôle ou de la surveillance en service, le constructeur doit être contacté. En pareil cas, les causes du défaut doivent être analysées et des mesures correctives doivent être convenues entre utilisateur et constructeur.

Si l'analyse démontre que le défaut peut se reproduire, le département intéressé par la conception ou le Service Qualité doit prendre les mesures nécessaires préventives.

#### 15. MANUTENTION, STOCKAGE, EMBALLAGE ET LIVRAISON

Des règles et des procédures de manutention et de stockage doivent être appliquées pour garantir que les produits ne sont pas endommagés ou ne souffrent pas d'une détérioration quelconque de la qualité, et que leur utilisation inadéquate est empêchée.

Les transformateurs de mesure gardés en magasin doivent être contrôlés périodiquement et avant expédition (7). Ces contrôles ont pour but de révéler les insuffisances de qualité telles que les fuites d'huile, les bas niveaux d'huile, et les cas où la durée autorisée de stockage a été dépassée.

Des restrictions sur la durée et sur la position de stockage dépendent de la conception du transformateur de

fied requirements or with approved deviations will be permitted to progress to storage, further processing operations or dispatch as appropriate.

### 13. HANDLING OF NON-CONFORMING PRODUCTS

Instructions and rules should exist for the handling of non-conforming products. «Non-conformity» means that the requirements set out in the order or in the production documentation have not been fulfilled, or that the product cannot be considered a piece of good workmanship.

Products with demonstrated non-conformities are segregated from the materials flow in order to prevent them from being used in error. This is done either by marking the products or storing them in specially assigned places, pending a decision on further action.

Permission to repair a defect or for «use-as-it-is» is granted by either the Quality Department in consultation with the unit responsible for design and development.

After such measures as re-working or repair, another inspection is carried out.

### 14. CORRECTIVE ACTION

When defects are discovered, a system for implementation of corrective action has to be applied.

Any employee of the company who discovers a defect should be responsible for reporting this. Thereafter, the department responsible for the product in question is informed in accordance with the system and should subsequently take corrective action.

If it is considered necessary, the causes of the defect are analyzed and the corrective actions subsequently taken are reported to the heads of the departments concerned.

If a defect is discovered by the user either at commissioning, inspection or in-service monitoring, the manufacturer should be contacted. In such a case the causes of the defect should be analyzed and corrective actions be agreed between the user and the manufacturer.

Should the analysis show that the defect may recur, the relevant Design Department or the Quality Department

should take the necessary preventive actions.

### 15. HANDLING, STORAGE, PACKAGING AND DELIVERY

In the handling and storage of products, regulations and procedures should be applied which ensure that the products are not damaged or suffer any other deterioration quality, and that inappropriate usage of the products is prevented.

Instrument transformers kept in store should be checked periodically and prior to dispatch (7). These checks are intended to reveal quality shortages such as oil leakage, low oil levels and instances where the permitted storage time has been exceeded.

Restrictions on storage time and storage position depend on the design of the instrument transformer. Bellows can be damaged if the storage time is exceeded with the IT layed down. Long time storage without removing the packing material can cause corrosion if water absorbing materials have been used for packing.

Packaging, marking, booking of transport and final dispatch are carried out in compliance with the relevant documentation, such as drawings and packing instructions.

Inspection, in compliance with stipulated requirements, should be carried out regularly by the packaging foreman or supervisor. In such instances, cleaning, special protective measures, packaging and marking are given special attention.

The marking of the position in which instrument transformers are to be transported is of vital importance. Transportation in the wrong position is most likely to damage the windings of MVTs and the main insulation of CTs.

### 16. QUALITY RECORDS

A system should be applied to control the handling and filing of quality records. «Quality Records» means written reports, issued in connection with the implementation of the quality system as well as test reports, which demonstrate that the products supplied fulfill the stated quality requirements.

Quality records include results of inspections and tests (7), materials

certificates and any reports on non-conformity, audit reports, procedures and testing reports, and a list of authorized personnel.

Documents issued in connection with tests must include the date of the test, the name of the tester, the results of the test and information on how the stated requirements have been satisfied. If the test results deviate from the stated requirements, the non-conformances are described and accompanied by a note-on the action required to rectify them.

Quality records should be filed by the manufacturer and identified in such a way as to enable them to be easily retrieved.

### 17. QUALITY AUDITS

In order to determine whether the quality system is functioning efficiently, periodic quality audits of all functional units should be carried out. The frequency of these internal audits should be stated in an activity plan which is prepared annually by the Quality Department.

These audits should be carried out by the Quality Department assisted, if required, by specialists. The quality auditors do not have any direct responsibility for the units being audited.

Quality audits can also be performed by external independent organizations or in case of major contracts, by personnel from the customer organization.

In addition to the periodic system audits, product and process audits are also carried out in order to determine whether stipulated quality requirements are being met.

If any discrepancies are discovered during the audit, corrective action has to be taken. When discrepancies have been rectified, another audit is carried out if deemed necessary, covering those areas which were the subject of the corrective action.

Auditing of important suppliers should be carried out in conjunction with supplier assessment and when circumstances indicate the need.

### 18. TRAINING

Qualified, experienced personnel are a key resource in implementing

mesure. Des cellules peuvent être endommagées si la durée de stockage est dépassée lorsqu'un transformateur de mesure est posé sur le sol. Un stockage trop long sans ôter le matériel d'emballage peut causer une corrosion si des matériaux absorbant l'humidité ont été utilisés pour l'emballage.

L'emballage, le marquage, la réservation pour le transport et l'envoi final sont exécutés en conformité avec la documentation relative, telle que les plans et les instructions d'emballage.

Le contrôle, conforme aux conditions requises stipulées, doit être exécuté régulièrement par le chef de l'équipe d'emballage ou par le superviseur. Dans de tels cas, le nettoyage, les dispositions particulières de protection, l'emballage et le marquage font l'objet d'un soin particulier.

Le marquage de la position dans laquelle les transformateurs de mesure doivent être transportés est d'importance vitale. Le transport dans une mauvaise position endommagera probablement les bobinages des TT et l'isolation principale des TC.

## 16. ENREGISTREMENTS DE LA QUALITÉ

Une méthode doit être utilisée pour contrôler la gestion et le classement des enregistrements de la qualité. Les «Enregistrements de la Qualité» signifient aussi bien des rapports écrits, émis en liaison avec la mise en place de l'organisation qualité, que des comptes rendus d'essais, qui démontrent que les produits fournis remplissent les conditions requises mentionnées pour la qualité.

Les enregistrements de la qualité comprennent les résultats des contrôles et des essais (7), les certificats des matériaux et tous rapports sur la non conformité, rapports d'audit, procédures et rapports d'essais, et une liste du personnel habilité.

Les documents émis concernant des essais doivent inclure la date d'essai, le nom de l'opérateur, les résultats, et des renseignements sur la façon dont les exigences déclarées ont été satisfaites. Si des résultats d'essais divergent des conditions requises déclarées, les non conformités sont décrites et accompagnées par une note sur les mesures prises pour les corriger.

Les enregistrements de la qualité doivent être classés par le constructeur et identifiés de façon telle qu'il soit possible de les retrouver facilement.

## 17. AUDITS À PROPOS DE QUALITÉ

Afin de déterminer si l'organisation qualité fonctionne avec efficacité, des audits périodiques de qualité de toutes les unités fonctionnelles doivent être exécutés. La fréquence de ces audits internes doit être mentionnée dans un programme d'activité préparé annuellement par le Service Qualité.

Ces audits doivent être exécutés par le Service Qualité aidé, si nécessaire, par des spécialistes. Les auditeurs de la qualité n'ont aucune responsabilité directe dans les unités auditées.

Les audits de qualité peuvent être aussi exécutés par des organisations extérieures indépendantes, ou, dans le cas de contrats importants, par le personnel de l'organisation du client.

En plus du système des audits périodiques, des audits des produits et de la production sont aussi exécutés afin de déterminer si les exigences de qualité stipulées sont satisfaites.

Si des divergences sont découvertes pendant l'audit, des mesures correctives doivent être prises. Quand des divergences ont été corrigées, un autre audit est exécuté le cas échéant, couvrant les secteurs qui ont été sujets aux mesures correctives.

L'audit des fournisseurs importants doit être exécuté en liaison avec la fonction du fournisseur et quand les circonstances en montrent la nécessité.

## 18. FORMATION DU PERSONNEL

Les employés qualifiés et expérimentés sont une ressource-clé pour appliquer une qualité élevée à toutes les opérations. Il est essentiel de s'assurer que du personnel compétent est disponible pour exécuter les tâches variées que comportent les opérations. Une formation planifiée et écrite doit être fournie et répétée périodiquement pour garantir que les conditions de base sont satisfaites.

L'isolation des TC et la manipulation des films plastiques dans la fabrication des condensateurs ou le soudage sont

des exemples d'opérations exigeant du personnel spécialement formé.

## 19. SERVICE D'ASSISTANCE

Le service concerné par la conception et la mise au point est responsable de l'édition de manuels de montage, d'installation, de fonctionnement et d'entretien.

Des exemples de points importants dans ces manuels sont :

- la position du transformateur de mesure pendant le transport;
- le temps minimal pendant lequel le transformateur de mesure doit rester en position verticale avant d'être mis sous tension;
- les spécifications du support sur lequel sera monté le transformateur de mesure;
- les instructions indiquant où doivent être appliqués les appareils de levage;
- les contrôles devant être faits avant la prise en charge (7).

## 20. MÉTHODES STATISTIQUES

Dans les méthodes d'assurance-qualité, des outils statistiques sont souvent utilisés pour réduire le nombre d'essais comme le contrôle et les essais des marchandises réceptionnées.

Quand des quantités suffisamment nombreuses de transformateurs de mesure identiques sont fabriquées, une évaluation statistique des paramètres mesurés, tels que la capacité, la précision ou le facteur de puissance peuvent donner des informations sur la répartition dans la production. Cette répartition peut être utilisée comme un contrôle du processus de fabrication.

## 21. ASSURANCE QUALITÉ DE L'UTILISATEUR

La plupart des activités influençant la qualité des transformateurs de mesure sont contrôlées par le système d'assurance-qualité du constructeur. Il est toutefois important que lors de l'achat ou de l'utilisation de transformateurs de mesure toutes les activités de l'utilisateur soient aussi contrôlées par un système d'assurance-qualité, comprenant lui aussi entre autres : plan, formation, archives...

high quality in all operations. It is essential to ensure that competent personnel are available to carry out the various tasks which comprise the operations. Planned and documented training must be provided and periodically repeated to ensure that the basic requirements are fulfilled.

Examples of operations needing specially trained personnel are insulation of CTs, handling of plastic film in capacitor manufacturing, and welding.

## 19. SERVICING

The appropriate design and development department is responsible for the issue of assembly, installation, operation and maintenance manuals.

Examples of important points in these manuals are :

- position of the instrument transformer during transportation;
- minimum time the instrument transformer must be in an upright position before being energized;
- requirements for the base-plate where the instrument transformer is mounted;
- instructions on where to apply lifting gear;
- checks to be done before commissioning (7).

## 20. STATISTICAL METHODS

In Quality Assurance work statistical methods are often used to reduce the number of tests in, for instance, inspection and test of incoming goods.

When sufficiently large numbers of identical instrument transformers are manufactured, statistical evaluation of measured parameters, such as capacitance, accuracy or power factor can

give information on the spread in production (7). This spread can be used as a check of the manufacturing process.

## 21. QUALITY ASSURANCE OF THE USER

Most activities influencing the quality of the ITs are controlled by the manufacturer's Quality Assurance system. It is, however, important that when buying or using ITs all the activities of the user should also be controlled by a Quality Assurance system, including plan, training and records...

The following activities should be covered by the Quality Assurance system of the user :

- writing of specifications;
- system design;
- installation;
- commissioning;
- checking and monitoring in service;
- maintenance;
- gathering, documentation and storage of data on operating conditions to be used on occurrence of failures.

## 22. RESPONSIBILITY

Manufacturer and user are responsible for quality in their own activities. The user has the responsibility to write a specification that will represent the operating conditions, such as, operating voltage and ambient temperature.

The contract review activities will transfer the responsibility from user to manufacturer. The manufacturer then has the full responsibility for quality during the design and manufacturing process. He is also responsible for issuing installation, operation and maintenance manuals containing correct information.

At delivery, the user takes over responsibility for installation, operation and maintenance of the instrument transformer, following the manuals issued by the manufacturer.

In complicated installations, where a number of (sub)contractors are involved, the responsibilities of all parties, contractors as well as customer, regarding Quality Assurance, should be clearly defined.

## 23. CONCLUSION

In this chapter connections have been made between the general principles of Quality Assurance and the special problems of Instrument Transformers, by giving practical examples.

1. Instrument Transformer Technology and Service Behaviour - Failure Survey. Electra, July 1989.
2. International Standard. ISO 9001 to ISO 9004, about Quality system.
3. Canadian Standard. CAN3 - Z299.1-85 Quality Assurance Program - Category 1.
4. Instrument Transformer Technology and Service Behaviour - Design and Construction. Electra, May 1989.
5. Instrument Transformer Technology and Service Behaviour - Endurance Testing - Life Test. Electra, October 1989.
6. International Standard IEC 233, 1974. Tests on hollow insulators for use in electrical equipment.
7. Instrument Transformer Technology and Service Behaviour - Checking and Monitoring. Electra, May 1989.
8. International Standard. IEC 185 1987 Current transformers.
9. International Standard. IEC 186 1987 Voltage transformers.

Les activités suivantes doivent être couvertes par le système d'assurance-qualité de l'utilisateur :

- rédaction des spécifications;
- conception du système;
- installation;
- prise en charge;
- contrôle et surveillance pendant le fonctionnement;
- entretien,

recensement des données, documentation et stockage des données sur les conditions de fonctionnement, de façon à les utiliser en cas de défaillance.

## 22. RESPONSABILITÉ

Le constructeur et l'utilisateur sont responsables de la qualité dans leurs activités propres. L'utilisateur a la responsabilité de rédiger une spécification qui montrera les conditions de fonctionnement, telles que la tension en fonctionnement et la température ambiante.

Les activités d'examen du contrat transféreront la responsabilité de l'utili-

sateur au constructeur. Le constructeur supporte alors la pleine responsabilité pour la qualité pendant la conception et la fabrication. Il est également responsable de l'édition de manuels d'installation, de fonctionnement et d'entretien contenant des informations correctes.

A la livraison, l'utilisateur prend en charge la responsabilité pour l'installation, le fonctionnement et l'entretien du transformateur de mesure, suivant les manuels édités par le constructeur.

Dans des installations complexes, où sont impliqués de nombreux sous-traitants, les responsabilités de toutes les parties, sous-traitants aussi bien que le client, en ce qui concerne l'assurance-qualité, doivent être clairement définies.

## 23. CONCLUSION

Dans ce chapitre, des liens ont été établis entre les principes généraux de l'assurance-qualité et les problèmes spécifiques des transformateurs de mesure, en donnant des exemples pratiques.

1. Transformateurs de mesure Technologie et comportement en service. Electra, juillet 1989
2. Norme internationale : Série ISO 9001 à 9004 sur l'Assurance Qualité
3. Norme canadienne: CAN3-Z299.1-85 Quality Assurance Program - Category 1
4. Transformateurs de mesure Technologie et comportement en service. Electra, octobre 1989
5. Technologie et comportement en service des réducteurs de mesure. Détermination et essais de durée de vie. Electra, octobre 1989
6. Norme internationale - CEI 233, 1974. Essais sur les isolateurs creux pour utilisation dans des équipements électriques.
7. Transformateurs de mesure Technologie et comportement en service- Contrôle et surveillance. Electra, mai 1989
8. Norme internationale. CEI 185 1987 Transformateurs de courant
9. Norme internationale. CEI 186 1987 Transformateurs de tension

Le CIGRÉ a apporté le plus grand soin à la réalisation de cette brochure thématique numérique afin de vous fournir une information complète et fiable.

Cependant, le CIGRÉ ne pourra en aucun cas être tenu responsable des préjudices ou dommages de quelque nature que ce soit pouvant résulter d'une mauvaise utilisation des informations contenues dans cette brochure.

Publié par le CIGRÉ  
21, rue d'Artois  
FR-75 008 PARIS  
Tél. : +33 1 53 89 12 90  
Fax : +33 1 53 89 12 99

**Copyright © 2000**

Tous droits de diffusion, de traduction et de reproduction réservés pour tous pays.

Toute reproduction, même partielle, par quelque procédé que ce soit, est interdite sans autorisation préalable. Cette interdiction ne peut s'appliquer à l'utilisateur personne physique ayant acheté ce document pour l'impression dudit document à des fins strictement personnelles.

Pour toute utilisation collective, prière de nous contacter à [sales-meetings@cigre.org](mailto:sales-meetings@cigre.org)

*The greatest care has been taken by CIGRE to produce this digital technical brochure so as to provide you with full and reliable information.*

*However, CIGRE could in any case be held responsible for any damage resulting from any misuse of the information contained therein.*

*Published by CIGRE  
21, rue d'Artois  
FR-75 008 PARIS  
Tel : +33 1 53 89 12 90  
Fax : +33 1 53 89 12 99*

**Copyright © 2000**

*All rights of circulation, translation and reproduction reserved for all countries.*

*No part of this publication may be produced or transmitted, in any form or by any means, without prior permission of the publisher. This measure will not apply in the case of printing off of this document by any individual having purchased it for personal purposes.*

*For any collective use, please contact us at [sales-meetings@cigre.org](mailto:sales-meetings@cigre.org)*