

Réseaux de distribution

Conception et dimensionnement

par **Émile GAIN**

*Ingénieur-Conseil
Ingénieur de l'École Supérieure d'Électricité
Ancien Chef de la Division Réseaux et Appareillage
Direction de la Distribution d'Électricité de France*

1. Domaine concerné.....	D 4 220 - 2
2. Choix d'un régime de neutre	— 3
2.1 Évolution	— 3
2.2 Conséquences du choix	— 3
2.3 Réseau de type américain.....	— 3
2.4 Réseau de type allemand (et nord européen)	— 8
2.5 Réseau de type français (et sud européen)	— 11
3. Différents éléments du réseau de distribution EDF.....	— 16
3.1 Généralités	— 16
3.2 Postes sources	— 17
3.3 Lignes et câbles haute tension	— 18
3.4 Appareils de coupure et transformateurs.....	— 21
3.5 Lignes, câbles et branchements basse tension.....	— 23
4. Surveillance, contrôle et exploitation du réseau de distribution EDF.....	— 24
4.1 <i>Intelligence</i> en postes sources	— 24
4.2 Manœuvres en réseau.....	— 25
4.3 Poste central de commande	— 25
4.4 Évolution prévisible	— 26
Références bibliographiques	— 26

Les grandes unités de production et les réseaux de transport associés fonctionnent habituellement bouclés et constituent par conséquent des systèmes dont l'équilibre et l'exploitation sont réputés délicats. Exploités en système radial et suivant la brève description qui vient d'en être donnée, les réseaux de distribution peuvent parfois apparaître plus simples. En réalité, par suite de la multiplicité des composants, de la diversité des choix techniques de base, de la nécessité de très nombreuses protections à coordonner, des risques contre lesquels doivent être protégés les différents utilisateurs dans leur usine ou dans leur foyer, un réseau de distribution constitue un ensemble très complexe dont un exploitant local ne perçoit pas toujours facilement toutes les contraintes.

Le choix initial à fixer par l'exploitant concerne celui du neutre, choix dont découlent ensuite la plupart des caractéristiques du réseau. C'est ce qui sera explicité ci-après (§ 2) avec une attention plus particulière portée au réseau français (§ 3).

Nous terminerons par une esquisse rapide des systèmes d'exploitation intelligents (§ 4) dont le développement a été rendu possible par les progrès techniques et les abaissements de coûts dans le domaine de l'informatique.

1. Domaine concerné

Le domaine des réseaux publics de distribution se situe entre :

- les **postes sources** qui reçoivent l'énergie en haute tension supérieure à 50 kV (haute tension niveau B ou HTB), la transforment et l'envoient en haute tension, comprise entre 1 kV et 50 kV (haute tension niveau A ou HTA) ;

- les **points de livraison privés** avec les postes HTA/BTA, pour une entreprise, ou les branchements en basse tension, comprise entre 50 et 500 V (basse tension niveau A ou BTA), pour un particulier qui reçoit l'énergie sur son branchement.

Nota : les abréviations utilisées correspondent aux domaines de tension définis dans la publication UTE C 18-510 de novembre 1988 approuvée par l'arrêté interministériel du 17 janvier 1989. En particulier, on n'y parle plus de « moyenne tension (MT) » mais de haute tension niveau A (HTA).

La figure 1 représente le schéma général d'un réseau d'énergie, des sources au client.

On rencontre successivement en suivant le sens d'écoulement de la puissance les éléments ci-après, qui sont détaillés plus loin (§ 3).

Les **postes HTB/HTA** sont parfois alimentés en antenne mais le plus souvent avec un jeu de barres recevant plusieurs arrivées HTB. Un ou plusieurs **transformateurs HTB/HTA** sont raccordés sur ce jeu de barres HTB, simple ou multiple.

Un ou plusieurs **jeux de barres HTA** sont à l'aval de ces transformateurs.

Des **départs HTA** sont raccordés sur ces jeux de barres :

- soit en câbles souterrains, quasiment toujours bouclables, mais exploités ouverts en un point sur la boucle ;
- soit en lignes aériennes parfois encore en antenne, mais de plus en plus souvent bouclables, elles aussi.

Le long de ces liaisons HTA, on trouve :

- sur les câbles souterrains, des **postes de transformation maçonnés HTA/BTA**, raccordés généralement en coupure d'artère, parfois en double dérivation ;
- sur les lignes aériennes, des **postes de transformation simplifiés HTA/BTA**, raccordés par des piquages en antenne alimentant soit, le plus souvent, des postes aériens sur poteau, soit des postes sous abri dits *bas de poteau*.

À l'aval de ces transformateurs HTA/BTA, ce sont les **réseaux BTA** qui ne sont pas en général bouclables, sauf quelques réseaux urbains de type particulier où les conducteurs sont bouclés et refermés entre postes HTA/BTA.

Parfois, ces réseaux BTA n'existent pas comme dans les zones rurales d'Amérique du Nord où le distributeur alimente directement en haute tension de quelques kilovolts des charges dispersées ponctuelles allant de 10 à 20 voire 30 kW ; dans ce cas, les branchements BTA de la clientèle sont issus directement du transformateur HTA/BTA.

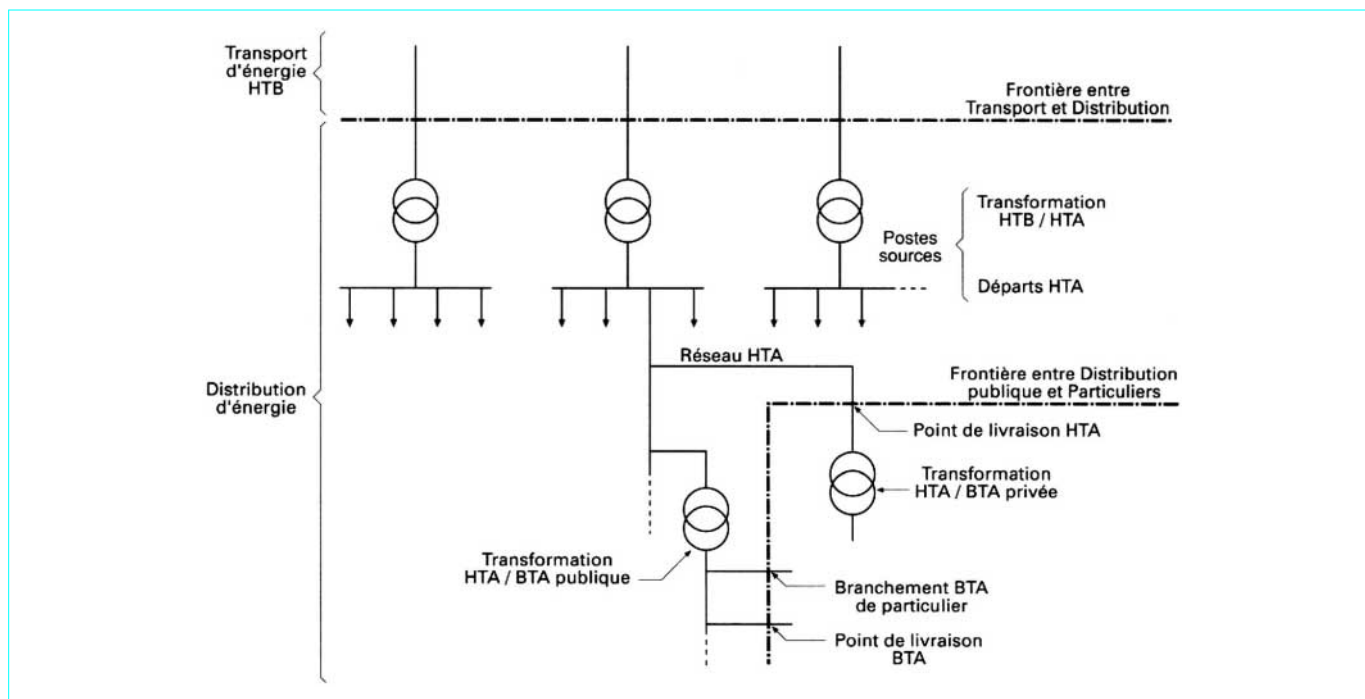


Figure 1 – Schéma général d'un réseau d'énergie

2. Choix d'un régime de neutre

Nota : le lecteur se reportera à la référence bibliographique [1].

2.1 Évolution

Il est indispensable d'utiliser des systèmes de protection chargés d'interrompre le service lorsqu'un défaut apparaît et perdure sur un réseau, pouvant mettre en péril la sécurité du public ou la pérennité de l'appareillage.

La détection d'un défaut de court-circuit bi- ou triphasé à haute intensité de courant n'offre pas de difficulté particulière. Il n'en est pas de même pour la détection d'un défaut monophasé, qui résulte d'une défaillance de l'isolation entre une phase et la terre.

Les premiers systèmes de distribution HTA au **début du vingtième siècle** étaient constitués de réseaux triphasés courts, le plus souvent aériens, formant une poche isolée de production-distribution. Le **neutre du réseau**, même lorsqu'il était accessible, **était isolé de la terre**. En cas de rupture en un point de l'isolement entre une phase et une masse reliée à la terre, il ne se passait en général rien, sinon parfois un **très léger arc grêle** au niveau de ce point de défaillance, dû au retour de courant par la très faible capacité du réseau. Dans la plupart des cas, la défaillance était momentanée et le défaut s'éteignait de lui-même (défaut auto-extincteur).

Plus tard, avec l'élévation du niveau de tension, l'utilisation croissante de câbles souterrains, l'augmentation des longueurs de réseau issu d'une même source, l'interconnexion d'ensembles initialement séparés, le courant de défaut monophasé finit par augmenter suffisamment pour constituer un risque pour le public ou pour l'exploitant par les **élévations locales de potentiel** qui en résultaient. Trois orientations majeures se dessinèrent alors :

- en **Amérique du Nord**, le neutre du réseau fut **relié directement** à la terre ;
- en **Europe du Nord**, sous l'influence de l'**Allemagne**, le neutre fut mis à la terre à travers une **réactance** accordée à la capacité du réseau de façon à **étouffer** le courant de défaut ;
- en **Europe du Sud**, sous l'influence de la **France**, le neutre fut relié à la terre à travers une **impédance** réduisant le courant de défaut à une valeur *raisonnable* (un millier d'ampères, ou moins).

Ensuite, à travers le monde, les différents exploitants adoptèrent l'une ou l'autre de ces trois possibilités, avec parfois des valeurs différentes pour la limitation du courant de terre, lorsque la troisième solution avait été choisie.

2.2 Conséquences du choix

Le choix initial du régime de neutre, une fois qu'il a été arrêté par le distributeur, **conditionne pratiquement tout le système**, qu'il s'agisse de sa conception générale ou bien du dimensionnement du matériel contre les surtensions ou les surintensités, de la coordination des isolements ou des protections, de la qualité de service ou même de la réglementation édictée par les pouvoirs publics du pays concerné.

C'est ce qui explique qu'une fois ce premier choix effectué, le distributeur ne peut pratiquement plus en changer. Cela sera d'autant plus vrai qu'il aura progressivement amélioré le matériel de son réseau par concertation permanente avec les constructeurs et qu'il serait bien difficile de prédire ce qui pourrait se passer sur ce matériel au cas où interviendrait un changement aussi fondamental que celui du régime de neutre.

Il faut dire aussi que la diversité des systèmes permet d'enrichir les congrès internationaux de longues et passionnantes discussions sur les mérites des trois solutions, nourries de tableaux comparatifs complexes, dont il ressort rarement des conclusions claires.

Parfois, surtout lorsque ces discussions s'adressent à un public où figurent des exploitants dont le choix n'a pas été encore arrêté, elles comportent un aspect commercial qui ne coïncide pas toujours avec celui de la plus grande rigueur technique (par exemple propositions de mise directe du neutre à la terre dans les pays d'Afrique alors que la résistivité du sol y reste très élevée pendant toute la saison sèche).

Il arrive même malheureusement que certains pays acceptent de laisser installer, puis mettent en service des réseaux mélangeant l'une et l'autre des possibilités. Les résultats ne sont pas des plus heureux et il est souvent très difficile à l'exploitant local de comprendre exactement pourquoi.

Nous nous attacherons dans le paragraphe 3 à dégager les caractéristiques essentielles de ces trois régimes, avec une étude plus détaillée du troisième, qui correspond au réseau de distribution exploité en France par Électricité de France EDF.

2.3 Réseau de type américain

2.3.1 Principes d'exploitation et de fonctionnement

Par suite de la mise directe du neutre à la terre au poste source, complétée par la distribution généralisée de ce neutre par un quatrième conducteur mis régulièrement à la terre le long du réseau, la valeur du courant de défaut monophasé est délibérément augmentée à son maximum (**solidly grounded system**).

Le défaut monophasé, dont l'intensité de courant peut être très forte (jusqu'à 10 000 A voire davantage), est ainsi facilement détecté et éliminé, d'autant plus rapidement que sa valeur est élevée, grâce à des **protections à temps dépendant**. Près des transformateurs HTA/BTA, ou en tête de petites dérivations, on installe des fusibles à expulsion (*cut-off fuses*) et ailleurs sur le réseau des interrupteurs à coupure automatique dans le creux de tension (*sectionalizers*), mais le plus souvent des disjoncteurs réenclencheurs (*reclosers*), qui tirent leur énergie de manœuvre du courant de défaut, suffisant pour cela compte tenu de sa valeur élevée. Par principe, la protection contre les surtensions par éclateurs est exclue puisque le courant de défaut entre phase et terre entraînerait la fusion des fusibles amont.

La plupart du temps, le réseau principal et les dérivations les plus importantes sont constitués de **quatre conducteurs** : trois phases et le neutre, confondu avec le conducteur de terre qui est ainsi distribué.

Par contre les raccordements de transformateurs ou les dérivations moins importantes sont réalisés en monophasé entre **deux conducteurs** : la phase et le neutre.

Un cas très particulier est celui de dérivations monophasées à un **seul conducteur**. En effet, on a parfois imaginé de ne placer qu'un conducteur au lieu de deux sur les dérivations monophasées, le sol jouant alors le rôle de conducteur actif (*single wire earth return*). La solution est défendue pour son faible coût. En fait, il y a d'abord là des risques extrêmes, notamment si la mise à la terre des masses, au droit des transformateurs, présente une résistance variable au gré des saisons, souvent bien plus forte que celle du conducteur de retour avec ses multiples mises à la terre que l'on a supprimées, entraînant en cas de défaut de très dangereuses montées en potentiel. Si l'on veut abaisser cette résistance jusqu'à éliminer les risques, on aura le plus souvent enterré un peu partout une quantité de cuivre comparable à celle que l'on avait voulu éviter de poser en ligne aérienne. Dans certains cas très particuliers, en Australie par exemple, il faut franchir de très longues

distances pour raccorder à travers un transformateur qui leur est propre des charges ponctuelles importantes et très dispersées. Dans la mesure où l'on bénéficie en outre d'une faible résistivité du sol, un équilibre économique peut être trouvé ; les prises de terre au droit des transformateurs étant peu nombreuses et chacune d'un coût raisonnable, leur coût total est plus faible que celui du conducteur de retour supprimé.

D'une façon générale, distribuer l'énergie en basse tension monophasée constitue un handicap coûteux dans les pays du tiers-monde, où il faut alimenter de très faibles charges dispersées, contrairement à l'Amérique du Nord où le réseau basse tension n'existe pas, les charges domestiques étant directement raccordées sur le transformateur.

2.3.2 Calcul des courants de court-circuit

Afin d'illustrer le principe de fonctionnement, nous avons réalisé des calculs numériques dans des cas particuliers très simplifiés, comme nous l'avons fait pour d'autres types de réseau (§ 2.4 et 2.5).

Nota : le lecteur souhaitant approfondir la question par les formules théoriques et les calculs littéraux se reportera aux articles de ce traité *Protection contre les perturbations. Origine des perturbations* [D 5 170], *Composants de protection* [D 5 171], *Composants de protection : utilisation* [D 5 172] et *Groupes électrogènes de secours* [D 5 180]. Plusieurs des indications qui vont suivre s'appuient sur un document publié par EDF International : *Les techniques de distribution d'électricité dans les zones à faible densité de consommation.*

Calculons les **courants de défaut supposés triphasés équilibrés** dans le cas particulier de la figure 2, qui représente un schéma de réseau avec l'appareillage associé, pour des défauts situés en A, B, C, D puis E.

Les données de base sont les suivantes :

Puissance apparente de court-circuit HTB amont :

$$S_{cc} = 1\,000 \text{ MVA}$$

Tensions secondaires HTA (composée U_A et simple V_A) :

$$U_A = 20 \text{ kV et } V_A = 12 \text{ kV}$$

Puissance du transformateur HTB/HTA :

$$S_A = 20 \text{ MVA}$$

Réactance relative du transformateur HTB/HTA :

$$x_A = 10 \%$$

Réactance linéique des lignes d'ossature ou de dérivation :

$$X = 0,35 \Omega/\text{km}$$

Résistance linéique des lignes d'ossature :

$$R_\ell = 0,23 \Omega/\text{km}$$

Résistance linéique des lignes de dérivation :

$$R_d = 0,75 \Omega/\text{km}$$

La capacité du réseau est négligée.

■ Calculons d'abord l'impédance en A, en supposant infinie la puissance de court-circuit amont :

$$|Z_A| = x_A U_A^2 / S_A = 2 \Omega$$

En fait, cette puissance de court-circuit amont S_{cc} n'est pas infinie ; supposons-la totalement réactive et égale à 1 600 MVA, ce qui donne une réactance en amont de A ramenée en 20 kV de :

$$(20 \times 20) / 1\,600 \text{ soit } 0,25 \Omega$$

d'où finalement en A, la réactance $X_A = 2 \Omega + 0,25 \Omega = 2,25 \Omega$, et le **courant de court-circuit en A** : $I_{cc} = V_A / X_A = 5\,330 \text{ A}$.

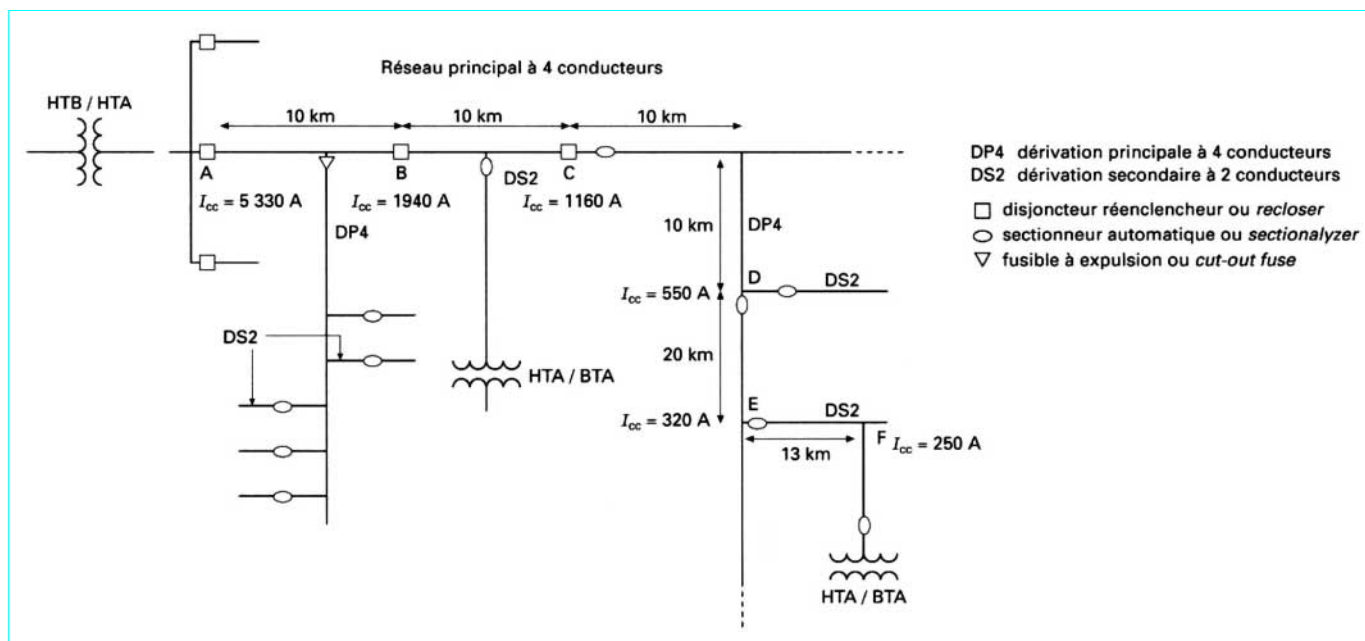


Figure 2 – Schéma de réseau de type américain

■ Calculons l'impédance Z_B en B en ajoutant l'impédance de 10 km de ligne d'ossature :

$$X_B = 3,5 \Omega + 2,25 \Omega = 5,75 \Omega$$

$$R_B = 2,3 \Omega$$

soit $Z_B = 6,19 \Omega$

et le **courant de court-circuit en B** : $I_{cc} = V_A / Z_B = 1\ 940\ A$.

■ De la même façon, en C situé à 20 km de A, on a :

$$X_C = 7 \Omega + 2,25 \Omega = 9,25 \Omega$$

$$R_C = 4,6 \Omega$$

soit $Z_C = 10,33 \Omega$

et le **courant de court-circuit en C** : $I_{cc} = V_A / Z_C = 1\ 160\ A$.

■ En D, à 20 km de C dont 10 km de dérivation, il vient :

$$X_D = 3,5 \Omega + 3,5 \Omega + 9,25 \Omega = 16,25 \Omega$$

$$R_D = 2,3 \Omega + 7,5 \Omega + 4,6 \Omega = 14,4 \Omega$$

soit $Z_D = 21,71 \Omega$

et le **courant de court-circuit en D** : $I_{cc} = V_A / Z_D = 550\ A$.

■ Enfin, en E, à 20 km de D sur la dérivation :

$$X_E = 7 \Omega + 16,25 \Omega = 23,25 \Omega$$

$$R_E = 15 \Omega + 14,4 \Omega = 29,4 \Omega$$

soit $Z_E = 37,48 \Omega$

et le **courant de circuit en E** : $I_{cc} = V_A / Z_E = 320\ A$.

En fait, la quasi-totalité des courts-circuits commence par un **défaut monophasé** résultant d'une défaillance de l'isolement entre phase et masses reliées à la terre, et non par un défaut triphasé correspondant aux calculs ci-avant. Dans ces conditions, l'impédance pourrait être sensiblement le double si le conducteur de retour était identique au conducteur de phase. Mais l'impédance est moindre, car le conducteur de retour est en parallèle avec toutes les prises de terre le long du réseau. Le courant de défaut monophasé est ainsi compris entre 0,6 et 1 fois le courant de défaut triphasé supposé équilibré.

Pour un **défaut biphasé**, la tension est multipliée par 1,73, l'impédance par 2 et donc le courant par 0,86.

Finalement, on peut estimer en première approximation que les courants de défaut se situent entre 60 et 100 % des valeurs ci-avant.

La figure 3 représente cette plage de valeurs pour le cas particulier du réseau schématisé sur la figure 2.

Le système de type américain est caractérisé essentiellement par un courant de défaut en décroissance sensiblement hyperbolique le long du réseau.

2.3.3 Matériel de protection du réseau

2.3.3.1 Fusibles

Les fusibles du réseau américain sont définis :

- par leur calibre nominal : 15, 25, 30, 80 A par exemple ;
- par leur rapidité de fusion : T pour les fusibles *lents*, K pour les fusibles *rapides*.

On parle ainsi de fusibles 15 T, 30 K, etc.

La figure 4 représente, à titre d'exemple, deux courbes du temps de fusion pour des fusibles de calibre 15 T et 15 K.

On y voit, par **exemple**, qu'un fusible 15 T, (figure 4), dont le courant nominal est de 15 A :

- supporte sans fusion 22,5 A soit 1,5 fois son courant nominal ;
- fond en 300 s pour 30 A, soit 2 fois son courant nominal ;
- fond en 0,1 s pour 375 A, soit 25 fois son courant nominal.

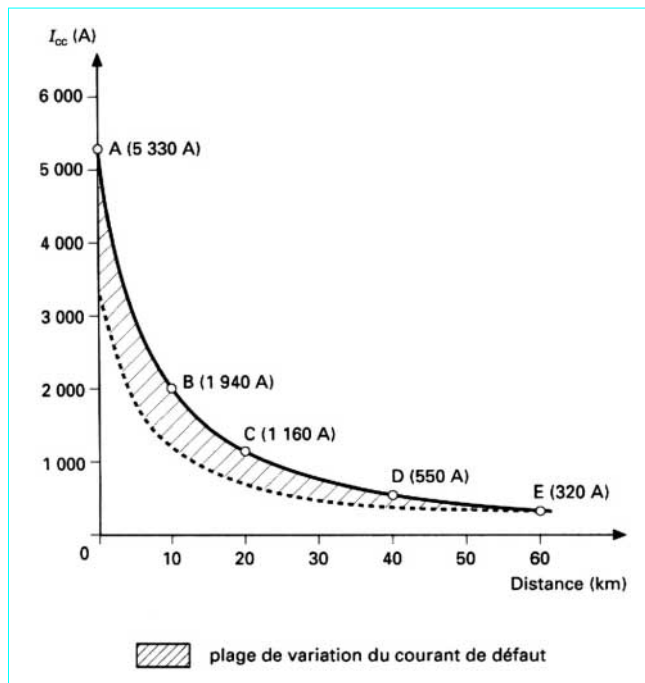


Figure 3 – Courant de court-circuit en fonction de la distance au point A (figure 2)

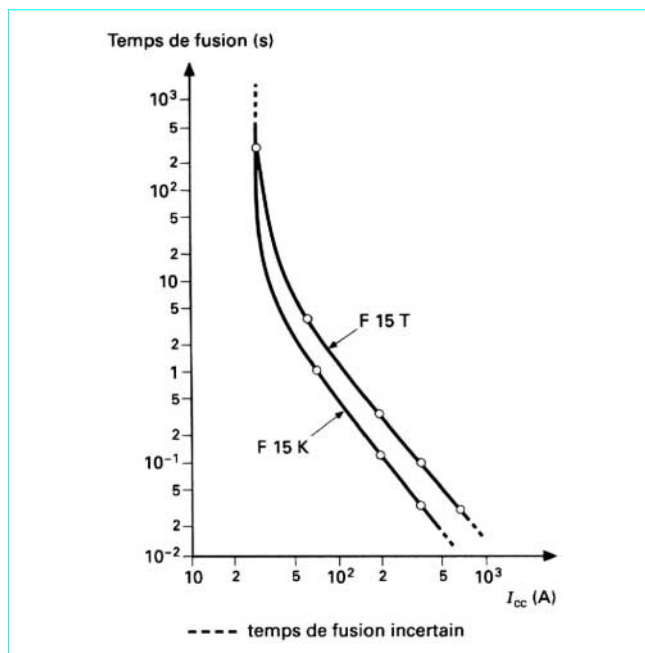


Figure 4 – Temps de fusion des fusibles F 15 T et F 15 K

En fait, ces temps de fusion sont des valeurs moyennes. Les valeurs réelles se situent dans des plages données par le constructeur et dont il faut tenir compte pour contrôler la coordination de ces fusibles lorsqu'on doit les installer sur le réseau.

2.3.3.2 Disjoncteur réenclencheur

Décrivons le fonctionnement d'un disjoncteur réenclencheur (*recloser*) placé sur un réseau HTA en aval d'un poste source.

En première phase, le disjoncteur réenclencheur n'ouvre pas le circuit instantanément, de façon qu'en aval :

- un défaut autoextincteur ait le temps de s'éteindre au passage à zéro du courant alternatif ;
- un fusible sur transformateur endommagé ait le temps de fondre.

En deuxième phase, le disjoncteur réenclencheur s'ouvre pendant un temps court, mais suffisant, de façon à laisser disparaître un défaut fugitif (une branche qui tombe après s'être consumée, par exemple).

Le retard de la phase 1 et le temps de coupure de la phase 2 sont réglables.

Chacune des successions phase 1 - phase 2 peut être répétée une ou plusieurs fois avec un même réglage ou des temps de réglage différents. La figure 5 représente le retard à l'ouverture d'un disjoncteur réenclencheur pour quatre types de réglage dans le domaine de courant où la coordination avec les fusibles est recherchée (§ 2.3.3.3).

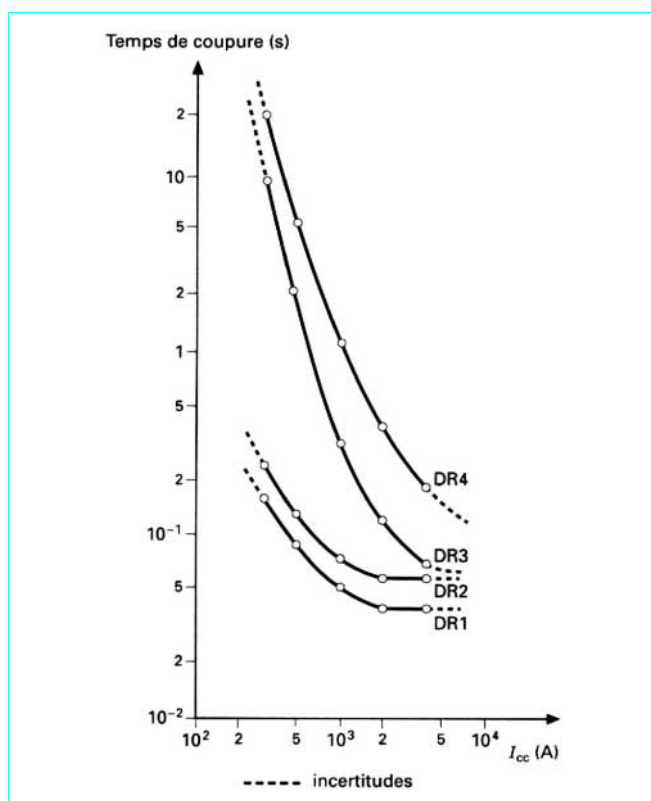


Figure 5 – Retard à l'ouverture d'un disjoncteur réenclencheur pour quatre types de réglage (DR1 à DR4)

2.3.3.3 Coordination

La coordination entre fusibles et disjoncteur réenclencheur n'est recherchée que dans certaines limites.

— Pour les valeurs de courant faibles, environ 300 A ou inférieures, la coordination s'exerce sans difficulté particulière entre fusibles.

— Pour les valeurs élevées, au-delà de 4 000 à 5 000 A environ, l'incertitude sur le temps de fusion des fusibles, de toute façon inférieur au temps minimal d'ouverture du disjoncteur réenclencheur, rend illusoire la recherche d'une coordination.

■ Coordination entre fusibles

Nous illustrerons d'une manière simplifiée le principe de la coordination en partant du réseau de la figure 2. Considérons le **fusible situé sur la dérivation DS2 à la hauteur du point E**. Il convient d'abord de connaître la charge de cette dérivation à partir de la somme des puissances installées. Supposons-la égale à 240 kVA, soit un courant de charge de 20 A sous 12 kV.

Un **fusible 15 T**, qui accepte en régime permanent un courant allant jusqu'à 1,5 fois 15 A, est retenu.

Nous calculons ensuite la plage de variation du courant de défaut entre sa valeur la plus élevée, déjà calculée à 320 A à la hauteur de E, ce qui nous donne un temps minimal de fusion de 0,15 s (figure 6), et sa valeur la plus faible résultant d'un défaut en extrémité à la hauteur de F, à 13 km de E :

$$X_F = 23,25 \Omega + 4,55 \Omega = 27,8 \Omega$$

$$R_F = 29,4 \Omega + 9,75 \Omega = 39,15 \Omega$$

$$Z_F = 48 \Omega$$

$$I_{cc} = 12\ 000/48 = 250 \text{ A}$$

et un temps maximal de fusion de 0,23 s (figure 6).

Pour assurer la coordination des protections entre fusibles, on décide que le **fusible immédiatement en amont de E** (à la hauteur de D) ne doit pas fondre à 320 A dans un laps de temps de 0,23 s majoré au moins de 50 %, d'où le choix par exemple de son **calibre 30 T** et ainsi de suite.

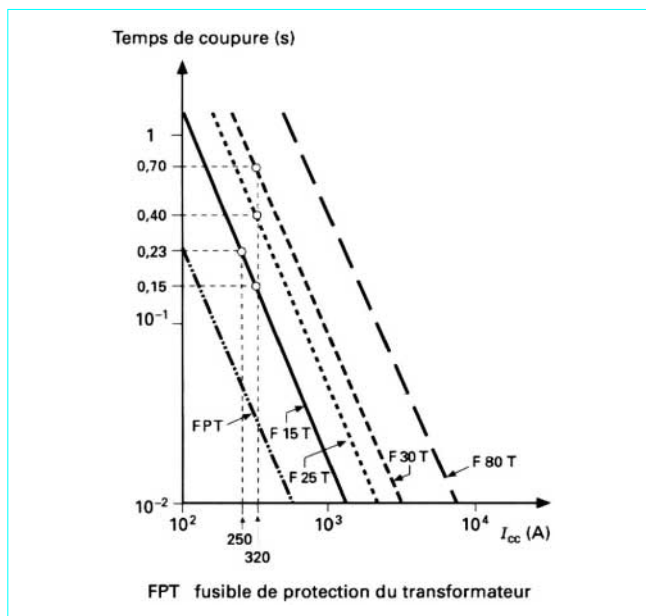


Figure 6 – Coordination entre fusibles

■ **Coordination entre fusibles et disjoncteur réenclencheur**

(figures 7 et 8)

Lorsqu'il voit un défaut, le disjoncteur réenclencheur placé en C (figure 2) n'ouvre pas immédiatement le circuit (réglage de retard 1 de la phase 1), de façon à laisser s'interrompre les défauts auto-extincteurs en aval et aussi à laisser fondre le fusible rapide de protection du transformateur s'il y a un défaut dans un transformateur. Il faut pour cela (figure 7) que le réglage de retard 1 place pour les valeurs inférieures à 250 A la courbe de déclenchement du disjoncteur réenclencheur au-dessous de la courbe de fusion du fusible 15 T placé sur DS2 en E et au-dessus de la courbe de fusion du fusible rapide de protection du transformateur. Le disjoncteur réenclencheur s'ouvre ensuite le temps suffisant pour laisser disparaître un défaut fugitif (phase 2). Cette succession de phases 1 - 2 peut être répétée une fois.

On cherche ensuite à éliminer un défaut permanent éventuel entre E et F. Le disjoncteur réenclencheur placé en C se referme donc et s'ouvre un peu plus tard (réglage de retard 2 de la phase 1), si le défaut persiste, après la fusion du fusible en tête de dérivation de calibre 15 T placé en E mais avant la fusion du fusible 30 T placé sur DP4 en D. On voit (figure 7) que le réglage de retard 2 place la courbe de déclenchement entre 250, et 320 A, au-dessus de la courbe de fusion du fusible 15 T mais au-dessous de la courbe 30 T. Le disjoncteur réenclencheur reste ensuite ouvert le temps suffisant pour laisser disparaître un défaut moins fugitif (phase 2). Cette succession peut être répétée, ou non, avec des temporisations identiques.

Une nouvelle tentative permet d'éliminer un défaut permanent entre D et E ; il faut pour cela retarder le déclenchement de façon à permettre la fusion du fusible 30 T placé en D [réglage de retard 3 plaçant la courbe de déclenchement, entre 320 et 550 A, au-dessus de la courbe 30 T (figure 7)].

On procède de même pour un défaut permanent entre C et D avec un retard de réglage 4.

Enfin, un dernier essai est effectué, avec un réglage de retard plus important pour le cas où un fusible n'aurait pas normalement joué son rôle, avec une coupure longue pour éliminer un éventuel défaut semi-permanent.

Si le défaut persiste, le disjoncteur réenclencheur se verrouille en position d'ouverture. Toutes ces temporisations au déclenchement doivent être coordonnées avec celles des deux disjoncteurs réenclencheurs situés en amont (en A et B, sur la figure 2).

Sur la figure 8 apparaissent ces cycles de fonctionnement du disjoncteur réenclencheur.

2.3.3.4 **Sectionneur automatique**

Parfois, l'exploitant installe en amont de dérivations importantes un sectionneur automatique (*sectionalizer*) de préférence à des fusibles.

L'appareil est programmé pour compter le nombre de passages d'un courant de défaut et s'ouvrir par exemple au troisième passage, protégeant le réseau principal d'un défaut permanent situé en aval.

C'est le cas de l'appareil situé en aval du premier disjoncteur réenclencheur sur la première dérivation (figure 2).

2.3.4 **Avantages et difficultés**

La qualité de service est bonne puisque les protections éliminent normalement une portion limitée du réseau en défaut, mais il existe quatre inconvénients majeurs.

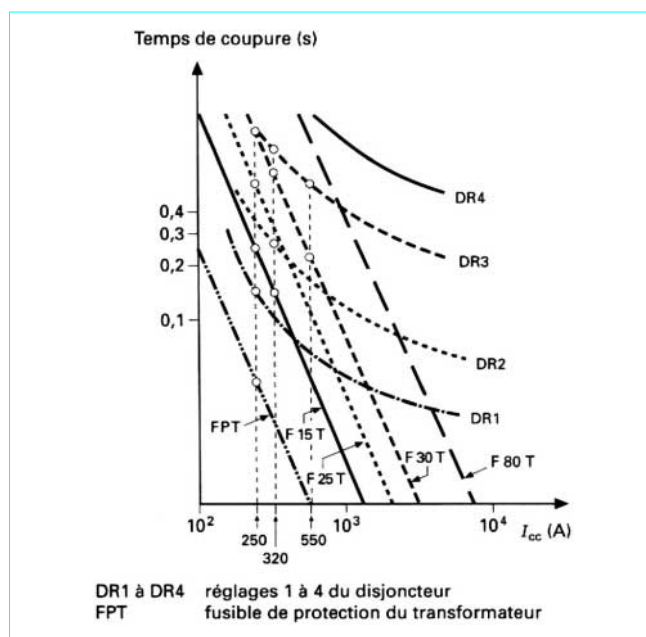


Figure 7 - Coordination entre fusibles et disjoncteur réenclencheur

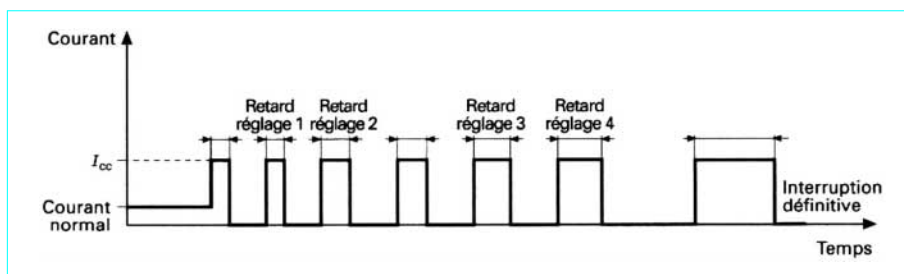


Figure 8 - Cycles de fonctionnement du disjoncteur réenclencheur

Le réglage des protections le long des lignes est complexe et délicat : la rigueur apparente du calcul théorique, dont les principes ont été indiqués (§ 2.3.2 et 2.3.3), masque les approximations ou les incertitudes qui expliquent un certain nombre de dysfonctionnements ; par exemple :

- en amont d'un défaut, l'impédance réelle de ligne peut être plus forte que la valeur théorique calculée (présence de mauvais contacts par exemple) et, en toute rigueur, il faut aussi tenir compte de l'effet capacitif pour les valeurs faibles du courant ;

- la résistance d'un défaut à la terre dépend bien sûr de la résistance du conducteur de retour mais aussi des valeurs de résistance de mise à la terre le long du quatrième conducteur, qui ne sont pas connues, et la plage réelle de variation du courant de défaut est parfois incertaine ;

- parfois, un conducteur de phase peut se rompre, tomber au sol sans entrer en contact avec le conducteur de retour si bien que le courant de défaut, trop faible, n'est pas détecté, si le ou les clients coupés sont absents, on peut ainsi générer des incendies ou laisser perdurer des situations à haut risque pour le public ;

- même si les temps de fusion sont garantis pour les fusibles neufs (la fabrication doit en être très soignée), les caractéristiques d'un fusible installé depuis quelque temps en réseau et qui a vu passer des défauts auxquels il a résisté peuvent varier.

La **structure du réseau est rigide** : si l'exploitant est obligé de modifier momentanément le schéma d'exploitation du réseau par suite de la défaillance de certains ouvrages, la sélectivité risque de ne plus être assurée, ou même la protection ne plus être garantie (courant de défaut devenu inférieur au seuil de déclenchement du dispositif de protection).

Le **matériel de coupure est fortement sollicité**, puisque l'intensité des courants de défaut est toujours élevée. Des contrôles fréquents et un entretien régulier sont donc nécessaires.

Le **risque d'induction sur des ouvrages voisins est important**, notamment pour les réseaux de télécommunication, non seulement en cas de défaut mais même et surtout en régime normal de charge, puisque la somme vectorielle des courants actifs n'est pas nulle. Lorsqu'un câble téléphonique est proche d'un réseau d'énergie, on entend un ronflement persistant aux heures de forte charge.

Nota : en réseau **urbain**, la sélectivité par la décroissance du courant de défaut ne peut en général pas jouer.

Il faut donc temporiser de façon croissante les relais de protection le long du réseau, et on ne peut plus guère parler de protections à temps dépendant.

Dans ces cas, il semblerait d'ailleurs préférable de limiter la valeur des courants de défaut, d'autant plus que ces courants élevés ne consentent pas toujours à emprunter en retour le réseau du distributeur d'énergie. Ils préfèrent parfois un tuyau d'eau, ou de gaz, ou de téléphone, au grand déplaisir du concessionnaire concerné.

Mais, finalement, l'exploitant américain déclare assumer ces difficultés ou parfois ces risques, grâce à un suivi permanent strict des caractéristiques de son réseau, ainsi qu'à l'attention portée à la formation, l'équipement et la disponibilité de ses équipes de dépannage.

2.4 Réseau de type allemand (et nord européen)

2.4.1 Principes d'exploitation et de fonctionnement

Le **courant de défaut monophasé** par retour qui existe dans un réseau à neutre isolé est *étouffé* au niveau du poste source HTB/HTA par mise du neutre à la terre à travers une bobine de compensation, appelée plus fréquemment **bobine de Petersen**, du nom de son initiateur.

En fait le courant n'est pas totalement annulé mais on parvient à le limiter à une dizaine d'ampères, si bien que la plupart des défauts monophasés sont autoextincteurs.

En fixant par ailleurs une limite très stricte pour la valeur de résistance de terre des masses du matériel HTA, 5 Ω au maximum par exemple, on parvient à limiter à une cinquantaine de volts la montée en potentiel des masses accessibles dans le faible nombre de cas où ces défauts monophasés persistent.

Ainsi, le service peut être maintenu en cas de défaut monophasé permanent, à condition cependant que la bobine de compensation puisse supporter un courant qui peut atteindre des centaines d'ampères pendant le laps de temps où l'on recherche le défaut.

Bien entendu, la détection d'un **défaut monophasé** permanent sur un départ ne peut être fondée sur un contrôle ampèremétrique, puisque le courant de défaut reste inférieur au courant nominal de charge. On effectue donc au poste source un contrôle permanent de la tension de chacune des phases pour surveiller son isolement par rapport à la terre.

En cas de défaut permanent, on trouve le départ responsable en procédant par coupures successives des différents départs. On peut aussi procéder à des mises hors service de la bobine (très brèves pour des raisons de sécurité du public au droit du défaut) et détecter alors le départ défaillant puisque dans ce court laps de temps apparaît un courant détectable, mais la procédure de fonctionnement de ces protections devient complexe.

Les rares **défauts bi- ou triphasés** sont détectés, comme dans les autres systèmes, par des relais ampèremétriques de phase.

2.4.2 Fonctionnement théorique

Supposons le réseau triphasé à neutre isolé représenté sur la figure 9 comportant n départs par phase j de capacité $C_{i,j}$ par rapport au sol, i allant de 1 à n , j allant de 1 à 3.

Les données de base sont les suivantes :

$C_{i,j}$ capacité par rapport au sol du départ i pour la phase j :

$$C_j = \sum_i C_{i,j}$$

$I_{C,i,j}$ courant capacitif du départ i pour la phase j :

$$I_{C,i,j} = \sum_i I_{C,i,j}$$

V_1, V_2, V_3 tensions simples des phases 1, 2 et 3 par rapport à la terre :

$$|\vec{V}_1| = |\vec{V}_2| = |\vec{V}_3| = V$$

ω pulsation.

En fonctionnement normal (figure 10a), si l'on suppose identiques les capacités C_j de chaque phase et donc les répartitions spatiales des conducteurs, les courants capacitifs des trois phases s'équilibrent et leur somme est nulle.

Revenons au schéma de la figure 9 dans lequel un défaut s'est produit en A par rupture d'isolement à la terre sur la phase 1 du départ 2 (figure 10b) : le sol est porté au potentiel V_1 , les conducteurs de la phase 1 se trouvent au même potentiel et les courants capacitifs $I_{C,i,1} = V C_{i,1} \omega$ s'interrompent.

Par contre, le potentiel du sol par rapport à la phase 2 devient :

$$\vec{V}_1 - \vec{V}_2 \text{ avec } |\vec{V}_1 - \vec{V}_2| = \sqrt{3} V$$

et, par rapport à la phase 3 :

$$\vec{V}_1 - \vec{V}_3 \text{ avec } |\vec{V}_1 - \vec{V}_3| = \sqrt{3} V$$

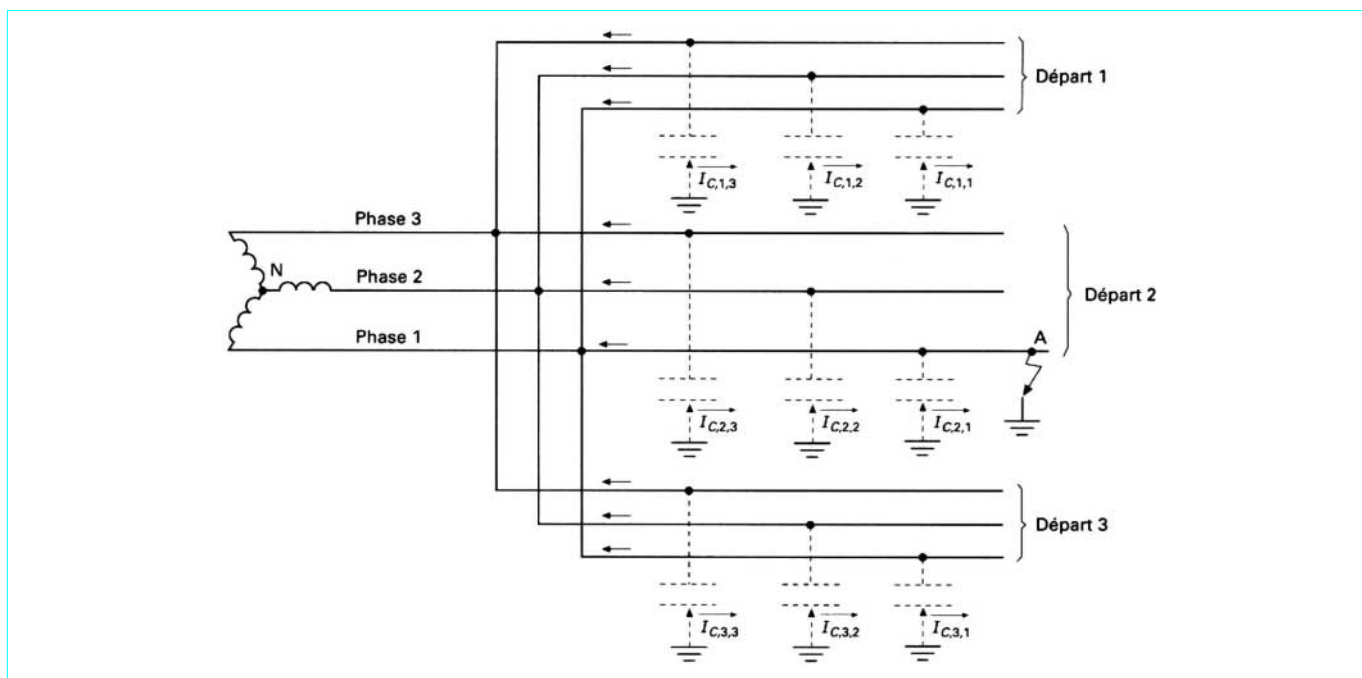


Figure 9 – Schéma d'un réseau à neutre N isolé

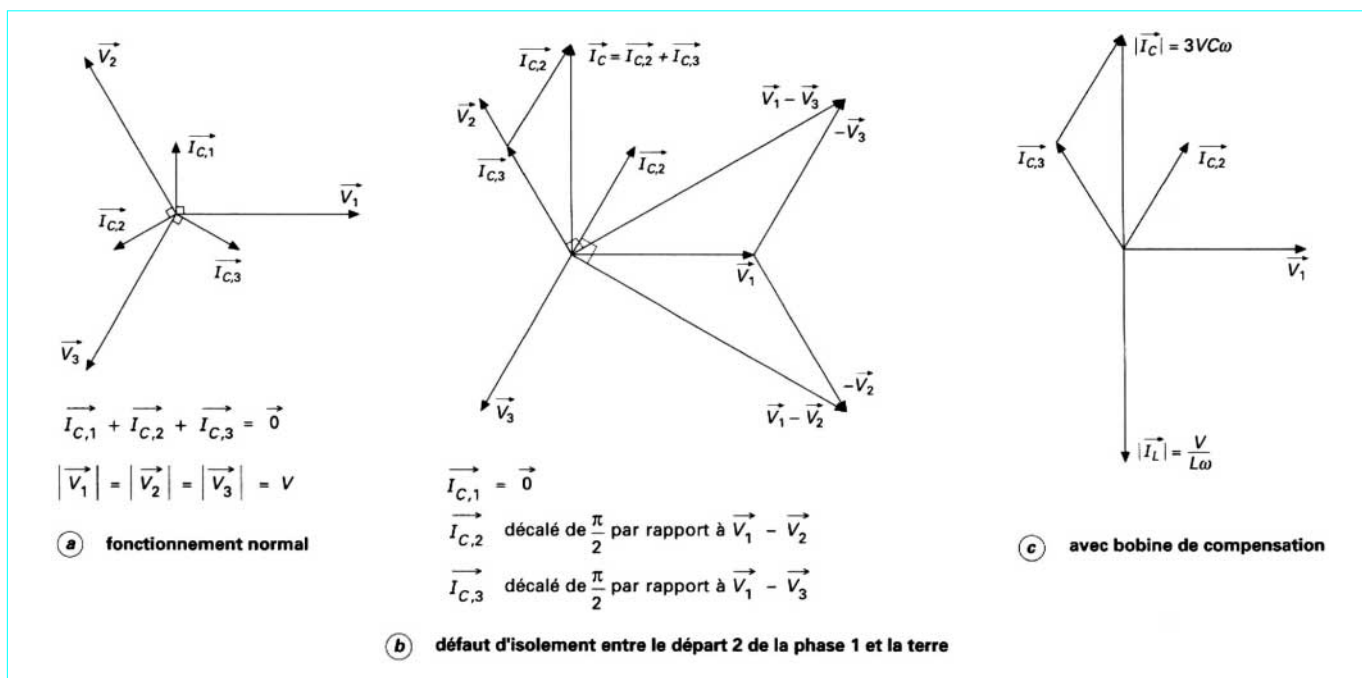


Figure 10 – Courants et tensions dans un réseau à neutre isolé

Les courants $\vec{I}_{C,i,2}$ et $\vec{I}_{C,i,3}$ dans chacun des i départs et leur somme $\vec{I}_{C,2}$ et $\vec{I}_{C,3}$ sont en avance de $\pi/2$ par rapport à la différence de potentiel qui leur donne naissance, tandis que leur somme \vec{I}_C est en avance de $\pi/2$ par rapport à \vec{V}_1 .

Le courant de défaut apparu en A peut donc être *étouffé* par une réactance pure L placée entre le point neutre et la terre au poste source, réactance telle qu'elle donne naissance à un courant \vec{I}_L en retard de $\pi/2$ par rapport au potentiel de la phase en contact avec le sol et dont le module est le même que celui de \vec{I}_C (figure 10c). On voit qu'il en est ainsi lorsque $L\omega = 1/3 C\omega$.

2.4.3 Fonctionnement réel

En fait il n'existe pas de réactance pure et le courant dans la bobine n'est pas exactement décalé de 90 degrés par rapport à la tension (figure 11). Le courant de défaut n'est donc pas totalement compensé et un faible courant I_{def} quasiment actif apparaît.

Tout se passe comme s'il n'y avait plus de capacités entre phases et terre, le neutre ayant été mis à la terre par une très forte résistance R_{eq} équivalente au circuit accordé bobine/capacités (figure 12).

2.4.4 Détection du départ en défaut

À l'origine d'un départ en défaut se superposent :

- dans la phase à la terre, le courant de défaut proprement dit I_{def} , qui a été pratiquement annulé ;
- dans les deux autres phases, les courants capacitifs de retour.

On voit que les courants capacitifs de retour dans les départs sains, et que le courant total vu dans le départ en défaut, sont indépendants du courant de défaut et fonctionnent seulement de la capacité du départ concerné.

Il n'est donc pas possible de reconnaître par les courants le départ en défaut et il faut pour y parvenir mettre brièvement la bobine en court-circuit par une résistance suffisamment faible pour que le départ en défaut apparaisse clairement.

2.4.5 Cas de service maintenu sur défaut

Comme il a été indiqué, le principe de fonctionnement d'un réseau compensé est de le laisser sous tension pendant la localisation de la défaillance.

Un diviseur *quasiment* résistif (figure 12) fonctionne alors entre la résistance de mise à la terre des masses à l'endroit où s'est produit le défaut et la quasi-résistance équivalente à l'ensemble accordé bobine/capacités du réseau par rapport au sol.

Par **exemple** : sur un réseau triphasé 12-20 kV (tension simple 12 000 V), pour une valeur de terre des masses de 5Ω , si l'on veut limiter cette montée permanente à une cinquantaine de volts et donc le courant à une dizaine d'ampères, il faut que la résistance équivalente de l'ensemble accordé réactance de terre en parallèle avec les capacités du réseau soit d'environ $1\ 200 \Omega$.

Il a été indiqué par ailleurs que la détection du départ en défaut est obtenue après un court-circuit bref de la bobine mettant le neutre à la terre. Or la terre des masses au droit du défaut est reliée à la terre du neutre BTA et toutes deux montent à un potentiel qui ne doit pas dépasser 1 200 V, valeur communément admise pour la tenue du matériel BTA aux surtensions 50 Hz, soit le dixième de 12 000 V. Comme le diviseur résistif fonctionne alors entre la terre des masses au droit du défaut (figure 13), que l'on a limité à 5Ω , et la résistance de mise à la terre du neutre au poste source, il faut veiller à maintenir au moins une résistance de 50Ω pour la mise à la terre du neutre au poste source quand la bobine est court-circuitée.

2.4.6 Cas particulier d'un défaut double

Parfois malheureusement (environ 5% des incidents), un premier défaut apparu en un point du réseau entre une phase et la terre entraîne l'apparition d'un deuxième défaut en un autre point du réseau entre une autre phase et la terre (par exemple, parce qu'une faiblesse antérieurement apparue y a entraîné une tenue insuffisante des isollements sous tension composée).

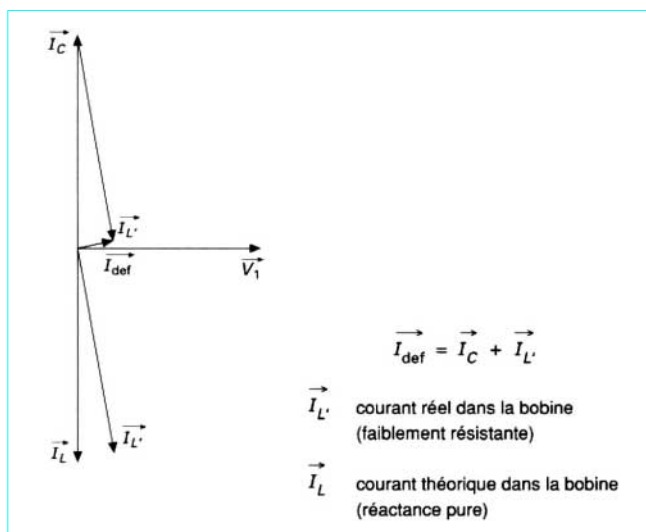


Figure 11 – Fonctionnement réel du réseau compensé à neutre isolé

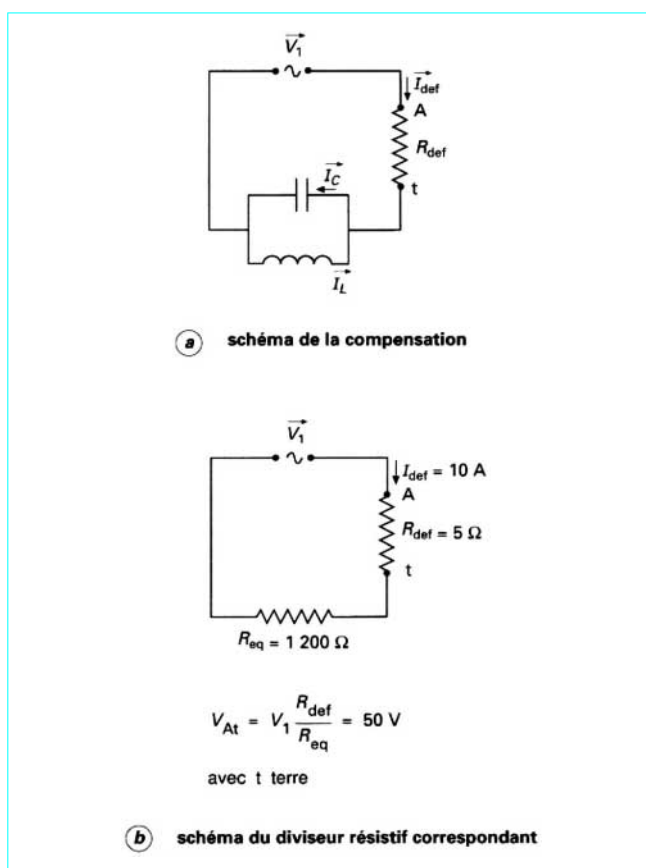


Figure 12 – Fonctionnement approché du réseau compensé à neutre isolé

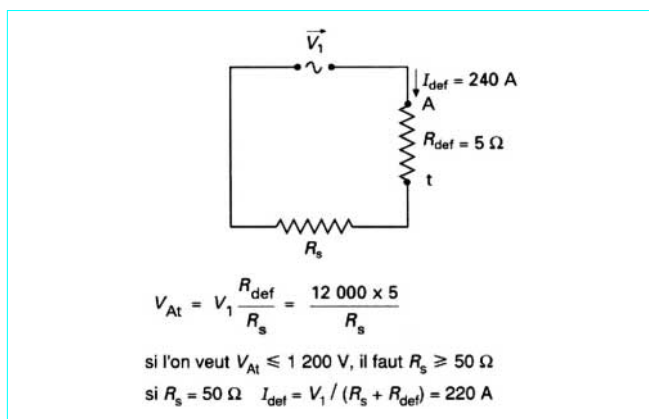


Figure 13 – Détection du départ en défaut par shuntage de la bobine par une résistance R_s

Cette fois, le diviseur résistif fonctionne sous la tension composée et répartit cette tension *au prorata* des résistances de mise à la terre des masses dans les zones situées au droit de chacun des points où s'est produit le défaut.

Une montée en potentiel des masses se produit alors au droit de chacun des défauts, la somme de ces deux montées étant égale à la tension composée. Elle entraîne une montée du potentiel du neutre des réseaux BTA qui s'élève dangereusement par rapport à la terre lointaine. Elle provoque des cascades d'amorçages avec des conducteurs proches du réseau s'ils sont reliés à des terres séparées (par exemple, les conducteurs téléphoniques) ou dans les installations intérieures.

L'amélioration de la résistance de terre des masses en chacun de ces deux points ne résout pas le problème, pour lequel il n'existe guère de solution, sinon celle d'avoir un réseau sain où une telle défaillance ne devrait pas se produire.

2.4.7 Avantages et difficultés

La **qualité de service est bonne**, car 70 à 80 % des défauts monophasés sont autoextincteurs et ne sont pas vus par le client raccordé. On peut faire mieux encore en ce qui concerne la continuité lorsque, en cas de défaut monophasé permanent, on maintient le service jusqu'à la localisation de l'incident. On ne constate en général pas de surtensions en BTA si l'on réalise de très bonnes résistances de terre des masses (excepté le cas particulier du défaut double § 2.4.6).

Mais :

- le **système de protection** au poste source (bobine de compensation et protections des départs) contre ces défauts monophasés est **complexe et coûteux** ;

- la **structure du réseau est assez rigide**, car une modification des longueurs, ou de la nature des conducteurs alimentés par un même poste source, entraîne une obligation de régler chaque fois la bobine pour l'ajuster à la nouvelle capacité du réseau, ce qui n'est possible pour une bobine donnée que sur une plage de variation limitée ;

- le **coût** d'obtention des résistances de terre des masses systématiquement inférieures à $5\ \Omega$ est en général **élevé**, ou même **très élevé**, en particulier sur un réseau aérien ;

- un **défaut double** peut entraîner des **conséquences graves** ;
- enfin, il existe probablement (le thème est controversé) des **risques de surtension** de résonance bien supérieure à la tension composée ; théoriquement, ces risques n'existent pas puisque la

capacité du réseau et la bobine de Petersen ne sont pas en série mais en parallèle ; en pratique ce risque, difficilement maîtrisable, résulte de la tension créée par le déséquilibre, même léger, entre les trois tensions du réseau triphasé.

2.5 Réseau de type français (et sud européen)

2.5.1 Principes d'exploitation et de fonctionnement

Le neutre est mis à la terre au poste source par une impédance de faible ou moyenne valeur, constituée par une résistance si le neutre est directement accessible, par une bobine triphasée suivie d'une résistance s'il ne l'est pas.

L'objectif recherché est d'avoir un courant de défaut monophasé :

- limité, pour éviter notamment des conséquences dommageables par induction sur les ouvrages voisins ;
- suffisant, pour permettre une détection aisée, suivie de l'élimination du départ en défaut, par des protections simples du type ampèremétrique à temps indépendant (du courant du défaut) et prédéfini.

Les valeurs maximales du courant de défaut fixées, à partir desquelles ont été calculées les valeurs de l'impédance de mise à la terre, ont été de 300 A en réseau aérien et 1 000 A en réseau souterrain. En fait, ces valeurs sont actuellement dépassées, notamment sur des réseaux à forte présence de câbles souterrains comme on le verra plus loin (§ 2.5.2.4), mais elles restent de toute façon très largement inférieures à ce qui existe sur un réseau de type américain (§ 2.3).

Le défaut monophasé est rarement autoextincteur. S'il n'est pas à caractère permanent, il peut cependant s'éteindre :

- soit par fonctionnement d'un disjoncteur shunt qui met la phase en défaut à la terre au niveau du poste source ;
- soit après une coupure brève de trois dixièmes de seconde ; on dit que le défaut est fugitif, mais certains clients concernés peuvent être gênés par cette *microcoupure*.

La détection du départ en défaut est, la plupart du temps, possible directement. Parfois, cependant, par suite d'une forte impédance au point d'amorçage ou d'une forte résistance de terre au droit de l'incident, le courant de défaut se situe au-dessous du seuil de détection affiché. Dans ce cas, la détection de ce défaut résistant se fait grâce à la surveillance du courant dans la connexion de raccordement à la terre du transformateur de puissance au poste source et son élimination par des déclenchements séquentiels de chacun des départs jusqu'à disparition du défaut, avec évidemment des conséquences sur la continuité du service.

Les défauts bi- ou triphasés sont détectés et éliminés grâce à des relais ampèremétrique de phase.

2.5.2 Fonctionnement des protections de départs

2.5.2.1 Généralités

Le courant I_{def} au droit du défaut part du point où une phase a été mise accidentellement à la terre et retourne essentiellement au poste source par la connexion de terre du neutre haute tension, réalisée par résistance R dans le cas représenté (figure 14). Mais il se trouve augmenté de la somme I_C des deux courants capacitifs retournant par les deux phases restées isolées. Des courants capacitifs de retour naissent ainsi dans tous les départs, y compris les départs sains. Ces courants capacitifs sont peu importants sur des réseaux aériens (il faut 100 km de ligne aérienne pour générer 5 A) ; ils le sont beaucoup plus sur des réseaux souterrains (1 km de câble souterrain produit le même effet).

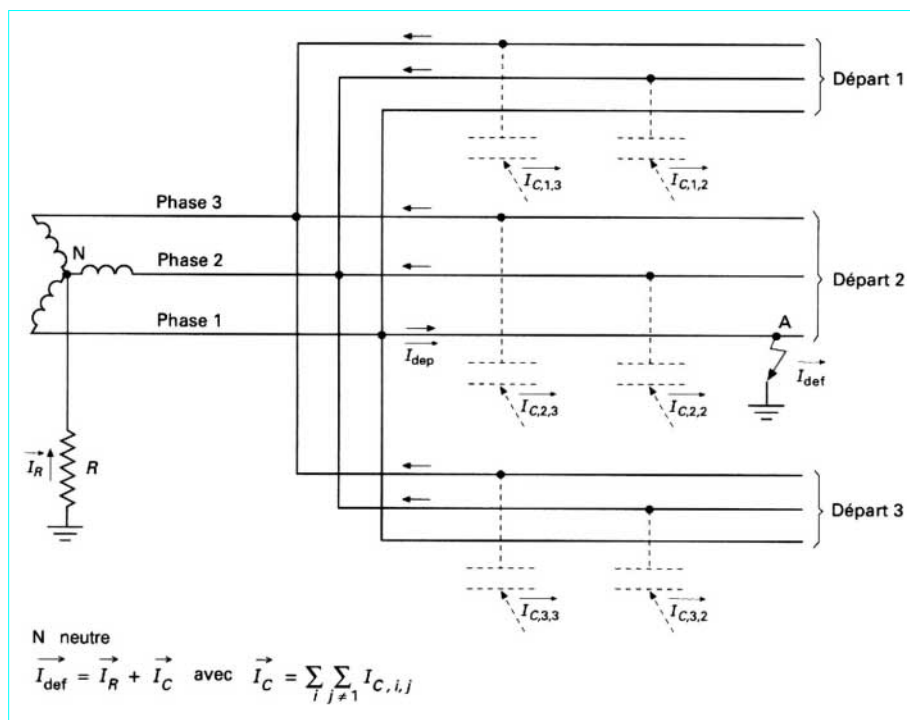


Figure 14 – Schéma d'un réseau mis à la terre par résistance

Au niveau du poste source, l'apparition de cet effet capacitif modifie le courant dans le départ en défaut, tandis qu'un courant capacitif apparaît dans chacun des départs sains.

Or les protections utilisées, de type ampèremétrique et dont le principe est volontairement simple, déclenchent à partir d'un seuil de courant préaffiché, dans un laps de temps indépendant de ce courant.

Il faut évidemment éviter un déclenchement par ce courant capacitif sur un départ sain en cas de défaut sur un autre départ. Il faut pour cela remonter le seuil de déclenchement de chaque départ et ce d'autant plus haut que ce départ alimente un réseau où la proportion de câbles souterrains est élevée. Par conséquent, la protection est plus assurée sur ce départ en cas de défaut suffisamment résistant.

Nous examinons ci-après, avec quelques détails, les conditions de fonctionnement d'un réseau de ce type dans différents cas particuliers rencontrés en exploitation.

2.5.2.2 Sélectivité des protections dans un réseau rural de type habituel

Les hypothèses sont les suivantes (figure 15) :

- réseau exploité à 20 kV (tension simple de 12 kV), neutre directement accessible ;
- raccordement du neutre à la terre au poste source par une résistance de 40 Ω limitant le courant à 300 A ;
- courant capacitif de 100 A résultant de la présence de 20 km de câble souterrain HTA (cas fréquent correspondant à l'ensemble des raccordements aéro-souterrains de postes HTA/BTA) supposés également répartis sur les trois départs ;
- contact accidentel direct entre un conducteur et la masse.

■ Si la valeur de la terre des masses au droit du défaut est de 40 Ω (figure 15a) :

- le courant actif au droit du défaut est $I_R = 12\ 000 / (40 + 40) = 150$ A auquel s'ajoute un courant capacitif $I_C = 100$ A, ce qui donne un courant total $I_{def} = 180$ A ;
- le départ en défaut voit un courant de retour $I_C / 3 = 33$ A ;

- le courant global à l'origine de ce départ en défaut est $I_{dep} = 165$ A ;
- le courant capacitif dans un départ sain est $I_C / 3 = 33$ A.

Le rapport entre le courant dans le départ en défaut et celui dans un départ sain étant supérieur à 5, sélectivité est bonne.

■ Supposons maintenant une mauvaise qualité de la terre des masses au droit du défaut et par conséquent une résistance très supérieure à 40 Ω, 120 Ω par exemple (figure 15b).

Dans ces conditions :

- le courant actif au droit du défaut est $I_R = 12\ 000 / (40 + 120) = 75$ A auquel s'ajoute un courant capacitif $I_C = 100$ A, ce qui donne un courant total $I_{def} = 125$ A ;
- le départ en défaut voit un courant de retour $I_C / 3 = 33$ A ;
- le courant global à l'origine de ce départ en défaut est $I_{dep} = 100$ A ;
- le courant dans un départ sain est $I_C / 3 = 33$ A.

Le rapport entre le courant dans le départ en défaut et celui dans un départ sain est supérieur à 3 et la sélectivité reste acceptable.

Comme le courant capacitif est d'environ 30 A sur chaque départ, le seuil de déclenchement doit y être fixé un peu au-dessus de cette valeur, ce qui est acceptable aussi.

Finalement, dans un réseau rural de type habituel, la sélectivité des protections reste acceptable, même si les résistances de terre des masses ne sont pas très bonnes.

2.5.2.3 Sélectivité des protections dans un réseau rural à prédominance souterraine sur un départ

Les hypothèses sont les mêmes (figure 16), excepté la répartition des capacités, que l'on suppose concentrées sur un départ (20 km de câble souterrain sur un seul départ), ce qui peut devenir une situation courante dans la mesure où le réseau souterrain HTA se développe en milieu rural.

Supposons que le départ en défaut soit celui où se trouvent les capacités (figure 16a). Le courant monphasé dans le départ en défaut au niveau du poste source est $I_R + I_C - I_C$ soit I_R ; il est nul sur les départs sains et il n'y a pas de problème de sélectivité.

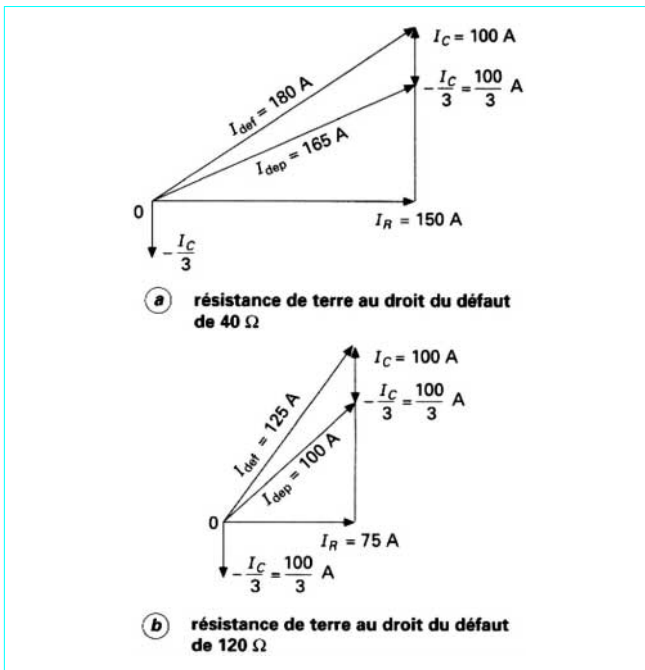


Figure 15 – Exemple de réseau français rural de type habituel (20 km de câble souterrain sur les trois départs)

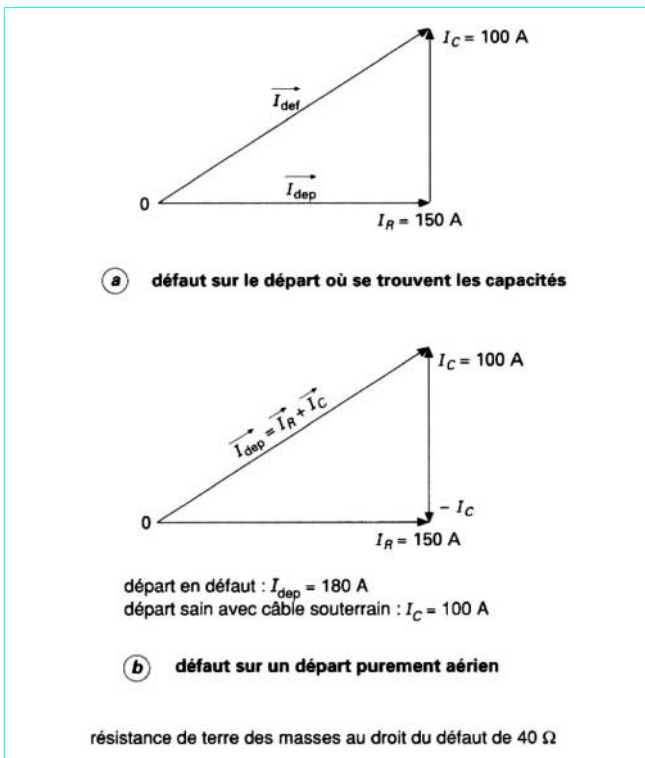


Figure 16 – Exemple de réseau français rural à prédominance souterraine (20 km de câble souterrain sur un seul départ)

Supposons maintenant que les capacités soient réunies dans un départ sain (figure 16b). Le courant monophasé dans le départ en défaut au niveau du poste source $|\vec{I}_R + \vec{I}_C|$ reste plus élevé que le courant I_C dans un départ sain mais de 50 % seulement. La sélectivité peut continuer à être assurée, mais le seuil de réglage au déclenchement du départ à forte capacité doit être nettement relevé, ce qui entraîne un risque élevé de non-détection en cas de défauts même moyennement résistants. Cependant, le courant dans le départ en défaut restant plus fort que dans le départ sain, il suffit de remplacer, au poste source, les protections à seuil de courant prédéfini par des **protections à temps de déclenchement dépendant** du courant de défaut. On retrouve ainsi une sélectivité acceptable.

Un autre moyen de lever la difficulté consiste à contrôler non plus les courants monophasés mais les **puissances actives monophasées** des différents départs. Si le principe est simple, l'application pratique est plus difficile. Il faut composer en effet deux grandeurs, dont l'une est captée avec un transformateur abaisseur, ce qui entraîne un coût plus élevé et une mise en œuvre délicate pour éviter les erreurs dans le sens des connexions. Une telle opération peut être envisagée au moment de la conception d'un nouveau poste source, avec un calculateur et des protections numériques par exemple, mais ne peut l'être raisonnablement dans un poste existant.

On peut aussi envisager de placer une **bobine en série avec la résistance de mise à la terre** de façon à réduire le courant capacitif sans aller jusqu'à vouloir le compenser totalement car cela remettrait fondamentalement en cause tout le principe des protections.

2.5.2.4 Sélectivité des protections dans un réseau souterrain

Le courant de défaut monophasé I_R dans la résistance de mise à la terre du neutre atteint en général effectivement 1 000 A car les masses interconnectées au niveau d'un poste HTA/BTA ont une résistance globale inférieure à 1Ω . On dépasse nettement cette valeur dans les cas de fortes longueurs de câble, 1 700 A par exemple pour 200 km, mais sans problème particulier. Le niveau de détection des défauts doit être relevé dans la plupart des départs puisque, pour chacun d'entre eux, la capacité peut être élevée. Cependant, la probabilité d'un défaut résistant étant faible sur un réseau souterrain, le relèvement de ce seuil n'entraîne pas normalement de risque de non-détection.

Cela n'est plus vrai pour un départ mi-aérien, mi-souterrain car un défaut moyennement résistant sur la partie aérienne peut ne pas être détecté. On est alors ramené au cas précédent (§ 2.5.2.3) et on peut reprendre les mêmes solutions (protections à temps dépendant au poste source, compensation partielle, etc.).

2.5.3 Risque de montée en potentiel sur réseau aérien

2.5.3.1 Masses de l'appareillage haute tension

En cas de rupture de l'isolation, un courant de défaut s'écoule entre le conducteur concerné et la masse de l'appareillage haute tension, le choix de cette méthode de mise à la terre du neutre implique des risques de montée en potentiel de cette masse par rapport à la terre lointaine. La cause la plus fréquente est celle du courant de suite qui s'écoule après un fonctionnement des éclateurs comme indiqué plus loin (§ 2.5.3.2). Il est indispensable de maîtriser le risque correspondant que nous avons estimé (figure 17). Examinons en négligeant l'influence de la capacité du réseau et celle de la réactance du transformateur au poste source, le **diviseur résistif** qui, pour la tension simple V du réseau prise égale à 12 kV, fonctionne entre la résistance de terre des masses R_1 au droit du défaut et la résistance de mise à la terre R_2 du neutre au poste source (la résistance globale des terres au poste source étant négligée devant R_1 ou R_2).

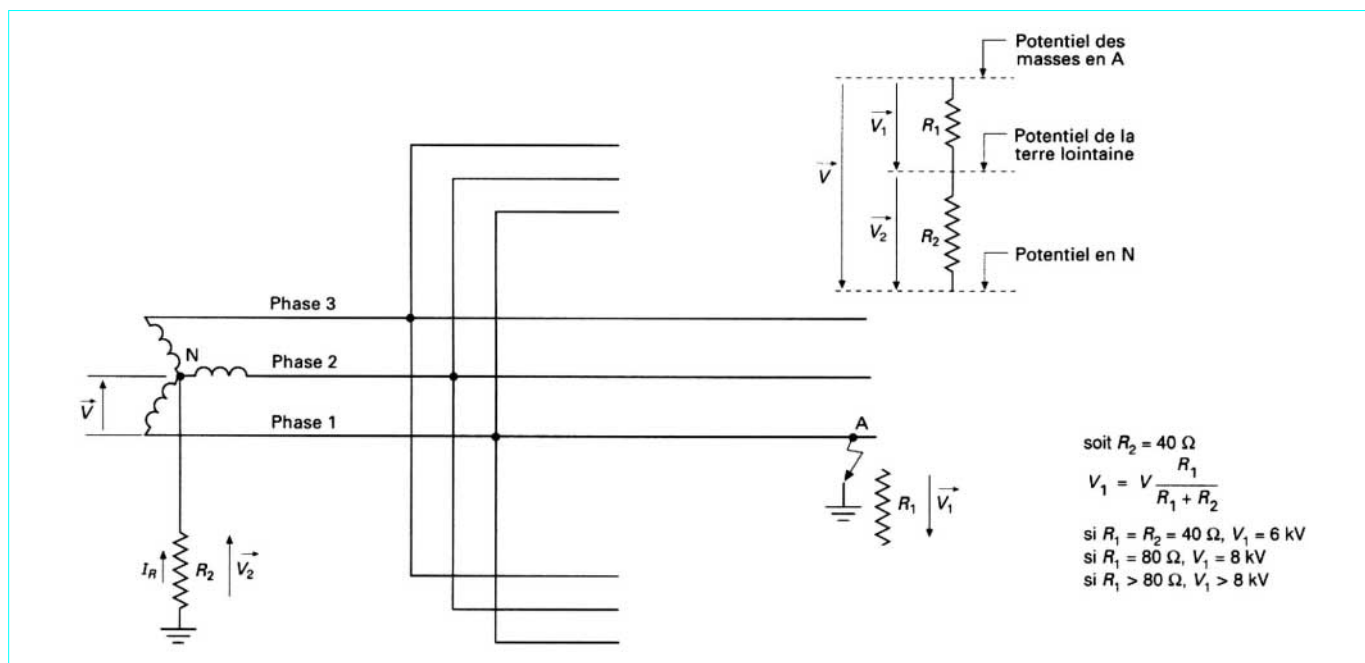


Figure 17 – Montée en potentiel par rapport à la terre lointaine au droit d'un défaut d'un réseau aérien mis à la terre par résistance

Les masses sont portées, par rapport à la terre lointaine, au potentiel V_1 :

$$V_1 = [R_1 / (R_1 + R_2)] V$$

Sur un réseau souterrain, R_1 est inférieur à 1Ω et R_2 égal à 12Ω si bien que la montée en potentiel ne dépasse pas $1\,200\text{ V}$ et peut être considérée comme acceptable.

Sur un réseau aérien par contre, où la résistance de mise à la terre des masses est par exemple de 40Ω , comme la résistance de mise à la terre du neutre, la montée en potentiel des masses est égale à la moitié de la tension simple, c'est-à-dire 6 kV . Elle peut être beaucoup plus élevée si la prise de terre des masses atteint 100 ou même par exemple 200Ω , comme cela se produit dans des sols rocheux s'il n'a pas été pris de précaution particulière. Le courant de défaut entraîne alors une montée en potentiel des masses de $(200/240) 12 = 10\text{ kV}$.

En outre, la capacité du réseau, qui a été négligée, se situe en parallèle avec la résistance de mise à la terre du neutre au poste source, en réduit l'impédance et augmente encore la montée réelle en potentiel des masses au droit du défaut.

2.5.3.2 Neutre basse tension

À l'apparition d'une montée en potentiel des masses haute tension par rapport à la terre lointaine correspond une montée en potentiel du neutre basse tension soit directement, soit par effet de couplage.

■ Transmission directe

En cas de coup de foudre frappant le sol près d'une ligne, une surtension élevée et très brève est alors induite sur les conducteurs HTA proches du point d'impact, se propage le long du réseau, puis s'écoule par les points faibles et notamment par les éclateurs HTA des postes HTA/BTA, provoquant après son passage une ionisation de l'air entre les cornes de ces éclateurs. Un *courant de suite* à 50 Hz franchit alors l'intervalle entre les cornes de l'éclateur (figure 18), ce qui entraîne une montée en potentiel des masses V_1 .

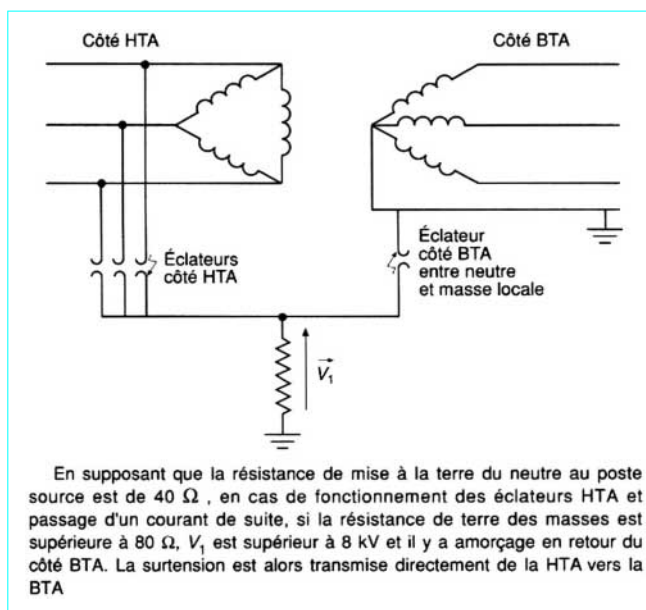


Figure 18 – Transmission directe d'une surtension de la HTA vers la BTA

Parfois la foudre frappe *directement* le réseau HTA. Le choc est très violent, entraîne en général des dommages graves et donc un incident permanent. Mais beaucoup plus fréquemment la décharge atmosphérique frappe le sol à proximité des conducteurs HTA : coup de foudre dit *indirect*.

Or l'exploitant qui a voulu protéger le transformateur et l'appareillage associé contre un coup de foudre qui frapperait le réseau BTA a installé un éclateur BTA réglé autour de 8 kV entre le neutre du réseau BTA et les masses [2]. Ce réglage est cohérent avec la tenue du matériel BTA aux surtensions, qui se situe en général autour de 6 kV. Cet éclateur BTA fonctionne malheureusement à l'envers si le courant de suite HTA entraîne une montée en potentiel des masses au niveau du poste dépassant ces 8 kV (figure 18).

La surtension V_1 à 50 Hz se trouve alors directement transmise sur le neutre BTA au droit du poste, et donc le long du réseau puis sur les installations intérieures qui lui sont raccordées.

Même si la mise en parallèle de l'ensemble des résistances de terre côté BTA réduit la valeur globale de la résistance de la terre du neutre et des masses et par conséquent la surtension, il se produit de violents amorçages destructeurs entre le neutre et les mises à la terre des installations intérieures, ou entre le neutre et des conducteurs ramenant une terre lointaine comme les câbles téléphoniques ou des conduites d'eau métalliques.

En conclusion :

— dans les zones à faible ou moyenne résistivité des sols, c'est-à-dire sur un réseau aérien HTA dont le neutre est mis à la terre par une impédance de 40Ω , il est indispensable de contrôler très rigoureusement la résistance de terre des masses susceptibles d'entrer accidentellement en contact avec la haute tension. Pour assurer une marge de sécurité cette résistance de terre des masses ne doit pas dépasser 40Ω ;

— dans les zones à forte ou à très forte résistivité des sols, où il est par conséquent difficile et coûteux d'obtenir des résistances de terre des masses inférieures à 100 ou 200 Ω , il faut élever la valeur de résistance de mise à la terre du neutre HTA au poste source à des valeurs de cet ordre, et, bien sûr, revoir en conséquence la sensibilité des détecteurs de courant monophasé surveillant les départs HTA.

■ Transmission par couplage des terres

Même s'il n'y a pas franchissement direct de la surtension, une partie de celle-ci peut être transmise par couplage entre la terre des masses et la terre du neutre si elles sont insuffisamment séparées (figure 19).

Lorsqu'on a pris soin de réaliser la mise à la terre du neutre BTA par un conducteur partout suffisamment éloigné de la mise à la terre des masses du poste (une quinzaine de mètres, au moins), on peut négliger la conséquence sur la première d'une montée en potentiel de la seconde. Mais une telle précaution est parfois négligée. On peut représenter le phénomène comme indiqué sur le schéma de la figure 19.

Un telluromètre spécial permet de mesurer le rapport de la résistance R_c de couplage de la terre des masses et de la terre des neutres à la résistance de terre des masses du poste R_m qui définit le coefficient de couplage entre les deux terres.

S'il reste inférieur à 15 %, une surtension V_1 de 8 kV des masses entraîne une montée en potentiel du neutre BTA inférieure à $0,15 \times 8 \text{ kV}$ soit 1 200 V, seuil de tenue acceptable même pour des installations ou du matériel ancien.

Par contre, si des conducteurs de mise à la terre du neutre, insuffisamment éloignés de la mise à la terre des masses entraînent un coefficient de couplage de 50 % par exemple, une montée en potentiel des masses de 6 kV, inférieure au seuil de risque et donc théoriquement acceptable comme indiqué plus haut, se traduit par une montée en potentiel du réseau BTA de 3 kV, dangereuse pour les personnes et pour beaucoup d'appareils électriques domestiques, notamment s'ils sont fabriqués en Europe du Nord.

En conclusion, à la mise en service d'un poste HTA/BTA l'exploitant doit contrôler très rigoureusement le coefficient de couplage entre la terre des masses et la terre du neutre et s'assurer qu'il ne dépasse pas 15 %.

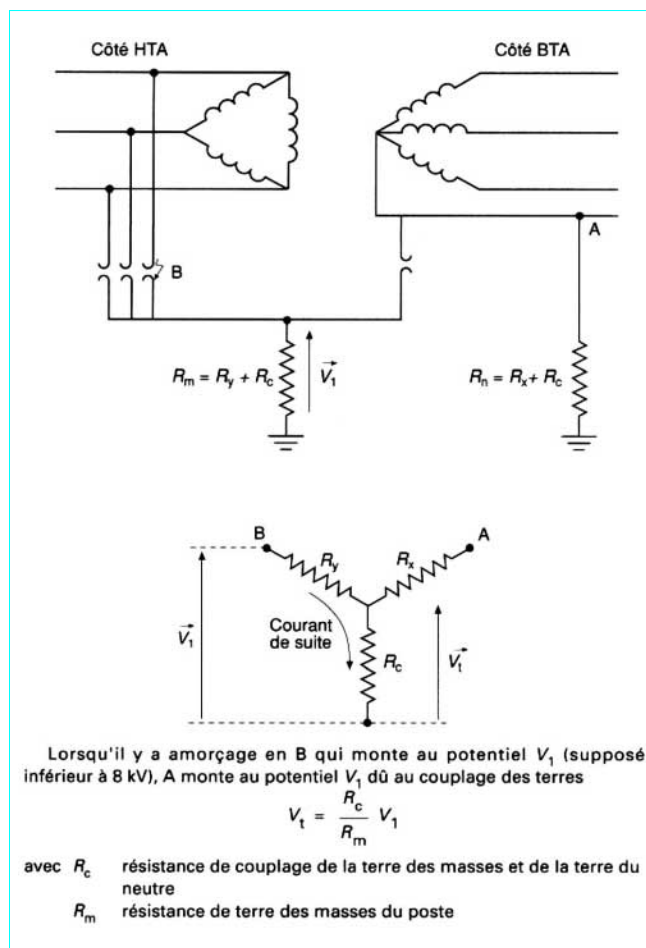


Figure 19 – Transmission par couplage des terres d'une surtension de la HTA vers la BTA

2.5.4 Avantages et difficultés

On peut noter **trois avantages**.

■ La conception des protections est simple.

En effet, les relais de protection au poste source sont en général des relais de conception simple, ampèremétriques à temps indépendant.

La sélectivité est obtenue par des temporisations prédéterminées, de valeur croissante lorsqu'on s'éloigne du poste source.

■ La structure du réseau est flexible.

Contrairement aux deux systèmes précédemment décrits (§ 2.3 et 2.4), le réglage des protections au poste source est peu influencé par les modifications de schémas.

On veille seulement à tenir compte de la totalité des câbles qui peuvent être repris sur un départ en cas d'incident pour en définir le seuil de déclenchement.

Le mode de mise à la terre du neutre peut être maintenu sans modification profonde lorsque le rayon d'action d'un poste change. Il ne dépend que de la nature du réseau (aérien, souterrain ou mixte) et de l'environnement (nature des sols).

■ **La sécurité est correctement assurée.**

L'exploitant est immédiatement informé de l'apparition d'un défaut monophasé. En effet, en régime normal de fonctionnement, il n'existe pas de retour de courant par la terre, même si les charges de phases sont très déséquilibrées, puisque le réseau n'est mis à la terre qu'au poste source et que le neutre n'est pas distribué.

En cas de défaillance de l'isolement monophasé, le courant de défaut monophasé est détecté sans difficulté, en général directement sur le départ concerné si ce défaut est faiblement ou moyennement résistant, ou au moins dans la connexion de mise à la terre du neutre si ce défaut est résistant et le courant correspondant inférieur au seuil de détection affiché pour ce départ. C'est seulement dans des cas très particuliers qu'un défaut n'est pas immédiatement détecté par les protections du poste source :

- rupture d'une phase sans chute de conducteur, mais il n'y a pas alors de danger pour les personnes ;
- défaut très fortement résistant entraînant le passage d'un courant inférieur au seuil affiché dans la connexion de mise à la terre du neutre (moins de 10 A) mais la probabilité est faible puisque les valeurs des résistances de terre des masses sur le réseau vont normalement de dix à une centaine d'ohms.

Cela explique cependant l'une des raisons pour lesquelles les armements sur poteau en bois doivent être mise à la terre par un conducteur spécifique, le support étant par nature trop résistant pour qu'un défaut d'isolateur se traduise par un courant suffisamment élevé pour être détecté.

Mais la **qualité de service doit être surveillée**.

■ **Le nombre de défauts fugitifs doit être réduit.**

Contrairement au système nord européen avec bobine de compensation décrit précédemment (§ 2.4), la valeur du courant de défaut monophasé est trop élevée pour que celui-ci s'éteigne spontanément au moment du passage à zéro du courant alternatif (défaut autoextincteur).

Cette faiblesse intrinsèque est surtout gênante lorsque la protection du matériel contre les surtensions atmosphériques est assurée non pas par des parafoudres, mais par des éclateurs à cornes à la hauteur desquels chaque surtension atmosphérique entraîne un courant de suite qui, n'étant pas autoextincteur, impose une **coupure brève et présente les risques de surtension** précédemment décrits (§ 2.5.3.2).

C'est pourquoi la protection contre les surtensions atmosphériques doit être assurée par **parafoudres** et non par éclateurs.

Par ailleurs, une bonne action préventive par localisation et analyse des défauts fugitifs que l'on peut encore constater même après remplacement de tous les éclateurs permet souvent d'en traiter la cause avant qu'ils ne dégèrent en défauts permanents (*auscultation* du réseau).

Enfin, en ajoutant un disjoncteur shunt, on parvient finalement à réduire dans un rapport de l'ordre de 5 à 10 le nombre de *micro-coupures* tandis que les actions décrites sur les contrôles de terres et sur la valeur de la résistance de mise à la terre du neutre au poste source suppriment pratiquement les risques de surtension dangereuse sur réseau BT [3].

■ **La sélectivité doit être assurée par téléconduite.**

En effet, la sélection automatique de la partie en défaut est obtenue par une temporisation croissante, prédéfinie entre :

- le disjoncteur d'arrivée sur le jeu de barres HTA, où il ne faut pas trop dépasser 1 s ;
- le disjoncteur des points de livraison de clients industriels où il faut accepter un retard au déclenchement de 0,2 à 0,3 s pour laisser fonctionner les protections intérieures.

Comme il faut respecter un écart de 0,3 à 0,4 s entre deux protections en série, il est préférable de ne pas disposer plus de trois disjoncteurs en cascade, c'est-à-dire :

- le disjoncteur d'arrivée sur jeu de barres HTA ;

- le disjoncteur du départ concerné ;
- le disjoncteur du poste client.

Dans ces conditions, l'apparition d'un défaut entraîne le déclenchement de tout le départ concerné. Il faut donc que l'exploitant en soit immédiatement informé et qu'il puisse très vite ensuite manœuvrer à distance pour circonscrire le défaut et reprendre l'alimentation du maximum de clients avant d'aller sur place réaliser les interventions manuelles.

Finalement, le système d'exploitation avec mise à la terre du neutre par résistance limitant le courant de défaut garde l'avantage de la simplicité et de la souplesse sans pour autant s'éloigner maintenant des critères de continuité de service liés au système nord européen ou américain (§ 2.3 et 2.4). Mais il a été nécessaire, pour parvenir à ce résultat, d'abord de faire preuve d'une vigilance et d'une rigueur dont la nécessité n'était pas forcément apparue au début des années 60 lorsque ce type d'exploitation avait été généralisé en France, ensuite d'utiliser un matériel moderne et performant de conduite à distance.

3. Différents éléments du réseau de distribution EDF

3.1 Généralités

Un réseau de distribution est un assemblage de différents éléments dont les caractéristiques essentielles (tension d'isolement et tenue aux courts-circuits notamment) doivent être coordonnées entre elles et compatibles avec l'option de base choisie concernant le régime du neutre.

Le dimensionnement de chaque élément doit être défini de façon à lui permettre de répondre aux contraintes immédiates mais aussi futures, ce qui suppose une optimisation basée sur un calcul technico-économique à long terme.

Enfin, les caractéristiques principales doivent être choisies dans une gamme réduite de valeurs normalisées, de façon à obtenir des effets de série sans pour autant trop restreindre les possibilités.

Finalement, les caractéristiques de base (niveaux de tension et de tenue au court-circuit) sont actuellement les suivantes en France.

■ **En haute tension niveau A** (HTA anciennement MT) : le niveau actuel de tension de 80 % du réseau est de 12/20 kV (12 kV entre phase et neutre et 20 kV entre phases) alors que 5 % du réseau était exploité à ce niveau en 1961, lorsque la décision avait été prise de normaliser cette tension.

Il en résulte le choix d'un matériel, de tenue :

- 12,5 kA pour le courant de court-circuit, en zone urbaine ;
- 8 kA pour le courant de court-circuit, en zone rurale ;
- 125 kV pour la surtension brève ;
- 50 kV pour la tension à 50 Hz pendant une minute.

■ **En basse tension niveau A** (BTA) : le niveau unique de tension qui vient d'être arrêté pour l'Europe est de 230/400 V (230 V entre phase et neutre et 400 V entre phases). En France, les Unités de distributions s'alignent progressivement sur ce seuil mais dans l'ensemble exploitent encore un peu au-dessous car le seuil normalisé était de 220/380 V dans les années 60.

Il en résulte les choix suivants de matériel.

— Interrupteurs et disjoncteurs sur réseau, de tenue :

- 50 kV pour la surtension brève ;
- 10 kV pour la tension à 50 Hz pendant une minute ;
- 4 à 6 kA suivant le calibre pour le courant de court-circuit triphasé des disjoncteurs de postes ruraux ;
- 16 à 32 kA pour le courant de court-circuit triphasé des interrupteurs en zone urbaine.

- Disjoncteurs et fusibles des installations privées de tenue :
 - 20 kA pour le courant de court-circuit des fusibles HPC (haute pouvoir de coupure) ;
 - 2 à 32 kA pour le courant de court-circuit des disjoncteurs suivant l'éloignement du poste de transformation et la présence ou non de fusibles en amont ;
 - 6 à 8 kV pour la surtension brève ;
 - 2 kV et parfois 6 kV pour la tension à 50 Hz pendant une minute.

Cette exigence d'un niveau élevé de tenue, 6 kV à 50 Hz, résulte des phénomènes de surtension décrits ci-avant (§ 2.5.3). Elle entraîne des surcoûts élevés pour le matériel électronique et pourrait être contestée par des constructeurs européens de matériel domestique, certains distributeurs publics étrangers se contentant de niveaux plus faibles.

Compte tenu des précautions actuellement prises en France comme indiqué ci-avant (§ 2.5.3 et 2.5.4), c'est-à-dire :

- la généralisation des parafoudres HTA ;
- l'élévation, si nécessaire, de la valeur de résistance de mise à la terre du neutre HTA ;
- le contrôle du coefficient de couplage entre terre des masses et terre du neutre ;

ce niveau de 6 kV devrait pouvoir être prochainement abaissé.

Nous examinons de façon succincte dans ce paragraphe, des postes sources jusqu'à la livraison aux clients, les différents éléments qui constituent un réseau, cette description concernant le réseau exploité en France par EDF, avec :

- les postes sources ;
- les lignes et câbles haute tension ;
- les appareils de coupure et postes de transformation HTA/BTA ;
- les lignes, câbles et branchements basse tension.

3.2 Postes sources

Nota : pour plus de renseignements, le lecteur se reportera, dans ce traité, à l'article Réseaux de distribution. Structure et planification [D 4 210].

Il existe une relation entre la densité moyenne de puissance de pointe (MW/km^2) appelée dans une région et la puissance installée qu'il n'est pas raisonnable de dépasser dans les postes sources qui l'alimentent.

C'est ainsi que l'on trouve dans les **zones rurales très faiblement chargées**, de l'ordre de $0,01 \text{ MW}/\text{km}^2$, des postes sources distants de 20 à 30 km dont la puissance installée varie entre 1 et 3 transformateurs de 10 MVA (parfois encore de 5 MVA).

Dans des **régions rurales plus chargées**, de l'ordre de $0,1 \text{ MW}/\text{km}^2$, ou bien en périphérie de petites villes, on atteint 2 à 3 fois 20 MVA par poste source.

Pour les **agglomérations moyennes**, on peut installer jusqu'à 3 fois 36 MVA.

Dans tous ces cas, l'énergie est livrée aux postes sources en 63 ou 90 kV.

À l'opposé, pour de **très grandes agglomérations** de 0,5 à plusieurs millions d'habitants, avec des densités de puissance appelée entre 5 et $30 \text{ MW}/\text{km}^2$, il est habituel de supprimer l'échelon 63 ou 90 kV et d'alimenter directement les postes sources par des câbles souterrains à 220 kV à isolement sec, capables de transporter jusqu'à 300 MVA.

Ces postes sources sont très compacts, parfois souterrains, et peuvent abriter jusqu'à quatre transformateurs de puissance nominale 70 MVA.

3.2.1 Schémas

Les départs HTA, installés dans des postes ouverts, étaient il y a une trentaine d'années encore protégés par un disjoncteur fixe raccordé à un double jeu de barres ouvert par l'intermédiaire de deux sectionneurs. On pouvait ainsi procéder à l'entretien de l'appareillage ou de l'un de ces deux jeux de barres sans interrompre le service.

Puis les postes HTA ont été en France systématiquement réalisés en technique blindée protégée, avec un jeu de barres fermé et réputé sans entretien et des disjoncteurs mobiles que l'on entretient après les avoir débrosés (un disjoncteur de réserve permet de maintenir le service sur le départ concerné). Dans ces conditions, un seul jeu de barres suffit pour un ensemble de départs HTA et constitue une rame que, pour une meilleure sécurité d'exploitation, on a l'habitude de sectionner en deux demi-rames.

3.2.2 Matériels

Du **côté HTB** (anciennement HT ou THT), l'alimentation de ligne aboutit sur un disjoncteur. En général, le jeu de barres est ouvert et unique (figure 20). Pour des postes très importants, le jeu de barres est double, lignes et transformateurs étant raccordés en double attache (figure 21). Dans le cas particulier des postes compacts en milieu urbain très dense, les jeux de barres HTB sont enfermés sous enveloppe comme pour les barres HTA. Cette technique est plus coûteuse mais s'impose quand la surface disponible est très réduite.

Les **transformateurs HTB/HTA** ont un régleur en charge qui permet de rattraper une variation de tension allant jusqu'à 16 % pour les transformateurs alimentés en 220 kV. Le régleur fonctionne automatiquement de façon à maintenir la tension HTA du départ poste source à la valeur affichée, un peu au-dessus de la tension nominale de façon à rattraper en partie la chute de tension côté HTA.

Les **liaisons HTA** entre l'aval des transformateurs HTB/HTA et les rames de répartition sont réalisées par une ou deux liaisons en câble sec unipolaire et conducteur en aluminium de section 650 ou $1\,300 \text{ mm}^2$.

Les **rames HTA** sont généralement scindées en deux demi-rames, comprenant chacune une cellule d'arrivée avec un disjoncteur, d'un courant nominal de 1 250 A, valeur également retenue sur le jeu de barres soit, pour 20 kV, une puissance maximale de 40 MVA en 2 de mi-rames de 20 MVA. Les jeux de barres sont enfermés sous enveloppe métallique ; ils restent isolés dans l'air avec des distances entre barres et entre barres et masses que l'on a pu réduire par une géométrie très soignée et par l'utilisation de nouveaux types d'isolateurs. L'isolement dans l'huile a été abandonné, compte tenu des risques d'incendie, malgré le gain de place obtenu.

Les deux demi-rames sont réunies par une **cellule de couplage**, disjoncteur complété par un sectionneur.

On installe ensuite habituellement sur chaque demi-rame **six à huit cellules**, disjoncteurs de départ de courant nominal 400 A pour les départs sur le réseau. Dans certains cas particuliers (départs spéciaux pour des clients appelant une très forte puissance à proximité du poste), on installe des cellules 1 250 A.

Les disjoncteurs fonctionnent dans le SF_6 , ce mode de coupure ayant été préféré en France à la coupure dans le vide qui *arrache* l'arc et peut générer des surtensions de rupture.

Dans des postes ruraux, une cellule alimente un disjoncteur shunt.

Une ou plusieurs cellules alimentent chacune une **batterie de condensateurs** comportant un à trois gradins de puissance généralement égale, chacun de ces gradins étant mis en et hors service par un interrupteur.

En France, une **centralisation des moyens de compensation réactive statique** au niveau des postes sources a été préférée à une dispersion sur le réseau HTA pour les raisons ci-après.

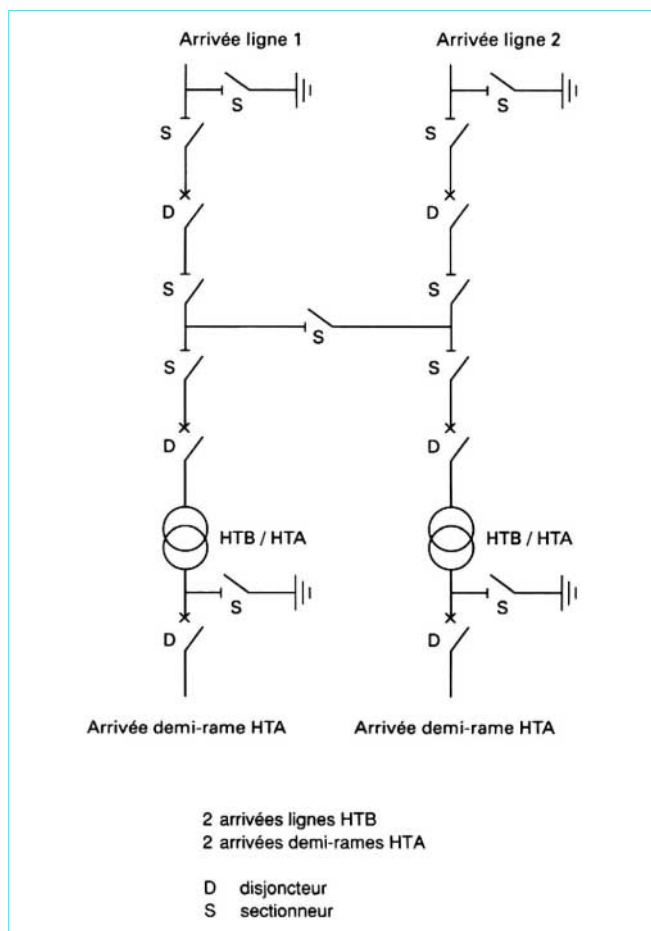


Figure 20 – Poste HTB/HTA à simple jeu de barres

— Les mises en et hors service, liées souvent à un problème général d'équilibre du réseau de production - transport, peuvent être ainsi mieux maîtrisées.

— L'objectif de meilleure qualité de service implique une réduction progressive de la longueur des départs haute tension issus des postes sources. Sur des départs courts, il n'est pas nécessaire de réduire les pertes thermiques et les chutes de tension par des injections dispersées de puissance réactive, comme c'est le cas par exemple sur les longs réseaux américains.

— Enfin, le suivi de l'appareillage de compensation, interrupteurs et condensateurs proprement dits, fragilisés par des contraintes transitoires fréquentes et élevées, est mieux assuré par des exploitants spécialisés en un nombre de points limités que par des équipes non spécialisées exploitant le réseau aérien.

Des **autotransformateurs HTA/HTA** sont nécessaires lorsque deux niveaux de tension coexistent au niveau d'un poste source. À l'arrivée du 20 kV, on plaçait initialement plusieurs autotransformateurs de 2 à 5 MVA, sur les départs concernés. Plus tard un seul autotransformateur de 10 à 20 MVA fut placé entre deux demi-rampe, l'un des deux transformateurs débitant sous la nouvelle tension et l'autre délivrant encore, le temps nécessaire, l'ancien niveau de tension.

3.3 Lignes et câbles haute tension

En quelques années, à partir des années 60, le cuivre a été abandonné au profit de l'aluminium, avec des problèmes de mise en œuvre pour les raccords et les dérivations qui ont été progressivement résolus, essentiellement grâce à des raccordements serifs sous très forte pression mécanique.

3.3.1 Lignes aériennes

Les lignes aériennes d'ossature [4] constituaient il y a quelques années encore des antennes de section décroissante après la sortie des postes sources.

Le concepteur s'efforçait de ne pas les fragiliser par la multiplication de raccordements directs de postes HTA/BTA et pour cela préférait des regroupements de dérivations sous forme de *grappes* (figure 22) à une multiplicité de dérivations en *arête de poisson* (figure 23).

Actuellement, il est prévu de réaliser plutôt des lignes de section constante, bouclables, de préférence entre des postes sources différents, éventuellement sur un même poste mais alors pas sur la même demi-rame.

Les grappes restent conseillées mais s'imposent moins, les interrupteurs de dérivation étant complétés par davantage d'interrupteurs de ligne, maintenant plus fiables et plus fréquemment télécommandés (§ 3.4).

Les lignes doivent respecter au minimum les contraintes imposées par les pouvoirs publics telles qu'elles figurent dans le dernier arrêté interministériel paru, dit Arrêté Technique soit actuellement celui du 2 avril 1991. On peut cependant se fixer localement des conditions plus contraignantes fonctions du rôle de l'ouvrage ou de conditions climatiques spécifiques, en accord avec le représentant du contrôle des Pouvoirs Publics, et aussi avec les collectivités locales concernées.

C'est ainsi que la conception des lignes aériennes n'est pas la même en ce qui concerne les lignes dites *principales* et les lignes dites *secondaires*.

Pour les **lignes dites principales** que sont les lignes d'ossature ou les dérivations importantes, on recherche la meilleure fiabilité avec une meilleure connaissance des incidents passés dans des zones géographiquement mieux connues qui amène quand il le faut à prendre des hypothèses de calcul plus contraignantes. On cherche par ailleurs à assurer une coordination des ruptures quand les hypothèses de charge sont dépassées en essayant :

- que le conducteur se rompe avant l'armement ;
- que l'armement cède avant le support ;
- et, si le support cède, que la rupture se produise en un point faible volontairement créé à 6 m du sol, ce qui permet un dépannage rapide (on accroche un support bois à la partie restante du support béton).

Pour les **lignes dites secondaires**, qui constituent les antennes alimentant un petit nombre de postes, où les dérivations courtes, les hypothèses de calcul sont moins sévères.

Il faut admettre cependant que la distinction entre lignes principales et lignes secondaires, et appelées à le rester, n'est pas toujours facile et relève essentiellement d'un jugement local.

Les conducteurs sont en général nus, sauf cas particulier en région boisée où on utilise parfois, pour éviter un trop grand déboisement, un câble isolé torsadé suspendu de conception comparable à celle d'un câble souterrain.

Les **lignes principales**, en alliage d'aluminium (almélec), ont des sections de 75, 117 ou 148 mm², exceptionnellement 228 mm², en portées raisonnablement longues de 100 à 150 m avec les conducteurs suspendus, et non posés sur les isolateurs. Les supports sont des poteaux en béton de classe D (effort disponible sur

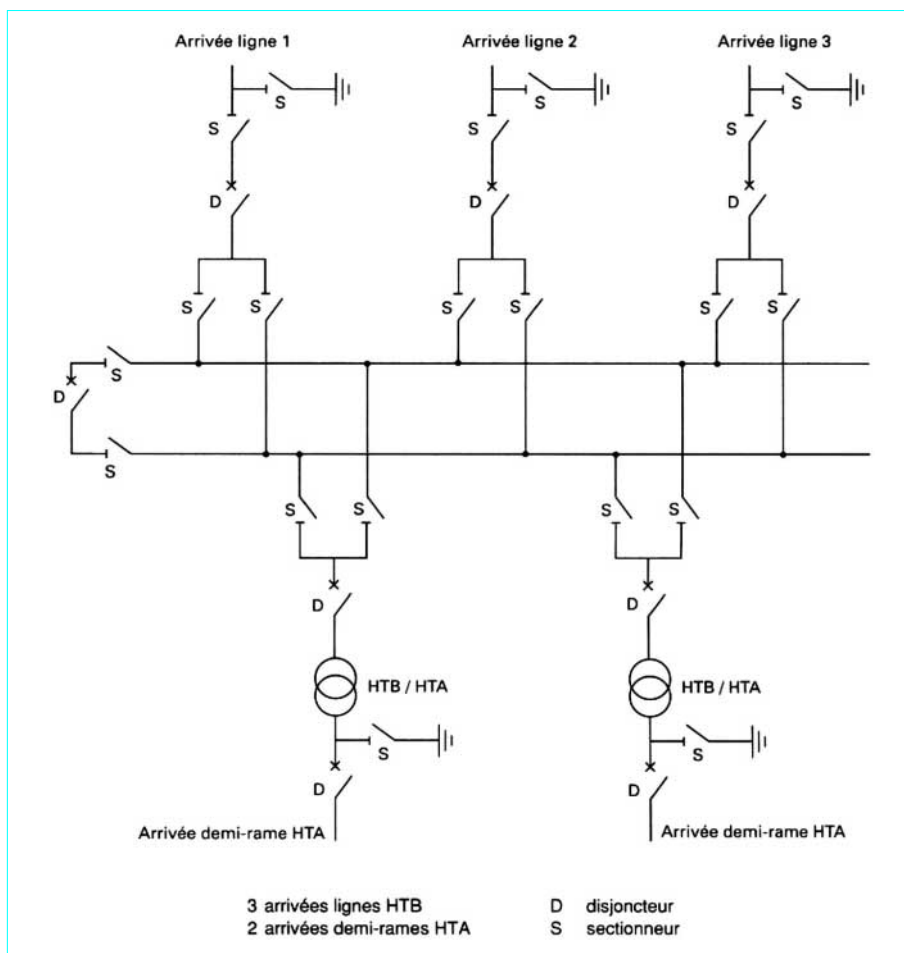


Figure 21 - Poste HTB/HTA à double jeu de barres côté HTB

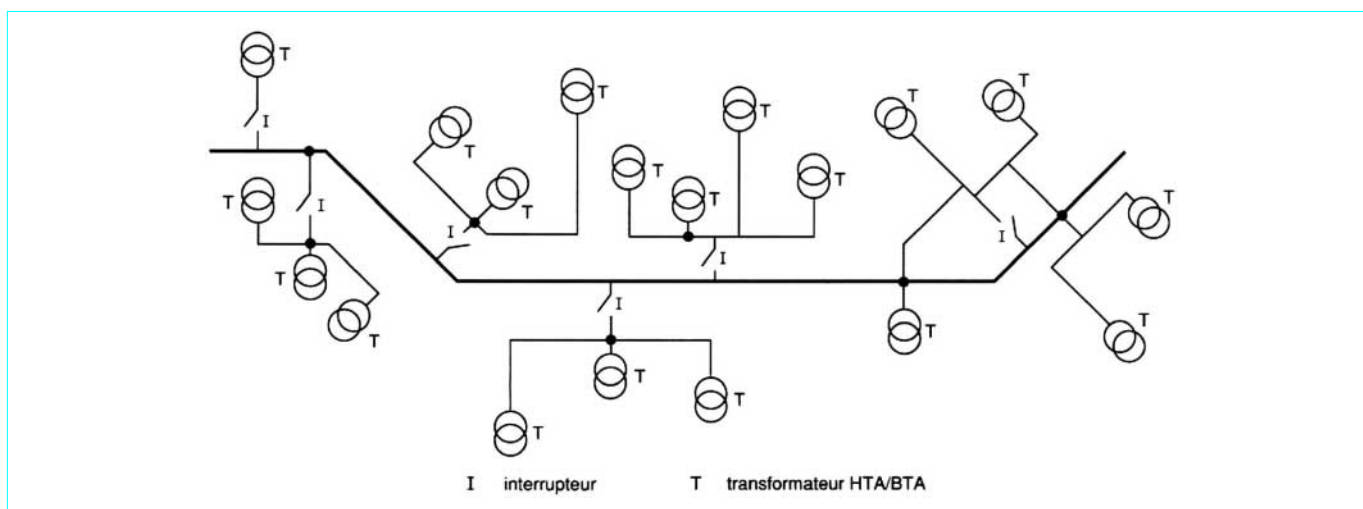


Figure 22 - Poste HTA/BTA sur poteau. Raccordements en grappes

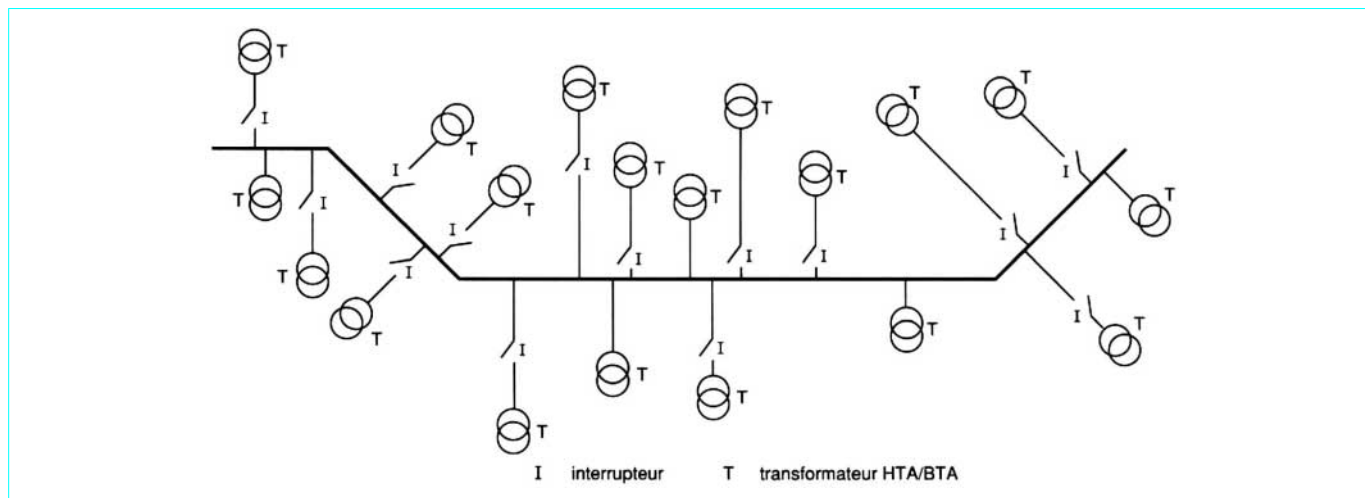


Figure 23 – Poste HTA/BTA sur poteau. Raccordements en arête de poisson

la petite face égale à 50 % de l'effort mécanique nominal supporté) ou des poteaux en béton de classe E (effort nominal disponible également sur toutes les faces) ; il existe parfois des assemblages de poteaux en bois pour mieux respecter l'environnement ou lorsque l'utilisation d'engins pour le transport des supports est impossible et, exceptionnellement, des supports métalliques pour des hauteurs ou des efforts très supérieurs à la normale.

Les **lignes secondaires**, d'une section de 54 mm² en almélec (parfois, sous très fort givre prévisible, section de 59,7 mm² en aluminium-acier) sont en technique rigide (conducteurs posés et ligaturés au niveau de chaque isolateur), puisqu'il est bien rare de pouvoir suivre les longues lignes droites qui rendent plus économique la technique des conducteurs suspendus.

D'une façon générale, la capacité de transport en distribution est limitée par la chute de tension admissible, plutôt que par la limite thermique résultant d'une trop forte intensité. On estime cette limite thermique à 400 A pour la section de 148 mm² en almélec. Cette valeur est assez théorique car liée à des paramètres difficilement connus : essentiellement la température ambiante et le vent le plus fort au moment où la charge est la plus élevée.

3.3.2 Câbles souterrains

L'utilisation de câbles souterrains [5] correspond à la pratique habituelle de desserte HTA en **milieu urbain dense**.

Il a été décidé récemment d'utiliser aussi le câble souterrain pour le **réseau d'ossature en milieu rural**. Outre l'intérêt esthétique de l'enfouissement de la liaison, on peut obtenir une fiabilité meilleure que celle qui est apportée par une ligne aérienne, si bien calculée soit-elle en hypothèses d'intempéries. A condition en effet de se trouver dans des circonstances favorables qui ne sont pas exceptionnelles en France (sous-sol tendre ou faiblement résistant et utilisation possible d'engins spéciaux permettant la mécanisation de la pose), le coût global de réalisation en souterrain des câbles isolateurs synthétiques actuels n'est pas beaucoup plus élevé qu'en technique aérienne.

Dans un milieu urbain, la structure utilisée est généralement la **coupure d'artère** (figure 24a) de section uniforme 150 mm² en aluminium, exceptionnellement en 240 mm² en sortie de poste source lorsque des câbles très proches ont une capacité de charge réduite par l'échauffement du sol. Les artères issues du poste source sont organisées en *épi* évoluant en fuseau dans la zone où l'on prévoit à moyen terme d'installer un nouveau poste source.

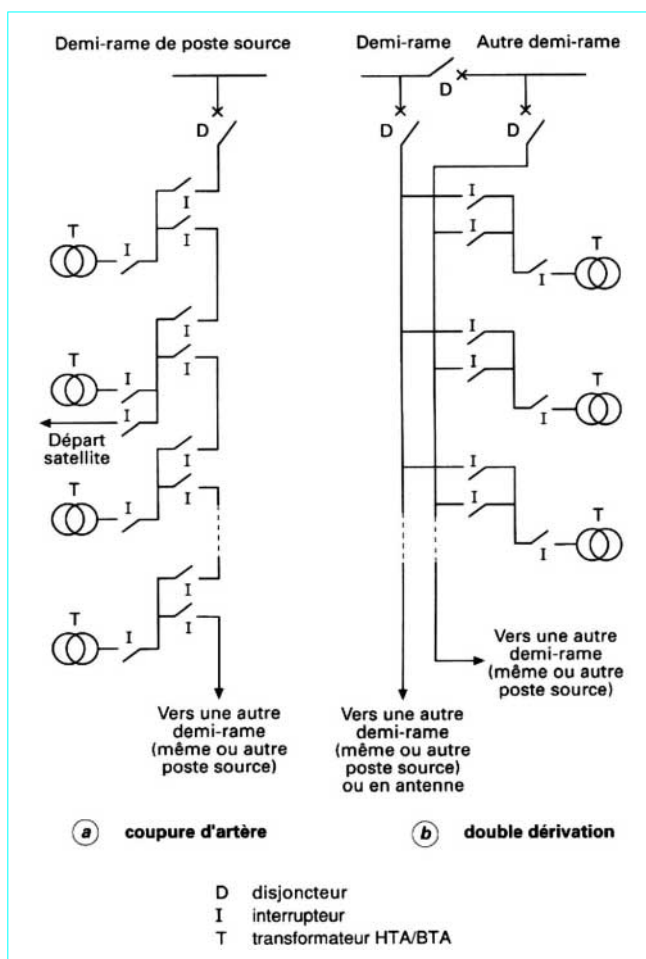


Figure 24 – Réseau HTA

Le réseau en **double ou multiple dérivation** (figure 24b), qui aurait pu progresser compte tenu de sa meilleure adaptabilité au dépannage automatique, n'a finalement guère été développé par les exploitants, du fait de la complexité des manœuvres de consignation. Les câbles principaux sont les mêmes que précédemment, les câbles de dérivation en section plus faible sans pour autant descendre au-dessous de 95 mm², de façon à respecter la contrainte de court-circuit triphasé à 12,5 kA.

Nota : le lecteur trouvera une étude détaillée des structures de réseau souterrain dans l'article *Réseaux de distribution. Structure et Planification* [D 4 210] de ce traité.

Depuis une dizaine d'années, le câble isolé au papier imprégné d'huile n'est presque plus utilisé en France.

Le **câble sec isolé au polyéthylène réticulé** (PR) lui a été systématiquement préféré pour les raisons suivantes :

- légèreté qui facilite beaucoup la pose ;
- meilleure capacité de charge (la limite a été portée de 350 à 400 A) ;
- meilleure tenue au court-circuit ;
- facilité et rapidité de réalisation des accessoires qui peuvent être maintenant préfabriqués et prémoulés.

Il en est résulté une nette diminution des incidents, les difficultés inhérentes à ce type d'isolation, liées essentiellement au risque de pénétration et de cheminement de l'eau, ayant été bien maîtrisées, tout au moins en France.

3.4 Appareils de coupure et transformateurs

Comme il vient de l'être indiqué (§ 3.3.1), les **lignes aériennes** peuvent être tronçonnées par des appareils de coupure sur poteau. À l'origine, la tendance naturelle des exploitants était de substituer aux fusibles, dont on avait constaté l'inefficacité, un interrupteur à faible pouvoir de coupure (de l'ordre d'une trentaine d'ampères) devant chaque transformateur HTA/BTA. Plus tard, les transformateurs se sont multipliés, leur fiabilité s'est améliorée et l'exploitant s'est efforcé de les regrouper à l'aval d'un interrupteur commun. Puis des interrupteurs à pouvoir de coupure de 100 voire 400 A récemment ont été placés en série sur les artères principales (figure 25).

En ce qui concerne les **réseaux souterrains**, l'évolution a été moindre et l'on continue à installer, à l'intérieur d'une cabine de transformation, deux interrupteurs de réseau et un interrupteur de protection du transformateur, parfois en première étape un seul interrupteur à fonction combinée arrivée et protection.

3.4.1 Interrupteurs sur poteaux pour lignes aériennes

Utilisés en grand nombre, essentiellement sur les dérivations, de préférence pour plusieurs transformateurs mais parfois pour un seul, ces appareils se devaient d'être très bon marché, sous peine de représenter une valeur disproportionnée avec le ou les transformateurs à l'aval. Il en est résulté une fiabilité médiocre, notamment pour les interrupteurs dont le pouvoir de coupure était faible (31,5 A). L'exploitant aggravait ainsi d'une façon paradoxale le risque global de défaut permanent lié à la présence d'un transformateur, risque qu'il avait pourtant voulu réduire par l'installation de cet interrupteur.

Finalement, ce type d'appareil, aux performances insuffisantes, a été abandonné pour être remplacé par un **interrupteur aérien dit de type 1 à commande mécanique locale** (en abrégé, **IA 1 CM**) :

- capable de couper par manœuvre manuelle, avec une vitesse de fermeture rendue indépendante de l'opérateur, un courant principalement actif de 50 A ;
- pouvant être installé sous tension grâce à un raccordement par bornes cylindriques ;
- de tenue au court-circuit de 8 kA.

En ligne, les **interrupteurs, dits de type 2** (en abrégé, **IA 2 CM**), beaucoup moins nombreux, voient eux aussi leur fiabilité renforcée avec :

- une coupure par fouets ;
- de plus larges tolérances, notamment de pénétration des contacts ;
- la facilité d'installation sous tension.

Comme ils étaient destinés à couper aussi des dérivations importantes, leur pouvoir de coupure principalement de courant actif fut porté à 100 A.

Ce courant est inférieur à celui qui peut circuler sur une ligne d'ossature ; dans ce cas d'installation en effet d'IA 2 CM n'est pas fait pour couper directement la charge mais pour modifier l'emplacement du point d'ouverture sur une ligne HTA bouclable (ou ferme d'abord la boucle en un premier point puis on l'ouvre en un second).

Le courant de transit possible ou courant assigné est de :

- 200 A pour l'IA 1 CM ;
- 400 A pour l'IA 2 CM.

On s'est donné ensuite la possibilité de substituer dans certains cas à la commande mécanique manuelle de l'IA 2 CM une commande électrique maîtrisable à distance, le transformant ainsi en un **interrupteur aérien de type 2 télécommandé** (en abrégé, **IA 2 T**).

Certains IA 2 T peuvent recevoir une fonctionnalité complémentaire d'automatisme à compte-passages de courants de défauts, suivi par l'ouverture à vide sur défaut permanent, avec signalisation à l'exploitant lorsque cet automatisme a provoqué l'ouverture. Ils ont alors été transformés en **IA 2 T-CT**, équivalent du **sectionaliser** américain, mais plus complet puisqu'il est doté de cette fonction complémentaire de téléalarme qui n'existe pas habituellement aux États-Unis.

Enfin, il a été nécessaire de proposer aux exploitants de réseaux en montagne un interrupteur capable de fonctionner sous conditions atmosphériques très difficiles, même recouvert de neige, verglas ou glace. Pour cela, il a fallu :

- remplacer la coupure dans l'air par une coupure en enceinte fermée sous SF₆ ;
- supprimer la transmission du mouvement par tringlerie en plaçant le moteur d'entraînement en hauteur, directement sur l'axe de manœuvre des contacts de l'interrupteur. La difficile mise au point de cet interrupteur **télécommandé tous temps**, de **type 3**, en abrégé **IA 3 T**, a duré plusieurs années. Il est disponible depuis 1990.

C'est ainsi que l'on a pu compléter la télécommande des postes sources par la télécommande de tout l'ensemble des lignes aériennes, grâce à des interrupteurs aériens télécommandables de tous types adaptés aux nécessités différentes d'exploitation et dont la qualité est devenue satisfaisante.

3.4.2 Interrupteurs abrités en cabine pour réseaux souterrains

Les premiers interrupteurs abrités, à **coupure dans l'air**, étaient installés en hauteur ou au sol à l'intérieur de cloisons maçonnées, derrière des portes grillagées et raccordés sur des jeux de barres ouverts. La nécessité de réduire l'encombrement, celle de gagner du temps à l'installation, la facilité d'utilisation du câble sec isolé, etc. ont conduit le distributeur à préférer l'installation systématique au niveau du sol de ces interrupteurs à coupure dans l'air, derrière des cellules grillagées préfabriquées.

Une autre solution, dans laquelle l'encombrement était encore plus réduit et l'inaccessibilité des parties sous tension assurée, a été pendant longtemps, de 1960 à 1980 environ, l'utilisation d'interrupteurs compacts à **coupure et isolation dans l'huile** à trois fonctions (deux interrupteurs de réseau, un interrupteur de protection du transformateur). Cela présentait cependant des inconvénients, liés aux risques d'incendie, voire d'explosion, inhérents à ce diélectrique.

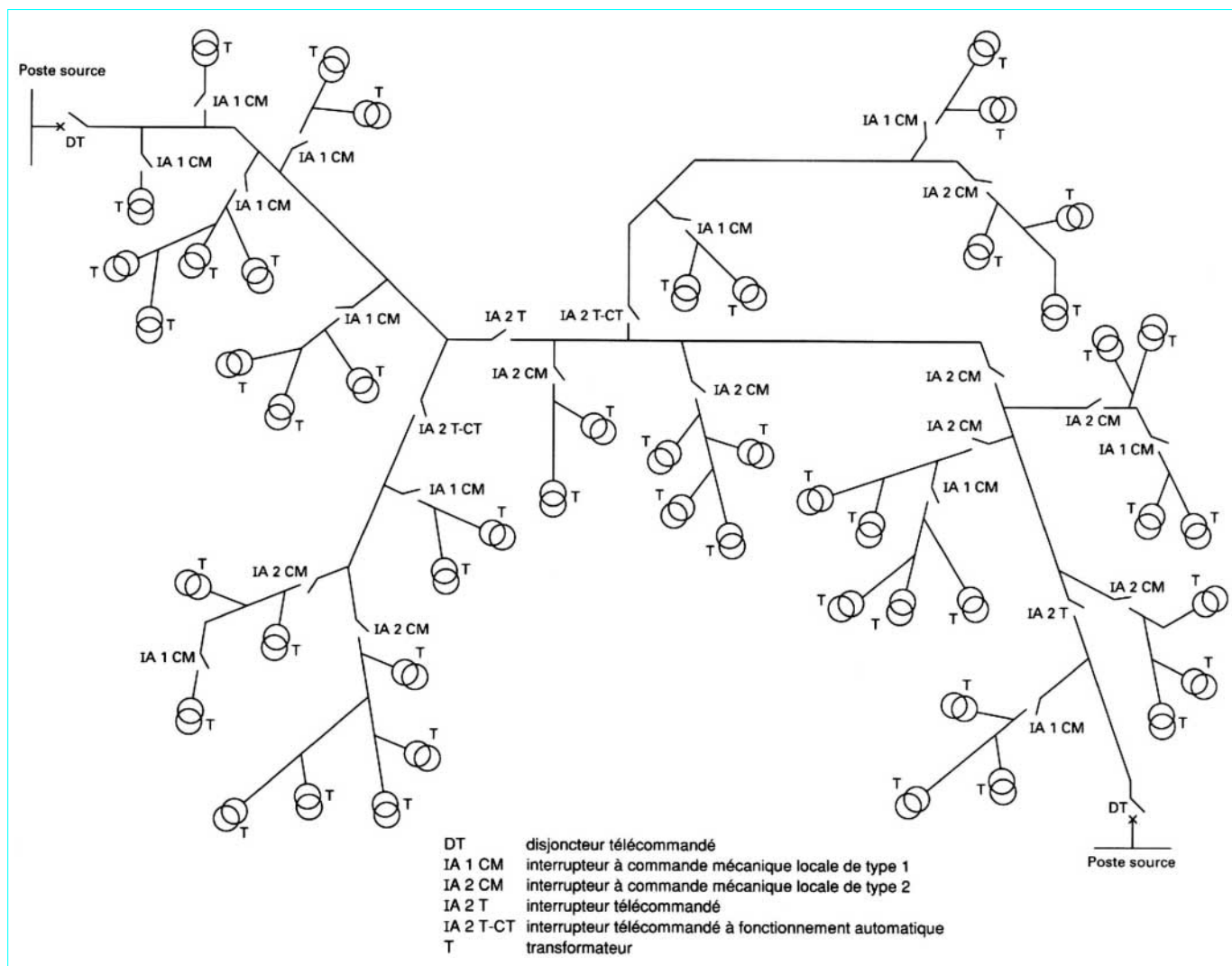


Figure 25 – Interrupteurs de différents types sur une artère aérienne

Les deux techniques d'isolation ont coexisté longtemps, les dimensions des cellules à isolation dans l'air étant progressivement réduites pour diminuer l'encombrement, jusqu'à entraîner parfois l'apparition d'effluves entre certaines parties sous tension à angles trop vifs et les parties métalliques reliées à la masse dont l'éloignement n'était plus suffisant. Le phénomène apparaissait surtout lorsque les conditions de l'air ambiant étaient difficiles : air humide et chargé de sel par exemple.

Le remplacement de la coupure dans l'air par la **coupe dans une ampoule vidée de son air** puis hermétiquement close n'apportait pas de gain d'encombrement significatif puisque le jeu de barres et les connexions restaient dans l'air. Il en était de même pour des cellules modulaires dans lesquelles la chambre de coupure de chaque interrupteur contenait du SF₆ mais dont le jeu de barres restait isolé dans l'air.

Finalement, le progrès est devenu significatif lorsqu'il a été créé un **ensemble compact** où la coupure aussi bien que les liaisons barres sont enfermées dans une même ampoule remplie de SF₆, scellée une fois pour toutes au moment de la fabrication. Afin de

s'affranchir complètement des risques liés à l'air ambiant, il fut en outre décidé de remplacer les coffrets d'arrivée de câbles par des **prises embrochables**, ce qui offrait en plus l'avantage pour l'ensemble de pouvoir résister à une immersion, à condition cependant qu'elle soit temporaire.

La capacité nominale de transit (courant assigné) n'a pas changé au cours du temps : 400 A pour les cellules réseau, 50 A pour la cellule de protection du transformateur.

Ces ensembles d'interrupteurs abrités peuvent être complétés par un coffret regroupant tout ce qui est nécessaire à la télécommande ; c'est-à-dire un atelier d'énergie, une interface avec les tiges de motorisation des cellules et une carte de dialogue à distance avec le système central.

Nota

Le problème général de la conduite à distance d'un réseau HTA est détaillé plus loin (3.4).

L'article de ce traité *Appareillage électrique d'interruption à haute tension* [D 4 700] aborde de façon détaillée l'ensemble des problèmes de l'appareillage HTA.

3.4.3 Postes de transformation pour lignes aériennes

Ils sont alimentés par un réseau aérien :

- soit en piquage en antenne avec ou sans interrupteur propre lorsqu'ils sont situés près d'une ligne principale ;
- soit regroupés en grappe avec plusieurs autres transformateurs et un interrupteur aérien commun sur une dérivation proche déjà existante.

Le transformateur est généralement installé en hauteur sur poteau avec une arrivée sur parafoudres et sans fusibles, une puissance nominale de 25, 50, 100, 160 kVA, un coffret disjoncteur côté BTA avec un ou deux départs en aluminium de 70 mm², ou 150 mm² dans certains cas particuliers. Les fusibles HTA ont été jugés inutiles pour les raisons suivantes :

- l'expérience a montré qu'en cas de défaut interne ces fusibles n'empêchaient généralement pas la destruction du transformateur ;
- en outre, le court-circuit monophasé dont on a vu que le courant avait été volontairement limité entraîne la fusion d'un fusible, parfois de deux, alimentant l'enroulement en défaut ; mais le troisième fusible continue à alimenter faiblement le courant de défaut à travers un enroulement sain ; dans ces conditions, la présence des fusibles n'empêche pas la coupure générale du réseau sur défaut permanent monophasé.

Parfois, en face de contraintes d'environnement, ou si l'on a besoin d'une puissance supérieure à 160 kVA, on installe le transformateur dans une cabine basse, suivant les mêmes principes qu'un transformateur sur poteau, c'est-à-dire sans fusibles du côté HTA, mais avec un disjoncteur assurant le double rôle de contrôle de charge et de protection contre les courts-circuits du côté BTA. À l'aval de ce disjoncteur est installé :

- soit un tableau à 2 départs pour un transformateur de 160 kVA ;
- soit un tableau à 4 départs avec fusibles BTA pour un transformateur de puissance supérieure à 160 kVA.

Il a été créé récemment un nouveau type de poste de transformation rural, s'inspirant du modèle américain *pad mounted*, dit **poste socle**, posé sur le sol et non plus installé en hauteur, pour lequel il n'y a pas de distinction nette entre l'enveloppe extérieure et la cuve du transformateur, l'ensemble faisant bloc ; des fusibles sont systématiquement installés côté haute tension. La puissance nominale du transformateur est de 160 ou 250 kVA.

3.4.4 Postes de transformation pour réseaux souterrains

Ils sont installés en coupure d'artère sur câbles secs en aluminium de 150 mm², plus rarement en double ou multiple dérivation, si possible près d'un carrefour dans la mesure où c'est là que le distributeur a pu disposer d'un emplacement.

Parfois, les postes de transformation sont placés en antenne sur un poste proche en coupure, poste dit *satellite*. S'il s'agit d'une situation provisoire, il est prudent de ne pas trop laisser durer ce mode de raccordement. Si la situation doit se maintenir, il faut s'assurer que le réseau BTA a la capacité de reprendre la charge en cas d'incident sur le câble HTA.

Contrairement aux transformateurs ruraux, qui ne sont pas protégés du côté HTA, le transformateur installé en milieu urbain sur réseau HTA souterrain est protégé par fusibles aussi bien à l'amont (côté HTA) qu'à l'aval (côté BTA). En effet, compte tenu de la puissance de court-circuit élevée du réseau, la présence des fusibles garantit une mise hors service quasi instantanée en cas de court-circuit interne qui pourrait se traduire par une manifestation extérieure violente, voire une explosion si l'incident survient sur un appareil en surcharge.

La puissance nominale du transformateur est de 250, 400 ou 630 kVA avec une réactance de court-circuit de 4 %.

Dans des milieux urbains à très forte densité de consommation comme à Paris, on peut aller jusqu'à 1 000 kVA, avec une réactance de 5 % pour réduire la puissance de court-circuit.

La tension secondaire de sortie est progressivement relevée de 400 à 410 V de façon à fournir à la clientèle la valeur nominale de 230/400 V, récemment normalisée sur le plan européen.

Des prises de réglage manœuvrables hors tension permettent de faire varier le rapport de transformation de $\pm 2,5$ % par rapport à sa valeur moyenne.

La sortie BTA du transformateur aboutit sur un tableau de répartition à 4 départs, parfois 8, suivant la puissance à distribuer. Des fusibles BTA sont installés sur chaque départ.

Auparavant, les enveloppes de postes étaient maçonnées sur place en élévation. Elles sont maintenant presque toujours préfabriquées en usine.

Il est parfois nécessaire, notamment dans des milieux urbains très denses où il est très difficile de trouver l'emplacement adéquat, d'enterrer les postes. Cette solution, toujours beaucoup plus coûteuse, présente cependant l'avantage de moins transmettre le bruit dû aux vibrations des tôles du noyau magnétique.

3.5 Lignes, câbles et branchements basse tension

Jusqu'en 1965 environ, les réseaux BTA aériens étaient constitués d'une nappe de conducteurs nus, généralement en cuivre, de section 45 mm² pour le réseau principal.

À la fin des années 60, il a été préféré une réalisation par une torsade isolée, en aluminium de section 70 mm² pour le réseau principal et 50 mm² pour les dérivations.

Après différents essais et quelques incertitudes, l'isolant retenu a été le polyéthylène réticulé (PR), teinté en noir pour assurer la protection contre une dégradation provoquée par le rayonnement UV.

Dans tous les cas, le neutre, en almelec, de 54 mm², constitue le câble porteur, ce qui permet de réduire les types d'accessoires de suspension ou d'arrêt du réseau.

Contrairement à ce qu'on pourrait penser, la réalisation de réseaux BTA en conducteurs isolés en aluminium ne s'est pas avérée plus coûteuse que celle en conducteurs nus en cuivre. D'abord parce qu'à résistance électrique égale l'aluminium est en général moins cher que le cuivre et soumis à de moindres fluctuations des cours. Ensuite parce que, même si l'isolation des conducteurs entraîne un surcoût, celui-ci est compensé par une réduction du coût de mise en œuvre :

- le déroulage du réseau est plus rapide ;
- les poteaux sont moins hauts de 1 m au moins ;
- les hampes métalliques encombrantes en façade sont remplacées par des discrets croissants plastifiés de suspension.

La technique du faisceau torsadé présente par ailleurs d'autres avantages par rapport aux conducteurs nus :

- la réactance d'une torsade est pratiquement nulle et donc à résistance égale à capacité de desserte est plus élevée en conducteur isolé qu'en conducteur nu ;
- la sécurité d'exploitation pour le personnel et le public est meilleure ;
- le risque de courts-circuits, générés le plus souvent sur les anciens types de réseau par un contact accidentel des conducteurs nus entre eux, est pratiquement nul ;
- l'intégration dans l'environnement est meilleure, notamment pour le réseau de façade, et ce type de réseau constitue une alternative économique à la mise en souterrain d'un réseau existant lorsqu'il faut l'envisager.

Ces raisons expliquent une utilisation croissante dans le monde de cette technique française, avec parfois une variante proposée plus tard par les câbliers allemands quant au type d'isolant (PVC au lieu

de PR), au mode de suspension et d'ancrage (portage par l'ensemble du faisceau et non par le neutre seul), ou à la section des conducteurs.

Nota : cette technique et l'histoire de sa mise au point sont décrites en détail dans l'article *Câbles aériens isolés* [D 4 500] de ce traité.

Les réseaux de **câbles souterrains BTA** ont suivi une évolution analogue à celle des réseaux HTA (§ 3.3.2), l'isolation au papier imprégné d'huile étant abandonnée au profit de l'isolement sec, PR et PVC, avec la nécessité de précautions comparables à celles que l'on prend pour des câbles souterrains HTA pour éviter la propagation longitudinale ou transversale de l'eau sur un câble blessé superficiellement.

Les deux sections le plus couramment utilisées sont, en aluminium, 3 fois 150 mm² avec neutre de 70 mm² (3 × 150 mm² + 70 mm²) ou 3 × 70 mm² + 50 mm², quelquefois 3 × 240 mm² + 95 mm² ou 3 × 50 mm² + 35 mm².

Les **branchements aériens** sont en général monophasés, en deux conducteurs d'aluminium isolés, réunis en torsade autoportante, de section 10, 16, 25 ou 35 mm².

Les **branchements souterrains** d'une habitation individuelle ont des sections analogues, mais sont plutôt triphasés à quatre conducteurs. Les branchements souterrains d'une habitation collective sont analogues aux réseaux de câbles avec évidemment une section plus faible.

Les **compteurs** sont protégés en amont par des fusibles à haut pouvoir de coupure (HPC) et sont raccordés à l'aval sur un disjoncteur individuel dont on peut ainsi réduire les performances exigées au court-circuit. Ces ensembles sont installés de préférence à l'extérieur sous coffret étanche plastique. On préfère parfois installer un compteur de type extérieur directement en façade, sans abri, par embrochage sur un socle fixe. Ce type d'installation à l'extérieur sans capot plastique est comparable à celui qui est systématiquement pratiqué en Amérique du Nord. Il est plus coûteux en France où il a été décidé d'installer des fusibles BTA en amont de compteur, fusibles à retirer avant de déboucher le compteur, alors qu'en Amérique du Nord on accepte de déboucher le compteur sous tension.

Le **neutre** est mis à la terre le long du réseau, mais il en est séparé à la hauteur des comptages particuliers. En ce point en effet, le conducteur reliant les masses et mis à la terre n'est pas relié au neutre, considéré comme *conducteur actif*.

Dans ces conditions, en cas de contact accidentel d'une phase à la masse en aval du point de livraison, le courant de défaut n'est pas en général suffisant pour entraîner la fusion d'un fusible ou le déclenchement du disjoncteur par surcharge. Il est donc nécessaire d'ajouter dans le disjoncteur une fonction *différentielle* (contrôle d'égalité du courant d'entrée et du courant de sortie). Un défaut d'isolement entre phase et masse en un point quelconque se traduit alors par une différence entre le courant *aller* et le courant *retour* et le disjoncteur différentiel déclenche.

Nota : en Allemagne, et généralement en Europe du Nord, on n'utilise pas de disjoncteur différentiel. Dans ces pays en effet, terre, neutre BTA et masses des clients sont partout réunis. Une défaillance d'isolement à la masse dans une installation intérieure BTA entraîne alors un court-circuit suffisant pour entraîner la fusion d'un fusible et assurer ainsi la protection.

4. Surveillance, contrôle et exploitation du réseau de distribution EDF

4.1 Intelligence en postes sources

Les premiers **postes sources, généralement gardiennés**, comportaient uniquement des systèmes de coupure automatique immédiate sur les départs ayant subi un défaut.

On a constaté ensuite qu'après remise en service manuelle le départ *tenait* bien souvent, le défaut ayant disparu. D'où l'idée de provoquer après déclenchement un **réenclenchement automatique**, en limitant la durée de la coupure au minimum suffisant pour permettre une extinction des défauts non permanents.

Mais on a constaté, même après échec du réenclenchement automatique, des remises sous tension manuelles réussies. On a alors ajouté un dispositif automatique, raccordé sur le jeu de barres, qui met brièvement à la terre la phase en défaut avant l'ouverture automatique (disjoncteur shunt).

On parvient ainsi à éteindre un certain nombre d'amorçages, sans perception par les clients.

Actuellement, l'exploitant fournit à l'automate installé sur chaque départ des instructions de réenclenchement automatique différentes suivant la nature du départ concerné.

Par exemple, pour des **départs aériens longs** (figure 26), fréquemment perturbés par les intempéries, on impose d'abord un léger retard (0,1 à 0,2 s) au déclenchement pour laisser disparaître les défauts autoextincteurs, puis on effectue une première coupure brève avec réenclenchement au bout de 0,3 s, suivie, si le défaut persiste, d'une coupure plus longue de 10 à 15 s, avec réenclenchement et, si le défaut persiste encore, d'une deuxième coupure longue permettant l'ouverture du ou des IA 2 T-CT qui ont pu être installés à l'aval.

Pour des **départs souterrains**, on provoque un déclenchement immédiat suivi d'une coupure longue avec parfois un réenclenchement mais un seul (les défauts en souterrain sont rarement furtifs et souvent plus dangereux pour l'environnement).

Ces temporisations peuvent être légèrement relevées s'il existe des clients HTA avec protection propre.

Pour des **départs comportant une partie aérienne et une partie souterraine**, on réalise une combinaison des deux.

Un dispositif d'**enregistrement permanent des manœuvres** effectuées par les automates complète l'ensemble.

Progressivement, le gardiennage permanent des postes sources a cessé et un **dispositif de télécommande à distance** est venu compléter l'automate au niveau de chaque cellule départ.

Cet organe d'abord simplifié était capable seulement de recevoir à distance des ordres d'ouverture ou fermeture, de les exécuter et de rendre compte. Puis, plus complexe, il fut ensuite installé sur un **calculateur** commun aux cellules et assurant en même temps que ces fonctions de télécommande toutes les fonctions automatiques nécessaires à l'exploitation des cellules ou des jeux de barres HTA, mais aussi la régulation de tension, le pilotage des émissions à 175 Hz vers les installations d'abonnés, la mesure des charges active et réactive du réseau, la mise en ou hors service des gradins de condensateurs, etc. Ce **calculateur de poste source** dispose donc d'une intelligence propre et constitue par ailleurs un élément essentiel de l'ensemble du système de commande d'une unité d'exploitation auquel il est *asservi*. Il est désigné en abrégé sous la dénomination de **poste asservi** ou **PA**, PA 40 pour les postes sources de dimension moyenne comportant le contrôle de quarante disjoncteurs au maximum, PA 100 pour les grands postes sources pouvant être équipés d'une centaine de cellules.

Des agents de contrôle spécialisés se rendent régulièrement dans les postes, surveillent l'état général des installations et notamment la garantie de présence du courant continu, gage indispensable de l'efficacité du système, effectuent à certaines époques significatives des relevés de charge et rassemblent au niveau central l'ensemble des informations recueillies pour les rendre plus facilement exploitables.

Dans les postes les plus récents, ce travail de collecte est lui aussi effectué à distance par un échange régulier d'informations entre PA et poste central (ou PC) de téléconduite, tandis que les disjoncteurs des postes sources peuvent maintenant s'ouvrir même si la source de courant continu s'est accidentellement interrompue.

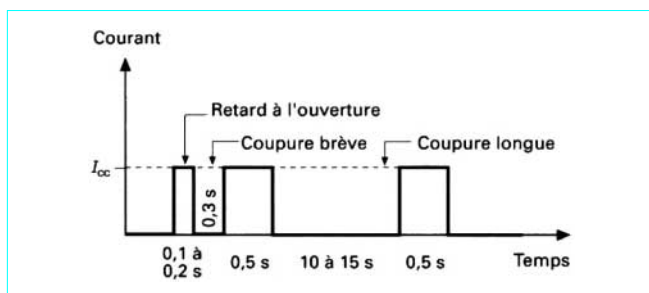


Figure 26 - Fonctionnement du disjoncteur réenclencheur au poste service pour des départs aériens longs

Actuellement, on trouve dans un **poste source EDF, dit du PALIER 86** :

— un **calculateur spécifique à EDF** (PA 40 ou PA 100) chargé notamment, tout en assurant le dialogue avec les différents systèmes informatisés de téléconduite ou télécontrôle extérieurs au poste source, de piloter :

- les réenclenchements automatiques de cellule,
- en régime perturbé, les délestages de certains départs par seuils liés à la chute de fréquence,
- la régulation de charge active du poste par action directe sur les charges appelées par certains clients (émission de messages sur une fréquence 175 Hz),
- la régulation de charge réactive par mise en et hors service de gradins de condensateurs installés dans le poste source,
- la recherche séquentielle, départ par départ, d'un défaut fortement résistant ;

— des **protections propres à chaque cellule** complétant l'action du calculateur central de façon à pouvoir fonctionner en régime dégradé sous forme de **protections autonomes**, en cas de défaillance de ce calculateur ou de la source de courant continu ;

— un **enregistreur** d'informations et de manœuvres, dit **consigneur d'état** ;

— un **deuxième calculateur** permettant d'afficher le tableau synoptique du poste, de procéder à des manœuvres locales, et d'assurer le secours du premier calculateur ;

— deux **armoires de regroupement de protections et manœuvres**, la première pour différents automatismes communs (disjoncteur shunt, gestion d'énergie réactive, protection contre un défaut d'isolement d'une rame à la masse) ; la deuxième propre aux transformateurs de puissance du poste (permutations automatiques, réglage de tension de sortie, surveillance du courant dans la mise à la terre du neutre haute tension) ;

— un **dispositif de découplage galvanique**, dit **répartiteur**, interface entre les circuits courants faibles raccordés aux cellules départs et qui pourraient monter en potentiel sur défaut d'isolement d'une rame et les différentes unités de contrôle commande qui viennent d'être décrites et qu'il est nécessaire de protéger contre les conséquences d'un tel incident.

4.2 Manœuvres en réseau

Afin de réagir le plus vite possible à des incidents sur le réseau, le dispositif de télécommande en poste source doit être complété par des recueils d'informations et des possibilités de manœuvre à distance sur le réseau HTA.

4.2.1 Réseaux aériens

Progressivement, la commande manuelle à manœuvre locale de certains IA 2 CM est remplacée par une commande électrique, complétée par une carte de dialogue à distance dite PA 1. On obtient ainsi un **IA 2 T** (§ 3.4).

Il en existait environ 10 000 sur le réseau français en 1990 et ce nombre devrait doubler dans les 10 années suivantes.

La carte PA 1 peut être complétée par un détecteur de défauts et un archivage horodaté de tous les passages de courant monophasé que ces défauts ont provoqué.

La lecture régulière à distance de ces informations permet à l'exploitant de détecter une répétition anormale de défauts fugitifs, de les localiser et d'en rechercher la cause, réalisant ainsi un entretien préventif mieux ciblé (§ 2.5.4). En cas d'incident permanent, il peut interroger successivement des détecteurs en série sur une artère, localiser ainsi le défaut et manœuvrer plus vite pour l'éliminer.

On a d'ailleurs imaginé de faire réaliser cette analyse par un automate qui prend ensuite les décisions adéquates pour éliminer la portion d'artère principale en défaut entre deux IA 2 T avant l'intervention d'un opérateur.

On peut aussi obtenir l'élimination sélective et automatique d'une longue dérivation en défaut en installation à son origine un **IA2 T-CT**.

4.2.2 Réseaux souterrains

Sur les réseaux souterrains, une évolution comparable s'est produite, mais plus tardivement.

Certains interrupteurs abrités à manœuvre manuelle locale ont été d'abord motorisés puis complétés par un coffret de télécommande muni d'une carte PA 4 (4 interrupteurs au maximum) de dialogue à distance.

Une fonction de détection et d'archivage des défauts monophasés est venue là aussi s'ajouter à cette carte, avec un objectif comparable à celui qui est recherché sur les réseaux aériens : dans l'immédiat, localisation du défaut le plus rapide et, plus tard, par un système automatique adéquat, reprise automatique du service entre deux interrupteurs télécommandés avant l'intervention de l'opérateur pour manœuvre sur les interrupteurs à commande manuelle locale.

4.3 Poste central de commande

On comprend aisément qu'il soit nécessaire de donner à un poste central PC la possibilité de communiquer avec les postes sources et les interrupteurs télécommandés sur les lignes ou câbles qui en sont issus.

4.3.1 Modes de liaison PC-PA

Les échanges de messages entre PC et PA s'établissent sur trois types de supports physiques :

— liaison spécialisée ou LS louée à l'exploitant du réseau téléphonique et fonctionnant en boucle pour des raisons de sécurité, assurant les échanges du PC vers les PA 40 ou 100 ;

— liaisons intermittentes, par commutation à la demande sur ce même réseau téléphonique (RTC) pour des échanges du PC vers les PA 40 ;

— liaison radio pour les échanges du PC vers les PA 1 ou les PA 4.

Le protocole d'échange PC-PA sur tous les supports physiques possibles (liaisons téléphoniques spécialisées, réseau téléphonique commuté, réseau radio) a été écrit et mis en place par EDF qui a pu imposer ainsi un même protocole aux différents constructeurs de PA 40, PA 100, PA 4, PA 1, et l'adapter ensuite aux autocommutateurs téléphoniques ou émetteurs-récepteurs radio. On dit qu'il s'agit d'un **système ouvert**, par opposition à un système fermé, ou système *propriétaire*, qui est exploité par exemple en Amérique du Nord, ou d'une façon générale dans les systèmes de téléconduite installés *clés en main*.

4.3.2 Organisation de l'exploitation

Un chef d'unité peut avoir décidé sur le territoire dont il a la responsabilité (la plupart du temps, la surface correspondant à un département français) :

- soit de *décentraliser* la fonction d'exploitation auprès de quatre ou cinq responsables chargés chacun d'une partie de ce territoire, ce qui correspond plutôt à des unités occupant une surface importante en milieu à prédominance rurale, ou semi-urbaine, avec des distances élevées à parcourir et parfois un relief difficile ;
- soit de la *centraliser* en la déléguant à un seul responsable placé près de lui, ce qui correspond plutôt à des unités occupant une faible surface dans une zone essentiellement urbaine à densité de charge élevée.

■ Dans une **exploitation décentralisée**, il existe un **PC par sous-ensemble d'exploitation**, fixe et exploité dans un local de service pendant les heures ouvrables, puis transféré dans un véhicule pendant les heures non ouvrables, de façon à permettre au responsable des manœuvres de ne pas être *astreint* à attendre en un lieu fixe un incident éventuel.

On y trouve des systèmes simples et peu coûteux, réalisés dans les années 70, à conception fermée, c'est-à-dire liés à un constructeur qui a créé le protocole d'échange d'informations et d'ordres PC-PA et fabriqué ensuite les cartes installées en PC ou PA.

Le PA en poste source se limite à la transmission de quelques informations et d'ordres de manœuvre ; le PA des interrupteurs en réseau exécute sur ordre un ou au maximum quatre ordres d'ouverture ou de fermeture ; le PC assure les mêmes fonctions par l'intermédiaire d'écrans plastiques reproduisant chacun un schéma de poste source ou de réseau.

La création de ces outils a permis un progrès notable au moment de leur mise en service mais il n'y a pratiquement pas eu d'évolution ensuite. La seule modification, introduite récemment par l'un des deux constructeurs, a été de remplacer le jeu des différents écrans plastifiés du PC par un micro-ordinateur portable de type *Grid*.

■ Dans une **exploitation centralisée**, il existe **un seul PC fixe** installé la plupart du temps au siège de l'unité, avec une équipe travaillant en service continu.

Une dizaine de PC ont été installés dans les années 60 par trois constructeurs différents en conception fermée, essentiellement dans les grandes agglomérations ; ils fonctionnent encore sans avoir fondamentalement évolué, dans des conditions devenues très difficiles d'entretien compte tenu de leur ancienneté, et avec un coût d'exploitation élevé.

La plupart des PC dits du type SIT 3 ont été installés dans les années 80 ; les échanges s'effectuent avec les PA 40 ou PA 100 des postes sources assurant les fonctions d'automatisme de fonctionnement des disjoncteurs décrites au paragraphe 4.1 et, depuis 1987, avec les PA 1 ou PA 4. Il existe au PC plusieurs écrans de commande et imprimantes, suivant une configuration informatique classique. Le système est ouvert et a pu se développer essentiellement par des fonctions nouvelles créées par EDF sur le plan national et installés ensuite dans les unités qui le souhaitaient sur

des micro-ordinateurs compatibles connectés au calculateur du PC ; ces fonctions sont par exemple :

- l'archivage et le traitement de données ;
- le tableau synoptique mural ;
- le système de reprise automatique ;
- le système d'alerte et de sauvegarde relié à un dispositif national, etc.

4.4 Évolution prévisible

4.4.1 Postes sources

Les protections numériques devraient remplacer les protections analogiques avec peut-être un retour à une protection directement assurée par chaque cellule.

Le principe même des protections pourrait être revu, faisant intervenir des protections ampèremétriques à temps dépendant, ou protections de puissance active et non plus de courant.

Le mode de mise à la terre du neutre sera plus souple (résistance plus élevée pour les zones difficiles, résistance complétée par une réactance dans les exploitations urbaines, à fort courant capacitif, ou dans les réseaux mixtes souterrains-aériens, etc.).

4.4.2 Calculateur de PC

Un nouveau calculateur moderne devrait se substituer au calculateur actuel de conception ancienne et devrait :

- intégrer des configurations complémentaires existantes mais résidant actuellement sur des micro-ordinateurs périphériques (téléconduite 175 Hz, animation de tableaux synoptiques, transmission d'ordres émis par le système national de conduite du réseau de transport, etc.) ;
- comporter des propriétés nouvelles d'automatisme en réseau ou d'aide à l'exploitation.

Les unités en exploitation décentralisée devraient elles aussi disposer de PC modernes à manœuvre sur écran et d'un calculateur central performant commun aux sous-unités décentralisées, destiné à des relevés statistiques sans fonction de commandement, de façon à disposer de possibilités d'analyse comparables à celles des unités en exploitation centralisée.

4.4.3 Moyens de communication

Les progrès prévisibles dans les moyens de communication radio devraient améliorer notamment la rapidité de réaction sur incidents et permettre un meilleur contrôle du réseau. C'est ainsi notamment que les émetteurs-récepteurs devraient être plus nombreux et plus performants, travaillant sur des fréquences plus élevées, non plus affectées en permanence à chaque récepteur mais affectées à la demande par un calculateur central spécifique, suivant un principe s'inspirant des techniques modernes de radio-téléphone cellulaire.

Références bibliographiques

Dans les Techniques de l'Ingénieur Traité Génie électrique

[1] CARRIVE (P.). – *Réseaux de distribution : Structure et planification*. D 4 210, mars 1992.

[2] GRACIET (M.). – *Protection contre les perturbations. Composants de protection*. D 5 171, août 1998.

[3] MEYNAUD (P.). – *Qualité de la tension dans les réseaux électriques. Creux de tension, flicker et harmoniques*. D 4 260, déc. 1990.

[4] CHANAL (A.). – *Lignes aériennes : présentation et calcul des lignes*. D 4 420, fév. 2000.

[5] PAYS (M.). – *Câbles de transport d'énergie. Technologies. Caractéristiques*. D 4 520, déc. 1994.