



Christian Puret

Ingénieur diplômé de l'E.N.S.E.R.G. (Institut National Polytechnique de Grenoble) et de l'I.A.E. de Paris, il entre dans la société Merlin Gerin en 1977.

Ses premiers emplois le spécialisent dans le domaine des automates industriels.

Puis il est responsable de la formation des clients du Groupe Merlin Gerin.

En 1986, il rejoint la Division Moyenne Tension dans laquelle il occupe maintenant un poste de délégué au marketing stratégique.

Il a en charge la prise en compte des évolutions de la protection et du contrôle-commande dans les matériels Moyenne Tension, et plus particulièrement ceux destinés aux réseaux de distribution publique.

n°155

les réseaux de distribution publique MT dans le monde

lexique

Configuration : opération qui consiste, en protection et contrôle-commande à dédié, par construction ou par chargement d'un logiciel, un matériel standard à une application particulière. Cette dernière opération, le chargement d'un logiciel, se fait à partir d'un outil : le configurateur, généralement un micro ordinateur PC. Il permet par exemple de :

- définir les fonctions que réalisera le matériel,
- établir les connexions avec son environnement,
- créer les images synoptiques et libeller les alarmes pour l'exploitation.

Débrochable (partie d'un ensemble), (CEI 50 - chapitre 441, NF C 01-441) : partie amovible d'un ensemble qui, tout en demeurant mécaniquement reliée à l'ensemble, peut être déplacée jusqu'à la ou l'une des positions établissant une distance de sectionnement ou un cloisonnement métallique entre contacts ouverts. Cette distance de sectionnement ou ce cloisonnement métallique concerne toujours le circuit principal. Elle peut concerner ou non les circuits auxiliaires ou de commande.

Fixe (appareil fixe), (dictionnaire CEI de l'électricité) : appareil conçu pour être monté sur un support et destiné à être relié à un ou des circuits extérieurs au moyen de conducteurs électriques installés à demeure.

Fusible de type cut-out : fusible MT à percuteur, qui remplit les fonctions de protection et de sectionnement. Le sectionnement est obtenu lors de la fusion par l'expulsion du percuteur qui provoque le basculement automatique de la cartouche fusible.

Indicateur de localisation de défaut : dispositif installé sur les réseaux MT qui signale, localement ou à distance, le passage des courants de défaut. Pour améliorer la qualité de service, l'exploitant s'efforce de limiter l'interruption d'alimentation à la seule partie défectueuse du réseau. Pour cela il a besoin de connaître la portion du réseau affectée par le défaut. A cette fin, l'exploitant installe des indicateurs de localisation de défaut. Une analyse de ces informations permet de cerner la partie défectueuse, puis de reconfigurer le réseau (application typique de la téléconduite).

La prédictique : une nouvelle science ayant pour objectif la prévision des événements, elle est fondée sur le raisonnement et l'induction scientifique.

Recloser : disjoncteur MT équipé d'un automatisme de réenclenchements multiples, il est installé sur un départ MT aérien et coordonné avec les protections (fusibles) placées sur ce départ (en amont et en aval). Il est utilisé dans les réseaux de type Nord-Américain.

Sectionaliser : interrupteur MT équipé d'un automatisme de comptage, il est installé en aval d'un départ MT aérien protégé par un recloser. Son automatisme compte les passages d'un courant de défaut (qui correspond au nombre de réenclenchements du recloser), et pour un nombre préfixé il commande l'ouverture de l'interrupteur. Une sélectivité peut donc être réalisée en installant plusieurs sectionnalisers en série sur un départ MT, le dernier sectionnaliser (le plus éloigné du recloser) s'ouvrant au deuxième passage du courant de défaut, le sectionnaliser précédent s'ouvrant au troisième passage et ainsi de suite. Cet appareil est utilisé dans les réseaux de type Nord-Américain.

les réseaux de distribution publique MT dans le monde

sommaire

1. Les différents réseaux électriques	Le réseau de transport et d'interconnexion	p. 4
	Le réseau de répartition	p. 5
	Le réseau de distribution MT	p. 5
	Le réseau de distribution BT	p. 6
	La nature du courant électrique	p. 6
	La planification des réseaux	p. 6
2. Le distributeur	Sa raison d'être	p. 7
	Son métier	p. 7
	Son évolution	p. 8
3. Les topologies de réseaux	Les critères de choix d'une topologie	p. 10
	Les éléments dépendants de la topologie choisie	p. 10
	Les différents schémas de réseaux MT	p. 10
	Les schémas des liaisons à la terre du neutre	p. 12
	Le plan de protection	p. 13
	Le plan de contrôle-commande	p. 14
4. La distribution publique MT	Les postes sur les réseaux MT	p. 15
	Autres ouvrages MT	p. 16
	L'appareillage MT	p. 16
	Un schéma français et un schéma nord-américain	p. 18
5. Protection et contrôle-commande des réseaux MT	Les technologies des unités de protection MT	p. 20
	La compatibilité électromagnétique	p. 21
	Les applications du contrôle-commande en MT	p. 21
	Les architectures de contrôle-commande en MT	p. 23
	Les réseaux de communication	p. 24
6. Conclusion		p. 25
Annexe 1 : quelques normes pour des produits MT		p. 26
Annexe 2 : les différentes techniques de sélectivité		p. 26
Annexe 3 : architecture EDF et matériels Merlin Gerin		p. 27
Annexe 4 : bibliographie		p. 28

Dans un pays, le Transport et la Distribution Publique assurent le transit de l'énergie électrique entre les points de production et les points de consommation.

Les points de production sont les centrales qui génèrent l'énergie électrique à partir de différentes énergies primaires (nucléaire, hydraulique, charbon,...).

Les points de consommation, en MT - Moyenne Tension -, sont des postes ou des ouvrages, à partir desquels l'énergie est livrée aux clients (abonnés), ceci par l'intermédiaire de la «distribution MT». C'est cette dernière qui fait l'objet du présent Cahier Technique.

Dans ce Cahier Technique, après une description des différents types de réseaux et du métier de distributeur, le lecteur non familiarisé avec la MT trouvera une présentation :

- des topologies des réseaux MT,
- des postes,
- des dispositifs de protection et contrôle-commande.

Note : Dans ce Cahier Technique, le terme MT désigne toute tension comprise entre quelques kV et 40 kV.

1. les différents réseaux électriques

Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final.

Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, qui se traduit in fine par la performance économique, la structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques (cf. fig. 1).

Il est à noter qu'il n'existe aucune structure unique à travers le monde, et que le découpage en plusieurs réseaux avec les niveaux de tension associés peut être différent selon les pays. Mais en général, le nombre de niveaux de tensions est limité à trois ; d'ailleurs en 1983 la publication CEI 38 a formulé

des recommandations pour les niveaux de tension des réseaux 50 et 60 Hz.

Cependant, afin de mieux comprendre les intérêts de ce découpage, les paragraphes suivants présentent chaque réseau avec :

- sa finalité,
- son niveau de tension,
- sa structure.

le réseau de transport et d'interconnexion

La dispersion géographique entre les lieux de production et les centres de consommation, l'irrégularité de cette consommation et l'impossibilité de stocker l'énergie électrique nécessitent un réseau électrique capable de la transporter sur de grandes distances et de la diriger.

Ses lignes atteignent des milliers de kilomètres, par exemple 20 000 km pour le réseau 400 kV français.

La finalité de ce réseau est triple :

- une fonction de "transport" dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation ;

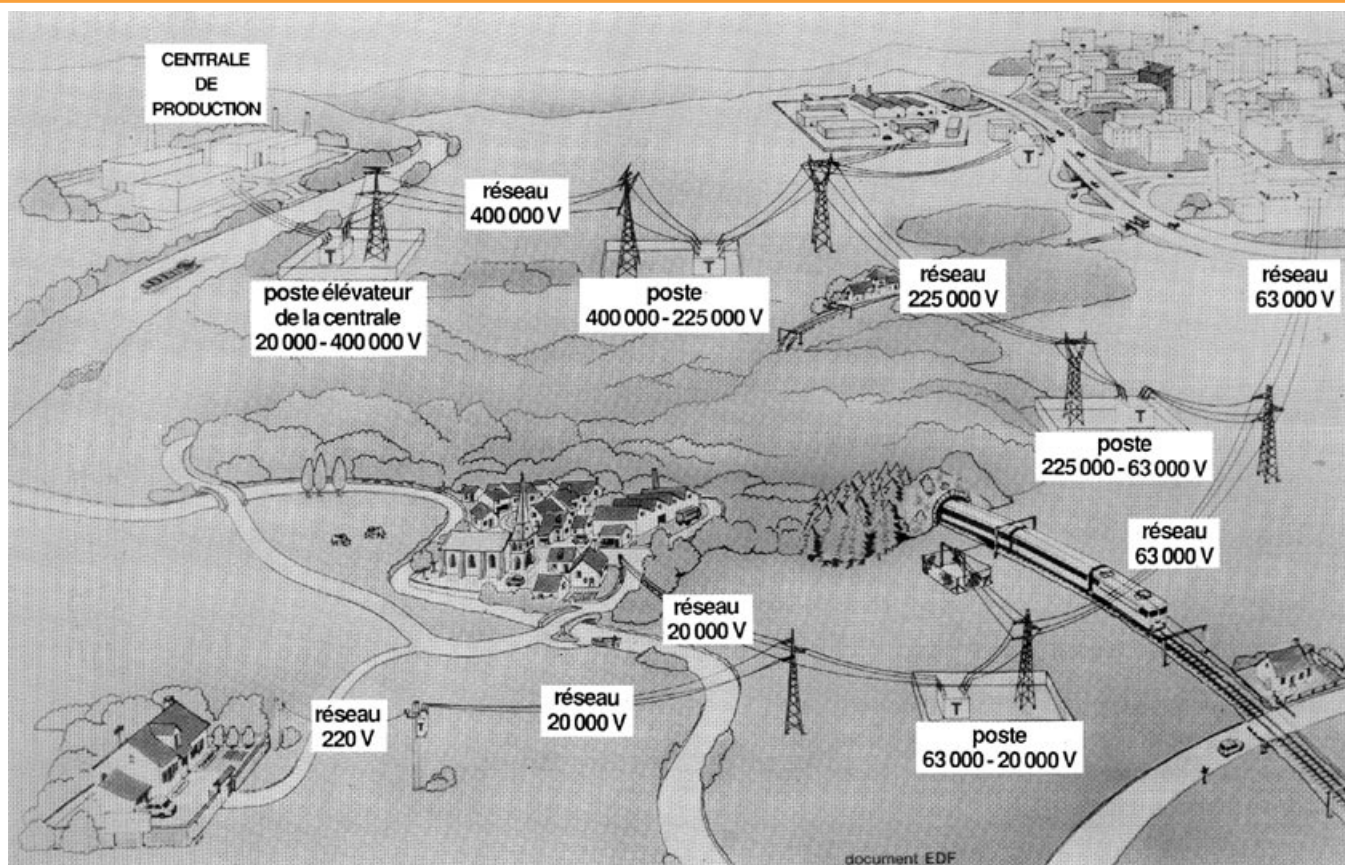


fig. 1 : le schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différents.

- une fonction “d’interconnexion nationale” qui gère la répartition de l’offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande ;

- une fonction “d’interconnexion internationale” pour gérer des flux d’énergie entre les pays en fonction d’échanges programmés ou à titre de secours.

En général, seuls quelques abonnés à très forte consommation sont raccordés sur ces réseaux.

La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien.

Les tensions sont généralement comprises entre 225 et 400 kV, quelques fois 800 kV (ex : 765 kV en Afrique du sud). L’utilisation de ces tensions élevées est liée à un objectif économique. En effet pour une puissance donnée, les pertes en ligne par effet Joule sont inversement proportionnelles au carré de la tension :

$$p = k / U^2, \text{ avec}$$

U = tension du réseau,

k = une constante fonction de la ligne.

De plus les puissances transportées sont telles, que l’utilisation d’une tension basse entraînerait des sections de câble tout à fait inadmissibles.

L’usage des tensions élevées se trouve donc imposé malgré les contraintes d’isolement qui se traduisent par des coûts de matériel plus importants, la solution la plus facile étant l’utilisation de lignes aériennes.

Dans tous les cas, le choix d’une tension de transport est avant tout un compromis technico-économique, fonction des puissances à transporter et des distances à parcourir.

L’aspect sûreté est fondamental sur ces réseaux. En effet toute défaillance à ce niveau entraîne d’importants défauts d’alimentation pour l’ensemble des points de consommation. Ainsi en 1965, 30 millions de personnes ont été privées d’électricité pendant 12 heures aux Etats-Unis.

Les protections de ces réseaux doivent donc être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l’énergie électrique est surveillée et gérée en permanence.

le réseau de répartition

La finalité de ce réseau est avant tout d’acheminer l’électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation.

Ces centres de consommation sont :

- soit du domaine public avec l’accès au réseau de distribution MT,

- soit du domaine privé avec l’accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à ≈ 10 MVA) livrés directement en HT. Dans un pays le nombre de ces abonnés est très faible (ex: 600 en France). Il s’agit essentiellement d’industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire,...

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Dans ce domaine, les politiques de respect de l’environnement et de protection des sites (zones protégées) s’opposent souvent à la construction des lignes. En conséquence, la pénétration du réseau de répartition jusque dans les zones à forte densité de population est de plus en plus difficile et coûteuse.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 275 kV.

Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux.

le réseau de distribution MT

Ce niveau dans la structure électrique d’un pays sera plus détaillé dans les chapitres suivants. Aussi seuls quelques éléments simples d’identification sont indiqués ici.

La finalité de ce réseau est d’acheminer l’électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation (supérieure à 250 KVA en France).

Ces points de consommation sont :

- soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique MT/BT,

- soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation. Le nombre de ces abonnés (ex : 160 000 en France) ne représente qu’un faible pourcentage du nombre total des consommateurs livrés directement en BT. Ils sont essentiellement du secteur tertiaire, tels les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries, ...

La structure est de type aérien ou souterrain.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV (cf. fig. 2).

Les protections sont moins sophistiquées que dans le cas des réseaux précédents.

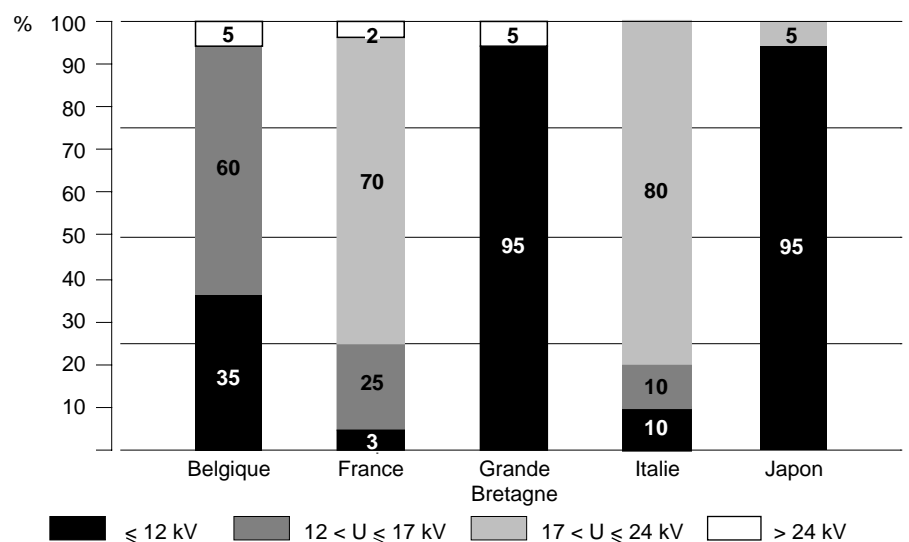


fig. 2 : répartition des réseaux MT nationaux selon leurs différents niveaux de tension, en fonction des longueurs de lignes.

En ce qui concerne l'exploitation de ces réseaux, elle peut être assurée manuellement ou de plus en plus, par télécommande à partir de centres de conduite fixes et/ou embarqués dans des véhicules. Mais pour tenir compte des besoins spécifiques à la conduite des réseaux de distribution MT, ces centres de conduite sont différents de ceux utilisés sur les réseaux de transport et de répartition. La multiplicité et la dispersion géographique des points de téléconduite, la gestion de plusieurs centres de conduite simultanés, le nombre et la qualification des exploitants nécessitent des solutions adaptées : ergonomie et convivialité des postes de travail, outils d'aide à la conduite, outils de configuration des centres de conduite, et gestion des différents supports de transmission utilisés.

le réseau de distribution BT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation (inférieure à 250 KVA en France) dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs (26 millions en France) correspondant au domaine domestique.

Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V.

Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

la nature du courant électrique

Les transferts d'énergie sur ces différents réseaux sont réalisés via le courant électrique.

Les liaisons par courant continu ou HVDC (high voltage direct current) sont utilisées pour les échanges entre pays uniquement au niveau des réseaux de transport. Le choix de cette technique permet d'optimiser l'utilisation des câbles d'énergie, en particulier en supprimant les effets de « peau ». De telles liaisons intercontinentales voir continentales existent, par exemple une liaison (300 MW/200 kV) relie l'Italie à la Sardaigne via la Corse.

Dans les autres cas, en particulier les réseaux MT de distribution publique, les liaisons sont réalisées par courant alternatif. En effet, sur ces réseaux, l'utilisation du courant continu ne serait pas rentable :

- pertes réduites sur des réseaux courts (inférieurs à 100 km),
- installations rendues plus coûteuses (nécessité de nombreux convertisseurs continu / alternatif).

De plus, le courant alternatif est très bien adapté aux nombreux changements de tension (transformateurs) durant le cheminement de l'énergie électrique.

A quelques exceptions près (Arabie Saoudite), et en dehors du continent américain où est généralisée l'utilisation du 60 hertz, la fréquence du courant est 50 hertz.

A noter le cas du Japon où la moitié du pays est en 60 hertz, et l'autre moitié en 50 hertz.

la planification des réseaux

La mise en place et l'évolution de la structure d'un réseau d'alimentation électrique d'un pays correspond aux opérations de planification.

Pour les réseaux de transport et de répartition, ces opérations sont généralement centralisées, car :

- les décisions menant à une modification de la structure de tels réseaux, par exemple l'introduction d'un nouveau poste HT/MT, imposent la prise en compte de nombreux paramètres, techniques et économiques ;

- le nombre de ces paramètres avec leurs interactions éventuelles nécessitent l'assistance d'outils informatiques, l'utilisation de base de données et de systèmes experts.

Pour les réseaux de distribution MT et BT, la planification est par contre souvent décentralisée.

2. le distributeur

sa raison d'être : fournir de l'électricité

La raison d'être des distributeurs d'énergie électrique est de fournir de l'énergie électrique aux consommateurs en tenant compte de plusieurs objectifs tels que :

- continuité et qualité de service,
- sécurité des biens et des personnes,
- souplesse et confort d'exploitation,
- compétitivité commerciale.

le métier

Si la fourniture d'électricité est satisfaisante dans les pays industrialisés, le taux d'électrification demeure encore variable dans certains pays.

Des objectifs différents selon les niveaux d'électrification...

Pour les pays non électrifiés à 100 %, l'objectif prioritaire reste l'amélioration de ce taux d'électrification. Pour cela, la majorité des investissements est consacrée à la construction de réseaux et d'ouvrages (cf. fig. 3).

Cependant les capacités de financement, quelques fois réduites, peuvent amener des solutions axées sur la simplification de la structure des réseaux au détriment de la performance. De même, une disponibilité et une compétence du personnel quelque fois limitées peuvent conduire à une exploitation simplifiée.

Des situations variables dans les pays industrialisés

Dans les pays électrifiés à 100%, les utilisations de l'énergie électrique sont très dissemblables :

■ les consommations nationales d'énergie électrique sont très différenciées (cf. fig. 4). Ces différences sont dues à la taille du pays, à sa croissance économique (PNB) et au poids du secteur industriel (exemple 40% de la consommation française).

■ les consommations par habitant peuvent varier dans un rapport 10 entre certains pays (cf. fig. 4). Ces écarts sont dus principalement à la politique tarifaire des distributeurs, mais aussi aux conditions climatiques.

Le métier de distributeur MT n'est pas uniforme : il est souvent étendu à la distribution BT -Basse Tension- et dans certains cas il est aussi responsable de la production et du transport, par exemple :

- au Japon, neuf compagnies régionales privées assurent chacune pour sa zone les activités de production, transport et distribution.
- en Allemagne environ mille entreprises opèrent dans le domaine de la distribution d'électricité. A peu près 1/3 possèdent leurs propres installations de production.
- en Grande-Bretagne la production est à la charge de deux compagnies (NP - National Power- et PG -Power Gen-). Le transport est assuré par la société NGC -National Grid Cie- , et la distribution par environ douze Regional Electricities Cie. Cette organisation est issue de la loi de privatisation des distributeurs anglais votée en 1990.
- en Italie une loi a fondé l' E.N.E.L. en 1962. Il s'agit d'un service public

chargé de la production, du transport et de la distribution ; il gère environ 80% de l'électricité distribuée en Italie.

■ en France la situation est similaire avec l' E.D.F.

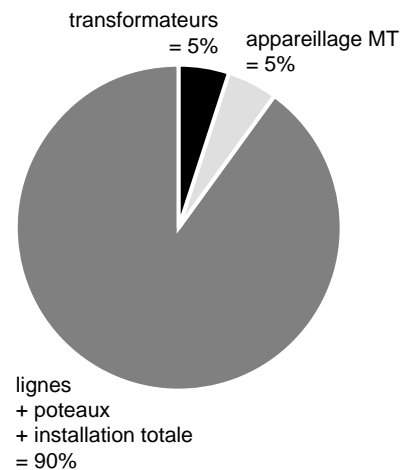


fig. 3 : décomposition des coûts d'une ligne aérienne MT.

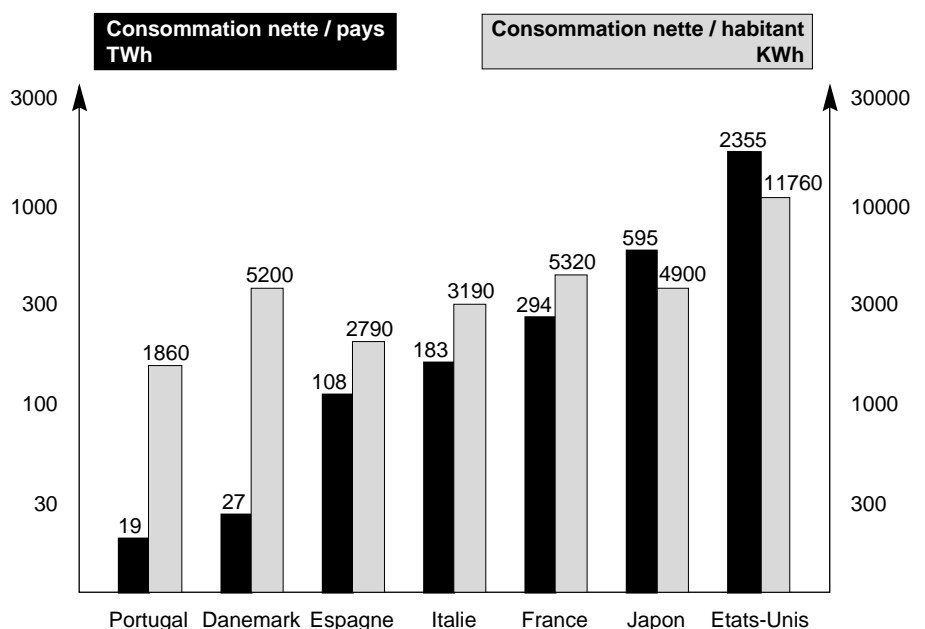


fig. 4 : consommations nettes par pays et par habitant.

Ainsi il apparaît au travers de ces quelques exemples, que le nombre d'intervenants, en particulier dans la distribution MT peut être très variable selon les pays (cf. fig. 5).

Dans le cas de la distribution MT, le distributeur a, en général, la responsabilité complète du réseau, depuis le poste HT/MT jusqu'au poste de transformation MT/BT. De plus le métier de distributeur intègre maintenant une offre commerciale avec la vente du « produit électricité », sous forme de kWh. Il doit donc améliorer sans cesse la qualité de ce produit pour répondre aux exigences de ses différentes clientèles, et rester compétitif vis-à-vis des autres sources d'énergie. Cet objectif conduit les distributeurs à envisager plusieurs niveaux de prix liés à différents niveaux de qualité du kWh vendu.

Par ailleurs, le réseau de distribution électrique constitue lui-même un capital important pour le distributeur. Il doit rentabiliser au maximum cet investissement, et c'est pourquoi les besoins des distributeurs intègrent de plus en plus, les notions de gestion d'énergie.

Enfin le distributeur a un rôle social et politique important, rôle qui peut infléchir ses choix, ou du moins leurs priorités, en voici deux exemples :

- l'alimentation de nouveaux clients peut nécessiter une extension du réseau,
- le coût du kWh peut être limité pour intégrer une politique économique gouvernementale.

pays	nombre de distributeurs		le plus important
	total	distribuant 80% de la consommation nationale	
Allemagne	600	20	R . W . E .
Arabie Saoudite	5	5	S . C . E . C . O .
Espagne	200	6	Hydro Electrica
France	200	1	E . D . F .
Grande Bretagne	15	10	Regional Electricities C ^{ie}
Italie	150	1	E . N . E . L .
Japon	9	9	Tokyo Electric Power Co

fig. 5 : les distributeurs d'énergie électrique dans quelques pays.

son évolution : fournir une énergie de qualité

De plus en plus, le distributeur d'énergie est conduit à fournir un produit électricité de qualité. Pour cela il doit :

- réduire les coupures d'alimentation en nombre et en durée vis-à-vis de ses abonnés,
- en minimiser les conséquences,
- éviter les perturbations, telles que fluctuations de tension et de fréquence (cf. fig. 6).

paramètres	valeurs nominales	tolérances
Fréquence	(50 Hz)	± 1Hz
Tension MT	(12 à 24 kV)	± 7%
Tension BT	(230 ou 400V)	
aérien		± 10%
souterrain		± 5%

fig. 6 : exemple des contraintes "qualité" d'un distributeur (EDF - France).

La nature des défauts dépend du type de réseau

Pour les abonnés, les conséquences de ces phénomènes dépendent avant tout de la nature du défaut.

Un défaut peut être :

- selon sa durée, fugitif ou permanent ;
- selon la nature de l'incident, monophasé ou triphasé.

Un défaut fugitif se traduit souvent par une coupure brève de l'ordre de quelques 100 ms, essentiellement liée

au temps de fonctionnement d'un réenclencheur.

Un défaut permanent implique une coupure longue de quelques minutes à quelques heures ; il nécessite une intervention humaine.

Les réseaux aériens naturellement beaucoup plus exposés que les réseaux souterrains nécessitent des solutions spécifiques aux problèmes rencontrés tels que :

- branches d'arbre tombant sur une ligne aérienne ;
- oiseaux se posant sur la ligne ou ses supports ;
- défauts dûs à la foudre, au vent, au gel, à la neige ;
- vandalisme.

Par suite, la nature des défauts est différente sur les réseaux aériens et souterrains :

- sur les réseaux aériens, les défauts sont majoritairement fugitifs (80 à 90 %) et monophasés (75 %) car souvent liés aux orages, à un fil tombé au sol, ou au contournement d'un isolateur par exemple.
- sur les réseaux souterrains, les défauts sont majoritairement permanents (100 %) et polyphasés (90 %) car souvent consécutifs au sectionnement d'un câble.

Un besoin d'informations

L'importance de la compréhension des incidents en réseau justifie de plus en plus un besoin d'informations que les distributeurs satisfont par des études statistiques.

Ces travaux d'analyse ont pour but de :

- classifier et codifier les incidents,
- déterminer leurs origines et causes,
- traiter statistiquement les fréquences d'occurrence,
- rechercher les corrélations,
- étudier comparativement la performance de différentes topologies,
- analyser les résultats selon les matériels installés et les méthodes d'exploitation utilisées.

Ces statistiques sont un outil d'aide aux distributeurs pour la conception, l'exploitation et la maintenance des réseaux de distribution publique.

De plus afin de pouvoir décider des meilleures solutions, la qualité de service doit pouvoir être quantifiée et mesurée, et non plus approchée de manière subjective. Pour cela de

nouveaux outils (à base de modèles mathématiques) sont créés, avec en particulier la notion « d'énergie non distribuée ». E.D.F utilise notamment pour la mesure du coût de la non qualité en distribution aérienne MT la formule :

$A \cdot N \cdot P + B \cdot N \cdot P \cdot T$, avec

N = nombre de coupures permanentes par départ,

P = puissance moyenne par départ en KW,

T = temps moyen d'interruption par défaut,

A et B = coefficients de valorisation économique

(en 1990, pour EDF en France

$A = 6 \text{ FF} / \text{kW}$ et $B = 13.5 \text{ FF} / \text{kWh}$).

Mais la mesure de la qualité de service peut nécessiter la prise en compte de paramètres plus nombreux. La complexité des formules de calcul et les simulations à effectuer, justifient alors le développement d'outils logiciels de plus en plus performants pour aider à la décision.

Pour mesurer la fiabilité de la fourniture d'énergie au client résidentiel BT, les distributeurs préfèrent utiliser le critère de « degré d'indisponibilité » : il s'agit du temps cumulé annuel durant lequel un client moyen est privé d'électricité en raison d'un défaut sur le réseau électrique (HT, MT ou BT).

Enfin, il est important de noter que de nombreux incidents chez un abonné BT sont dus au réseau MT (60 % selon une étude de l'EDF) (cf. fig. 7).

Les réseaux, les matériels et les hommes évoluent.

Cependant il ne faut pas oublier que la performance d'un réseau dépend avant tout de sa topologie. Or dans le monde, les réseaux actuels résultent d'un empilement historique de structures au fur et à mesure de la croissance des besoins. De plus un réseau vieillit et nécessite en permanence des efforts de maintenance comme de rénovation pour conserver ses performances et éviter des incidents, sources « d'énergie non distribuée ».

Pour répondre à ces besoins, les constructeurs proposent donc des matériels « sans entretien » ou à maintenance réduite ; matériels pour lesquels les opérations d'entretien, de modification, d'adjonction, ne nuisent pas à la continuité de service.

De plus les distributeurs d'énergie sont contraints d'engager des actions de maintenance préventive, en particulier l'auscultation des ouvrages par enregistrement et analyse des incidents survenus sur les réseaux (utilisation d'oscilloperturbographes et d'horodateurs).

Pour cela, les évolutions des matériels de protection et de contrôle-commande avec la technologie numérique (microprocesseur) et l'essor des réseaux de communication, offrent des perspectives de solutions innovantes dans la prédictique (cf. lexique).

Enfin, la pratique des travaux sous tension comme la conduite à distance des réseaux (téléconduite) sont aussi des éléments favorables à l'amélioration de la qualité de service, en réduisant le nombre de coupures et leur durée.

Bien entendu, tous ces développements nécessitent une rapide adaptation des personnels, à l'exemple du changement de travail actuel dans les centres de conduite :

- il existe encore des centres de conduite dans lesquels :
 - les différents états des réseaux sont affichés par déplacement manuel de symboles sur de grands synoptiques de plusieurs mètres carrés,
 - et les instructions relatives aux manœuvres sont écrites à la main sur des journaux ;
 - dans les nouveaux centres tous ces travaux se font sur des consoles informatiques, avec :
 - toutes les informations disponibles en temps réel sur des écrans (schémas des réseaux, descriptif géographique),
 - l'historique des événements enregistré automatiquement (consignations des états).

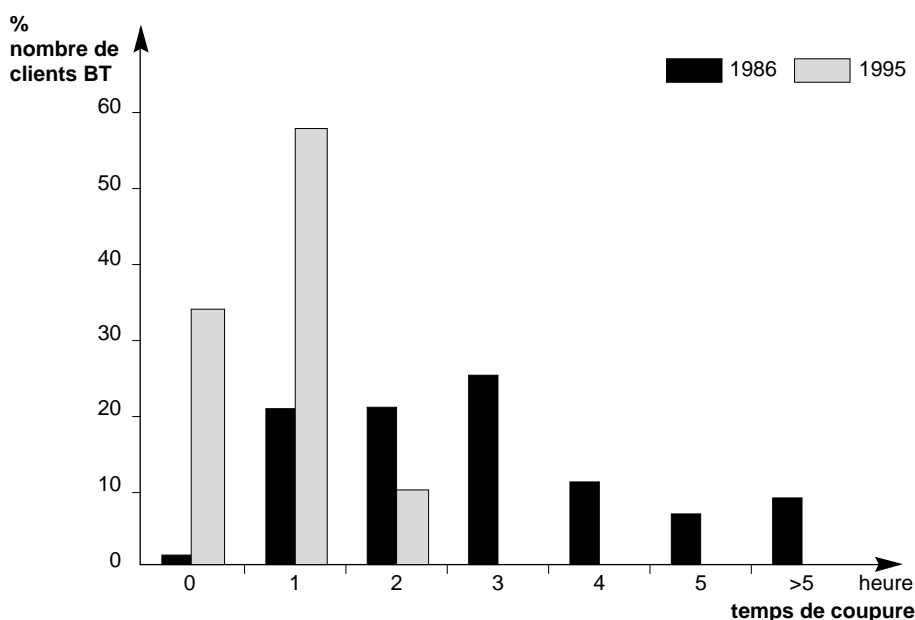


fig. 7 : degré d'indisponibilité de l'énergie électrique sur un réseau BT (EDF - France).

3. les topologies des réseaux électriques MT

Par topologie d'un réseau électrique il faut comprendre l'ensemble des principes (schéma, protection, mode d'exploitation) utilisés pour véhiculer l'énergie électrique en distribution publique.

Dans la pratique, pour un distributeur, définir une topologie revient à fixer un certain nombre d'éléments physiques en tenant compte de critères liés à des objectifs visés et/ou à des contraintes techniques. Ces éléments étant fortement corrélés entre eux, le choix d'une topologie est toujours le résultat de compromis technico-économiques.

La traduction graphique d'une topologie sera ici un schéma de type unifilaire simplifié.

les critères de choix d'une topologie

Le choix d'une topologie répond à des objectifs :

- assurer la sécurité des personnes et des biens,
- obtenir un niveau de qualité de service fixé,
- assurer le résultat économique souhaité.

Mais il doit aussi se soumettre à des impératifs :

- être en adéquation avec la densité d'habitat et/ou de consommation, aussi appelée densité de charge qui joue un rôle de plus en plus prépondérant.

Exprimée en MVA/km², cette densité permet d'appréhender les différentes zones géographiques de consommation en terme de concentration de charge. Une des segmentations utilisées par certains distributeurs consiste à définir deux types de zone de consommation :

- zone à faible densité de charge : < 1 MVA/km²,
- zone à forte densité de charge : > 5 MVA/km².

- tenir compte de l'étendue géographique, du relief et des difficultés de construction,
- satisfaire aux contraintes d'environnement, en particulier climatiques (températures minimale et maximale, fréquence des orages, neige, vent, etc.) et respect du milieu.

éléments dépendants de la topologie choisie

Le choix d'une topologie fixe les principaux éléments de conception d'une distribution, à savoir :

- les puissances appelées et la valeur maximale des courants de défaut à la terre, ex. : en MT, l'EDF limite la valeur de ces courants à 300 A sous 20 kV en aérien et à 1000 A en souterrain ;
- la (ou les) tension de service, ex. : en MT le Japon distribue en 6,6 kV, la Grande-Bretagne en 11 et 33 kV et la France majoritairement en 20 kV ;
- la tenue aux surtensions et la coordination des isolements, ainsi que les protections contre les surtensions d'origine atmosphérique,
- le (ou les) schéma des liaisons à la terre, ainsi que le nombre de fils distribués,
- la longueur maximale des départs (quelques dizaines de kilomètres en MT),
- le type de distribution : aérien ou souterrain (cf. fig. 8),
- le type d'exploitation : manuelle, automatique, téléconduite.

Il est important de remarquer que :

- le choix du courant de court-circuit a des répercussions sur la tenue des matériels utilisés sur le réseau,
- le choix de la (ou des) valeur (s) de tension est toujours le résultat d'un compromis entre les coûts de réalisation et d'exploitation du réseau,

- le choix du niveau d'isolement des matériels obéit généralement à des normes internationales et/ou nationales,
- le choix d'une distribution en aérien ou en souterrain influe beaucoup sur le coût d'installation et la qualité de service (ex: coûts d'une tranchée / sensibilité aux défauts fugitifs...). En MT, dans les pays industrialisés, ce choix peut être synthétisé en trois cas :

- milieu urbain à forte densité avec une distribution souterraine,
- milieu suburbain à forte densité avec une distribution souterraine ou aéro-souterraine,
- milieu rural à faible densité avec une distribution aérienne.

Cependant il est à noter qu'historiquement, pour des raisons de coûts d'installation, de nombreux milieux urbains sont en distribution aérienne, c'est le cas au Japon et aux Etats-Unis.

les différents schémas de réseaux MT

Le choix des schémas est important pour un pays : en particulier pour les réseaux MT car ils sont très longs. Ainsi par exemple, l'ensemble de la structure MT en France est d'environ 570 000 km, celle de l'Italie de 300 000 km et celle de la Belgique aux alentours de 55 000 km.

Plusieurs topologies existent :

- topologie boucle fermée, de type maillé,

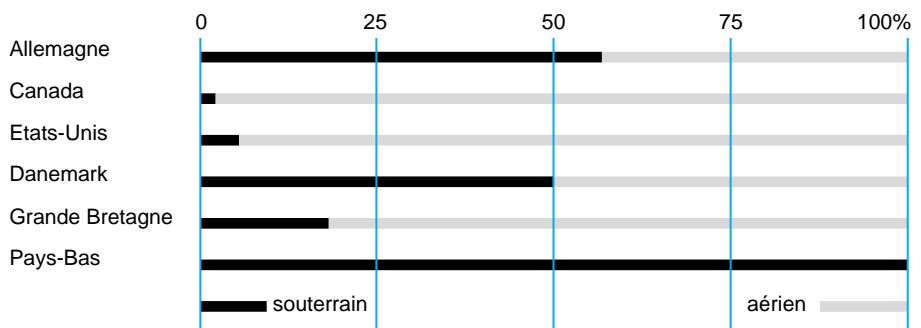


fig. 8 : répartition, pour quelques pays, des longueurs des réseaux MT en souterrain (câbles) et en aérien (lignes).

- topologie boucle ouverte, de type maillé simplifié,
 - topologie boucle ouverte,
 - topologie radiale.
- D'autres topologies sont aussi appliquées, par exemple la double dérivation sur les réseaux MT français.

Bien qu'aucune ne soit «normalisée» en MT, les distributeurs s'appuient sur deux topologies de base : radiale et boucle ouverte.

Chacune de ces deux topologies sera donc abordée plus en détail et définie par :

- son principe de fonctionnement,
- son schéma unifilaire-type,
- son application-type,
- ses points forts et points faibles.

Schéma radial

Ce schéma est aussi appelé en antenne.

Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimenté que par un seul chemin

électrique possible. Il est de type arborescent (cf. fig. 9).

Cette arborescence se déroule à partir des points d'alimentation, qui sont constitués par les postes de distribution publique HT/MT ou MT/MT.

Ce schéma est particulièrement utilisé pour la distribution de la MT en milieu rural. En effet il permet facilement, et à un moindre coût, d'accéder à des points de consommation de faible densité de charge (≈ 10 kVA) et largement répartis géographiquement (≈ 100 km²).

Très souvent un schéma radial est lié à une distribution de type aérien.

Ses points forts et faibles sont résumés dans le tableau de la figure 10.

Schéma boucle ouverte

Il est aussi appelé coupure d'artère. Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur cette structure peut être alimenté par deux chemins électriques possibles, sachant qu'en permanence seul un de ces deux chemins est effectif, le

technologie	points forts	points faibles
radiale	<ul style="list-style-type: none"> ■ simplicité. ■ exploitation. ■ coûts d'installation. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ qualité de service.
boucle ouverte	<ul style="list-style-type: none"> ■ simplicité. ■ qualité de service 	<ul style="list-style-type: none"> ■ exploitation avec les manœuvres plus nombreuses. ■ coûts d'installation.

fig. 10 : tableau comparatif des deux schémas de base de réseaux MT.

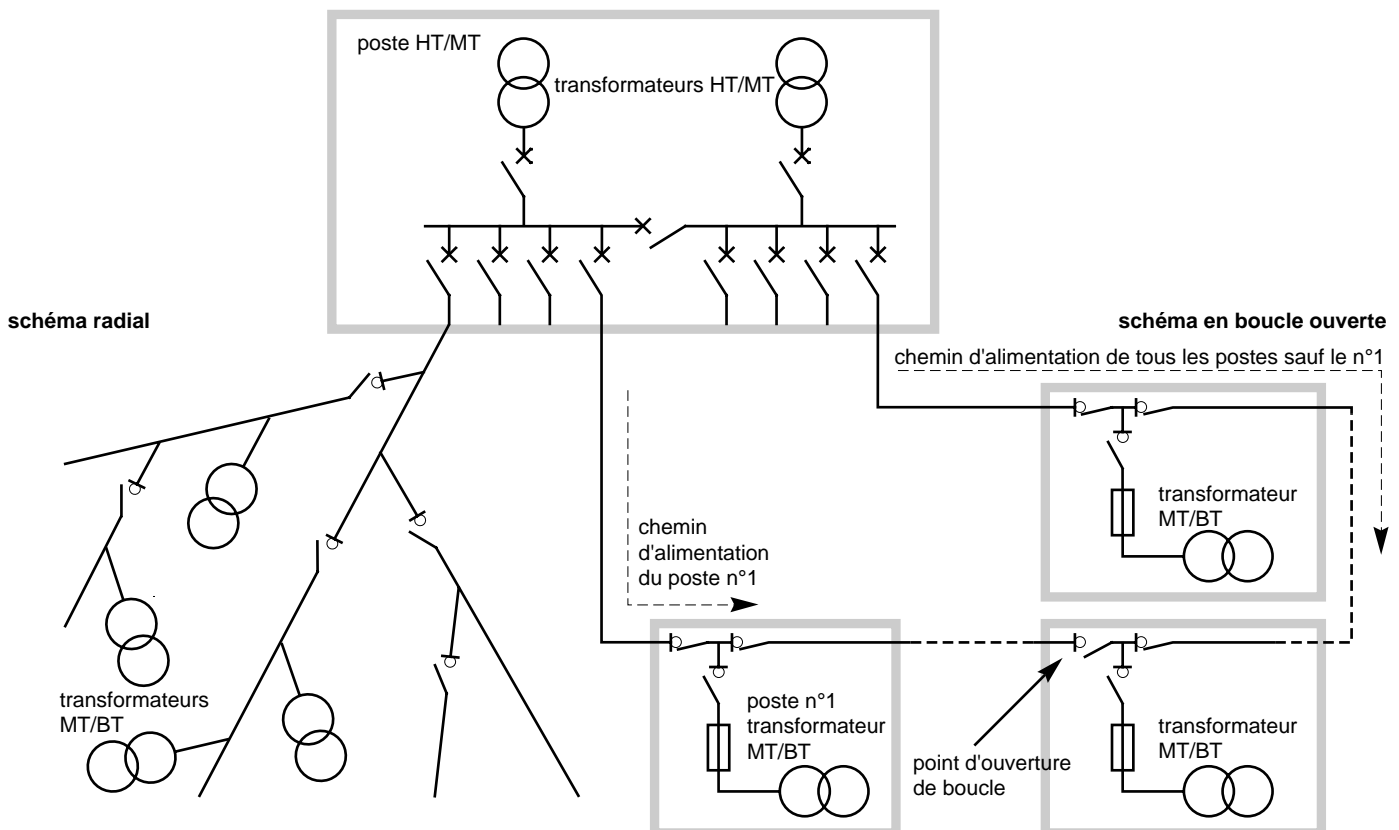


fig. 9 : les deux schémas de base d'un réseau de distribution MT, radial (ou en antenne) et en boucle ouverte (ou coupure d'artère).

secours étant réalisé par cette possibilité de bouclage. Dans un tel schéma, il y a toujours un point d'ouverture dans la boucle (d'où le nom de boucle ouverte aussi utilisé pour cette solution), ce qui revient à un fonctionnement équivalent à deux antennes.

Le schéma unifilaire-type est évidemment une boucle sur laquelle sont connectés les points de consommation (cf. fig. 9) qui peuvent être des postes de distribution publique MT/BT, et/ou des postes de livraison pour un abonné en MT. Chaque point (entre 15 et 25 points par boucle) est raccordé sur la boucle par deux interrupteurs MT. Tous ces interrupteurs sont fermés, excepté l'un d'eux qui constitue le point d'ouverture de la boucle et définit le chemin d'alimentation pour chaque point de consommation. Ce point d'ouverture peut être déplacé dans la boucle, en particulier lors des manœuvres de reconfiguration de réseau faisant suite à un défaut.

Très souvent ce schéma est associé à une distribution de type souterrain.

Il est typiquement utilisé en milieu urbain à forte densité, avec les points forts et faibles décrits dans le tableau de la figure 10.

Schéma double dérivation

Ce schéma peu utilisé est essentiellement exploité dans la région parisienne par EDF, il est présenté par la figure 11.

Le principe mis en œuvre est le suivant :

- le réseau MT est dédoublé, il comporte deux circuits A et B normalement en permanence sous tension,
- tout poste MT/BT est raccordé sur les deux câbles MT («A» et «B»), mais n'est effectivement connecté qu'à un seul câble (interrupteur MT fermé sur le câble «A»),
- est équipé d'un automatisme local simple,
- en cas de défaut sur le câble «A», l'automatisme détecte l'absence de tension sur ce câble, vérifie la présence d'une tension sur le câble «B» et donne alors des ordres d'ouverture pour un interrupteur MT puis de fermeture pour l'autre interrupteur MT.

les schémas des liaisons à la terre du neutre

Le choix du schéma des liaisons à la terre du neutre (ou régime du neutre MT) définit entre autres les valeurs des surtensions et des courants de défaut qui pourront exister sur un réseau dans le cas de défaut à la terre. Il faut remarquer que ces deux paramètres sont antinomiques, à savoir que l'obtention d'une faible valeur de courant entraîne le risque d'une surtension élevée, et réciproquement. Ces valeurs imposeront alors les contraintes électriques que devront tenir les matériels électrotechniques. Mais par ce choix du schéma de liaison, simultanément, sont sélectionnées les solutions possibles pour la protection du réseau électrique, et influencées les méthodes d'exploitation.

Les cinq schémas utilisés dans le monde en MT

Là encore, il n'existe pas un schéma type des liaisons à la terre du neutre. Cependant, il est possible de rassembler, selon cinq écoles, tous les cas rencontrés à travers le monde (cf. fig. 12) :

- neutre direct à la terre et distribué,
- neutre direct à la terre et non distribué,
- neutre mis à la terre via une impédance,
- neutre mis à la terre via un circuit accordé,
- neutre isolé de la terre.

Comme il a déjà été dit, aucune de ces écoles ne s'impose dans le monde : certaines solutions sont spécifiques à des pays, et différentes écoles peuvent exister dans un même pays, voire même au sein d'un même distributeur d'électricité.

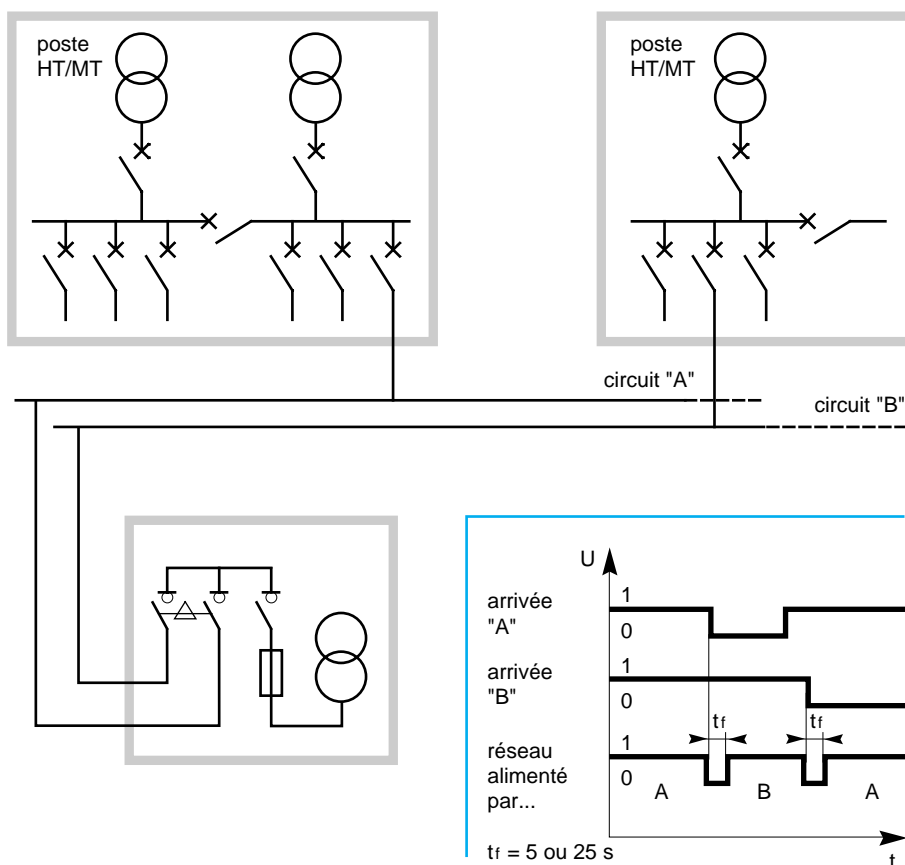


fig. 11 : schéma de distribution en double dérivation, utilisé par EDF - France. Dans l'encadré, séquence de l'automatisme d'un permutateur Merlin Gerin, conforme aux spécifications EDF - France.

Mais in fine, le choix d'un schéma de liaisons à la terre du neutre en MT est toujours le résultat d'un compromis entre les coûts d'installation et d'exploitation.

La différenciation entre ces cinq écoles

Il a été dit précédemment que le choix du schéma des liaisons à la terre du neutre influence la performance du réseau et la conception de son plan de protection. En effet les principales différences des cinq écoles sont dans le comportement du réseau en situation de défaut à la terre.

Ces différences se traduisent concrètement au niveau :

- de la facilité de détection de ces défauts,
- du degré de sécurité atteint pour les personnes,
- de l'impact sur la tenue des matériels électrotechniques.

A distinguer cependant, le schéma à neutre distribué qui permet une distribution en monophasé. Cette possibilité peut se justifier dans certains pays pour un objectif de coût d'installation moindre. Cependant les dispositifs de protection plus complexes imposent une maintenance plus contraignante.

Indépendamment de ce cas particulier, le tableau de la figure 13, synthèse des points forts et faibles de ces écoles, explicite pourquoi aucune de ces écoles ne s'impose dans le monde.

le plan de protection

La structure électrique d'un pays correspond à un ensemble de réseaux électriques.

Un réseau électrique peut lui-même être décomposé en zones.

Chacune de ces zones est généralement protégée par un disjoncteur en association avec des dispositifs de détection (capteur de mesure : transformateur de courant, de potentiel,...), de protection et de contrôle-commande (relais de protection), et de déclenchement (actionneurs).

L'ensemble de ces éléments constitue une chaîne de protection (cf. fig. 14) qui assure l'élimination de la partie défaillante du réseau en cas de défaut.

école					
	neutre distribué et mis à la terre en de nombreux points	neutre mis directement à la terre et non distribué	neutre mis à la terre via une impédance	neutre mis à la terre via un circuit accordé	neutre isolé de la terre
pays					
Australie	■				
Canada	■				
Espagne		■	■	■	■
France			■		
Japon					■
Allemagne				■	

fig. 12 : les différents schémas de liaison à la terre du neutre en MT, et leur application dans le monde.

écoles du neutre MT	points forts	points faibles
direct à la terre et distribué	autorise la distribution en monophasé ou triphasé	<ul style="list-style-type: none"> ■ nécessite de nombreuses prises de terre de bonne qualité (sécurité) ■ impose un plan de protection complexe ■ provoque des courants élevés de défaut à la terre
direct à la terre et non distribué	facilite la détection des défauts à la terre	provoque des courants élevés de défaut à la terre
isolé	limite les courants des défauts à la terre	crée des surtensions
accordé	favorise l'auto-extinction du courant des défauts à la terre	nécessite des protections complexes
impédant (comparé au neutre direct à la terre)	limite les courants des défauts à la terre	nécessite des protections plus complexes
(comparé au neutre isolé de la terre)	réduit les surtensions	provoque des courants de défaut à la terre plus élevés

fig. 13 : une synthèse des points forts et faibles des cinq écoles de liaisons à la terre du neutre en MT.

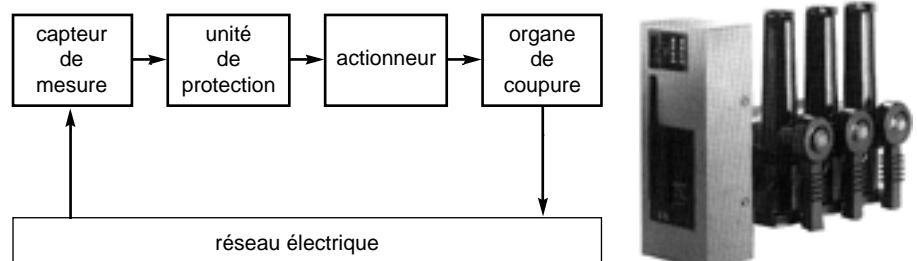


fig. 14 : la chaîne de protection MT, et la photographie d'un SF Set (Merlin Gerin), un exemple d'intégration complète.

Son rôle est d'assurer la sécurité en protégeant contre les défauts d'isolement entre phases ou entre phase-terre, et contre les surcharges prolongées. En particulier, la chaîne de protection doit réduire les conséquences d'un défaut de court-circuit, à savoir les risques d'incendie, d'explosion, de détérioration mécanique, ...

Le plan de protection d'un réseau est l'ensemble de ces chaînes de protection, intégrant les matériels mis en œuvre, mais aussi l'organisation du fonctionnement entre eux. Cette organisation du plan de protection, y compris les temps de déclenchement des disjoncteurs associés, définit la durée maximale de passage des courants de défaut aux différents points du réseau électrique.

L'efficacité d'un plan de protection dépend de plusieurs critères : la fiabilité, la sélectivité, la rapidité, la sensibilité, l'évolutivité.

La fiabilité

Ce critère situe le niveau de qualité en ce qui concerne la sécurité des personnes et des biens, en particulier face aux dangers d'électrocution par élévation du potentiel des masses. De fait, bien qu'une unité de protection soit rarement sollicitée, lors d'un défaut elle doit agir efficacement, et ce durant de nombreuses années. Ce critère affecte directement la performance du réseau, ainsi par exemple toute interruption de la distribution doit être "justifiée" car elle provoque une perte d'exploitation pour les abonnés... et pour le distributeur.

La sensibilité

Ce critère a également une signification en terme de sécurité et d'économie : il traduit la facilité de détecter de faibles courants de défauts sans être sensible aux phénomènes transitoires dus au réseau (manœuvres) ou aux effets électromagnétiques environnants, donc avant l'existence d'un risque pour les personnes et les biens, et cela sans déclenchement intempestif.

La sélectivité

Ce critère est surtout pris en compte sur le plan économie d'exploitation, puisqu'il indique dans quelle mesure il est possible de maintenir en service le maximum du réseau lorsqu'un de ses éléments est affecté d'un fonctionnement anormal.

Dans la pratique il conduit à éliminer cet élément défectueux et seulement celui-ci (cf. annexe 2 : les différentes techniques de sélectivité).

La rapidité

Ce critère a, comme le précédent, une incidence économique : il permet de limiter les dégâts dus aux arcs électriques et aux courants de court-circuit, en particulier il réduit les risques d'incendie et les coûts de réparation.

L'évolutivité

Ce critère qui intéresse essentiellement le distributeur indique le niveau prévu d'évolutions (possibilités et facilités) pour le plan de protection en fonction des modifications de la topologie du réseau.

Parmi tous ces critères, la sélectivité est celui qui conduit à des solutions techniques plus particulières selon les pays. Elles dépendent de deux choix initiaux des distributeurs d'énergie :

- celui du schéma de liaison du neutre à la terre, à partir duquel sont notamment définies les protections contre les défauts à la terre (cf. § précédent) ;
- et celui du principe de sélectivité dont le plus usité, appelé sélectivité ampère-chronométrique, repose sur une association de la valeur du courant de défaut (sélectivité ampèremétrique) à une valeur du temps de déclenchement (sélectivité chronométrique). Mais sur un même réseau plusieurs techniques peuvent coexister, en Afrique du Sud par exemple l'E.S.C.O.M. utilise sur un même réseau de la sélectivité ampère-chronométrique, de la différentielle de ligne entre les postes HT/MT et les postes MT/MT et de la différentielle pour les transformateurs HT/MT. Enfin, la technique de sélectivité de distance est principalement utilisée par les distributeurs allemands.

le plan de contrôle-commande

Sous le terme de contrôle-commande sont regroupés tous les éléments liés à l'exploitation des réseaux.

Un plan de contrôle-commande définit l'ensemble de ces éléments et l'organisation de leur fonctionnement relatif. En cela le plan de contrôle-commande d'un réseau doit permettre à l'exploitant (le distributeur) de tenir compte des trois situations :

- en exploitation normale,
- en situation de défaut,
- en maintenance (hors et sous tension).

Enfin les outils d'exploitation mis en œuvre dans ce plan vont fortement contribuer à la qualité de service obtenue. Ces outils vont du bouton poussoir de commande d'un appareil MT jusqu'au centre de conduite du réseau MT, de l'ampèremètre sur une cellule MT au relevé automatique de courbe de charge à distance d'un départ MT, etc...

4. la distribution publique MT

Ce chapitre est un rappel des principaux postes installés sur les réseaux MT, et des principales technologies utilisées au niveau des matériels MT. Il se termine par deux schémas illustrant plus concrètement leurs applications.

les postes sur les réseaux MT

Un poste ou ouvrage est une entité physique définie par sa localisation et ses fonctionnalités dans les réseaux électriques.

La vocation d'un poste est avant tout d'assurer la transition entre deux niveaux de tension et/ou d'alimenter l'utilisateur final.

Le poste HT/MT en distribution publique

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution MT.

Sa fonction est d'assurer le passage de la HT (≈ 100 kV) à la MT (≈ 10 kV).

Son schéma type (cf. fig. 15) comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/MT, et de 10 à 20 départs MT. Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ou des câbles en souterrain.

Le poste MT/MT en distribution publique

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :
 ■ assurer la démultiplication des départs MT en aval des postes HT/MT (cf. fig. 15) . Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées MT et de 8 à 12 départs MT. Ce type de poste est présent dans quelques pays, comme l'Espagne, la Belgique, l'Afrique du sud.

■ assurer le passage entre deux niveaux MT. De tels postes MT/MT intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau MT, c'est le cas par exemple de la Grande-Bretagne où le réseau MT est décomposé en deux niveaux avec le 11 kV et le 33 kV. Leur schéma type s'apparente à celui du poste HT/MT.

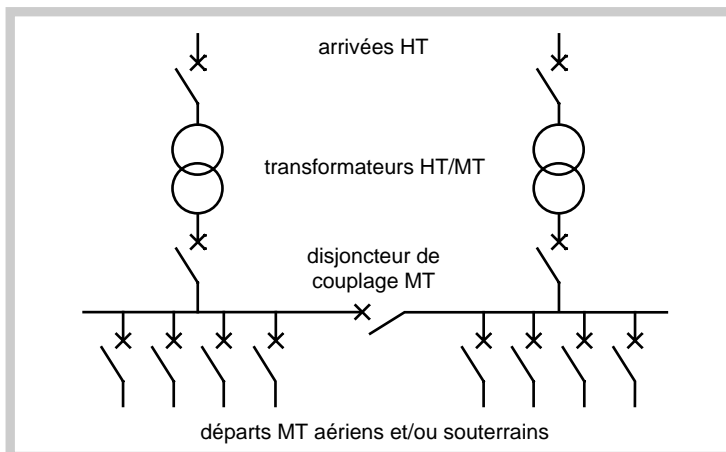
Le poste MT/BT en distribution publique

Localisé entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT, cet ouvrage

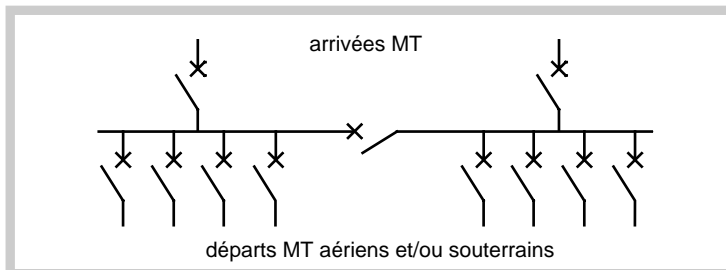
assure le passage de la MT (≈ 10 kV) à la BT (≈ 100 V).

Le schéma type de ce poste (cf. fig. 15) est évidemment beaucoup plus simple

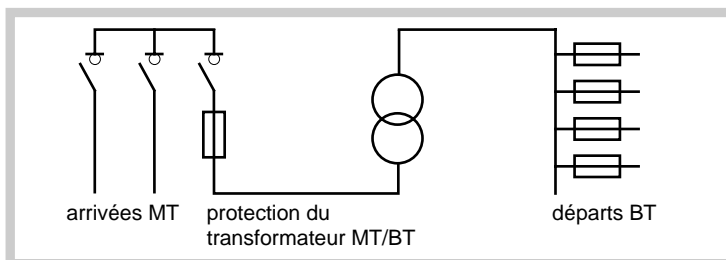
poste HT/MT



poste MT/MT



poste MT/BT



poste de livraison pour un abonné MT

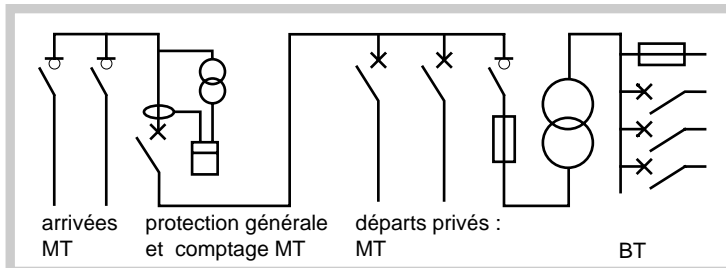


fig. 15 : différents types de schéma de postes utilisés sur les réseaux de distribution publique.

que celui des ouvrages précédents. En particulier, l'appareil de base MT utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur.

Ces postes sont constitués de quatre parties :

- l'équipement MT pour le raccordement au réseau amont,
- le transformateur de distribution MT/BT,
- le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT),
- et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents.

Le poste de livraison à un abonné HT ou MT

Ces ouvrages assurent le passage de la distribution publique à la distribution privée. Ils permettent le raccordement

- au réseau de répartition HT d'un abonné à grande consommation (\approx MVA) via un poste HT/MT,
- au réseau de distribution MT d'un abonné à moyenne consommation (\approx 100 KVA) via un poste MT/BT.

Le choix de la tension de raccordement au réseau de distribution publique pour un abonné dépend essentiellement de :

- la qualité du réseau BT, en particulier de sa limite en puissance (tenues électriques) ;
- la politique du distributeur, en particulier de la tarification qu'il propose, car pour l'abonné elle définit l'intérêt économique de l'énergie électrique, en concurrence avec les autres sources d'énergie : fuel, gaz, ...

Dans la pratique, c'est la puissance souscrite par l'abonné qui définit le raccordement en BT ou en MT, avec des valeurs fort différentes selon les pays. Ainsi en France un abonné est alimenté en MT à partir de 250 kVA, alors qu'en Italie ce seuil est plus proche de quelques dizaines de kVA. A l'inverse, il est élevé aux Etats-Unis où

un client peut être alimenté en BT jusqu'à 2 500 kVA.

Dans le cas des abonnés livrés en HT, le schéma du poste est conçu spécifiquement. Mais si l'abonné est alimenté en MT, un schéma type peut être proposé (cf. fig. 15). Cependant, l'installation d'un tel poste est évidemment liée à un accord du distributeur qui peut avoir des spécificités propres (comptage, conditions d'exploitation, ...).

autres ouvrages MT

En dehors des postes déjà cités, il existe d'autres ouvrages MT situés principalement sur les réseaux aériens. Souvent monofonction, ils sont destinés :

- soit à la protection, c'est le cas des fusibles et des reclosers (cf. lexique).
 - soit à l'exploitation, c'est le cas des interrupteurs télécommandés.
- L'interrupteur MT télécommandé entre dans le cadre de la téléconduite des réseaux. Il permet les opérations de reconfiguration rapides sans déplacement de l'exploitant.

l'appareillage MT (cf. annexe 1)

L'appareillage MT permet de réaliser les trois fonctions de base suivantes :

- le sectionnement qui consiste à isoler une partie d'un réseau pour y travailler en toute sécurité,
- la commande qui consiste à ouvrir ou fermer un circuit dans ses conditions normales d'exploitation,
- la protection qui consiste à isoler une partie d'un réseau en situation anormale.

Il se présente essentiellement sous trois formes :

- d'appareils en séparé (cf. fig. 16) (fixés directement sur un mur et protégés d'accès par une porte grillagée),
- d'enveloppes métalliques (ou cellules MT) contenant ces appareils,

- de tableaux MT qui sont des associations de plusieurs cellules.

L'utilisation des appareils en séparé est de plus en plus rare ; seuls quelques pays, tels la Turquie ou la Belgique, utilisent encore cette technologie.

Parmi tous les appareils existants, deux sont plus particulièrement utilisés dans l'appareillage MT, il s'agit du disjoncteur et de l'interrupteur. Ils sont presque toujours complétés par d'autres appareils (unités de protection et contrôle-commande, capteurs de mesure,...) qui composent leur équipement associé.

- disjoncteur MT

Cet appareil, dont la fonction principale est la protection, assure également la fonction commande, et suivant son type d'installation le sectionnement (débrochable, cf. lexique).

Les disjoncteurs MT sont presque toujours montés dans une cellule MT.

- interrupteur MT

Cet appareil, dont la fonction principale est la commande, assure aussi souvent la fonction sectionnement. De plus, il est complété de fusibles MT pour assurer la protection des transformateurs MT/BT (30% des utilisations des interrupteurs MT).

En ce qui concerne les cellules MT, leurs enveloppes métalliques sont spécifiées par la publication CEI 298 qui distingue quatre types d'appareillage, chaque type correspondant à un niveau de protection contre la propagation d'un défaut dans la cellule.

Cette protection réalisée par un cloisonnement de la cellule prévoit trois compartiments de base (cf. fig. 17) :

- le compartiment appareillage contenant l'appareil (disjoncteur MT, interrupteur MT,...),
- le compartiment jeu de barres MT pour les liaisons électriques entre plusieurs cellules MT regroupées en tableaux,

appareil MT	sectionneur	interrupteur	disjoncteur	interrupteur-sectionneur	disjoncteur débrochable	fusible
fonction sectionnement	■			■	■	
commande		■	■	■	■	
protection			■		■	■

fig. 16 : les différentes fonctions des appareils MT utilisés en distribution publique (les contacteurs sont essentiellement utilisés dans l'industrie).

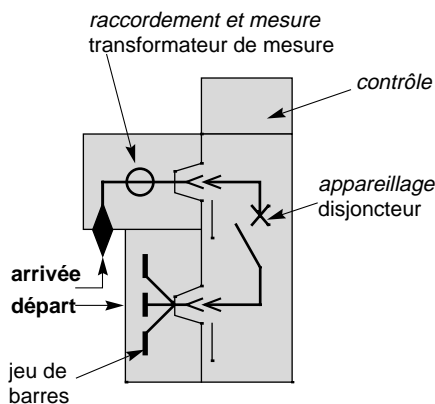


fig. 17 : les différents compartiments d'une cellule MT, sous enveloppe métallique, et leurs principaux éléments.

■ le compartiment raccords aux câbles MT, souvent prévu pour recevoir les capteurs de mesure.

Souvent un quatrième compartiment complète cet ensemble, il s'agit du compartiment contrôle (ou caisson BT) qui contient les unités de protection et de contrôle-commande.

En plus de cette classification il y a lieu de noter la distinction entre Fixe et Débrouvable (cf. lexique) qui s'applique à l'appareil et à la cellule MT. Cette distinction liée à la facilité d'exploitation (fonction du temps d'intervention pour changer un appareil), n'intervient qu'indirectement dans la notion de sécurité du réseau.

Pour réaliser les cellules MT les quatre types d'appareillage définis par la CEI 298 sont :

- l'appareillage BLOC avec des compartiments plus ou moins distincts ;
- l'appareillage COMPARTIMENTE dont seule l'enveloppe extérieure est obligatoirement métallique, a les trois compartiments réalisés par des cloisons métalliques ou isolantes ;
- l'appareillage BLINDE a aussi les compartiments distincts mais avec des cloisons obligatoirement métalliques ;
- l'appareillage GIS (Gas Insulated Switchgear) qui est hermétiquement clos et dans lequel les compartiments n'ont plus un rôle prépondérant de sécurité. Le GIS incorpore essentiellement des disjoncteurs.

Cette technologie est également employée pour les interrupteurs sous la forme de RMU (Ring Main Unit). Elle permet d'assurer les trois fonctions type d'un poste MT/BT raccordé sur un réseau en coupure d'artère (deux interrupteurs de raccordement au réseau plus un interrupteur-fusible ou un disjoncteur en protection du transformateur MT/BT).

Le tableau de la figure 18 situe les appareillages les plus fréquemment utilisés en fonction des types de poste, alors que le tableau de la figure 19 montre la situation actuelle et les différentes tendances des techniques utilisées pour la coupure en MT

poste \ appareillage	HT/MT public	MT/MT public	MT/BT public	HT/MT abonné	MT/BT abonné
grillagé (appareil séparé)			I		I
bloc		D ou I	I	D	I ou D
compartimenté		D ou I	I	D	I ou D
blindé	D	D		D	
GIS	D			D	
RMU			I		I

I = avec interrupteur D = avec disjoncteur

fig. 18 : les principales applications des appareillages MT.

	air	huile	SF6	vide
interrupteur MT	■ ■ ↘	■ ↘	■ ■ ↗	
disjoncteur MT		■ ↘	■ ■ ■ ↗	■ ■ ↗

fig. 19 : les techniques de coupure des appareils MT, leur importance relative et l'évolution de leur emploi.

un schéma français, et un schéma nord-américain

Ces deux exemples typiques sont proposés pour illustrer concrètement les éléments présentés dans ce chapitre et mettre en évidence la diversité des solutions à travers le monde. Et bien sûr, d'autres schémas existent, même dans ces deux pays.

Le schéma unifilaire aérien de l'EDF (France) (cf. fig. 20)

Ce schéma met en application les principes suivants :

- au poste HT/MT, mise à la terre du point neutre par une impédance limitant le courant de défaut phase-terre à 300 A sous 20 kV,
- lignes MT triphasées, neutre non distribué,
- schéma radial (en antenne).

Un tel concept permet de détecter au niveau des départs MT, dans le poste HT/MT, tous les défauts à la terre, et cela sans aucun autre organe de protection MT en aval de ce poste.

Il en découle un plan de protection et contrôle-commande facile à concevoir, à exploiter et à faire évoluer.

La sécurité des personnes est assurée au mieux.

Cependant la qualité de service obtenue est moyenne par le fait que chaque départ MT, au niveau du poste HT/MT, est assujéti à une seule protection : en cas de déclenchement de cette protection, tout le réseau situé en aval de ce départ MT est mis hors tension.

Des solutions existent pour pallier ce point faible. Elles reposent sur l'utilisation de matériels complémentaires tels les interrupteurs télécommandés aujourd'hui, et les disjoncteurs réenclencheurs en réseau demain.

Le schéma unifilaire aérien Nord-Américain. (cf. fig. 21)

Cette conception est quelquefois présente dans des pays sous influence Nord-américaine (ex : Tunisie).

- Elle repose sur les principes suivants :
- distribution maximale en MT, en limitant la longueur des départs BT pour réduire les pertes ;
 - distribution du neutre MT avec une mise à la terre régulière (ex : tous les 300 mètres) ;

- lignes MT triphasées sur l'ossature principale, avec dérivations en triphasé, biphasé ou monophasé pour les branchements MT/BT.

Un tel concept réduit les coûts des lignes, les pertes et les surtensions dues aux défauts. Mais il nécessite une grande qualité des mises à la terre du neutre.

Pour obtenir un degré de sécurité des personnes satisfaisant, il est nécessaire d'inclure de nombreux appareils MT (Fusibles, Reclosers, Sectionalisers, cf. lexique). Cependant, dans certains cas, l'appareillage de protection est réduit à des fusibles de type cut-out (cf. lexique), l'investissement financier est alors

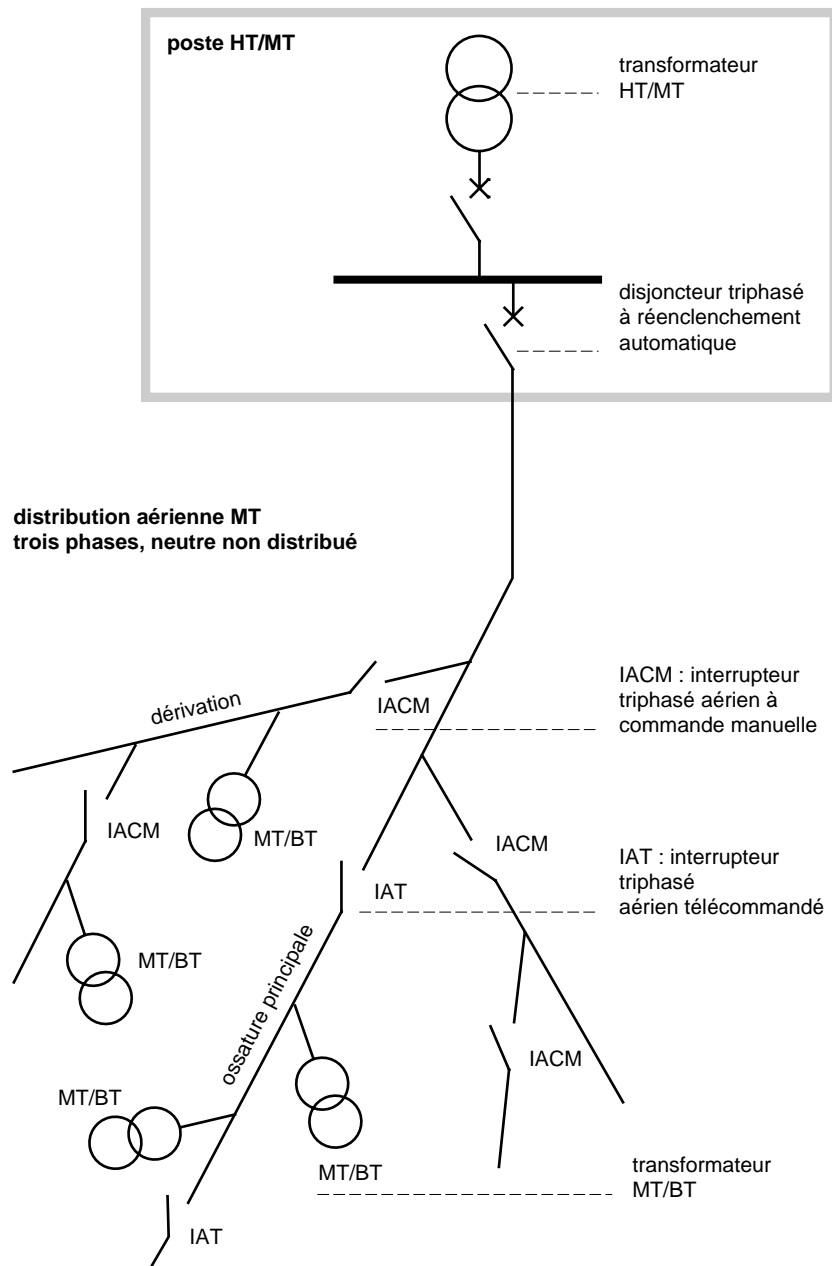


fig. 20 : schéma de distribution aérienne MT (EDF - France).

limité, mais au détriment de la performance et de la sécurité (risque d'incendie).

La conception du plan de protection et contrôle-commande est complexe au niveau de la sélectivité entre les différents organes de protection.

De même, l'exploitation et la maintenance de tels réseaux sont plus contraignantes que pour les réseaux réalisés selon le schéma de l'EDF :

■ un personnel très qualifié (entretien de l'appareillage, réglage des protections,...) est nécessaire,

■ des stocks importants en rechanges (différents calibres de fusibles,...) doivent être prévus.

Cette solution se justifie surtout dans des pays de très grande superficie et d'une densité de charge faible (ex : Etats-Unis et Canada en milieu rural).

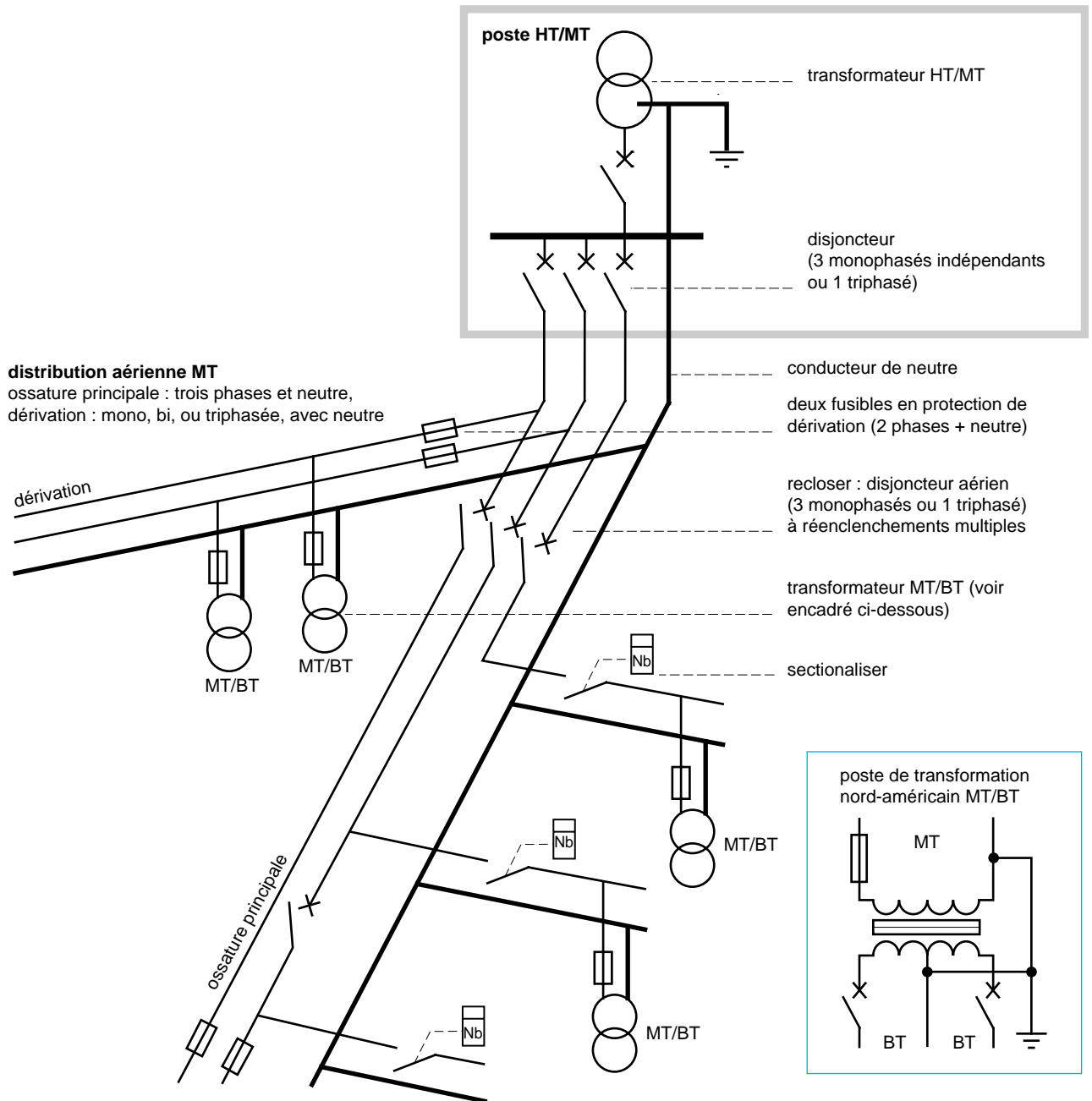


fig. 21 : schéma (détaillé par phase) de distribution MT aérienne nord-américaine.

5.protection et contrôle-commande des réseaux MT

L'avènement des technologies numériques à base de microprocesseurs a considérablement modifié les solutions utilisées pour la conception des plans de protection et contrôle-commande. Ce chapitre présente les dernières évolutions et envisage quelques perspectives d'avenir de ces fonctions de plus en plus complexes exploitées sur les réseaux MT. Il montre aussi l'importance de la nouvelle discipline qu'est la compatibilité électromagnétique (CEM).

les technologies des unités de protection MT

Une unité de protection, ou relais MT (cf. annexe 1), a pour mission :

- de surveiller en permanence les divers paramètres d'une partie d'un réseau (ligne, câble ou transformateur),
- d'agir en situation anormale,
- et de plus en plus de transmettre des informations pour l'exploitation du réseau.

Pour cela elle analyse les valeurs des grandeurs électriques qui lui sont fournies par les capteurs de mesure, et donne les ordres de fonctionnement aux circuits de déclenchement.

Longtemps limitées à la technologie électromécanique, les unités de protection MT connaissent aujourd'hui une évolution fondamentale avec l'utilisation des microprocesseurs.

Ainsi les matériels disponibles à ce jour reposent sur les trois technologies : électromécanique, analogique et numérique. La plus ancienne est la technologie électromécanique, les relais sont simples et spécialisés (contrôle du courant, de la tension, de la fréquence,...) mais d'une faible précision, leurs réglages sont susceptibles de dérive dans le temps.

La technologie électronique analogique (transistor) plus récente a apporté la précision et la fidélité.

Enfin dans les années 80, la technologie numérique a permis grâce à la puissance de traitement des microprocesseurs, de réaliser des unités de traitement de l'information (cf. fig. 22) qui peuvent :

- assurer globalement les diverses protections,
 - remplacer le relayage (automatisme) de la cellule,
 - fournir à l'exploitant la mesure des paramètres électriques.
- Ces unités à vocation étendue sont :
- flexibles (le choix des protections se fait par une simple programmation),
 - paramétrables (choix de réglages étendu),
 - fiables (elles sont équipées d'auto-surveillance ou chien de garde et d'auto-test),
 - économiques (leur câblage et leur temps de mise en œuvre sont réduits).

Elles permettent en outre de réaliser, grâce à des algorithmes performants et à leurs communications numériques, des fonctions supplémentaires telles que la sélectivité logique.

Profitant de cette capacité à communiquer, une véritable conduite de réseau (similaire à la gestion technique d'une installation industrielle) est maintenant réalisable.

Dans le domaine des capteurs, et particulièrement de courant, la tendance à employer des capteurs à large bande de mesure à la place des transformateurs d'intensité (1 ou 5 A) s'affirme. De tels capteurs conçus par l'application du principe de Rogowski (capteur amagnétique) sont commercialisés. Ils apportent aux distributeurs des solutions optimisées (réduction des variantes et facilité de choix) et largement plus performantes (meilleure linéarité de la courbe de réponse) que les transformateurs traditionnels.



fig. 22 : SEPAM, une unité de protection et contrôle-commande et ses trois capteurs amagnétiques (Merlin Gerin).

la compatibilité électromagnétique

La CEM se définit comme la capacité d'un dispositif, équipement ou système, à fonctionner de manière satisfaisante dans son environnement électromagnétique sans influencer cet environnement ; cet environnement pouvant inclure d'autres dispositifs plus ou moins sensibles.

Avec le développement des techniques numériques et la nécessaire cohabitation des matériels MT (tension et intensité de valeurs élevées tout particulièrement lors de leurs manœuvres) et des dispositifs de protection et contrôle-commande à base d'électronique (faible niveau de tension et forte sensibilité aux radiations électromagnétiques), Merlin Gerin a dû, pour développer ses nouveaux produits, approfondir puis mettre en application cette discipline qu'est la CEM. De plus, pour satisfaire les exigences des distributeurs (sûreté de fonctionnement), il a été nécessaire de réaliser des tests plus contraignants que ceux définis par les récentes normes actuellement en vigueur (cf. annexe 1) qui précisent les limites de perturbations acceptables :

- Ainsi pour les appareils de mesure, la norme CEI 801-3 préconise des essais sur la bande de fréquences 27 MHz - 500 MHz et trois niveaux de sévérité (1, 3, 10 V/m) alors que les conditions de test dans les laboratoires Merlin Gerin sont bien plus sévères : la gamme de fréquences couvertes s'étend de 10 kHz à 1 GHz ; de plus, de 27 MHz à 1 GHz les appareils peuvent y être testés à des champs atteignant 30 V/m. (voir aussi le Cahier Technique Merlin Gerin n°149)

- Et pour les matériels MT, certains tests sont réalisés sur des tableaux complets (appareillage MT et unité de protection) en situation réelle d'exploitation.

Mais bien que la CEM soit prise en compte dans toutes les phases de développement et de fabrication des appareils, pour réaliser un équipement parfaitement opérationnel, elle doit aussi être appliquée dans les phases d'installation et de câblage sur site.

les applications du contrôle-commande en MT

Vers une exploitation centralisée

La téléconduite est le regroupement en un ou quelques points de tout ce qui est nécessaire au contrôle-commande à distance d'un réseau MT (cf. fig. 23). Ces points de regroupement sont des postes de conduite fixe ou mobile (embarqués dans un véhicule). Ils sont aussi appelés, selon les distributeurs, centre de conduite, dispatching ou SCADA (supervisory control and data acquisition).

Pour tenir compte des besoins spécifiques à la conduite des réseaux de distribution MT, ces centres de

conduite sont différents de ceux utilisés sur les réseaux de transport et de répartition. La multiplicité et la dispersion géographique des points de téléconduite, la gestion de plusieurs centres de conduite simultanés, le nombre et la qualification des exploitants nécessitent des solutions adaptées :

- ergonomie et convivialité des postes de travail,
- outils d'aide à la conduite,
- outils de configuration (cf. lexique) des centres de conduite,
- gestion des différents supports de transmission utilisés.

Dans la pratique le terme téléconduite englobe les fonctions de

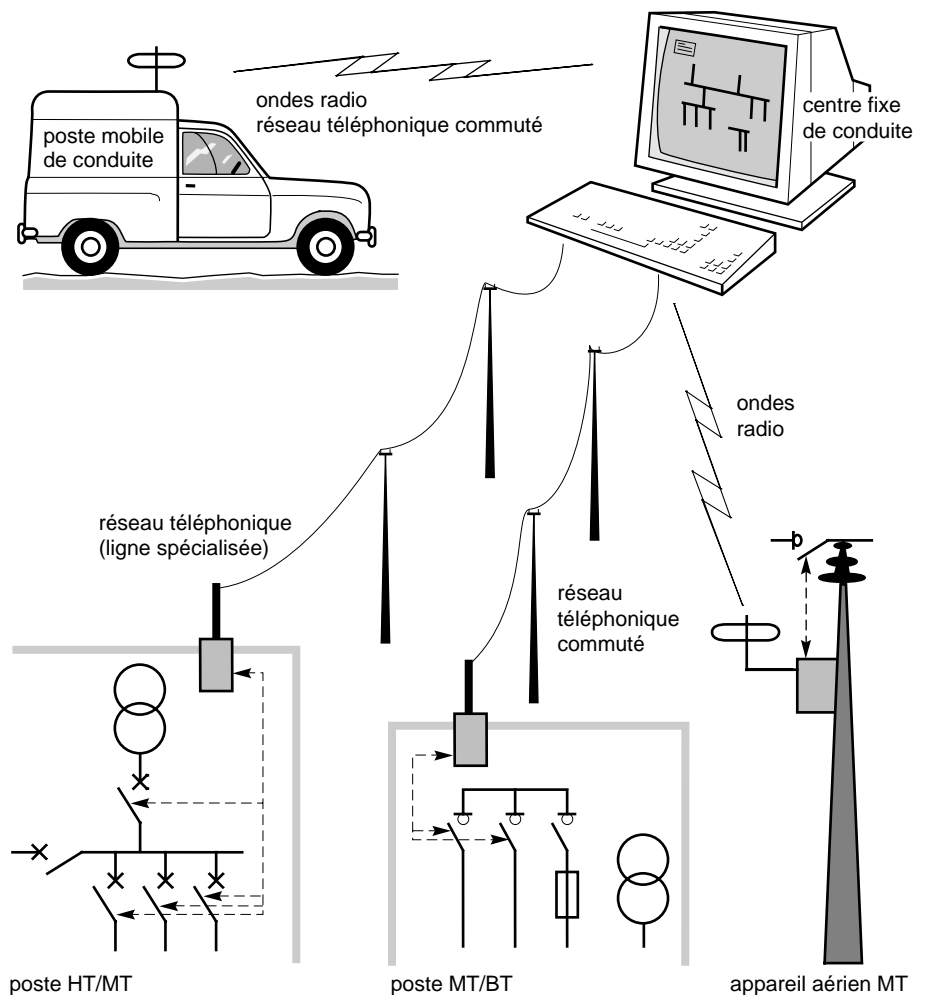


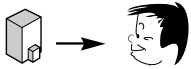
fig. 23 : exemple de téléconduite d'un réseau MT, avec les différentes liaisons nécessaires aux échanges d'informations.

télésignalisation, télésurveillance, télémessure, et télécommande. Ces fonctions peuvent se répartir en deux groupes liés au sens de transmission entre l'exploitant et le réseau :

- télésurveillance, des appareils vers l'exploitant (cf. fig. 24)
- télécommande, de l'exploitant vers les appareils.

La télésurveillance

Pour sa part, elle regroupe les signalisations de position des différents appareils MT, leur déclenchement éventuel sur défaut, la mesure des consommations instantanées ou pondérées dans les différentes parties du réseau électrique, et toute autre information permettant de connaître l'état, à jour, du réseau. Elle permet par exemple, d'imprimer automatiquement (consignation) et en continu (au fil de l'eau), sur occurrence ou temporellement, tous les événements

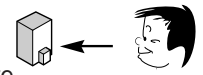


nécessaires pour conduire le réseau en temps réel, ou pour en effectuer une analyse ultérieurement.

Toutes ces informations avec leur mode de restitution, sont définies lors de la conception du plan de contrôle-commande. En particulier les images synoptiques sont créées en fonction de l'installation réelle et des besoins de l'exploitant. De plus, elles sont animées en temps réel. Ainsi l'exploitant peut visualiser :

- les schémas d'exploitation (réseau électrique, poste, cellule MT) ;
- les états de l'installation (positions des appareils MT, ...) ;
- les valeurs des grandeurs d'exploitation (courants, tensions, puissances, ...) ;
- les valeurs de réglage des protections MT ;
- le contenu détaillé des alarmes, avec leur chronologie d'apparition ;
- ...

La télécommande



La commande à distance de l'ouverture et de la fermeture des appareils de puissance est l'exemple élémentaire de la télécommande. L'application pratique en est les interrupteurs et disjoncteurs MT télécommandés. D'autres actions peuvent être télécommandées : réglages, automatisme,...

Les ordres de télécommande doivent être exécutés avec le maximum de sûreté. Ce qui est obtenu par l'utilisation d'un réseau de communication performant permettant de disposer des informations nécessaires en temps réel. Ainsi un ordre de manœuvre d'un appareil MT est transmis via une télécommande double (TCD), et confirmé par le retour d'une télésignalisation double (TSD).

Les procédures de télécommande intègrent également des demandes de validation et de confirmation avant l'exécution d'un ordre de manœuvre.

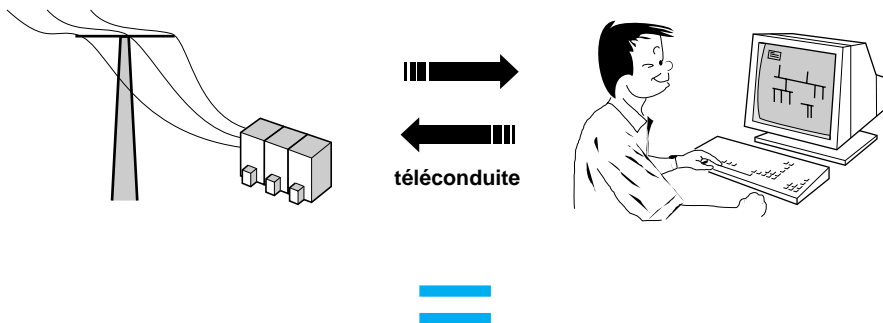
La téléconduite

Dans la distribution MT elle est une source d'économies au niveau de l'exploitation du réseau. En effet, sans avoir à se déplacer, l'exploitant peut en permanence contrôler et intervenir sur le fonctionnement de son réseau. Un exemple : suite à un défaut il est possible de changer rapidement le schéma d'exploitation du réseau afin de rendre minimale la partie de réseau non alimentée, et cela en consultant à distance les indicateurs de localisation de défaut (cf. lexique) installés en différents endroits sur le réseau MT, puis en agissant sur les interrupteurs MT télécommandés. Il en résulte une forte réduction de l'énergie non distribuée, mais aussi une optimisation de ce réseau avec les possibilités de gérer au mieux la répartition des charges.

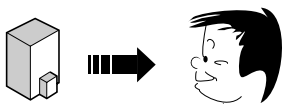
La charge du réseau peut aussi faire l'objet d'analyses.

En particulier à partir de la consignation de la courbe de charge elles permettent de vérifier et d'optimiser les consommations d'énergie.

Enfin, pour une meilleure efficacité, l'opérateur peut disposer rapidement de l'information la plus pertinente par un pré-traitement automatique tel une opération de tri, de mise en forme graphique, de calcul,...

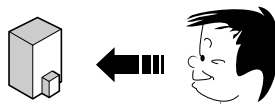


télésurveillance (transit d'informations)



- télésignalisation,
- télémessure.

télécommande (transit d'ordres)



- commande à distance des appareils MT du réseau,
- changement à distance des réglages.

fig. 24 : plusieurs fonctions, ici regroupées selon le sens de leurs transmissions entre l'exploitant et le réseau, sont nécessaires pour réaliser la téléconduite.

Gestion automatique des sources d'énergie

Cette gestion, dont l'objectif est d'améliorer la qualité de service par la continuité d'alimentation sur le réseau, a pour principale application la permutation entre les différentes sources d'énergie électrique. Cette application à base d'automatismes est réalisée par les unités de contrôle-commande.

La topologie en double dérivation exploitée par l'EDF sur certains de ses réseaux souterrains en est un exemple.

Les architectures de contrôle-commande en MT

L'avènement des technologies numériques a considérablement modifié les solutions utilisées pour le contrôle-commande MT. En particulier, la facilité de disposer d'unités de protection et contrôle-commande numériques de faible volume et d'un coût raisonnable permet, avec une conduite d'exploitation centralisée, d'utiliser aujourd'hui des intelligences locales. Cette évolution offre les avantages suivants :

- elle pallie les inconvénients d'une intelligence concentrée en un seul point. En effet une défaillance en ce point serait catastrophique pour l'ensemble de l'exploitation du réseau électrique.
- elle offre l'avantage d'une meilleure maintenabilité et d'une souplesse de fonctionnement accrue.

Les réseaux électriques, quelque soit leur schéma, se prêtent tout à fait à cette évolution. Aussi, malgré la diversité des méthodes d'exploitation, est-il logique de voir se développer une hiérarchisation des fonctions du contrôle-commande MT.

Dans ce but, un plan de contrôle-commande MT définit :

- les fonctions à réaliser,
- leur localisation hiérarchique,
- et leur localisation géographique.

Il peut toujours être étudié selon quatre niveaux (cf. fig. 25) :

- niveau 0 : appareils MT et capteurs,
- niveau 1 : protection et contrôle-commande d'une cellule MT,
- niveau 2 : conduite locale d'un ouvrage,
- niveau 3 : téléconduite d'un réseau MT.

(cf. application EDF en annexe 3).

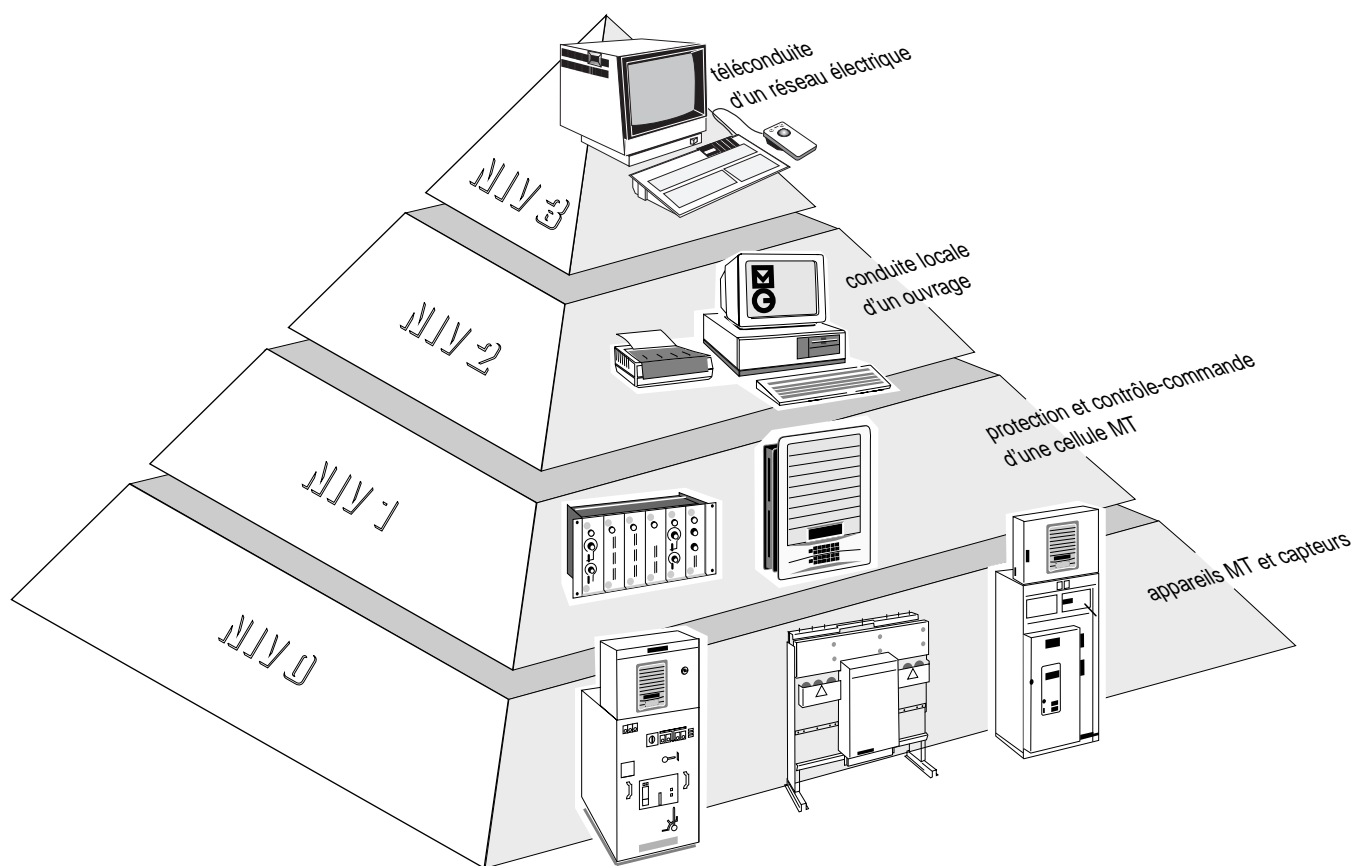


fig. 25 : les différents niveaux hiérarchiques des fonctions du contrôle-commande MT.

L'ensemble constitue une architecture de contrôle-commande MT, dont le fonctionnement repose sur de nombreux échanges d'informations entre les différents niveaux hiérarchiques. Ces informations sont essentiellement :

- des téléseignalisations,
- des télémesures,
- des télécommandes.

Leurs échanges peuvent avoir lieu en permanence ou sur événement (incident en réseau, ordre de manœuvre,...) ; ils nécessitent des réseaux de communication performants.

les réseaux de communication

Tous ces échanges sont regroupés dans la fonction télétransmission définie par les paramètres suivants :

- son organisation,
- ses supports matériels,
- son protocole de communication.

L'ensemble de ces paramètres devant permettre de garantir que tout message émis est reçu correctement (sans erreur).

L'organisation des télétransmissions

La solution la plus simple est de faire communiquer deux émetteurs-récepteurs. Ce système est vite limité dans ses applications car seuls deux points sont reliés. Lorsque plusieurs unités participent au contrôle-commande, la liaison point à point devient insuffisante, d'où la notion de multi-point. Dans ce cas, deux organisations sont possibles :

- maître-maître

Toutes les unités placées dans cette organisation peuvent prendre l'initiative de communiquer.

- maître-esclave

L'unité de contrôle-commande de niveau le plus élevé dans la hiérarchie de l'architecture est généralement le maître. Il est chargé de gérer toutes les transmissions, pour cela il interroge tous les esclaves à tour de rôle de façon continue ou suite à un événement. Les esclaves répondent aux interrogations et exécutent les instructions fournies par le maître.

En ce qui concerne le contrôle-commande des réseaux électriques, l'organisation la plus souvent utilisée et la plus sûre est celle de type maître-esclave.

Quant à la transmission des données, elle est de type série. Ceci signifie que les informations codées en binaire (0/1) sont envoyées les unes après les autres sur un même support. Les avantages de cette transmission sont avant tout un câblage très simple et une bonne immunité aux perturbations extérieures.

Les supports matériels de transmission

La transmission des informations nécessite aussi de disposer d'un ou de plusieurs supports matériels.

Dans le cas du contrôle-commande des réseaux électriques, les supports utilisés sont :

- la paire filaire, le câble coaxial (liaisons téléphoniques spécialisées ou réseau téléphonique commuté national),
- l'onde radio (faisceaux hertziens),
- le câble d'énergie (cas des courants porteurs sur ligne).

La fibre optique est encore en phase expérimentale car, malgré son grand avantage d'être insensible aux perturbations de nature électrique, son coût de mise en œuvre reste un frein important. Quant aux liaisons par courant porteur, elles ne sont utilisées à ce jour qu'en gestion de charge des réseaux, par exemple pour l'envoi des signaux de changement tarifaire par l'EDF et l'envoi d'ordres de délestage aux Etats-Unis. Mais elles sont en phase expérimentale pour d'autres applications, par exemple le télérelevé des compteurs d'énergie ou la reconfiguration du réseau après un défaut.

En fait, aucun support ne s'impose aujourd'hui ; son choix dépend de différents critères :

- nombre d'informations à véhiculer,
- fréquence (nombre et périodicité) des échanges,
- vitesse requise pour les échanges,
- nature des informations,
- distance de transmission,
- relief du terrain (exemple : zone montagneuse),
- coût de l'information échangée.

En pratique un distributeur d'énergie électrique utilise toujours différents supports :

- les lignes spécialisées (paire filaire) pour le contrôle-commande des ouvrages importants (poste HT / MT, poste MT / MT),
- les liaisons radioélectriques ou téléphoniques pour le contrôle-commande des ouvrages secondaires (poste MT / BT et interrupteur MT aérien télécommandés).

Les protocoles de transmission

Le protocole est le langage utilisé pour échanger des informations entre les différentes unités de protection et contrôle-commande dans une architecture. Il définit la structure des messages échangés, tant pour la demande d'information que pour les messages de réponse. Ces protocoles peuvent être propres à un constructeur de matériels (ou à plusieurs constructeurs) ou standardisés et normalisés. En ce qui concerne la distribution publique, dans le concept d'architecture précédemment présenté et qui se généralise, les distributeurs s'efforcent de normaliser les protocoles entre les niveaux 2 et 3. Par contre, les transmissions internes aux appareillages restent à l'initiative de leurs constructeurs.

Dialoguer selon le protocole choisi dans une architecture est une condition sine qua non pour qu'un matériel puisse s'intégrer à cette architecture.

6. conclusion

Le fait marquant résultant des situations actuelles, reste la diversité selon les pays :

- diversité des schémas électriques et de leur protection,
- diversité des choix techniques de base,
- diversité des modes d'exploitation.

Cependant deux évolutions majeures à long terme sont avancées par l'ensemble des distributeurs : l'évolution vers un système MT et l'évolution vers la conduite automatique des réseaux MT.

L'évolution vers un système MT

Comme il l'a été vu dans les pages précédentes un réseau de distribution électrique MT, est réalisé par l'imbrication de deux réseaux :

- le réseau d'énergie, dont l'objectif est de véhiculer l'électricité vers les points utilisateurs. Il est concrétisé par le schéma unifilaire, et est constitué d'appareils électrotechniques, de transformateurs, de câbles,....

- le réseau d'informations, dont l'objectif est de traiter les données pour obtenir la meilleure sécurité et disponibilité globale de ce réseau d'énergie. Concrétisé par les plans de protection et contrôle-commande, ce réseau est constitué d'unités de protection et contrôle-commande, qui associées entre elles par un réseau de communication performant sont réparties :

- au niveau des appareils MT,
- au niveau des ouvrages ou postes,
- au niveau du réseau électrique lui-même.

C'est ainsi que, de la conception à l'exploitation d'un réseau électrique, «l'Homme Moyenne Tension» devient un «Homme Système».

L'évolution vers la conduite automatique des réseaux MT

Après les révolutions agricole et industrielle, celle de la communication crée de nouveaux besoins et de nouvelles solutions et ce, de façon irréversible. L'étape suivante sera l'utilisation de systèmes experts pour analyser et exploiter automatiquement les réseaux. Cette évolution fait déjà

l'objet d'expériences par des distributeurs, par exemple TEPCO au Japon.

Mais un frein à cette évolution future est l'état des réseaux existants. En effet, ceux-ci n'ont pas été conçus dans une optique d'exploitation automatisée : leurs schémas complexes et non répétitifs ne facilitent pas une analyse rationnelle.

Les distributeurs ont bien perçu cet obstacle. Ainsi, dans leurs orientations à long terme, la simplification et la rationalisation des schémas des réseaux apparaissent comme de nouveaux objectifs, nécessitant des investissements longs et coûteux. Sans attendre cette future étape, ils expérimentent en permanence des solutions adaptées aux schémas actuels de leurs réseaux MT.

De même, les constructeurs utilisent les plus récentes technologies pour en faire bénéficier les distributeurs.

Bien sûr, l'Homme devra toujours garder la maîtrise de tels Systèmes. Et alors que les traitements de l'information nés de l'informatique apportent déjà aux distributeurs d'énergie un meilleur savoir et une meilleure compréhension de leurs réseaux électriques, les années futures apporteront des solutions innovantes qui contribueront à l'atteinte de l'objectif principal : satisfaire les besoins des consommateurs d'énergie électrique avec une qualité de service optimale.

annexe 1 : quelques normes pour des produits MT

La diversité des matériels cités dans ce Cahier Technique, ne permet pas d'indiquer toutes les normes internationales et/ou nationales qui les concernent.

A titre d'exemple, voici quelques normes :

■ relatives aux appareils de coupure MT
CEI 56 et 694,
CEI 470 pour les contacteurs
UTE C 64-100 et C 64-101,
VDE 0670,
BS 5311,
ANSI C37-06 pour les disjoncteurs.

■ relatives aux Ring Main Unit
CEI 129, 265, 298, et 420,
UTE C 64-130, C 64-131, et C 64-400,
VDE 0670,
BS 5227,

■ relatives aux unités de protection
CEI 68,
CEI 255,
CEI 655,
NF C 20-455,
NF C 63-850.

■ relatives à la compatibilité électromagnétique
□ concernant la susceptibilité aux perturbations
CEI 801 - chapitres 1 à 4,
NF C 46-020 à 023 ;
□ concernant l'émission de perturbations
EN 55 022,
NF C 91-022.

annexe 2 : les différentes techniques de sélectivité

rappel

Lorsqu'un défaut apparaît sur un réseau électrique, plusieurs organes de protection situés dans différentes zones peuvent détecter simultanément cette anomalie.

La sélectivité du plan de protection permet de faire fonctionner en priorité l'organe qui est situé le plus près en amont du défaut. Ainsi la coupure d'alimentation est limitée à une zone minimale du réseau.

Cependant, un plan de protection intègre des redondances. Ainsi, dès la conception de ce plan, il est prévu que si un organe de protection n'agit pas correctement, un autre organe placé en amont de celui-ci devra réagir à son tour pour limiter les conséquences du défaut.

Chacun de ces organes de protection montés en cascade sur le réseau constitue un étage de sélectivité.

Dans un réseau MT le nombre d'étages de sélectivité entre les transformateurs HT/MT et MT/BT est généralement limité de 3 à 5 selon les pays. En effet, au delà, la sécurité ne peut plus être assurée car les temps de réaction et les valeurs des courants de défaut deviennent très dangereux.

les différentes techniques

Pour assurer cette sélectivité dans un plan de protection MT cinq principes techniques peuvent être utilisés : ampèremétrique, chronométrique, différentielle, de distance, et logique.

La sélectivité ampèremétrique

Elle est assurée par les réglages en valeur de courant des seuils de déclenchement.

La sélectivité chronométrique

Elle est assurée par les réglages en valeur de temps des seuils de déclenchement.

La sélectivité différentielle

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones indépendantes, et la détection dans chacune de ces zones d'une différence entre la somme des courants entrant et la somme des courants sortant. Cette technique nécessite une filerie entre les unités de protection situées aux différentes extrémités de la zone surveillée.

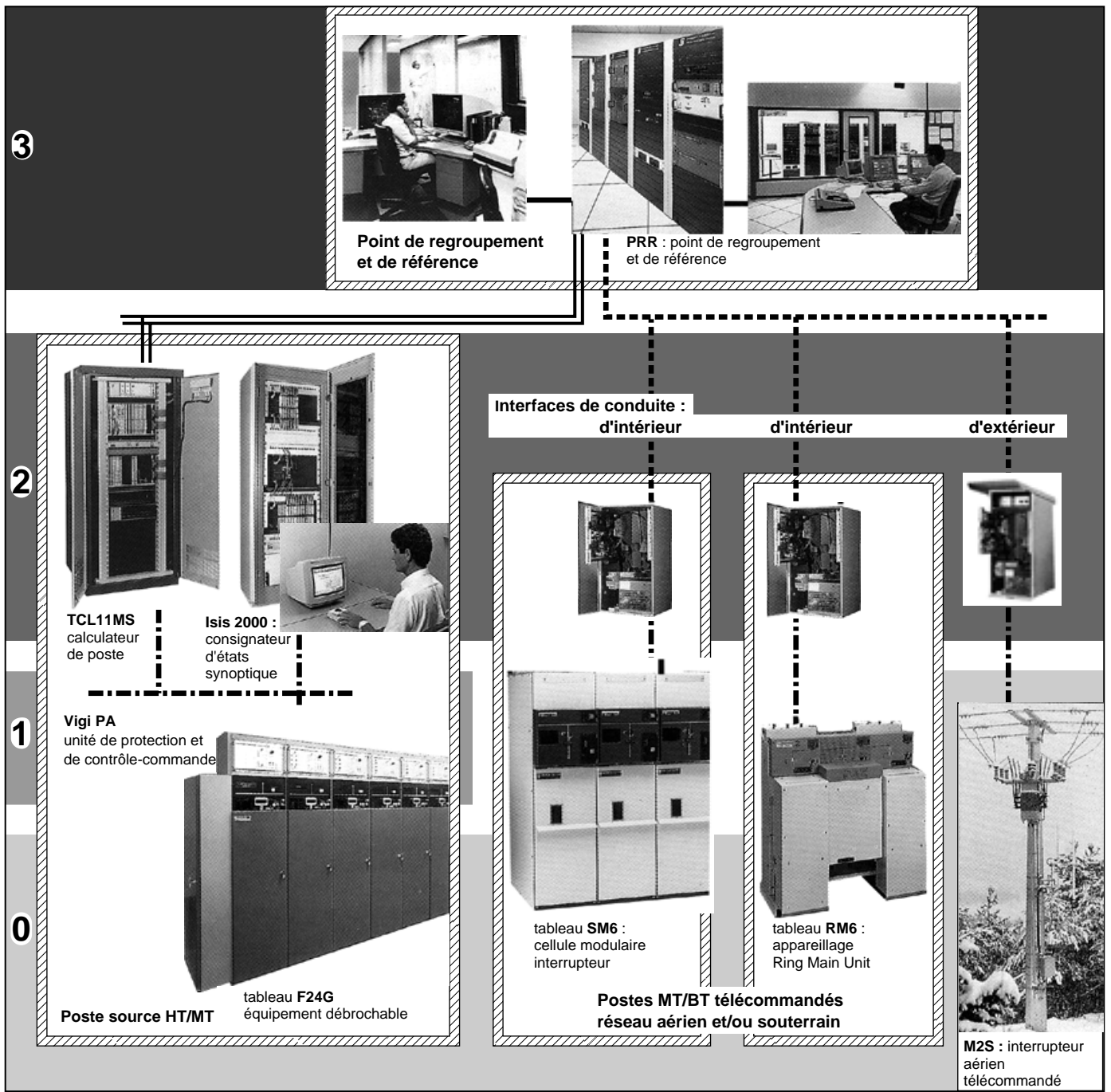
La sélectivité de distance

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones, et les unités de protection par calcul de l'impédance "aval", peuvent localiser dans quelle zone est situé le défaut.

La sélectivité logique

Cette sélectivité est assurée par un ordre «d'attente logique» d'une durée limitée, émis par la première unité de protection située juste en amont du défaut et devant couper le circuit, vers les autres unités de protection situées plus en amont. Elle permet d'augmenter le nombre d'étages de sélectivité sans allonger les temps de déclenchement en amont. Des fils pilotes sont nécessaires entre les unités de protection. Cette technique mise au point et brevetée par Merlin Gerin est détaillée dans le Cahier Technique n° 2.

annexe 3 : architecture EDF et matériels Merlin Gerin



- niveau 3 : téléconduite d'un réseau
- niveau 2 : conduite locale d'un ouvrage
- niveau 1 : protection et contrôle commande d'une cellule MT
- niveau 0 : appareils MT et capteurs

Les réseaux de communication :

- ==== télétransmissions par lignes téléphoniques spécialisées
- télétransmissions par radio et/ou réseau téléphonique commuté
- réseau interne à l'appareillage (fil à fil aujourd'hui)

annexe 4 : bibliographie

Cahiers Techniques Merlin Gerin

■ Protection des réseaux par le
Système de Sélectivité Logique
Cahier Technique n° 2 (F. Sautriau)

■ la CEM : la compatibilité
électromagnétique
Cahier Technique n° 149 (F. Vaillant)

Publications diverses

Les documents traitant les thèmes
évoqués dans ce Cahier Technique
sont très nombreux. Et, bien que des
articles présentant l'ensemble de ces
sujets soient d'un nombre plus réduit,
nous avons jugé plus intéressant
d'orienter le lecteur intéressé vers
des organismes diffusant les rapports
techniques issus de différents
congrès :

■ journées d'étude technique S.E.E.
□ qualité et économie de
l'alimentation électrique,
□ réseaux ruraux à Moyenne
Tension : évolution et perspective.

Adresse :
Société des Electriciens et des
Electroniciens
48 Rue de la Procession
75724 PARIS Cedex 15

■ C.I.R.E.D.
Congrès International des Réseaux
Electriques de Distribution.

Adresse :
Institution of Electrical Engineers,
Savoy Place, LONDON WC2R 0BL
Royaume-Uni.

■ UNIPEDE
Union Internationale des Producteurs
et Distributeurs d'Electricité.

Adresse :
39 avenue de Friedland
75008 PARIS