

RAPPORT
TECHNIQUE
TECHNICAL
REPORT

CEI
IEC
1334-1-1

Première édition
First edition
1995-11

**Automatisation de la distribution
à l'aide de systèmes de communication
à courants porteurs –**

Partie 1:
Considérations générales –
Section 1: Architecture des systèmes
d'automatisation de la distribution

**Distribution automation using
distribution line carrier systems –**

Part 1:
General considerations –
Section 1: Distribution automation system
architecture



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 1334-1-1: 1995

Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60 000.

Publications consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles dans le Catalogue de la CEI.

Les renseignements relatifs à des questions à l'étude et des travaux en cours entrepris par le comité technique qui a établi cette publication, ainsi que la liste des publications établies, se trouvent dans les documents ci-dessous:

- «Site web» de la CEI*
- Catalogue des publications de la CEI
Publié annuellement et mis à jour régulièrement (Catalogue en ligne)*
- Bulletin de la CEI
Disponible à la fois au «site web» de la CEI* et comme périodique imprimé

Terminologie, symboles graphiques et littéraux

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60 050: *Vocabulaire Electrotechnique International (VEI)*.

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60 027: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60 417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60 617: *Symboles graphiques pour schémas*.

* Voir adresse «site web» sur la page de titre.

Numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60 000 series.

Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is to be found at the following IEC sources:

- IEC web site*
- Catalogue of IEC publications
Published yearly with regular updates
(On-line catalogue)*
- IEC Bulletin
Available both at the IEC web site* and as a printed periodical

Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60 050: *International Electrotechnical Vocabulary (IEV)*.

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60 027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60 417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60 617: *Graphical symbols for diagrams*.

* See web site address on title page.

**RAPPORT
TECHNIQUE – TYPE 3
TECHNICAL
REPORT – TYPE 3**

**CEI
IEC
1334-1-1**

Première édition
First edition
1995-11

**Automatisation de la distribution
à l'aide de systèmes de communication
à courants porteurs –**

Partie 1:

Considérations générales –

Section 1: Architecture des systèmes
d'automatisation de la distribution

**Distribution automation using
distribution line carrier systems –**

Part 1:

General considerations –

Section 1: Distribution automation system
architecture

© CEI 1995 Droits de reproduction réservés — Copyright – all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

Bureau Central de la Commission Electrotechnique Internationale 3, rue de Varembé Genève, Suisse



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

U

Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS.....	4
INTRODUCTION.....	8
Articles	
1 Domaine d'application	12
2 Documents de référence	12
3 Structure d'un réseau de distribution de l'énergie.....	12
3.1 Réseau MT	12
3.2 Réseau BT	14
4 Architecture d'un système de distribution automatisé.....	16
4.1 Structure	16
4.2 Identification des interfaces	18
5 Interaction entre la structure du réseau et le système d'automatisation	18
5.1 Injection des signaux.....	18
5.2 Acheminement des messages	20
6 Transmission des données.....	22
6.1 Structure par couches des fonctions de transmission des données	22
Tableaux.....	24
Figures	28
Annexes	
A Exemple d'automatisation de gestion du réseau: détection des pannes et procédures automatiques d'isolement d'une section de ligne.....	42
B Liste des publications concernant l'automatisation de la distribution à l'aide de systèmes de communication à courants porteurs	52

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
INTRODUCTION.....	9
Clause	
1 Scope	13
2 Reference documents	13
3 Structure of a distribution power network	13
3.1 MV power network	13
3.2 LV power network.....	15
4 Distribution automation system architecture.....	17
4.1 Structure	17
4.2 Identification of interfaces.....	19
5 Interaction between network structure and automation system.....	19
5.1 Signal injection.....	19
5.2 Message routing	21
6 Data communication	23
6.1 Layered structure of communication functions	23
Tables	25
Figures	29
Annexes	
A Example of network automation: Fault detection and automatic procedures for sectionalizing the faulty section	43
B List of publications concerning distribution automation using distribution line carrier systems	53

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

AUTOMATISATION DE LA DISTRIBUTION À L'AIDE DE SYSTÈMES DE COMMUNICATION À COURANTS PORTEURS –

Partie 1: Considérations générales –

Section 1: Architecture des systèmes d'automatisation de la distribution

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Electrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes Internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques, représentent, dans la mesure du possible un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes Internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la recommandation de la CEI et la norme nationale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La tâche principale des comités d'études de la CEI est d'élaborer des Normes internationales. Exceptionnellement, un comité d'études peut proposer la publication d'un rapport technique de l'un des types suivants:

- type 1, lorsque, en dépit de maints effort, l'accord requis ne peut être réalisé en faveur de la publication d'une Norme internationale;
- type 2, lorsque le sujet en question est encore en cours de développement technique ou lorsque, pour une raison quelconque, la possibilité d'un accord pour la publication d'une Norme internationale peut être envisagée pour l'avenir mais pas dans l'immédiat;
- type 3, lorsqu'un comité d'études a réuni des données de nature différente de celles qui sont normalement publiées comme Normes internationales, cela pouvant comprendre, par exemple, des informations sur l'état de la technique.

Les rapports techniques de type 1 et 2 font l'objet d'un nouvel examen trois ans au plus tard après leur publication afin de décider éventuellement de leur transformation en Normes internationales. Les rapports techniques de type 3 ne doivent pas nécessairement être révisés avant que les données qu'ils contiennent ne soient plus jugées valables ou utiles.

La CEI 1334-1-1, rapport technique de type 3, a été établie par le comité d'études 57 de la CEI: Conduite des systèmes de puissance et communications associées.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**DISTRIBUTION AUTOMATION USING
DISTRIBUTION LINE CARRIER SYSTEMS –****Part 1: General considerations –****Section 1: Distribution automation system architecture**

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, express as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. In exceptional circumstances, a technical committee may propose the publication of a technical report of one of the following types:

- type 1, when the required support cannot be obtained for the publication of an International Standard, despite repeated efforts;
- type 2, when the subject is still under technical development or where for any other reason there is the future but not immediate possibility of an agreement on an International Standard;
- type 3, when a technical committee has collected data of a different kind from that which is normally published as an International Standard, for example "state of the art".

Technical reports of types 1 and 2 are subject to review within three years of publication to decide whether they can be transformed into International Standards. Technical reports of type 3 do not necessarily have to be reviewed until the data they provide are considered to be no longer valid or useful.

IEC 1334-1-1, which is a technical report of type 3, has been prepared by IEC technical committee 57: Power system control and associated communications.

Le texte de ce rapport technique est issu des documents suivants:

Projet de Comité	Rapport de vote
57(SEC)196	57/240/RVC

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de ce rapport technique.

La présente série des CEI 1334 dont la liste figure à l'annexe B, concerne les systèmes d'automatisation de la distribution faisant appel à des canaux de transmission bidirectionnels utilisant comme support physique de transmission des données les lignes des réseaux de distribution moyenne et basse tension.

De tels canaux de communication seront dans ce qui suit dénommés "DLC", pour "Distribution Line Carrier" (courants porteurs sur lignes de distribution).

Les systèmes d'automatisation de la distribution sont prévus pour offrir un grand nombre de possibilités concernant deux applications principales: l'automatisation des réseaux et l'automatisation des services aux abonnés.

Le tableau 1 résume les options les plus importantes concernant les applications mentionnées ci-dessus. Les spécifications concernant ces options sont incluses dans la future CEI 1334-1-2.

Du fait que les réseaux moyenne et basse tension ont été conçus pour l'alimentation en énergie électrique et que, de ce fait, ils ne peuvent offrir qu'un support médiocre aux transmissions de données, des exigences sévères sont nécessaires pour assurer la transmission correcte des données ainsi qu'une bonne disponibilité de communication, pour adapter ces systèmes aux applications envisagées.

Le but de ces publications est de fournir des informations adéquates pour obtenir une conception correcte et un fonctionnement fiable de systèmes d'automatisation de la distribution utilisant les DLC.

The text of this technical report is based on the following documents:

Committee draft	Report on voting
57(SEC)196	57/240/RVC

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This series of IEC 1334, listed in annex B, concerns distribution automation systems supported by two-way communication channels using medium- and low-voltage distribution power mains as data transmission media.

Such communication channels will be referred to as "DLC", which stands for distribution line carrier.

Distribution automation systems are intended to provide a large amount of facilities related to two main applications, concerning network automation and customer service automation.

Table 1 summarizes the most important options concerning the above-mentioned applications. Requirements concerning these options will be included in the future IEC 1334-1-2.

As medium-voltage and low-voltage power mains have been designed for electric energy supply and, consequently, can only offer poor performances for data transmission, stringent requirements are necessary in order to ensure data integrity and transmission efficiency suitable to the application needs.

The aim of these publications is to provide adequate information for correct design and reliable operation of distribution automation systems using DLC.

INTRODUCTION

Les réseaux de distribution, bien que constituant un chemin précaire pour la transmission de données, en raison de l'atténuation des signaux, du niveau de bruit et le fait que l'impédance de ligne sur le couplage varie avec le temps d'une manière totalement aléatoire, ont toujours été considérés par les compagnies d'électricité comme le support le plus intéressant pour l'introduction des techniques d'automatisation, le but en étant de réduire les coûts de fonctionnement et les investissements nécessaires.

Comparés aux autres supports de transmission, les réseaux de distribution sont la propriété des compagnies d'électricité. Ceci permet de mettre en place de nouveaux services sans qu'il soit besoin d'investir dans de nouveaux supports de transmission, ni qu'on observe un accroissement significatif des coûts de fonctionnement.

De plus, les compagnies peuvent garder un contrôle direct des équipements de transmission, ce qui leur évite de dépendre d'un partenaire quelconque.

Pour toutes ces raisons, un certain nombre de systèmes de communication, utilisant comme support de transmission les réseaux de distribution, ont déjà été développés au niveau industriel.

Les premiers systèmes, du fait des possibilités réduites de la technologie, ne pouvaient offrir qu'un canal de transmission unidirectionnel allant des centres de contrôle vers les équipements à contrôler à distance.

Cependant, ces systèmes ont permis la mise en œuvre des techniques d'automatisation de la distribution, adaptées à répondre de manière satisfaisante à un certain nombre de besoins importants, principalement dans le domaine de l'automatisation des services concernant l'abonné, comme par exemple:

- l'introduction de systèmes élaborés de tarification (gestion indirecte des charges);
- la gestion directe de la charge au niveau abonné.

Ces dernières années, du fait des progrès effectués en électronique, on a pu installer des systèmes de communication bidirectionnels, mais n'offrant que de basses vitesses de transmission (n'excédant pas quelques bits/s). Ces systèmes ont été utilisés essentiellement dans le cadre de certaines techniques d'automatisation des réseaux requérant l'envoi d'un accusé de réception pour les télécommandes de disjoncteurs en ligne, comme par exemple:

- l'isolement automatique des sections de lignes en défaut;
- la commutation à distance des condensateurs de compensation.

A présent, le développement industriel de systèmes de communication bidirectionnels peut être envisagé. La caractéristique principale de ces systèmes est de fonctionner à des vitesses de transmission beaucoup plus élevées (quelques dizaines à quelques centaines de bits/s). Ainsi, un seul canal de transmission peut desservir la plupart des applications touchant à l'automatisation de la distribution, amenant une évaluation du rapport bénéfices/coûts très encourageante.

De cette manière, un grand nombre d'applications concernant tant l'automatisation du réseau que celle des services touchant les abonnés semble pouvoir trouver une solution bien adaptée, dans le cadre des systèmes intégrés d'automatisation de la distribution.

INTRODUCTION

Distribution networks, in spite of being difficult channels for data communication because of signal attenuation, noise level and the fact that coupling side impedance can vary unpredictably with time, have always been considered by the electric utilities as the most attractive resource for supporting the introduction of automation techniques aimed at reducing operating cost and capital expenditure.

Compared to other communication media, distribution networks are owned by the electric utilities. This allows the creation of new services without requiring additional communication carrier costs or significant operational increase of costs.

Moreover, electric utilities can keep direct control over the transmission equipment, thus avoiding reliance on a third party.

For these reasons, a number of communication systems using distribution networks as a transmission medium have been already developed at industrial levels.

The first systems, due to the limited possibilities offered by technology, could only offer a one-way link from control centres towards the remote equipment to be controlled.

However, they opened the way to the implementation of distribution automation techniques suitable to satisfactorily respond to certain important needs, mainly related to the field of customer service automation, as for example:

- introduction of advanced tariff system (indirect load management);
- direct management of customer load.

In more recent years, due to the progress of electronics, two-way communication systems providing low data transmission speed (not more than a few bits/s) have been installed. They have been utilized to support network automation techniques requiring the acknowledgement of commands sent towards line switches, as for example:

- automatic sectionalizing of feeders affected by fault;
- remote operation of capacitor banks.

At present industrial development of very effective two-way communication systems can be envisaged. Their main feature is the ability to provide higher data transmission speed (from tens to hundreds of bits/s), so that a single channel can support most applications of distribution automation, thus allowing favourable cost/benefits evaluation.

In this way, a large number of facilities related to both network and customer service automation seems to be able to find a very comprehensive solution within the framework of integrated distribution automation systems.

On notera que, bien que les techniques de transmission de signaux de communication sur le réseau de distribution soient assez semblables à celles déjà parfaitement opérationnelles pour les lignes à haute tension, l'impératif prioritaire est de trouver des solutions réellement économiques à ces questions.

L'expérience acquise avec les systèmes de lignes de distribution à haute tension peut n'être pas totalement applicable aux systèmes des réseaux de lignes de distribution à cause de facteurs incluant des considérations de coût. Vu sous cet angle, le cas des systèmes de communication à courants porteurs sur ligne de distribution sera considéré comme un nouveau domaine d'application par rapport à ce qui est déjà connu pour les lignes à haute tension.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 61334-1-1:1995

It should be noticed that, even though the technique for transmitting communication signals on a distribution network is quite similar to that already well developed for high-voltage lines, stringent constraint for identifying cost-effective solutions is to be considered as a mandatory requirement.

Experience with high-voltage line carrier systems may not be directly applicable to distribution network line-carrier systems due to factors including cost considerations. Therefore, line carrier communication systems on distribution networks should be treated as a completely new application area in relation to what is already known for high-voltage networks.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TR 61334-1-1:1995

AUTOMATISATION DE LA DISTRIBUTION À L'AIDE DE SYSTÈMES DE COMMUNICATION À COURANTS PORTEURS –

Partie 1: Considérations générales –

Section 1: Architecture des systèmes d'automatisation de la distribution

1 Domaine d'application

Le présent Rapport technique de type 3, après une courte description de la structure des réseaux de distribution à moyenne et basse tension, présente l'architecture d'un système d'automatisation de la distribution (DAS) basé sur l'utilisation des courants porteurs sur lignes de distribution.

Il décrit et définit l'interaction entre la structure du réseau de distribution et la configuration du système d'automatisation de la distribution.

Il fournit une vue générale des éléments fonctionnels constituant la structure de base, et il traite des options principales relatives aux méthodes de couplage permettant l'injection des signaux à transmettre.

Il identifie les couches ISO-OSI impliquées dans l'architecture fonctionnelle des systèmes d'automatisation de la distribution.

2 Documents de référence

CEI 38: 1983, *Tensions normales de la CEI*

ISO 7498: 1984, *Systèmes de traitement de l'information – Interconnexion des systèmes ouverts – Modèle de référence de base*

3 Structure d'un réseau de distribution de l'énergie

Un réseau de distribution de l'énergie inclut en fait deux réseaux de distribution correspondant aux deux niveaux de tension, qui dans tout ce qui suit seront dénommés, réseau MT (moyenne tension) et réseau BT (basse tension).

Le tableau 2 résume les différentes valeurs de tension, normales et exceptionnelles, rencontrées dans les réseaux de distribution, conformément à la CEI 38.

3.1 Réseau MT

Le réseau MT est alimenté par les transformateurs HT/MT, installés dans les sous-stations HT/MT, suivant le schéma typique donné à la figure 1.

Les transformateurs HT/MT dont le neutre des enroulements MT peut être soit isolé, soit relié à la terre au moyen d'une impédance adéquate alimentent un nombre égal de sections de jeux de barres.

DISTRIBUTION AUTOMATION USING DISTRIBUTION LINE CARRIER SYSTEMS –

Part 1: General considerations –

Section 1: Distribution automation system architecture

1 Scope

This technical report of type 3, after a short description of the structure of distribution networks for both medium- and low-voltage levels, presents the architecture of a distribution automation system (DAS) using distribution line carrier systems.

It outlines and discusses the interaction between the distribution network structure and the configuration of the distribution automation system.

It provides an overview of the functional elements which constitute the basic structure and it deals with the main options concerning the coupling methods for the transmission signal injection.

It also identifies the ISO-OSI levels involved in the functional architecture of distribution automation systems.

2 Reference documents

IEC 38: 1983, *IEC standard voltages*

ISO 7498: 1984, *Information processing systems – Open Systems Interconnection – Basic reference model*

3 Structure of a distribution power network

A distribution power network includes two main power networks referred to as MV (medium-voltage) and LV (low-voltage).

Table 2 summarizes the values of standard and exceptional voltages of the distribution power network, according to IEC 38.

3.1 MV power network

MV power networks are supplied through HV/MV transformers, installed in HV/MV substations, typically as shown in figure 1.

Each HV/MV transformer whose MV winding neutral point can be either isolated or connected to earth by means of a suitable impedance supplies a section of busbar.

Chaque section de jeux de barres alimente un certain nombre de départs MT via des disjoncteurs, avec leurs protections associées et dispositifs de contrôle (réenclenchement automatique).

Les jeux de barres MT d'une même sous-station HT/MT peuvent être interconnectés au moyen de disjoncteurs, afin d'alimenter tous les départs MT au moyen d'un seul transformateur HT/MT.

Afin d'effectuer la compensation du facteur de puissance, un banc de condensateurs commutable peut aussi être installé sur chacune des sections de jeux de barres.

Les lignes MT sont constituées de plusieurs sections de ligne délimitées par des disjoncteurs, sans dispositif de protection, installés dans l'enceinte de la sous-station MT/BT. Un schéma typique est indiqué à la figure 2.

En fonction de la position des disjoncteurs de ligne, qui peuvent ou non être motorisés, la configuration résultant du réseau MT est modifiable dans le temps.

Chaque section de ligne peut être composée d'un ou plusieurs des éléments principaux suivants: câbles isolés souterrains ou aériens, ou lignes aériennes à conducteurs non isolés.

Dans la mesure où la plupart des câbles sont connectés aux jeux de barres MT des sous-stations HT/MT voisines, le réseau MT composé des lignes MT et des installations MT/BT est un réseau maillé. Un schéma typique est donné à la figure 3.

Dans certains cas, le réseau MT alimenté par les mêmes sous-stations HT/MT peut comporter deux niveaux de tension différents, interconnectés entre eux au moyen de transformateurs MT/MT adéquats.

Du point de vue de la transmission de données et des exigences concernant l'automatisation du réseau, il est important de souligner que ce réseau peut être géré suivant deux schémas:

- schéma radial pur,
- schéma interconnecté.

Dans le premier cas, chacune des lignes est alimentée au moyen d'un disjoncteur unique raccordé à une section de jeu de barres d'une sous-station HT/MT, jusqu'à l'extrémité de la section de ligne, dont les disjoncteurs finaux dénommés "disjoncteurs de fin de ligne" sont ouverts.

Dans le second cas, chaque ligne est alimentée par plusieurs disjoncteurs, appartenant normalement à différentes sous-stations.

3.2 Réseau BT

Le réseau BT est alimenté par des transformateurs MT/BT, situés dans des installations MT/BT.

Chaque transformateur MT/BT, dont le neutre des enroulements BT est en général directement raccordé à la terre, alimente une section de jeu de barres alimentant elle-même un certain nombre de départs BT, au moyen de disjoncteurs avec leurs protections associées, relais ou fusibles de surtension et de surintensité.

Each busbar section supplies a number of MV feeders through circuit-breakers with associated protection and possibly control (auto-reclosing) devices.

MV busbar sections in an HV/MV substation may be interconnected through a circuit-breaker to allow energizing all the MV feeders from one HV/MV transformer.

For power factor compensation, one switched capacitor bank per busbar section may also be installed.

MV feeders are an aggregation of several line sections delimited by switches, without any protection device associated, installed within an MV/LV substation. A typical diagram is shown in figure 2.

In relation to the operation of line switches, which can be either motorized or not, the resulting configuration of the MV power network is dynamic.

Each line section can be composed of one or more of the following main types: underground or overhead insulated cables, overhead lines with bare conductors.

Since most feeders rejoin MV busbar of adjacent HV/MV substations, the MV power network composed by MV feeders and MV/LV substations is a meshed network. A typical diagram is shown in figure 3.

In some cases, the MV network supplied by the same HV/MV substations, can include two different voltage levels, interconnected between themselves by means of suitable MV/MV transformers.

From the point of view of data transmission and network automation requirements, it is important to stress that this network can be operated in two different ways:

- radial scheme,
- interconnected scheme.

In the first case, each feeder is energized through a single circuit-breaker connected to a busbar section of an HV/MV substation, up to the end of the line sections where the final switch called "border line switch" is open.

In the second case, each feeder is energized by several circuit-breakers, normally belonging to different substations.

3.2 *LV power network*

LV power networks are supplied through MV/LV transformers, installed in MV/LV substations.

Each MV/LV transformer, whose LV winding neutral point is generally directly connected to earth, energizes a busbar section which supplies a number of LV lines through circuit-breakers with associated overload and overcurrent relays or fuses.

Comme la plus grande partie des lignes BT issues d'une installation MT/BT sont connectées aux jeux de barres des autres installations MT/BT voisines, la structure du réseau BT (dont le schéma typique est indiqué à la figure 4) est semblable à celle du réseau MT, tant pour la possibilité d'interconnexion en réseau maillé que pour le schéma radial pur.

Chaque ligne BT peut de même comporter différentes sections de types divers: câbles isolés souterrains ou aériens, lignes aériennes à conducteurs non isolés. Chaque section de ligne BT aboutit à un disjoncteur, et alimente un certain nombre d'abonnés BT.

Comme les disjoncteurs de ligne peuvent être actionnés pour diverses raisons, la configuration du réseau se modifie également de manière dynamique.

4 Architecture d'un système de distribution automatisé

4.1 Structure

La figure 5 montre l'architecture générale d'un système de distribution automatisé (DAS) utilisant un système DLC et assurant les fonctions nécessaires d'automatisation, au niveau du réseau et de l'abonné.

Cette architecture, dont le schéma dépend strictement de la structure du réseau de distribution, comprend les unités suivantes:

- *unité centrale* (CU) qui remplit toutes les fonctions satisfaisant aux besoins de l'application. Elle peut être connectée à plusieurs des unités centrales moyenne tension (CMU) installées dans chaque sous-station HT/MT, et/ou à plusieurs "unités centrales basse tension" (CLU) installées dans chaque sous-station MT/BT.
- *unité centrale moyenne tension* (CMU) qui est située dans une sous-station HT/MT. Elle injecte les signaux à transmettre dans le réseau d'énergie MT à l'aide du dispositif de couplage approprié, établissant de cette façon un canal de communication avec les unités moyenne tension éloignées (RMU),
- *unités moyenne tension éloignées* (RMU) qui est située dans toute installation de distribution MT (c'est généralement une sous-station MT/BT, ou un utilisateur MT, etc.). Elle injecte les signaux appropriés à transmettre dans le réseau d'énergie MT à l'aide d'un dispositif de couplage approprié. Le RMU est connecté:
 - en chaque point de raccordement d'un abonné MT, à l'unité de comptage MT correspondante, réalisant le traitement des données de consommation et la mesure d'énergie;
 - dans chaque sous-station MT/BT, à une "unité centrale basse tension" (CLU pour "central low voltage unit") effectuant les fonctions exigées par l'automatisation du réseau (télécontrôle) et/ou du service aux abonnés.
- en des points spécifiques du réseau MT, à des unités de traitement pour d'autres applications d'automatisation du réseau (par exemple, sélection du disjoncteur alimentant, détecteurs de défaut, réenclencheurs, etc);
- *unité centrale basse tension* (CLU) qui est située dans chaque sous-station MT/BT. Elle injecte les signaux à transmettre dans le réseau BT afin d'établir une liaison avec les unités basse tension éloignées (RLU);
- *unité basse tension éloignée* (RLU) qui est généralement placée dans les locaux du client et connectée au compteur BT.

Chacune des unités mentionnées ci-dessus peut être subdivisée en un maximum de trois composants fonctionnels, comme le montre la figure 6 et comme cela est décrit ci-dessous.

Since most LV lines coming out from an MV/LV substation rejoin LV busbar of neighbouring MV/LV substations, the structure of the LV network (whose typical diagram is shown in figure 4) is similar to that of the MV power network as far as meshing possibilities and radial or interconnected operation is concerned.

LV lines may also include line sections of different types: underground or overhead insulated cables, overhead lines with bare conductors. Each LV line is responsible for the supply of number of LV customers.

Since line switches can be operated for various reasons, the resulting configuration can also change dynamically.

4 Distribution automation system architecture

4.1 Structure

Figure 5 shows the general architecture of a distribution automation system (DAS), using a DLC system and providing both the facilities concerning network and customer automation.

This architecture, whose diagram is strictly dependent on the distribution power network structure, includes the following units:

- *central unit* (CU) which performs all the functions required by the applications needs. It may be connected to a number of central medium-voltage units (CMUs), installed in each HV/MV substation, and/or to a number of central low-voltage units (CLUs) installed in each MV/LV substation.
- *central medium-voltage unit* (CMU) which is located in HV/MV substations. It injects the transmission signal into the MV power network by means of an appropriate coupling device, establishing in this way a communication channel with the remote medium-voltage units (RMUs).
- *remote medium-voltage unit* (RMU), which is located at any MV distribution installation (typically an MV/LV substation, an MV customer, etc.). It injects the appropriate transmission signal into the MV power network by means of an appropriate coupling device. The RMU is connected at:
 - each energy delivery point supplying an MV customer, to the corresponding MV metering unit, performing energy measurement and data consumption processing;
 - each MV/LV substation to a central low-voltage unit (CLU) performing the functions required by network automation (telecontrol) and/or customer service automation;
 - typical points of MV networks to intelligent units performing other network automation applications (e.g. feeder switch selectors, fault detectors, reclosers, etc.);
- *central low-voltage unit* (CLU) which is located in each MV/LV substation. It provides the signal injection on the LV network in order to carry out a communication link with the remote low-voltage units (RLUs).
- *remote low-voltage unit* (RLU) which is typically located at the LV customer premises and connected to the LV metering unit.

Each of the above-mentioned units can be subdivided into a maximum of three functional components as shown in figure 6 and described below.

– *L'unité de communication* (xxCU) accepte des messages avec l'adresse de leur destination et livre des messages avec l'adresse de leur émetteur. Les fonctions qui peuvent être remplies par le xxCU sont: routage des messages, traitement des erreurs, modulation, démodulation, injection des signaux, etc.

Les xxCU peuvent communiquer les uns avec les autres (à travers le secteur d'énergie) et avec leurs unités de traitement.

– *L'unité de traitement* (xxPU) traite des données afin de permettre leur transfert entre les interfaces (vers l'extérieur du système DLC) et les xxCU.

Les fonctions qui peuvent être remplies par les xxPU sont: interprétation des messages, compression des données, service d'interface, etc.

– *Les interfaces* (xxI) vers l'extérieur du système DLC effectuent le transfert des données entre le système DLC et le ou les systèmes "étrangers".

Il peut être important de noter que l'unité centrale (CU) ne contient pas d'unité de communication car elle ne communique pas via le secteur. L'accès à d'autres moyens de communication est fourni par des interfaces appropriées (CI).

L'architecture décrite représente le modèle fonctionnel le plus général d'un système DLC pour les applications des systèmes d'automatisation de la distribution.

Dans les cas où le but de l'automatisation du réseau ne concerne que l'automatisation des services aux abonnés, il est possible d'envisager d'autres solutions, dont la structure de base dépend des fonctions à assurer.

A titre d'exemple, la figure 7 montre un système DLC échangeant directement des données entre une sous-station HT/MT et un client BT alimenté par un transformateur MT/BT. Dans ce cas il se compose d'un seul CMU et de plusieurs RLU. Les fonctions du RMU et du CLU sont assurées par le CMU.

La figure 8 montre un autre exemple où un système DLC ne permet que la lecture d'un compteur situé dans la maison via le secteur à partir d'une prise placée dans la rue à laquelle on peut connecter un CLU contrôlé manuellement.

Dans la figure 9, on présente un système qui n'utilise le DLC que dans un réseau BT. Les CLU sont connectés au CU via le réseau téléphonique public commuté (PSTN).

4.2 Identification des interfaces

Le tableau 3 énumère les systèmes étrangers et les sous-systèmes DLC auxquels les interfaces DLC sont connectées. Dans un système réel, certains d'entre eux peuvent être omis, certains sont fonctionnellement implémentés et certains peuvent être physiquement atteints.

5 Interaction entre la structure du réseau et le système d'automatisation

5.1 Injection des signaux

L'injection des signaux sur les lignes MT peut être réalisée:

- a) au niveau des jeux de barres MT, en amont des disjoncteurs ou des disjoncteurs des alimentations MT.
- b) sur les lignes MT, en aval des disjoncteurs ou des disjoncteurs des alimentations MT.

- *The communication unit (xxCU) accepts messages with their destination addresses and delivers messages with their source addresses. Possible functions performed by the xxCU are: message routing, error handling, modulation, demodulation, signal injection, etc.*

The xxCUs can communicate with each other (via the power mains) and with their processing units.

- *The processing unit (xxPU) processes data in order to allow their transfer between the interfaces (to the outside of the DLC system) and the xxCUs.*

Possible functions performed by the xxPU are: message interpretation, data compression, interface serving, etc.

- *The interfaces (xxI) towards the outside of the DLC system perform the data transfer between the DLC system and the foreign system(s).*

It can be stressed that the central unit (CU) does not contain a communication unit because it does not communicate via the mains. Access to other communication media is provided by a corresponding interface (CI).

The described architecture represents the most general functional model of a DLC system for distribution automation system applications.

When the aim of the distribution automation system concerns only customer service automation, it is possible to envisage alternative solutions, whose reference model depends on the extension of the facilities to be provided.

As an example, figure 7 shows a DLC system directly exchanging data between an HV/MV substation and the LV consumers supplied by an MV/LV transformer. In this case, it consists only of one CMU and of a number of RLUs. The function of the RMU and the CLU are performed by the CMU.

Figure 8 shows another example where a DLC system only allows house meter reading via the mains from a socket located in the street, to which a hand-held CLU can be connected.

In figure 9 a system is presented which uses DLC only within the LV network(s). The CLUs are connected to the CU via the public switched telephone network (PSTN).

4.2 Identification of interfaces

Table 3 lists the foreign systems and the DLC subsystems to which the DLC interfaces are connected. In a real system, some of them may be omitted, some are functionally implemented and some are physically reachable.

5 Interaction between network structure and automation system

5.1 Signal injection

The injection of the transmission signal into the MV power lines may be:

- a) on MV busbar, upstream of the MV feeders' circuit-breakers or switches;
- b) on MV lines, downstream of MV feeders' circuit-breakers or switches.

La première solution est plus économique, du fait de la réduction du nombre de dispositifs nécessaires au couplage, mais elle ne peut assurer la transmission des données que sur des lignes alimentées.

Cette solution, bien que parfaitement acceptable pour les fonctions d'automatisation des services aux abonnés, apparaît cependant comme limitant sérieusement les possibilités du support de transmission pour l'automatisation du réseau, dans la mesure où la commande à distance des disjoncteurs de ligne MT répartis sur la ligne, affectée par un défaut permanent, serait impossible, tant que celui-ci ne sera pas identifié et isolé.

D'un autre côté, cette limitation peut aisément être surmontée en autorisant les CLU installées dans les sous-stations MT/BT télécommandées à effectuer, de façon autonome, des opérations visant à:

- premièrement, la détection de la plus petite section de ligne affectée par le défaut;
- deuxièmement, la possibilité de commander l'ouverture du disjoncteur situé immédiatement en amont de cette section de ligne.

Dans le cas des systèmes d'automatisation décentralisée, deux procédures possibles sont décrites dans l'annexe A. Il est important de souligner le fait que ces procédures n'augmentent pas de manière significative le coût du matériel des CLU, n'exigeant en effet qu'un programme adapté.

5.2 Acheminement des messages

En partant de l'architecture du système d'automatisation de la distribution décrite à l'article 3, l'un des aspects fonctionnels les plus importants concerne l'acheminement des messages.

Il est important de mettre en évidence et de déterminer les effets et les interférences que la reconfiguration dynamique du réseau MT et BT (état des disjoncteurs et isolateurs de ligne) et les caractéristiques de transmission du système d'énergie MT auront sur les activités de routage.

La figure 5 montre que les messages échangés entre la CU et une CLU donnée suivent un chemin qui peut être divisé en deux parties:

- la première partie point à point, entre CU et CMU;
- la seconde partie multipoint, entre CMU et RMU à laquelle est connectée la CLU considérée.

Le caractère multipoint de la seconde section vient du fait que le même support physique (réseau MT), qui permet à une sous-station HT/MT d'alimenter un groupe de sous-stations MT/BT, relie simultanément la CMU à un ensemble de RMU correspondant.

De ce fait, l'acheminement des messages dépend de l'état réel du réseau MT à un instant donné. Les modifications de celui-ci, dues à l'exploitation du réseau, provoquent des changements dans l'alimentation d'une ou de plusieurs sous-stations MT/BT à partir de la station HT/MT. De ce fait, une RMU donnée sera raccordée tantôt à une CMU tantôt à une autre.

De plus, il peut s'avérer nécessaire d'utiliser une technique de stockage et de retransmission, au niveau des RMU, pour surmonter deux obstacles dus aux caractéristiques du support physique de propagation et à la nécessité de disposer d'un rapport signal/bruit acceptable.

The first solution is a more cost-effective installation, due to the reduced amount of coupling devices required, but it can ensure data transmission only for energized feeders.

This solution, even though completely acceptable for customer service automation functions, could appear as a serious constraint of the communication medium if used for network automation, as remote control of MV line switches along a feeder, affected by a permanent fault, would be impossible until the fault is identified and sectionalized.

On the other hand, this limitation can be easily overcome by entrusting to the CLUs installed in the remote-controlled MV/LV substations the ability of performing autonomous functions aimed at:

- firstly, the detection of the actual line section affected by the fault;
- secondly, to command the opening of the line switch immediately upstream of the above-mentioned section line.

In the case of a decentralized automation system, two possible procedures are described in annex A. It is important to stress that both procedures do not involve any increase of CLUs hardware cost, as they require only a dedicated software.

5.2 Message routing

Taking into account the architecture of the distribution automation system, described in clause 3, one of the most important functional aspects of the system concerns message routing.

It is important to stress and determine the effect and interference that the dynamic configuration of the LV and MV network (the actual status of the circuit-breakers and line isolators) and the MV power system transmission characteristics will have on the message routing activity.

Figure 5 shows the messages exchanged between the CU and a prefixed CLU follow a route which can be subdivided into two sections:

- the first point-to-point section, between CU and CMU;
- the second multi-point section, between CMU and RMU to which the prefixed CLU is connected.

The multi-point characteristic of the second section comes from the fact that the same physical medium (MV network), which allows an HV/MV substation to supply the group of MV/LV substations, simultaneously links the CMU to a corresponding group of RMUs.

Therefore, the message routing depends on the MV network real status, whose change, due to network operation, also involves a change of the HV/MV substation supplying one or more MV/LV substations. Consequently an RMU may be alternatively connected to different CMUs.

In addition, it may be necessary to use a store-and-forward technique within the RMUs in order to overcome two obstacles due to the physical medium transmission characteristics and to the need for an acceptable signal-to-noise ratio.

Ces obstacles sont:

- l'atténuation apportée par le support physique et la limitation de la puissance de sortie émise du fait de la compatibilité électromagnétique avec d'autres systèmes;
- la présence d'ondes arrêtées à cause de la désadaptation d'impédance des lignes.

En conclusion, il apparaît évident que la CMU possédera un canal de communication indépendant la reliant à chacune des RMU installées dans les sous-stations MT/BT alimentées par la même sous-station HT/MT.

La même réflexion peut être faite pour le réseau BT ou les modifications du système peuvent affecter l'acheminement des messages entre la CLU et ses RLU.

6 Transmission des données

6.1 Structure par couches des fonctions de transmission des données

Afin de réaliser un système de transmission très souple et aussi ouvert que possible, sa mise en oeuvre doit être effectuée conformément à l'ISO 7498 (X.200 de l'UIT-T).

Pour ce faire, le modèle de référence de base d'interconnexion de systèmes ouverts comporte sept couches logiques:

- couche 7: couche application (couche de plus haut niveau);
- couche 6: couche de présentation;
- couche 5: couche de session;
- couche 4: couche de transport;
- couche 3: couche réseau;
- couche 2: couche liaison de données;
- couche 1: couche physique (couche de plus bas niveau).

Ce modèle modulaire, par couches, rend possible l'omission de certaines couches (c'est à dire de ne pas implémenter certaines fonctions logiques) et/ou permet de regrouper plusieurs couches (c'est à dire d'intégrer certaines fonctions logiques).

En fonction des exigences de l'architecture du système d'automatisation de la distribution, nous avons retenu un modèle présentant les couches de protocole ci-dessous:

- une couche application;
- une ou plusieurs couches intermédiaires (options);
- une couche liaison de données;
- une couche physique.

Il est jugé utile de laisser ouverte la possibilité d'introduire (de façon optionnelle) ces couches intermédiaires (par exemple une couche réseau et/ou une couche transport). Un tel besoin est justifié par le fait que certains dispositifs, présents dans l'architecture du système (comme une CMU et une CLU), peuvent agir, à cause de choix de réalisation, comme de simples noeuds de transit avec une limitation de leurs véritables fonctions.

Le modèle de référence et les caractéristiques du protocole proposé seront décrites dans la future 1334-4.

Such obstacles are:

- the physical medium attenuation and the transmitted output power limitation due to the electromagnetic compatibility with other systems;
- the standing waves, due to the line impedance mismatching.

In conclusion, it is evident that the CMU will have an autonomous communication channel towards each set of RMUs installed in the MV/LV substations energized by the same HV/MV substation.

The same considerations can be made of the LV network where system changes may affect the message routing between a CLU and its related RLUs.

6 Data communication

6.1 Layered structure of communication functions

In order to provide a flexible and as open as possible a communication system, its implementation shall be developed, according to ISO 7498 (ITU-T X.200).

The Basic Reference Model of Open Systems Interconnection contains seven logic layers:

- layer 7: application layer (highest layer);
- layer 6: presentation layer;
- layer 5: session layer;
- layer 4: transport layer;
- layer 3: network layer;
- layer 2: data link layer;
- layer 1: physical layer (lowest layer).

The layered modularity of the model makes it possible to omit some layers (i.e. to omit some logic functions) and/or to integrate some layers (i.e. to integrate some logic functions).

On the basis of requirements for distribution automation system architecture, we have selected a model featuring the following protocol layers:

- an application layer;
- one or more intermediate layers (options);
- a data link layer;
- a physical layer.

It is considered useful to leave open the possibility to introduce (as an optional way) these intermediate layers (e.g. a network layer and/or a transport layer). Such a need is justified by the fact that some devices which are present in the system architecture (e.g. CMU and CLU), can operate, owing to design choices, as simple transit node, with limited true application functions.

The reference model and the characteristic of the proposed protocol will be described in the future IEC 1334-4.

Tableau 1 – Avantages apportés par les systèmes d'automatisation de la distribution utilisant des systèmes DLC

Automatisation du réseau	Automatisation des services abonnés
<p>1 Commande à distance des disjoncteurs de lignes de distribution</p> <p>2 Mise à jour permanente de l'état des connexions du réseau</p> <p>3 Collecte de données de fonctionnement pour la planification de conception, l'analyse des performances du réseau et la planification de la maintenance</p> <p>4 Identification des défauts et isolement de la section de ligne concernée</p> <p>5 Détection des «fuites» d'énergie</p> <p>6 Amélioration des stratégies de régulation de tension et de réduction des pertes dues à des charges réactives</p> <p>7 Répartition sélective de la charge dans des conditions d'urgence</p> <p>8 Contrôle des pointes de consommation (chauffe-eau, chauffages électriques, air conditionné, etc.)</p> <p>9 Rapport d'alarmes et enregistrement (réenclencheur et unités sur réseau MT)</p>	<p>1 Gestion indirecte des charges au moyen de tarifs par tranches de consommation</p> <p>2 Lecture à distance des données concernant la consommation</p> <p>3 Modification à distance de paramètres fixés par contrat</p> <p>4 Réduction de la consommation d'énergie au minimum nécessaire (contrôle sélectif des charges)</p> <p>5 Informations concernant la consommation et les coûts, à la disposition des abonnés</p> <p>6 Surveillance de la fiabilité de la fourniture</p> <p>7 Détection de fraudes</p> <p>8 Gestion directe des charges</p>

Tableau 2 – Valeurs des tensions normales (CEI 38)

		Tensions normales de référence	Valeurs exceptionnelles ²⁾
Moyenne tension	kV	10 – 20 – 35 ¹⁾	6 – 8,4
		11 – 22 – 33	15 – 23
Basse tension	V	120/240	127/220
		230/400	220/380
		277/480	240/415
		400/690	370/660

¹⁾ Réseau trois fils monophasé.

²⁾ D'autres tensions peuvent exister et peuvent être corroborées à l'avenir par une norme CEI (par exemple 30 kV, etc.).

Table 1 – Facilities offered by distribution automation systems using DLC systems

Network automation	Customer service automation
1 Remote operation of distribution feeder switches	1 Indirect load management through multi-rate tariffs
2 On-line updating of the network connection status	2 Remote reading of consumption data
3 Provision of operational data for design planning, analysis of network performance and scheduling of maintenance activity	3 Remote modification of contractual parameters
4 Fault identification and selectionalizing	4 Reduction of energy consumption to a necessary minimum (selective load control)
5 "Leakage" detection	5 Information about consumption and cost available to customers
6 Implementation of enhanced strategies for voltage regulation and loss reduction due to reactive power	6 Monitoring of supply reliability
7 Selective load shedding under emergency conditions	7 Tamper detection
8 Peak load control (water heaters, space heaters, air conditioners, etc.)	8 Direct load management
9 Alarm report and recording (reclosers and intelligent MV unit)	

Table 2 – Values of standard voltages (IEC 38)

		Standard reference voltages	Exceptional values ²⁾
Medium voltage	kV	10 – 20 – 35 ¹⁾ 11 – 22 – 33	6 – 8,4 15 – 23
Low voltage	V	120/240 230/400 277/480 400/690	127/220 220/380 240/415 370/660

¹⁾ Single-phase three-wire system.
²⁾ Other voltages may exist and may be supported by an IEC Standard in the future (e.g. 30 kV, etc.).

Tableau 3 – Interfaces avec les systèmes étrangers

		Interface – DLC				
		Interface unité centrale	Interface unité centrale MT	Interface unité éloignée MT	Interface unité centrale BT CLI	Interface unité éloignée BT RLI
		I/O	I/O		I/O	
Système télécom étranger	PSTN	I/O	I/O		I/O	
	RNIS	I/O	I/O		I/O	
	PSN	I/O	I/O		I/O	
	DOV	I/O	I/O		I/O	
	Radio	I/O	I/O		I/O	
	Câble	I/O	I/O		I/O	
	Système actuel de télé-commande (commande des ondulations, télécommutateurs, etc.)	I/O			I	
Système local étranger	Capteurs (température, tension, courant, etc.)		I	I	I	
	Capteurs (gaz, eau, etc.)					I
	Actionneurs (commutateurs, interrupteurs, alarme, etc.)		O	O	O	O
	Opération à partir d'un terminal		I/O	I/O	I/O	I/O
	Terminal client			I/O		I/O
	Affichage client			O		O
	Compteur d'électricité			I/O		I/O
Sous-système	CLU vers CLI			I/O		
	RMU vers RMI				I/O	
DLC						

Table 3 – Interfaces to foreign systems

		DLC - interface				
		Central interface CI	Central MV interface CMI	Remote MV interface RMI	Central LV interface CLI	Remote LV interface RLI
Foreign telecom system	PSTN	I/O	I/O		I/O	
	ISDN	I/O	I/O		I/O	
	PSN	I/O	I/O		I/O	
	DOV	I/O	I/O		I/O	
	Radio	I/O	I/O		I/O	
	Cable	I/O	I/O		I/O	
	Existing telecommand system (ripple control, teleswitch, etc.)	I/O			I	
Local foreign system	Sensors (temperature, voltage, current, etc.)		I	I	I	
	Sensors (gas, water, etc.)					I
	Actuators (switches, breakers, alarm, etc.)		O	O	O	O
	Operator via terminal		I/O	I/O	I/O	I/O
	Consumer terminal			I/O		I/O
	Consumer display			O		O
	Electricity metering unit			I/O		I/O
DLC sub-system	CLU via CLI			I/O		
	RMU via RMI				I/O	
NOTE						
PSTN = Public switched telephone network ISDN = Integrated services digital network PSN = Packet switched network DOV = Data over voice I = Input to DLC-interface O = Output from DLC-interface						

IECNORM.CC : Click to view the full PDF of IEC TR 61334-1-X:1995

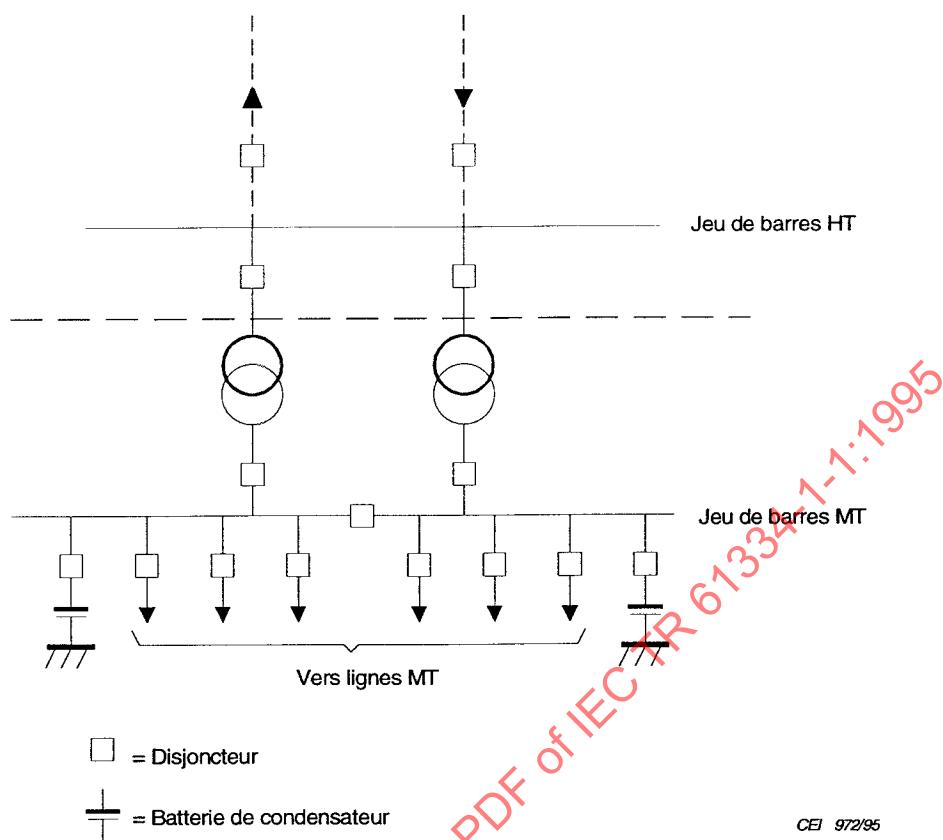


Figure 1 – Schéma typique d'une sous-station HT/MT

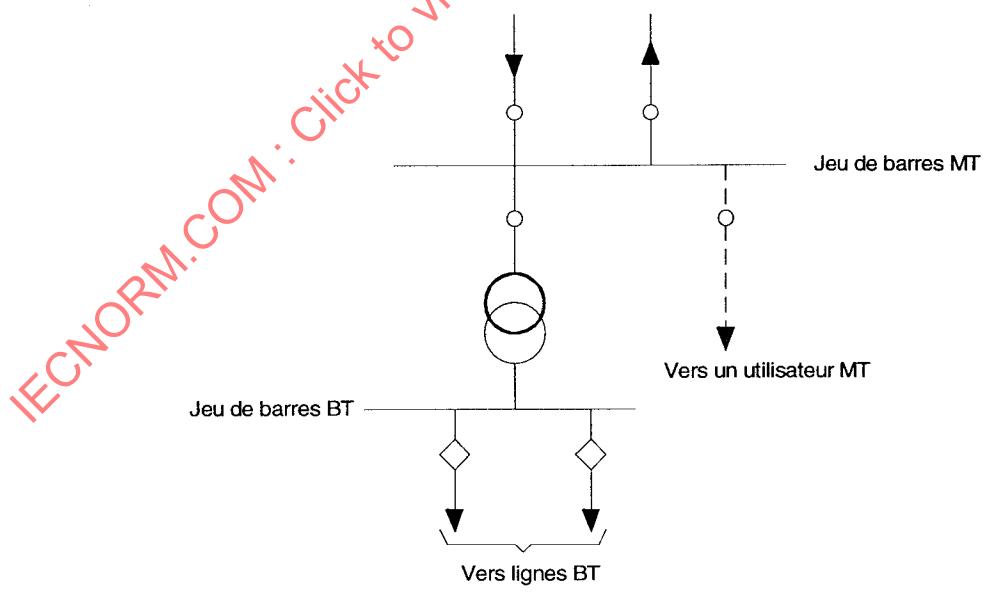


Figure 2 – Schéma typique d'une sous-station MT/BT

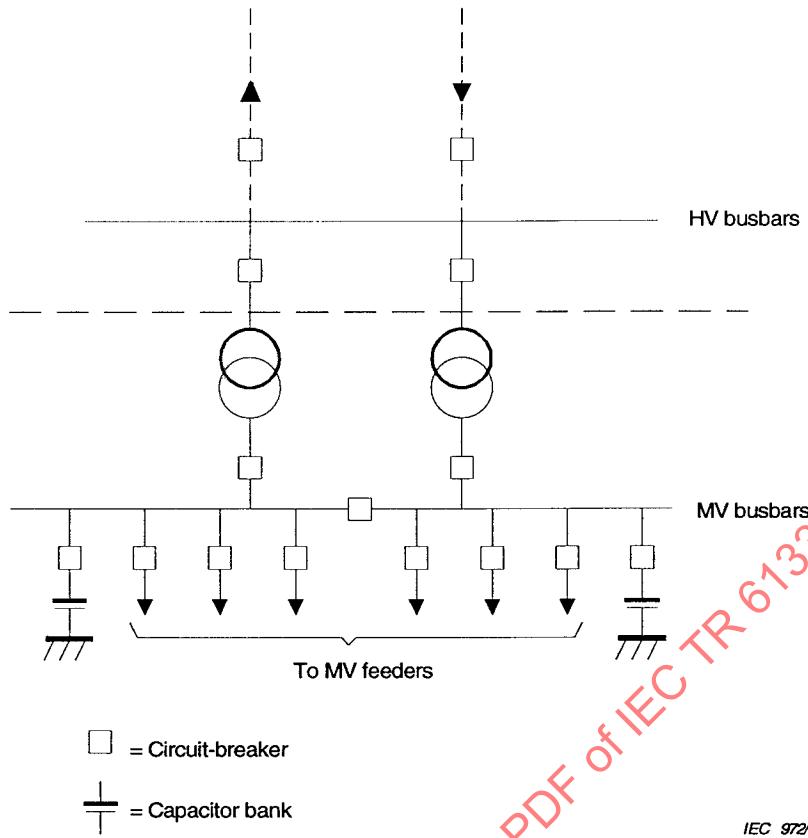


Figure 1 – Typical diagram of an HV/MV substation

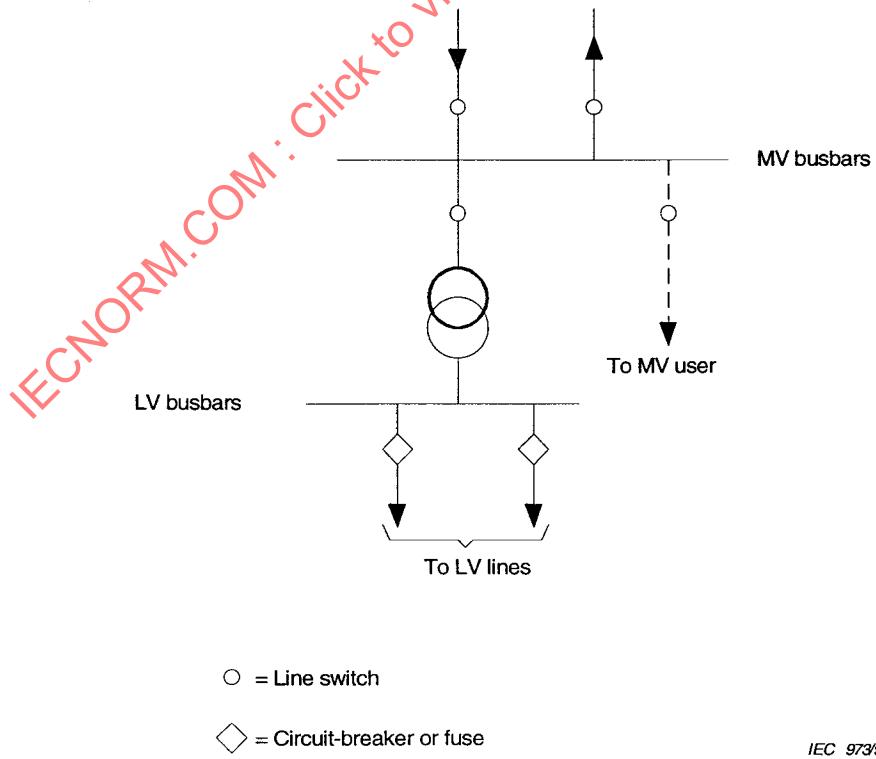


Figure 2 – Typical diagram of an MV/LV substation

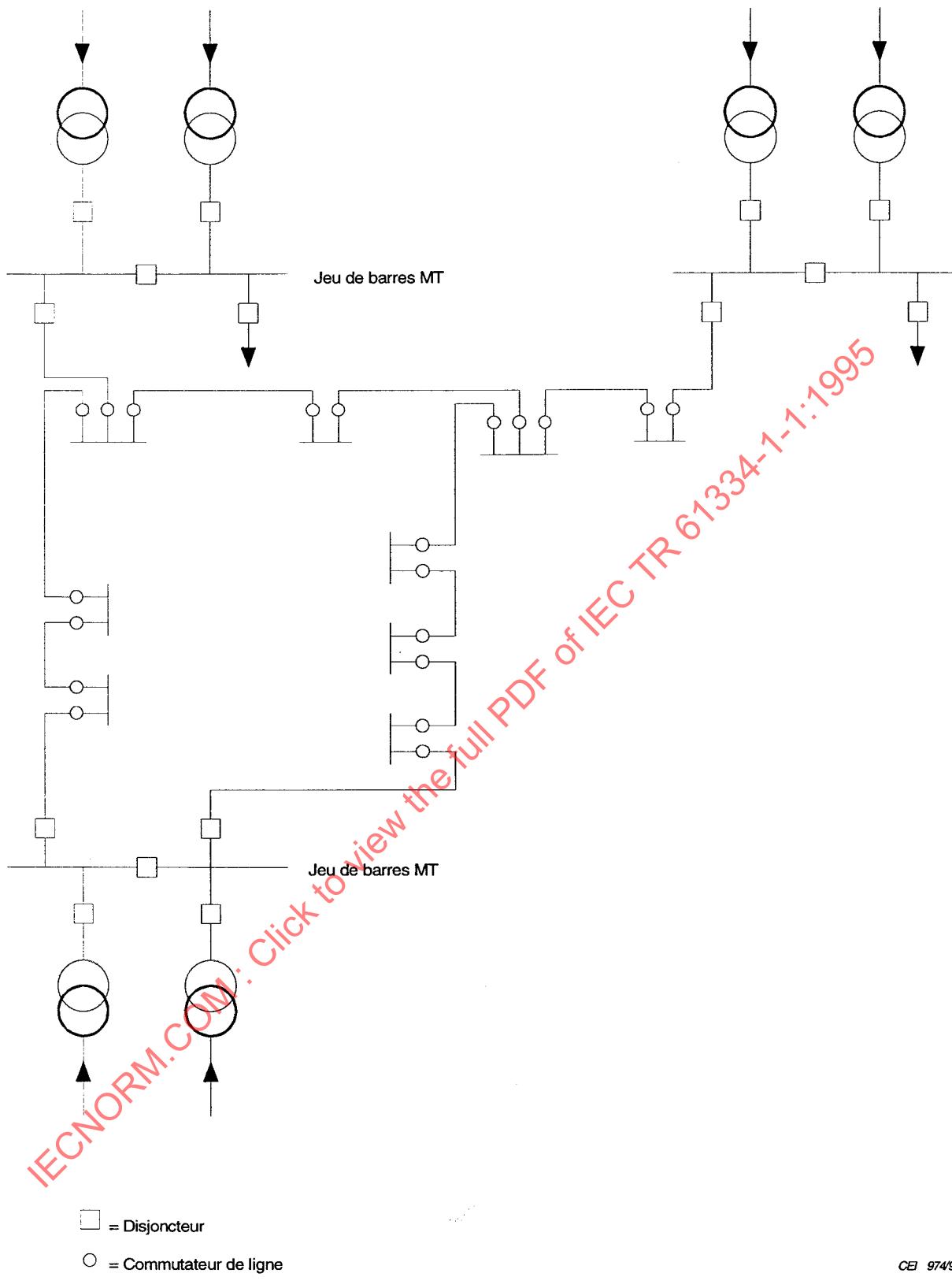


Figure 3 – Schéma typique d'un réseau d'énergie MT

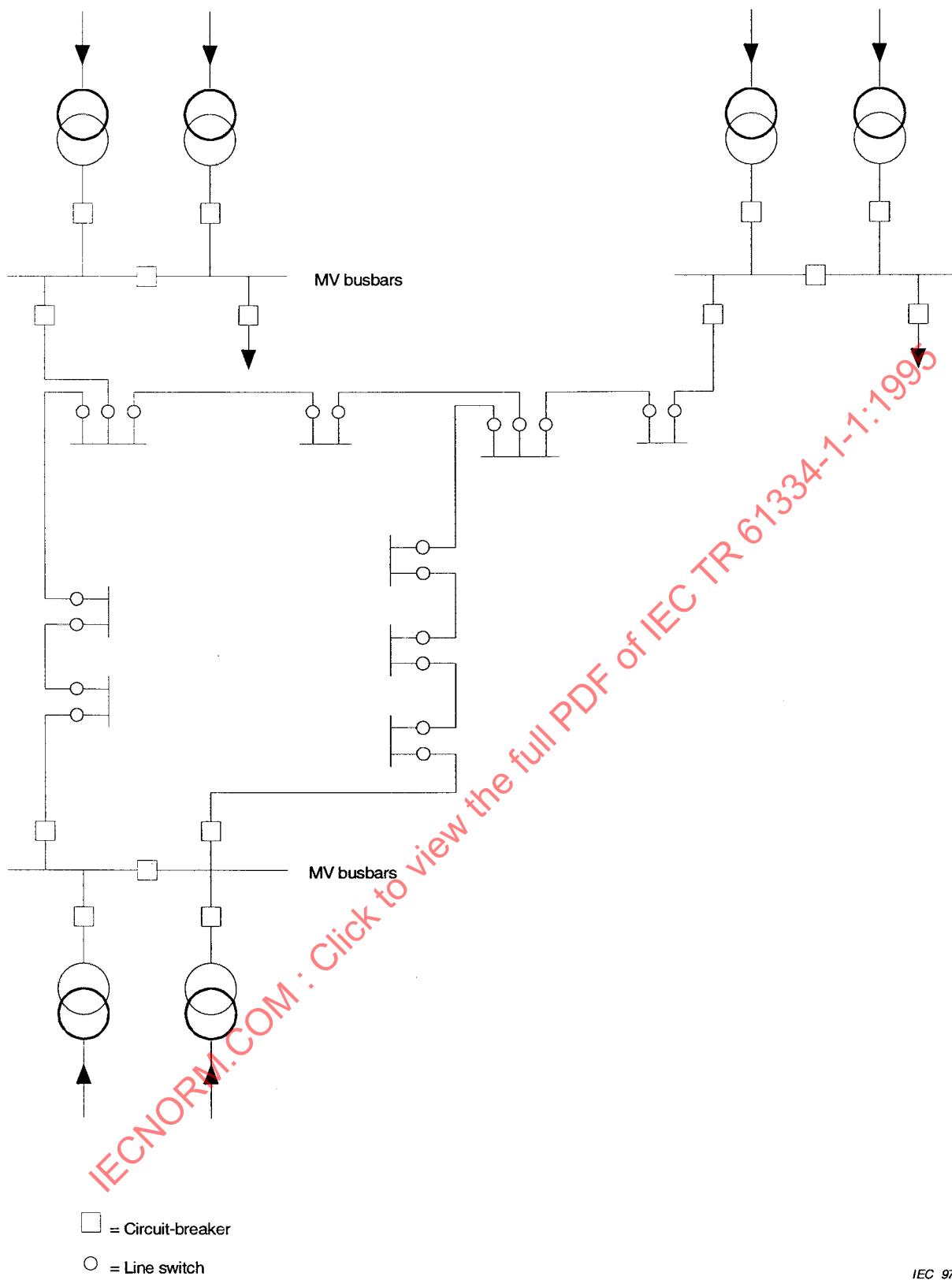
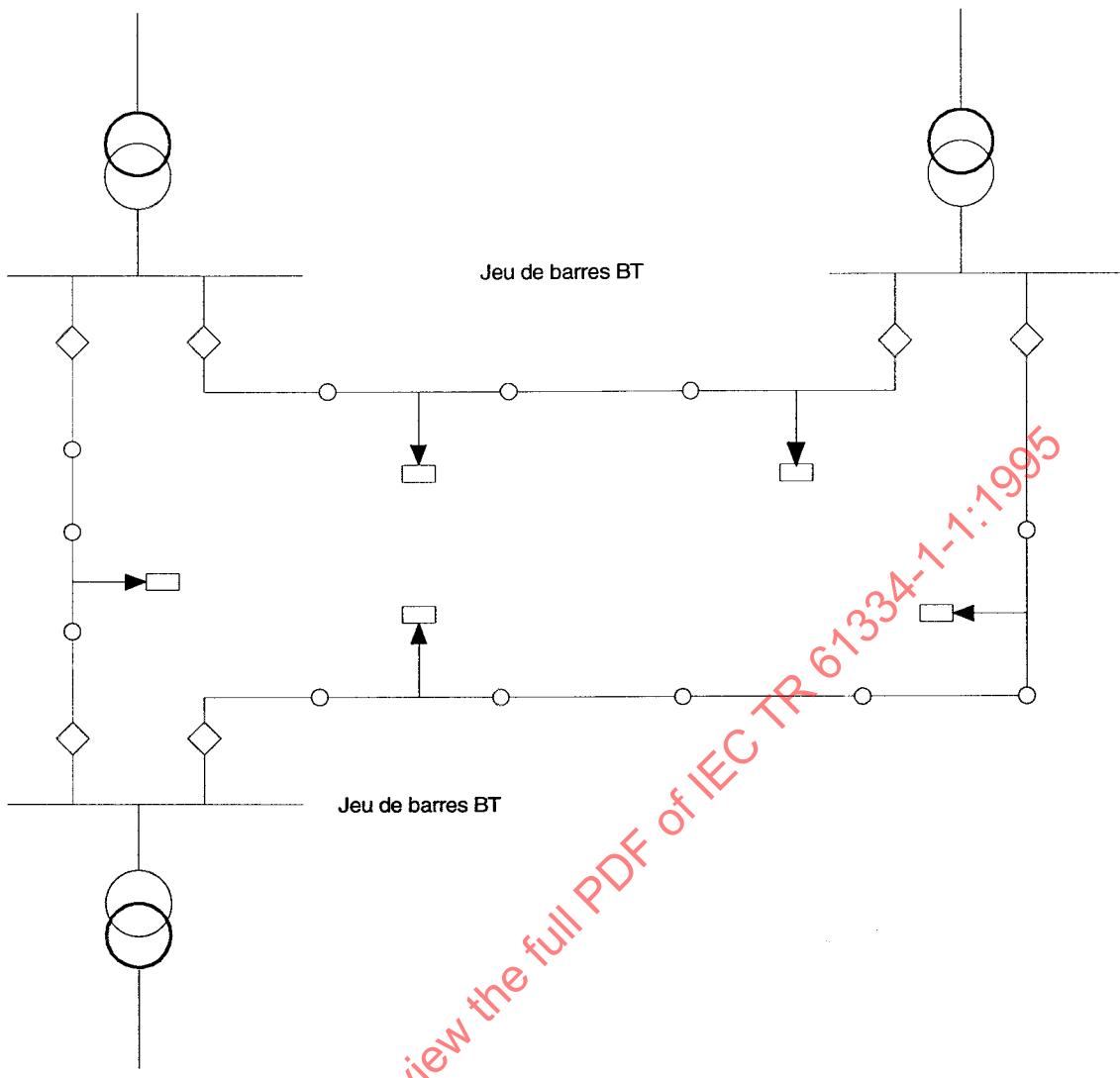


Figure 3 – Typical diagram of an MV power network



◇ = Disjoncteur ou fusible

○ = Commutateur de ligne

□ = Compteur

CEI 975/95

Figure 4 – Schéma typique d'un réseau d'énergie BT

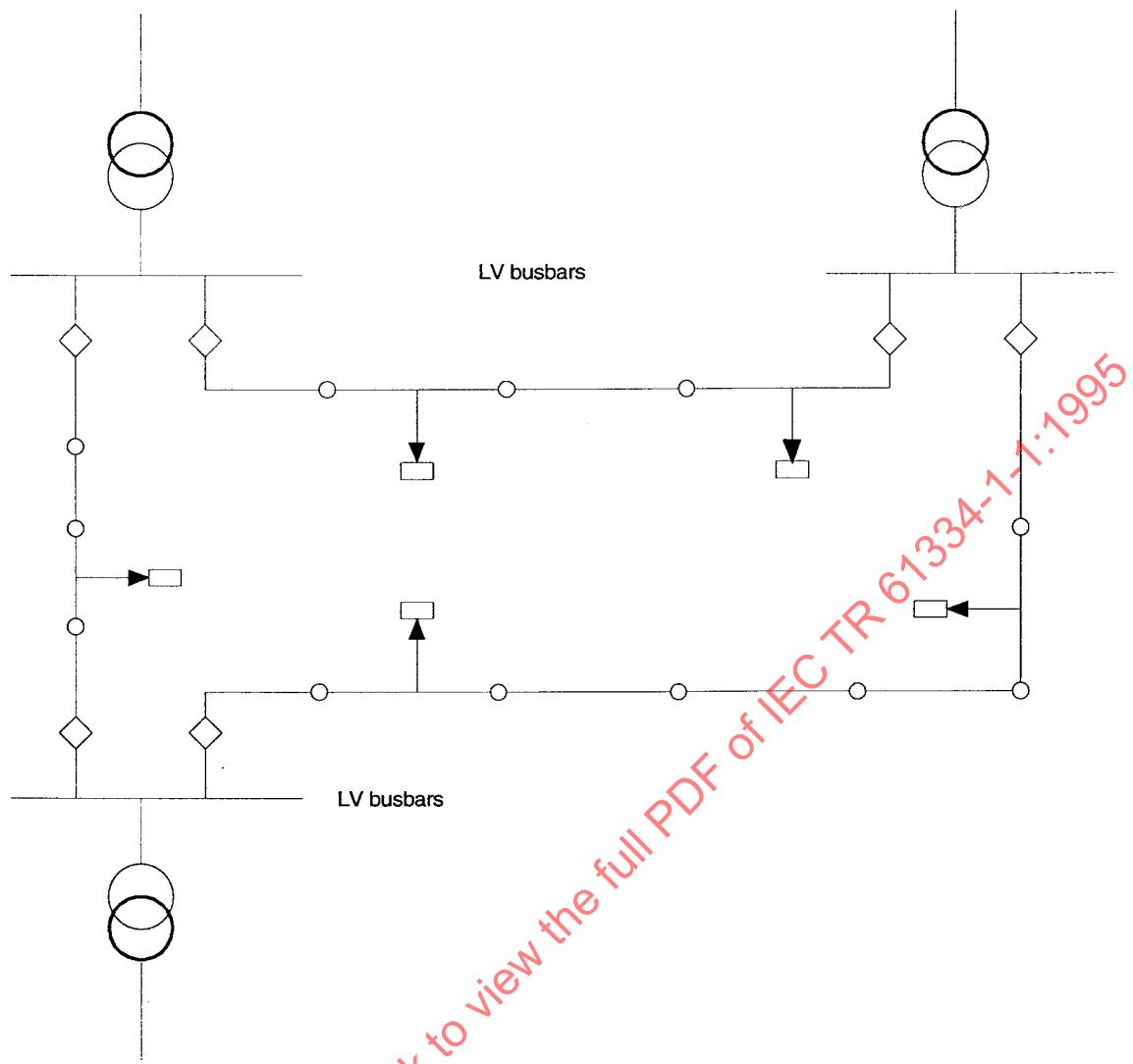


Figure 4 – Typical diagram of an LV power network

◇ = Circuit-breaker or fuse

○ = Line switch

□ = Metering unit

IEC 975/95

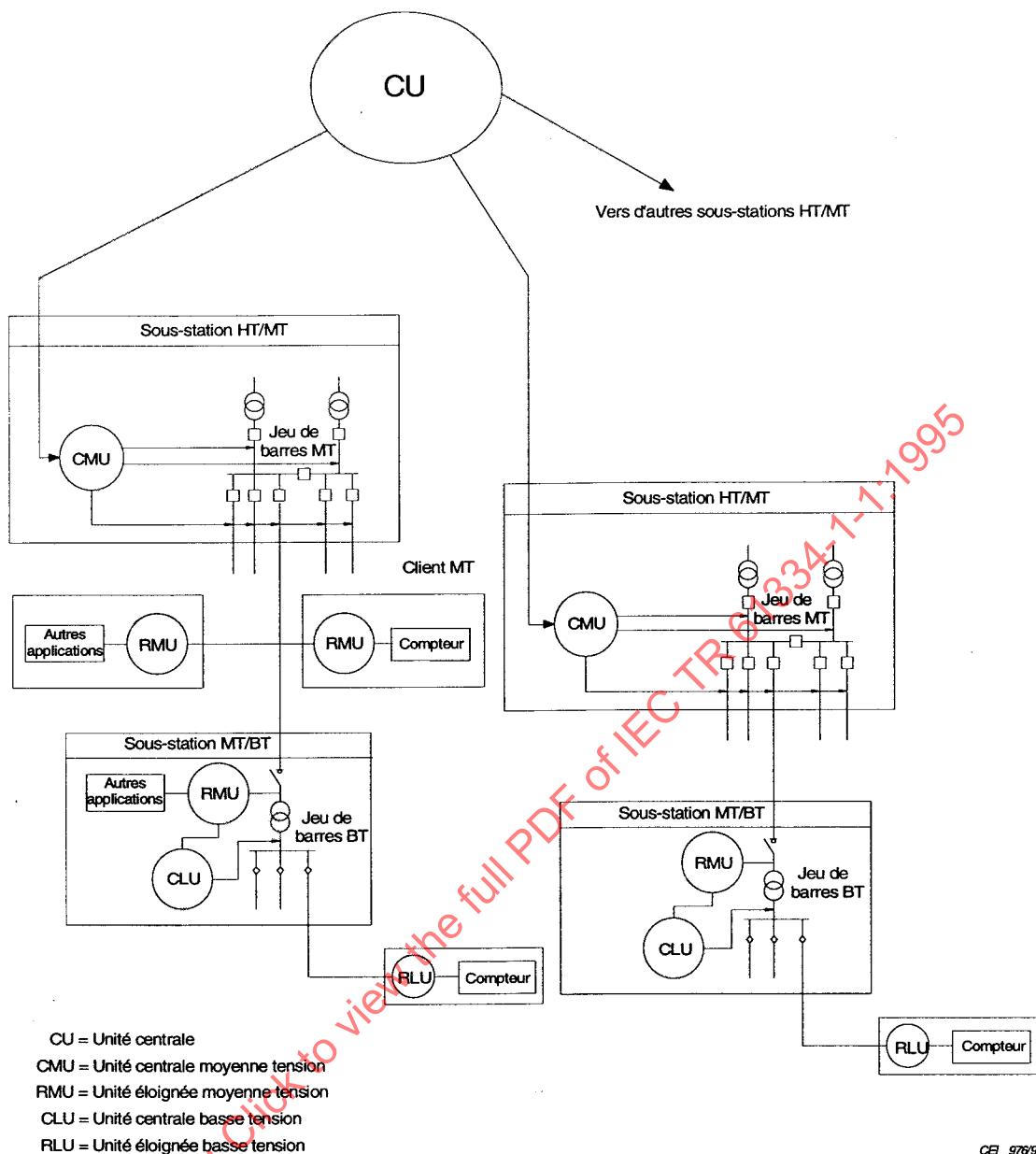
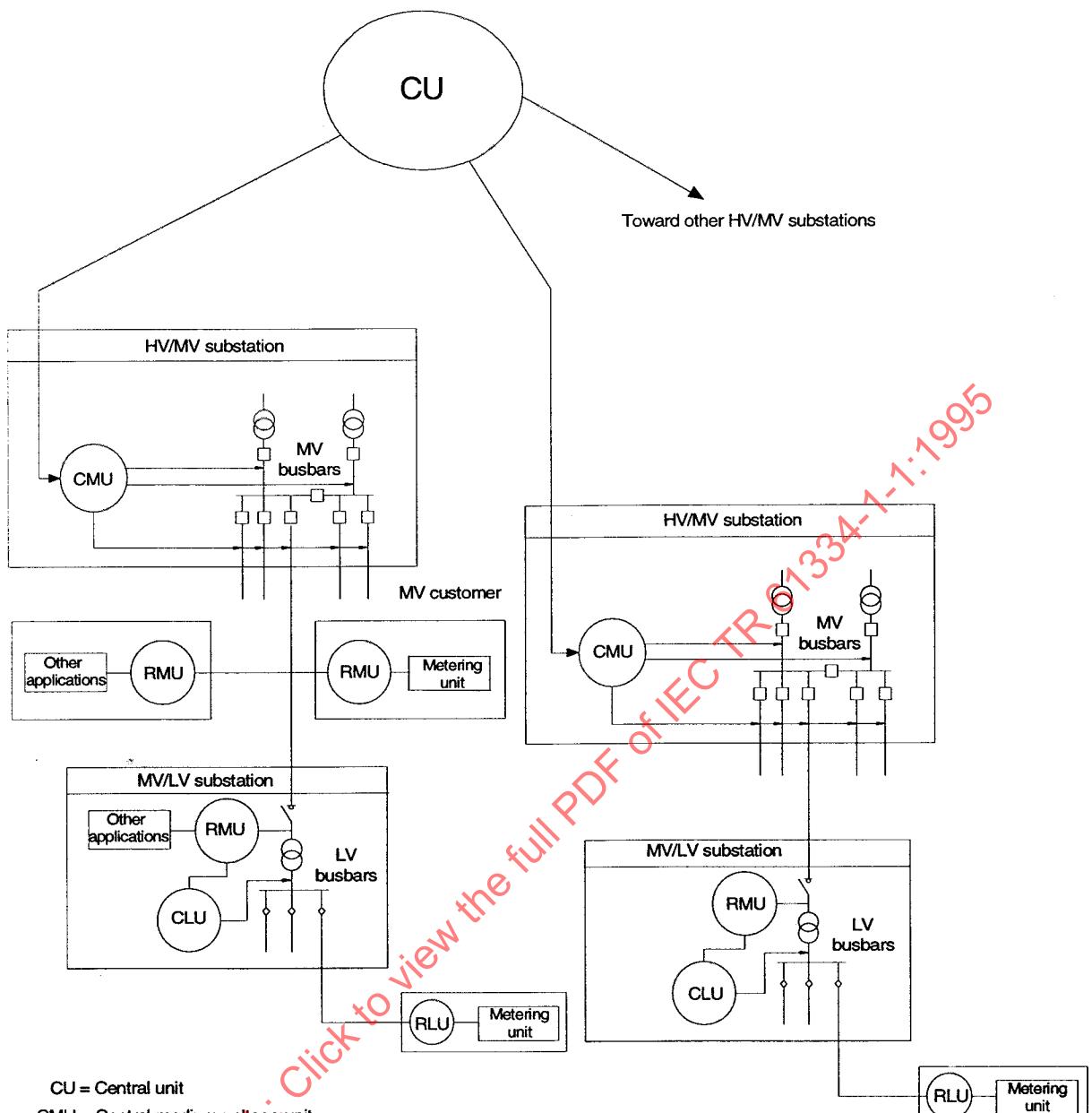


Figure 5 – Architecture possible d'un système d'automatisation de la distribution



CU = Central unit

CMU = Central medium-voltage unit

RMU = Remote medium-voltage unit

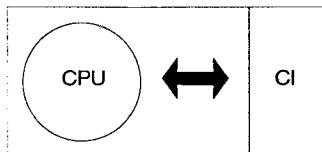
CLU = Central low-voltage unit

RLU = Remote low-voltage unit

IEC 61334-1-1:1995

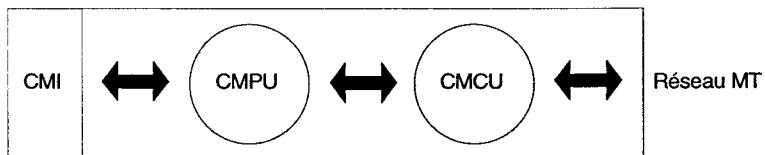
Figure 5 – Possible architecture of a distribution automation system

Unité centrale (CU)



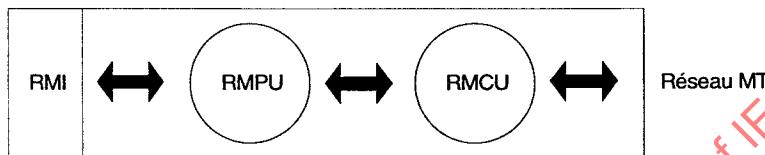
CPU = Unité de traitement centrale
CI = Interfaces centrales

Unité centrale moyenne tension (CMU)



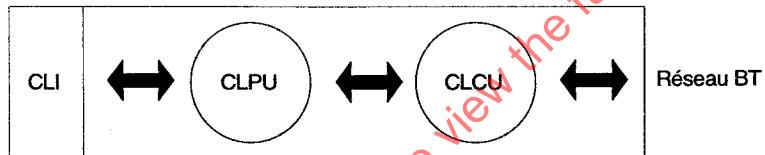
CMI = Interfaces centrales moyenne tension
CMPU = Unité de traitement centrale moyenne tension
CMCU = Unité de communication centrale moyenne tension

Unité éloignée moyenne tension (RMU)



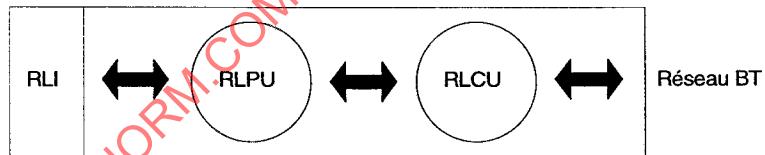
RMI = Interfaces éloignées moyenne tension
RMPU = Unité de traitement éloignée moyenne tension
RMCU = Unité de communication éloignée moyenne tension

Unité centrale basse tension (CLU)



CLI = Interfaces centrales basse tension
CLPU = Unité de traitement centrale basse tension
CLCU = Unité de communication centrale basse tension

Unité éloignée basse tension (RLU)

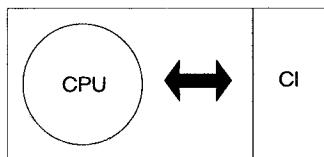


RLI = Interfaces éloignées basse tension
RLPU = Unité de traitement éloignée basse tension
RLCU = Unité de communication éloignée basse tension

CEI 977/95

Figure 6 – Composants fonctionnels de DLC

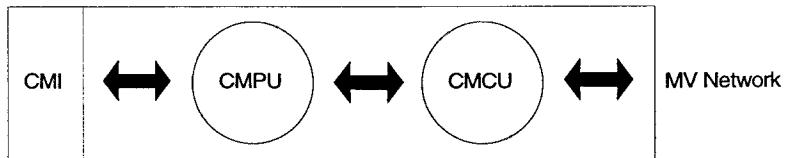
Central unit (CU)



CPU = Central processing unit

CI = Central interfaces

Central medium-voltage unit (CMU)

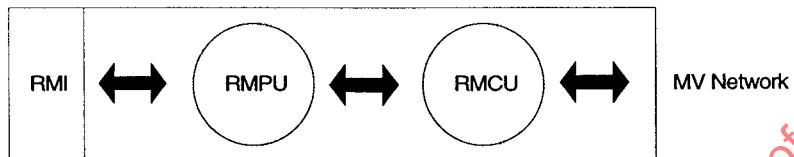


CMI = Central medium-voltage interfaces

CMU = Central medium-voltage processing unit

CMCU = Central medium-voltage communication unit

Remote medium-voltage unit (RMU)

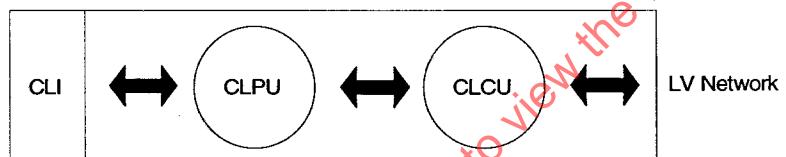


RMI = Remote medium-voltage interfaces

RMPU = Remote medium-voltage processing unit

RMCU = Remote medium-voltage communication unit

Central low-voltage unit (CLU)

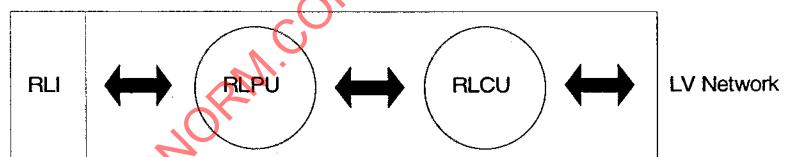


CLI = Central low-voltage interfaces

CLPU = Central low-voltage processing unit

CLCU = Central low-voltage communication unit

Remote low-voltage unit (RLU)



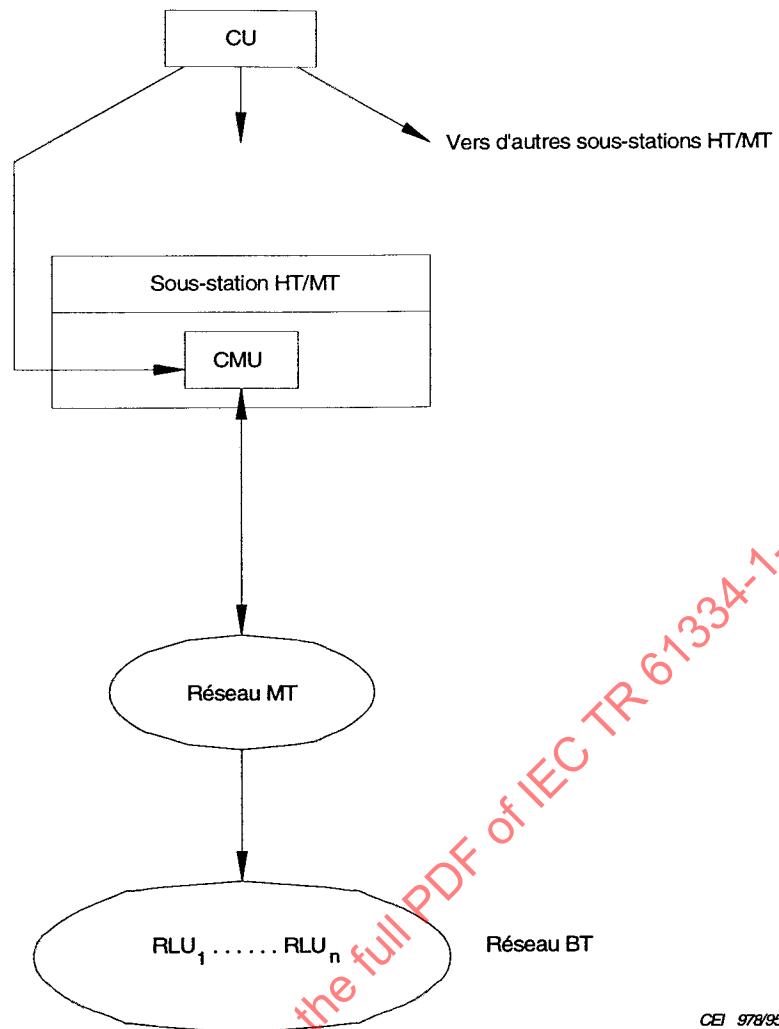
RLI = Remote low-voltage interfaces

RLPU = Remote low-voltage processing unit

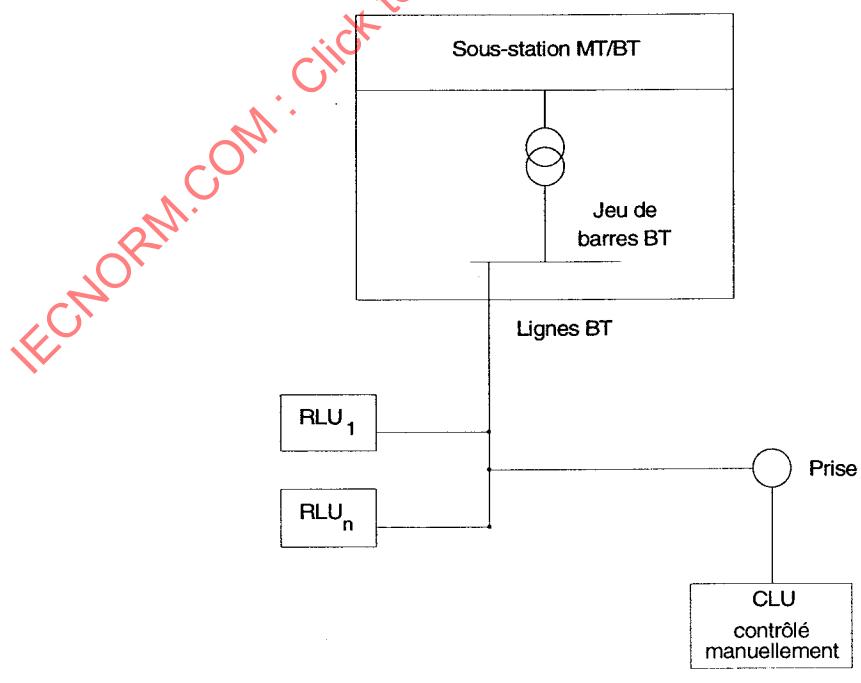
RLCU = Remote low-voltage communication unit

IEC 977/95

Figure 6 – DLC-functional components

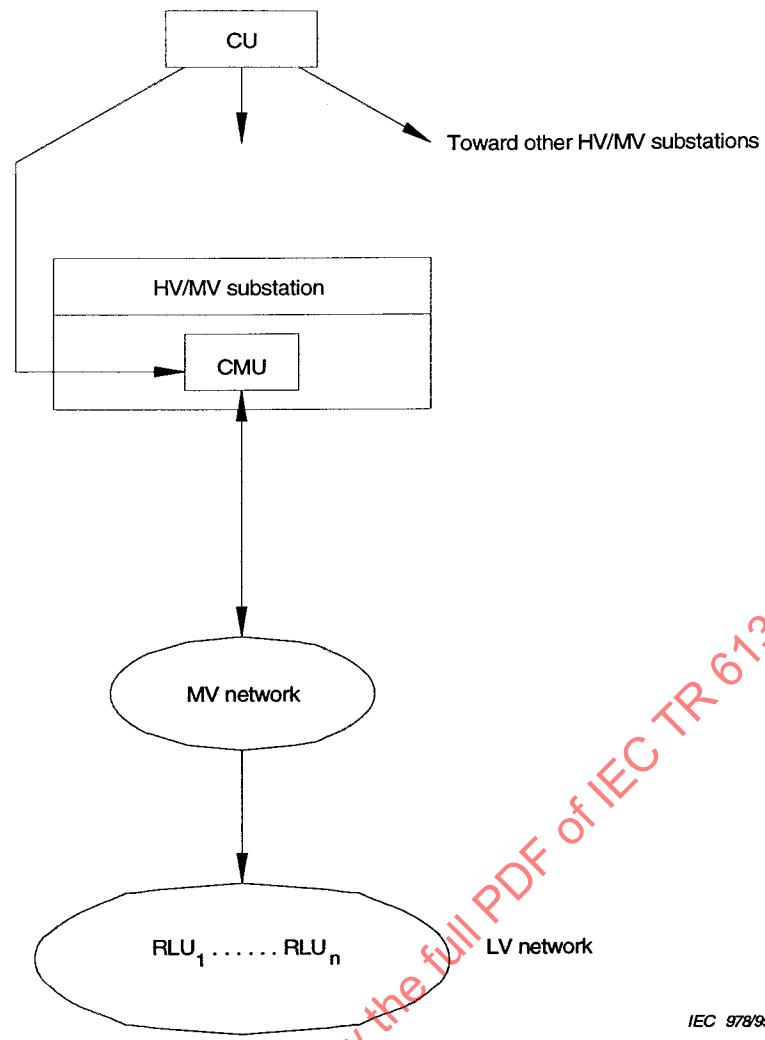


CEI 978/95

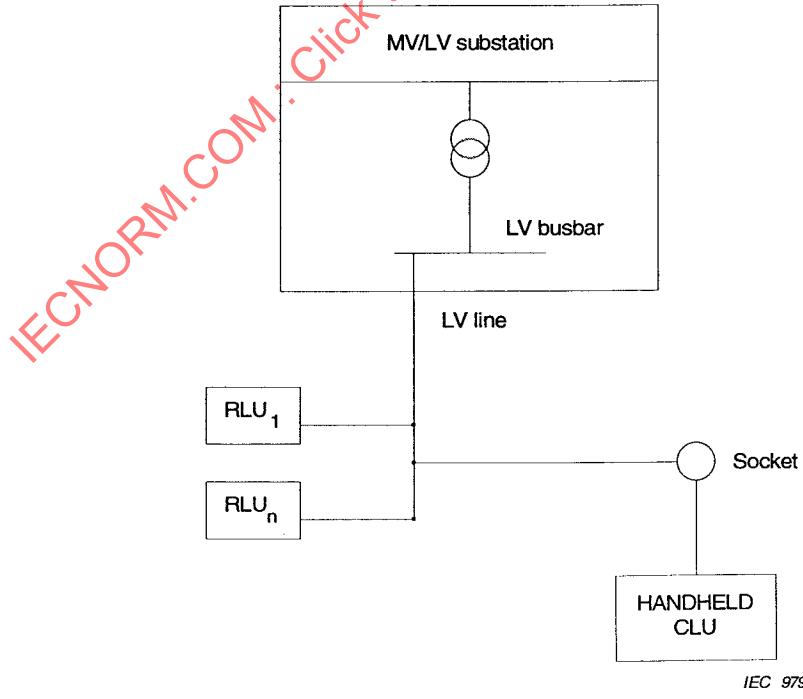
Figure 7 – Echange de données au-delà du transformateur MT/BT

CEI 979/95

Figure 8 – Lecture locale via le secteur



IEC 978/95

Figure 7 – Exchange data over the MV/LV transformer

IEC 979/95

Figure 8 – Local reading via the mains

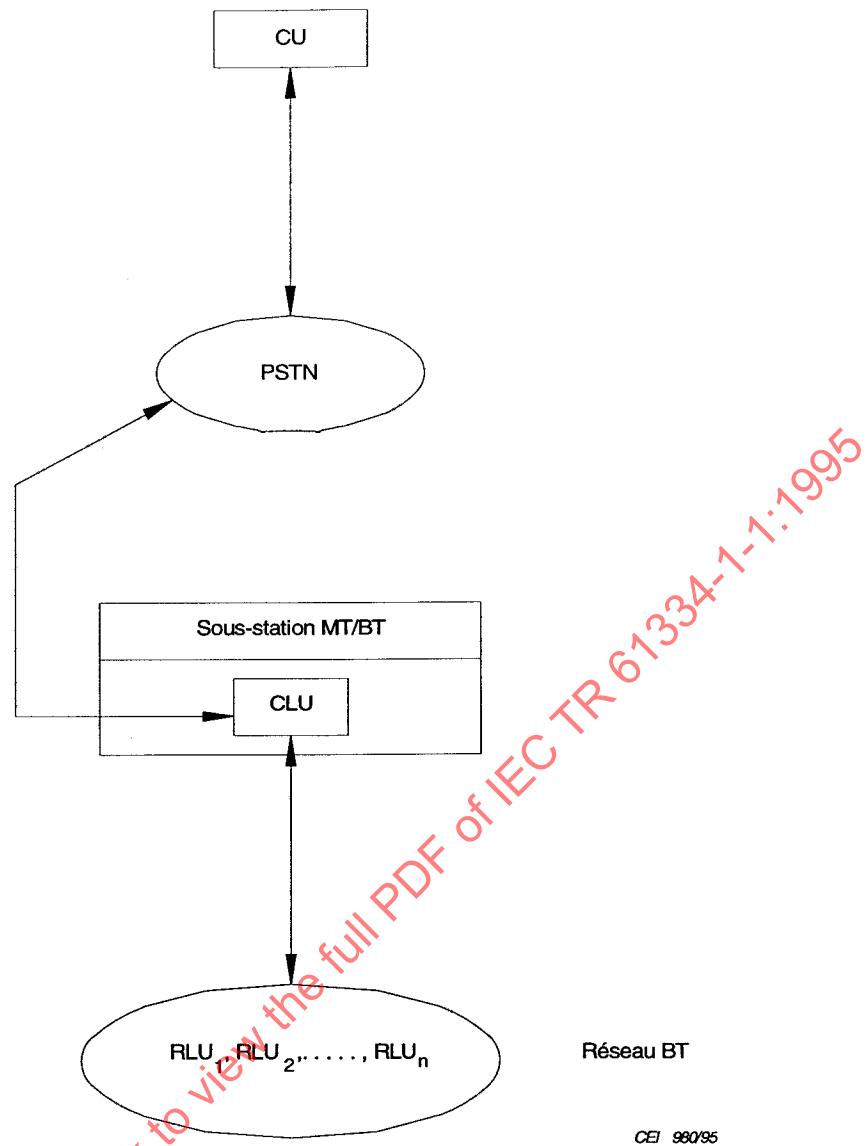


Figure 9 – DLC pour BT avec une connexion PSTN au CU

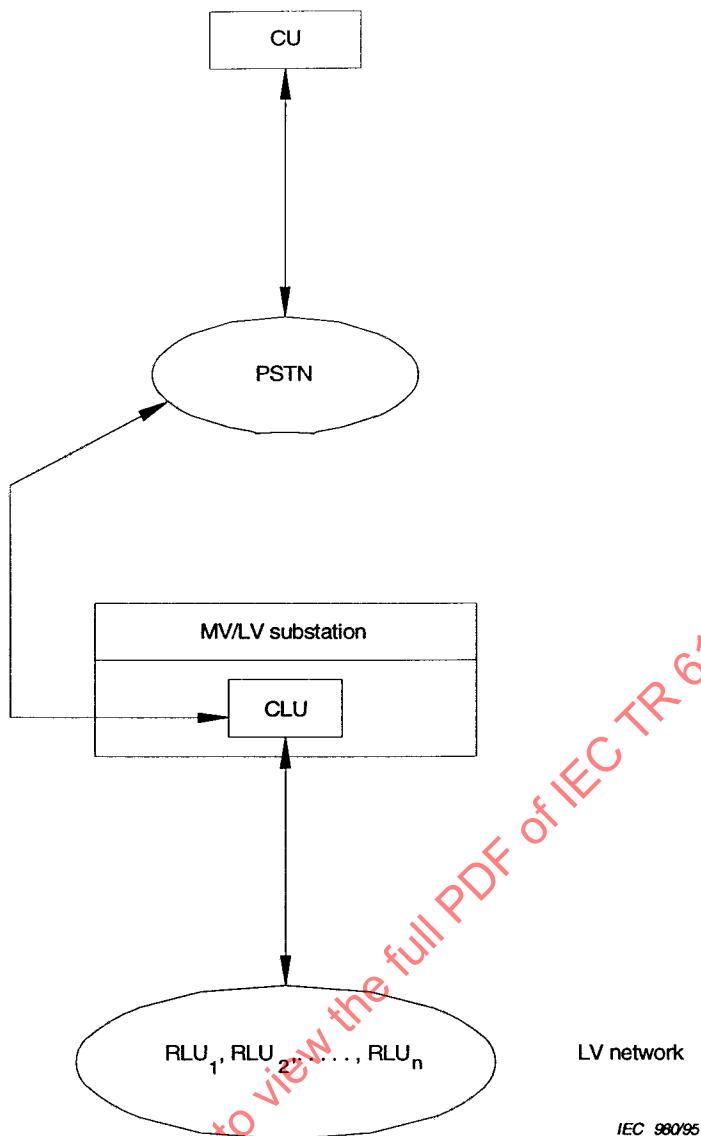


Figure 9 – DLC for LV with a PSTN connection to the CU

IEC 98095

Annexe A

Exemple d'automatisation de gestion du réseau: Détection des pannes et procédures automatiques d'isolement d'une section de ligne

A.1 Introduction

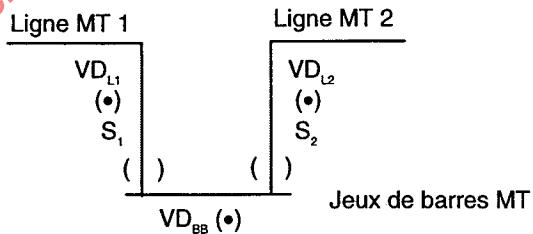
Lorsque les dispositifs de couplage destinés à l'injection des signaux sont installés sur les jeux de barres d'une sous-station HT/MT, l'ouverture d'un disjoncteur, due à un défaut permanent sur une ligne MT, interrompt la communication avec les sous-stations MT/BT alimentées par cette même ligne.

En conséquence, il est nécessaire si l'on veut identifier et isoler la section de ligne affectée par le défaut, de mettre en place des procédures automatiques au niveau des unités centrales basse tension, celles-ci pouvant réagir de manière autonome.

Parmi les différentes possibilités permettant d'atteindre cet objectif, deux procédures importantes sont décrites dans les prochains paragraphes, suivant qu'il existe ou non des dispositifs détecteurs de défauts. Bien que ces procédures illustrent deux concepts différents, elles ne sont détaillées que pour l'exemple et il n'est pas recommandé de privilégier ces systèmes.

A.2 Procédure applicable en l'absence de détecteur de défauts

On considère le cas, représenté par le schéma ci-dessous, d'une sous-station typique MT/BT, comportant deux disjoncteurs (S_1 , S_2) et trois détecteurs de tension (VD_{L1} , VD_{L2} , VD_{BB}).



La procédure de détection de défaut et d'isolement de la section de ligne est basée sur l'application, par la CLU correspondante, de deux règles simples.

- a) Lorsque les détecteurs de tension placés aux bornes d'un disjoncteur indiquent une perte de tension pendant une durée τ_1 (par exemple $\tau_1 = 5$ s), la CLU commande l'ouverture du disjoncteur. Cette règle s'exprime par la relation suivante:

Annex A

Example of network automation: Fault detection and automatic procedures for sectionalizing the faulty section

A.1 Introduction

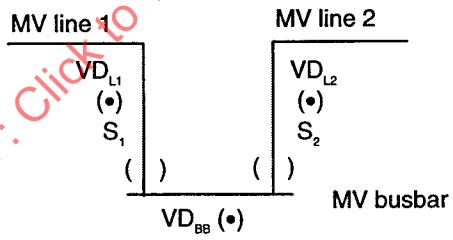
When the coupling devices for signal transmission injection are installed on the MV busbar of an HV/MV substation, the trip of a circuit-breaker, due to a permanent fault occurring on an MV feeder, cuts the communication channel with the MV/LV substations supplied by the same feeder.

It is therefore necessary, in order to detect and sectionalize the section of the feeder affected by fault, to implement automatic procedures at the central low-voltage unit level which are suitable to be performed in an autonomous way.

Among the possibilities available, two main procedures are described in the following subclauses depending on the absence or presence of fault detector devices. Whilst these procedures highlight two different concepts, they are detailed as an example only and should not be taken as preferred systems.

A.2 Procedure without fault detector devices

The following is a diagram of a typical MV/LV substation, including two line switches (S_1 , S_2) and provided with three voltage detectors (VD_{L1} , VD_{L2} , VD_{BB})



The procedure for fault detection and sectionalizing is based on the implementation, by the corresponding CLU, of two simple rules.

- a) When the voltage detectors on both sides of a line switch indicate a loss of voltage for a period of time τ_1 (e.g. $\tau_1 = 5$ s), the CLU commands the opening of the line switch. This rule can be expressed by the following relationship:

$\overline{VD_{LJ}} * \overline{VD_{BB}} * \tau_1 \longrightarrow$ ouverture du disjoncteur "j"

où

$\overline{VD_{LJ}}$ et $\overline{VD_{BB}}$ traduisent l'indication d'une perte de tension par les détecteurs de tension installés respectivement sur la ligne (VD_{LJ}) et sur les jeux de barres (VD_{BB});

le signe * représente l'opérateur booléen "ET" (AND).

- b) Lorsque le détecteur de tension situé en aval du disjoncteur (VD_{LJ}) indique la présence d'une tension, et que le détecteur placé en amont du disjoncteur (VD_{BB}) indique une absence de tension pendant une durée τ_2 (par exemple, $\tau_2 = 1$ s), la CLU commande la fermeture du disjoncteur correspondant. Cette règle s'exprime par la relation suivante:

$\overline{VD_{LJ}} * \overline{VD_{BB}} * \tau_2 \longrightarrow$ fermeture du disjoncteur "j"

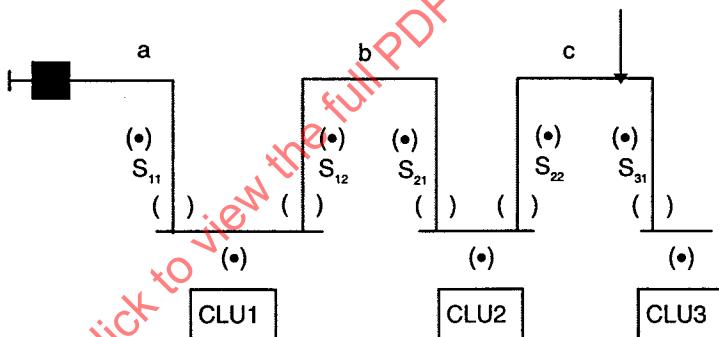
où

$\overline{VD_{LJ}}$ traduit l'indication d'une présence de tension par le détecteur de tension installé sur la ligne;

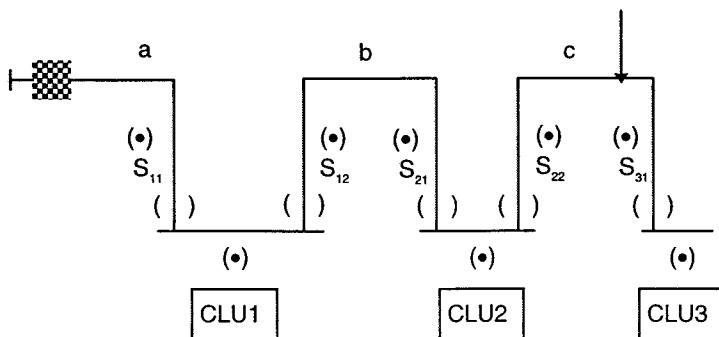
$\overline{VD_{BB}}$ traduit l'indication d'une absence de tension par le détecteur de tension installé sur les jeux de barres;

le signe * représente l'opérateur booléen "ET" (AND).

Considérons par exemple le cas suivant. Une ligne dans une configuration radiale alimentant trois sous-stations MT/BT, chacune d'entre elles étant équipée d'une CLU assurant les fonctions expliquées ci-dessus.



Un défaut permanent se produit sur la section de ligne "c". Du fait du défaut, le disjoncteur s'ouvre, isolant toutes les sections de la ligne et interrompant le canal de communication avec les CLU.



Conformément à la règle a), chaque CLU commande, après l'écoulement du temps τ_1 , l'ouverture de tous les disjoncteurs. La situation est alors la suivante:

$\overline{VD_{LJ}} * \overline{VD_{BB}} * \tau_1 \rightarrow$ opening of the line switch "j"

where

$\overline{VD_{LJ}}$ and $\overline{VD_{BB}}$ indicate the loss of voltage recognized by the voltage detectors installed on the line (VD_{LJ}) and on the busbar (VD_{BB}) respectively;

"**" stands for the logic operator "AND".

- b) When the voltage detector upstream of the line switch (VD_{LJ}) indicates the voltage presence and the voltage detector downstream of the line switch (VD_{BB}) indicates the loss of voltage for a period of time τ_2 (e.g.: $\tau_2 = 1$ s), the CLU commands the closing of the corresponding line switch. This rule can be expressed by the following relationship:

$\overline{VD_{LJ}} * \overline{VD_{BB}} * \tau_2 \rightarrow$ closing of the line switch "j"

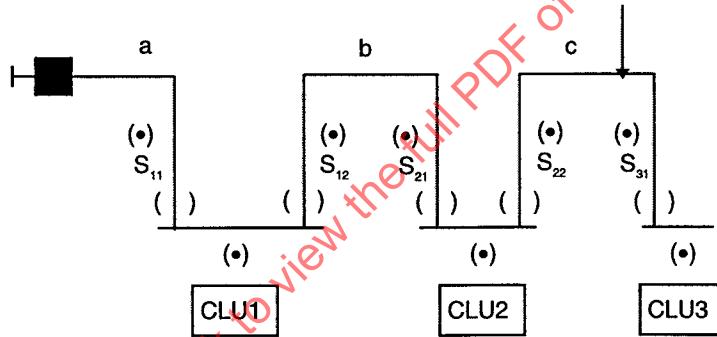
where

$\overline{VD_{LJ}}$ indicates the voltage presence recognized by the voltage detector installed on the line;

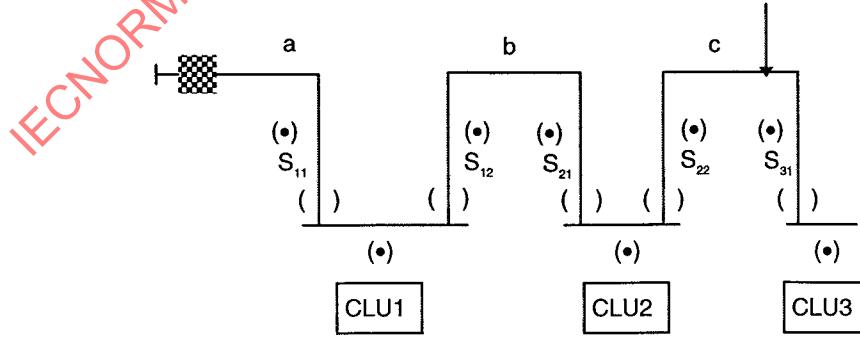
$\overline{VD_{BB}}$ indicates the loss of voltage recognized by the voltage detectors installed on the busbar;

"**" stands for the logic operator "AND".

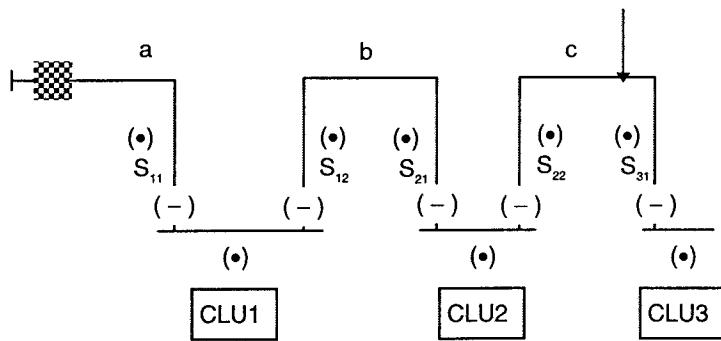
The following case is considered as an example. A radially operated feeder supplies three MV/LV substations, each of them provided with a CLU implementing the above-mentioned rules.



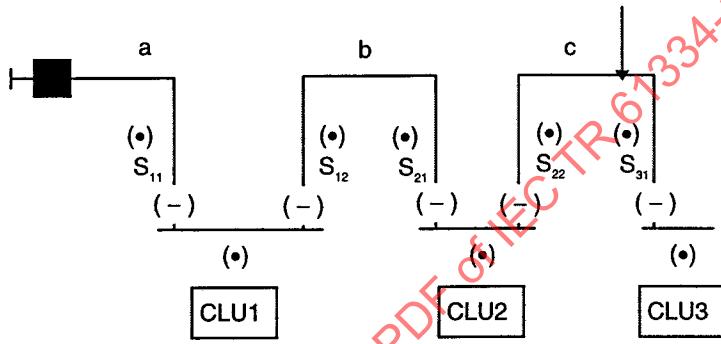
A permanent fault occurs on the feeder section "c". Because of the fault, the circuit-breaker trips thus de-energizing all the feeder sections and cutting the communication channel with the CLUs.



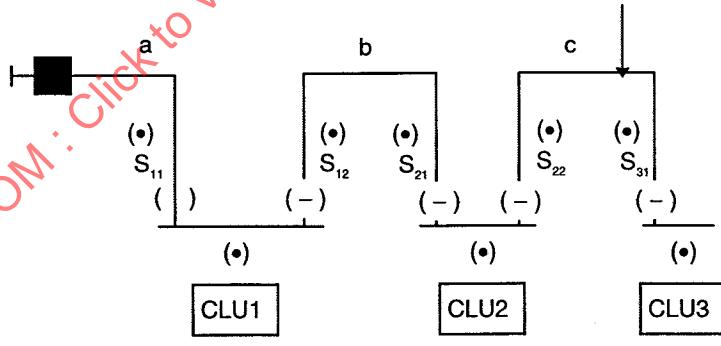
According to rule a), each CLU commands, after the time τ_1 , the opening of all the line switches, thus giving the following situation:



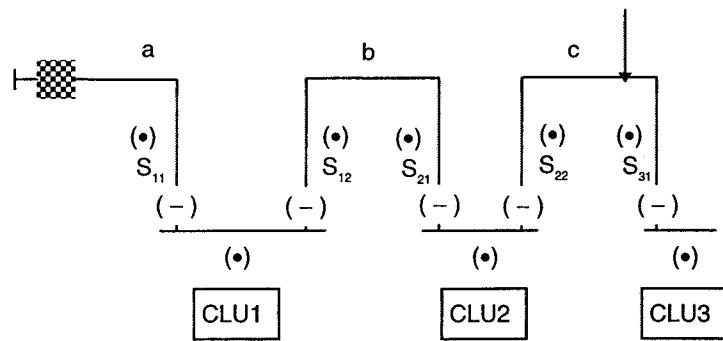
Une fois le temps τ_1 écoulé, il est possible de refermer le disjoncteur, ce qui réellement la section de ligne "a":



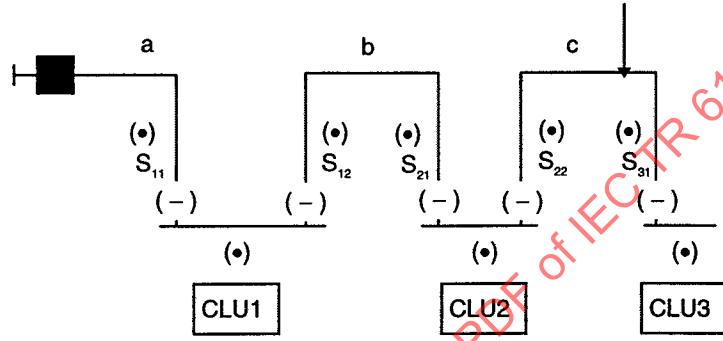
Conformément à la règle b), la CLU1 commande, une fois le temps τ_2 écoulé, la fermeture du disjoncteur S_{11} , ce qui rétablit le canal de communication avec cette même CLU1:



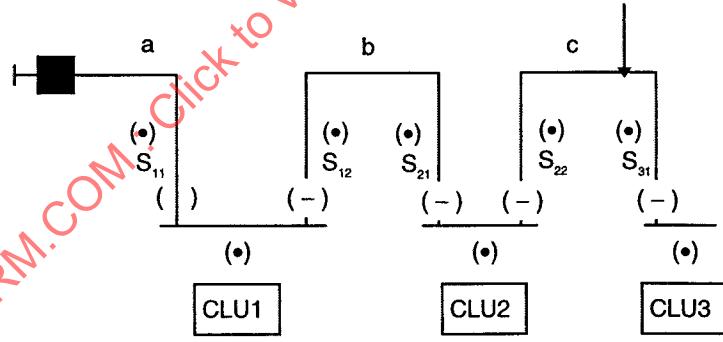
Il est donc possible de refermer à distance, au moyen de CLU1, le disjoncteur S_{12} , ce qui réellement la section de ligne "b":



After the time τ_1 , it is possible to reclose the circuit-breaker, which re-energizes the feeder section "a":



According to rule b), the CLU1 commands, after the time τ_2 , the closing of the line switch S_{11} , which recovers the communication channel with the same CLU1:



It is therefore possible to remotely reclose, by means of CLU1, the line switch S_{12} , which re-energizes the feeder section "b":