

## Chapitre III Fonctions et principes de protection

### III.1) Introduction

Les relais de protection qui surveillent en permanence les grandeurs électriques du réseau, comportent des associations de fonctions élémentaires, dont la combinaison est adaptée aux éléments de réseau surveillés.

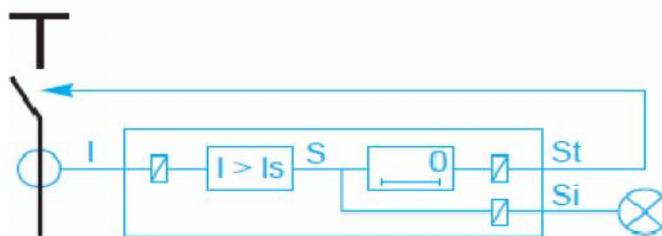
Les fonctions de protection sont complétées par des fonctions de :

- ✓ commandes complémentaires:  
cette fonction assure la commande des différents types de bobines d'enclenchement et de déclenchement des appareils de coupure.
- ✓ surveillance de bon fonctionnement:  
cette fonction signale la défaillance du circuit de déclenchement de l'appareil de coupure.
- ✓ exploitation:  
ces fonctions améliorent le confort d'exploitation de l'utilisateur
- ✓ signalisation
- ✓ mesure:  
ces fonctions donnent les informations utiles à une bonne connaissance du fonctionnement du réseau électrique et de son exploitation (courant, tension, fréquence, puissance, température...).
- ✓ diagnostic:  
surveillance de capteurs (TT, TC), Compteurs de manœuvres de l'appareil de coupure en fermeture et en ouverture sur défaut, le temps de manœuvre, le temps de réarmement,
- ✓ communication:  
ces fonctions permettent les échanges utiles de données disponibles entre les différents éléments du réseau (mesures, états, commandes...).

Pour permettre une meilleure maîtrise du système électrique, toutes ces fonctions peuvent être assurées par une seule et même unité numérique de protection.

### III.2) Fonctionnement d'un relais

le relais (figure III.1) comprend une entrée analogique de mesure de la grandeur observée, issue du capteur, le résultat logique du traitement de la mesure (noté S), la sortie logique instantanée de la fonction de protection, à usage de signalisation par exemple (noté Si), la sortie logique temporisée de la fonction de protection, à usage d'action de commande de déclenchement du disjoncteur (noté St).



**Figure III.1** Principe de fonctionnement d'un relais  
(exemple de relais à maximum de courant )

### III.3) Caractéristiques

Le mode de travail d'une fonction de protection fait intervenir des temps caractéristiques (figure III.2) :

- Le temps de fonctionnement (operating time) : c'est le temps qui s'écoule entre l'application de la grandeur caractéristique (à deux fois le seuil de réglage) et le basculement du relais de sortie (sortie instantanée),
- Le temps de dépassement (overshoot time) : c'est la différence entre le temps de fonctionnement et la durée maximale d'application de la grandeur caractéristique sans déclenchement,
- Le temps de retour (reset time) : c'est le temps écoulé entre la diminution brutale de la grandeur caractéristique et le basculement du relais de sortie.

Remarque:

On peut trouver usuellement d'autres termes non normalisés et dont la définition peut différer selon le constructeur.

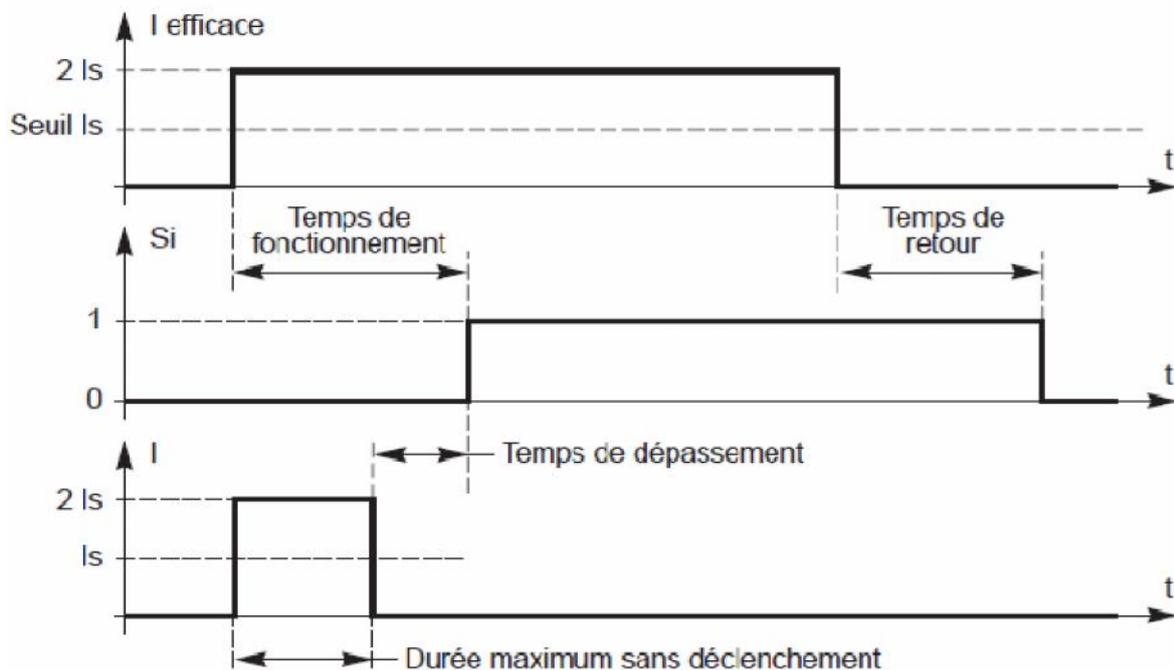


Figure III.2 Temps caractéristiques d'une fonction de protection

### III.4) Réglages

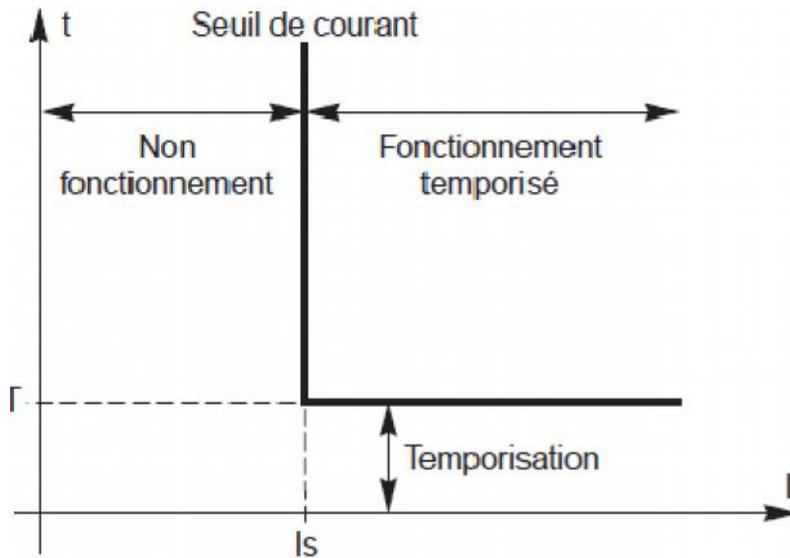
Certaines caractéristiques des fonctions de protection sont réglables par l'utilisateur, notamment :

**seuil de déclenchement** : il fixe la limite de la grandeur observée déterminant l'action de la protection.

**temps de déclenchement** :

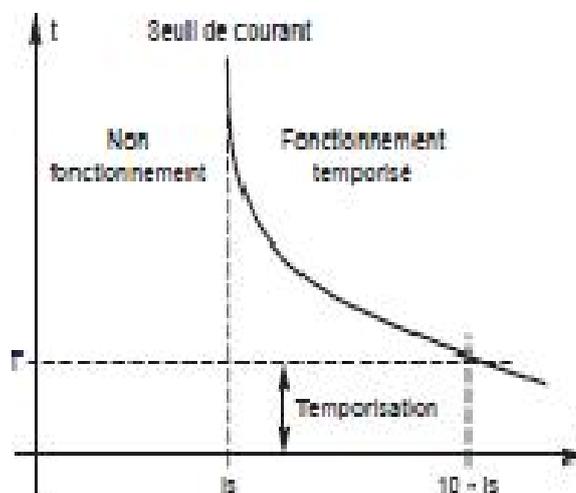
\* **Temporisation à temps indépendant**, ou temps constant (DT : Definite Time)

L'exemple de la figure III.3 appliqué à un relais de courant, fait apparaître que le temps de déclenchement de la protection est constant (réglage de la temporisation T) au delà du seuil de courant  $I_s$ ,



**Figure III.3** Principe du déclenchement à temps indépendant

\* **Temporisation à temps dépendant** (IDMT: Inverse Definite Minimum Time), l'exemple de la figure III.4 appliqué à un relais de courant, fait apparaître que le temps de déclenchement de la protection est d'autant plus court que le courant est élevé, au-delà du seuil de courant  $I_s$ .



**Figure III.4:** principe du déclenchement à temps dépendant

Plusieurs types de courbes existent, déterminées par des équations et définies selon les différents organismes de normalisation : par exemple la CEI définit (figure III.5) :

- temps inverse (SIT, standard inverse time),
- temps très inverse (VIT, very inverse time),
- temps extrêmement inverse (EIT, extremely inverse time).

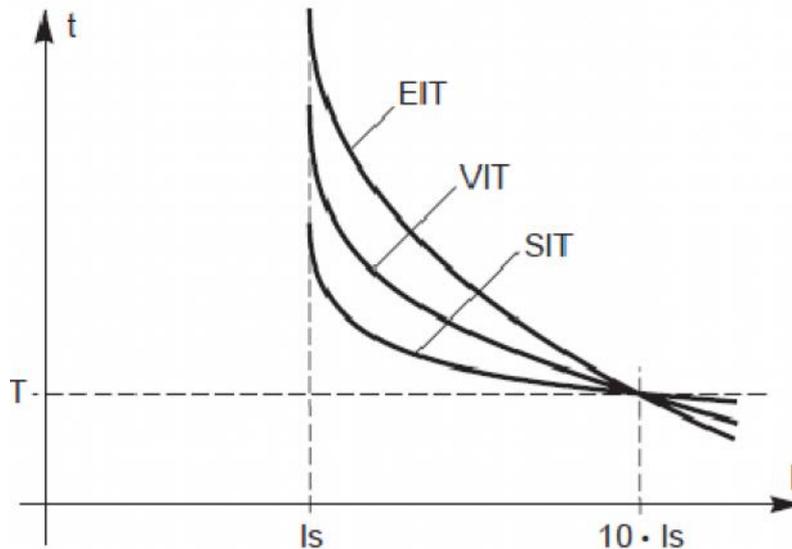


Figure III.5 : Courbes de déclenchement à temps dépendant

### III.5) Les différentes fonctions de protection

Les principales fonctions de protection sont indiquées dans le tableau ci-dessous, en précisant leur code

Code	fonction	Définition
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
32N	Protection directionnelle	Protection directionnelle de terre à puissance résiduelle à temps inverse
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78PS	Perte de synchronisme	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne

<b>81H</b>	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
<b>81L</b>	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
<b>81R</b>	Dérivée de fréquence	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
<b>87B</b>	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
<b>87G</b>	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
<b>87L</b>	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
<b>87T</b>	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

## III.6) Les qualités fondamentales d'une protection

### III.6.1) Rapidité

Les défauts sont des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est des performances prioritaires. Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

### III.6.2) Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre:

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

### II .6.3) Fiabilité

La fiabilité d'une protection, est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect c.-à-d. évité les déclenchements intempestifs, est une combinaison entre sûreté et sécurité. La sûreté est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement. Tandis que la sécurité est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

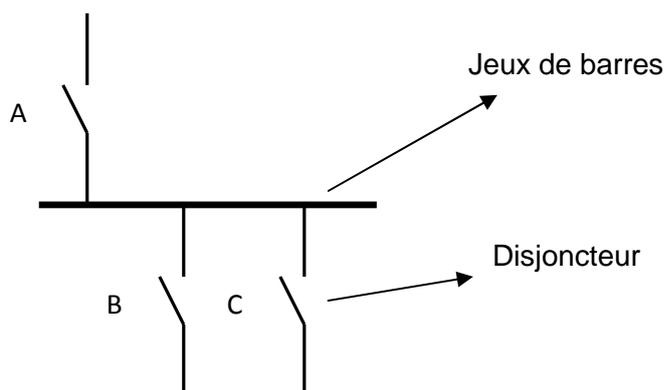
### III.6.4) Sélectivité

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Une protection est dite sélective si un défaut survenu en un point du réseau quelconque est éliminé par l'appareil de protection situé immédiatement en amont du défaut et lui seul.

Elle consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. Différents modes de sélectivité peuvent être mis en œuvre :

- La sélectivité ampérométrique par les courants.
- La sélectivité chronométrique par le temps.
- La sélectivité logique par échange d'informations.

Si le déclenchement du disjoncteur aval (B) n'entraîne jamais le déclenchement du disjoncteur amont (A), quelle que soit la valeur du courant de défaut : la sélectivité est dite totale.



**Figure III.6 Sélectivité**

### ➤ Sélectivité ampèremétrique

La sélectivité ampèremétrique repose sur le fait que le courant de défaut est d'autant plus faible que celui-ci est éloigné de la source. Le réglage de courant de déclenchement décroissant vers l'aval du réseau. Son avantage est sa simplicité.

Son inconvénient est en conséquence que les protections situées en amont, proche de la source, ne secourent pas celles situées en aval. Par ailleurs, il est difficile de régler convenablement deux protections en cascades afin d'obtenir une bonne sélectivité car le courant de défaut n'est pas forcément différent entre deux zones adjacentes.

Une protection ampèremétrique est basée sur le fait que l'intensité de court-circuit est d'autant plus élevée que le défaut est proche de la source, d'où par principe  $I_{rD2} > I_{rD1}$ .

Sur le schéma de la figure III.7, en désignant par  $I_r$  les valeurs de réglage du déclenchement instantané et par  $I_{ccA}$  la valeur maximale du courant de court-circuit pouvant s'établir au point A et sachant qu'il n'y a déclenchement que lorsque  $I_{défaut} > I_r$

Si  $I_{rD2} > I_{ccA} > I_{rD1}$ , la sélectivité est totale;

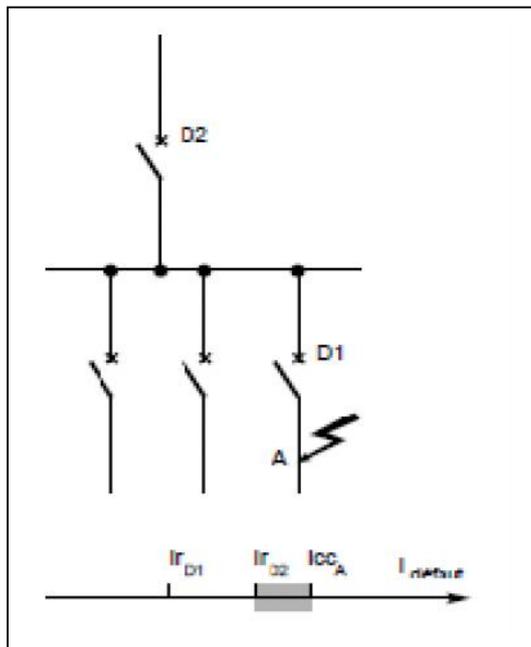
Si  $I_{ccA} > I_{rD2}$ , il n'y a pas sélectivité ampèremétrique totale, la sélectivité est dite partielle car le fonctionnement ne sera sélectif que si  $I_{défaut} < I_{rD2}$  ;

Sélectivité assurée si

$$I_{rD1} < \text{courant de défaut} < I_{rD2},$$

Sélectivité non assurée si

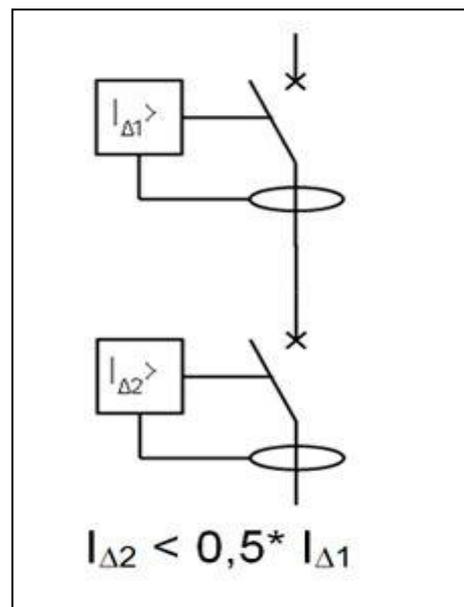
$$I_{rD2} < \text{courant de défaut} < I_{ccA},$$



**Figure III.7 :** Exemple de sélectivité ampèremétrique partielle.

Par exemple, un différentiel avec une sensibilité de 30 mA ( $I_{\Delta 2}$ ) nous pourrions disposer d'un différentiel de 100 mA ( $I_{\Delta 1}$ ) ou supérieur en amont.

Avec une sélectivité ampèremétrique seulement, nous ne satisferions qu'à l'une des trois conditions et, par conséquent, la sélectivité serait seulement partielle.



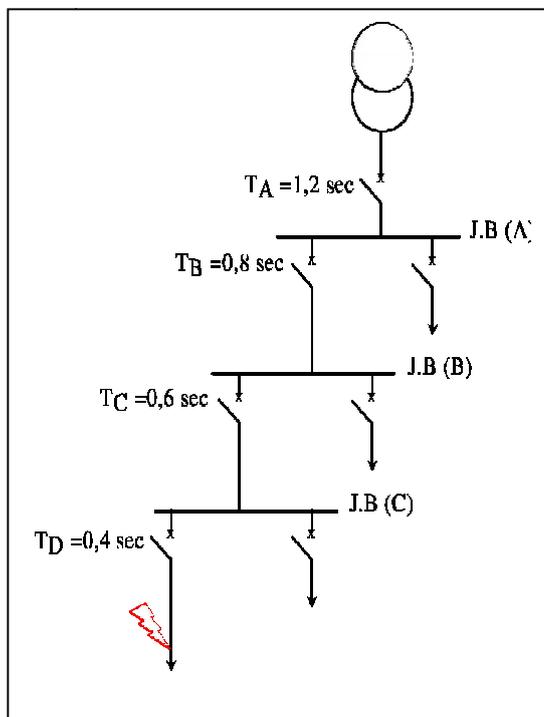
**Figure III.8 :** Exemple de sélectivité ampèremétrique

### ➤ Sélectivité chronométrique

Les protections sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue.

La sélectivité chronométrique consiste à retarder le fonctionnement de la protection amont pour que la protection aval ait le temps d'isoler le départ en défaut. L'écart de temporisation entre deux protections successives correspond au temps de coupure du disjoncteur aval augmenté du temps de désexcitation de la protection amont.

Aussi, la sélectivité totale ne peut-elle être obtenue qu'en retardant les protections par des temporisations d'autant plus longues que les appareils sont situés plus près de la source d'énergie.



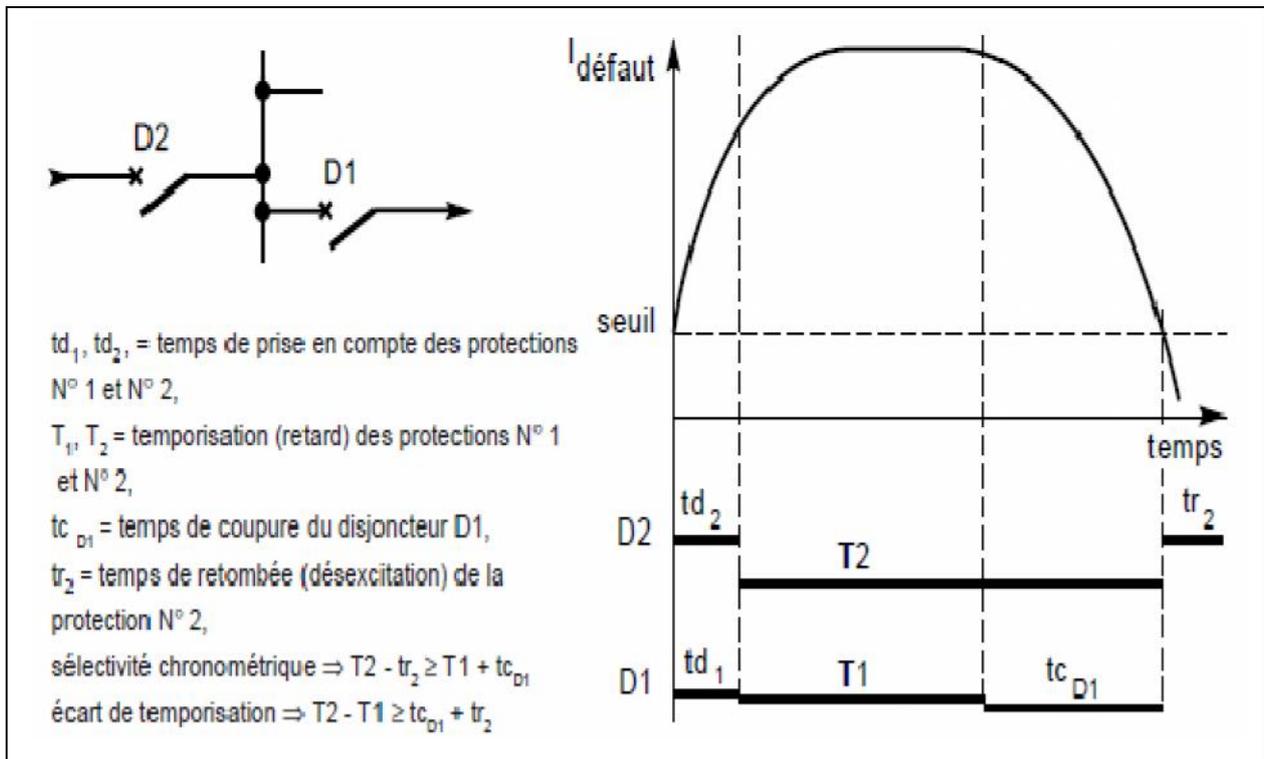
**Fig. III.9** Principe de la sélectivité chronométrique

Le temps  $t$  vérifie de ce fait la relation  $t = T_c + t_r + 2dt$ .

Dans l'exemple de la figure III.10 les disjoncteurs D1 ne sont pas retardés, La différence des temps de fonctionnement  $t$  entre deux protections consécutives constitue l'intervalle de sélectivité. Il doit prendre en compte :

- Le temps de coupure des disjoncteur (D1 et D2):  $td_1$  ,  $td_2$
- Temporisation ( retard des protections)  $T_1$ ,  $T_2$
- Le temps de retour au repos de la protection  $tr_2$  (désexcitation de la protection N°2)

Le temps  $t$  vérifie de ce fait la relation  $t = T_c + t_r + 2dt$ .



**Figure III.10** Principe de la sélectivité chronométrique

Dans l'exemple de la figure III.11 les disjoncteurs D1 ne sont pas retardés, les disjoncteurs D2 sont retardés de 0,3 s, D3 de 0,6 s, et les disjoncteurs D4 de 0,9 s.

Une conséquence néfaste de ces retards échelonnés est le retard très important apporté à l'ouverture du circuit pour un défaut situé en amont de l'installation, dans l'exemple précédent : 0,9 s au niveau A. Au niveau de la source ce retard devient excessif et a plusieurs inconvénients :

- il est souvent incompatible avec les impératifs du distributeur d'énergie qui demande une temporisation plus courte au niveau du disjoncteur de livraison;
- il impose un surdimensionnement thermique des câbles et des tableaux;
- il accroît considérablement les destructions dues à l'arc du défaut.

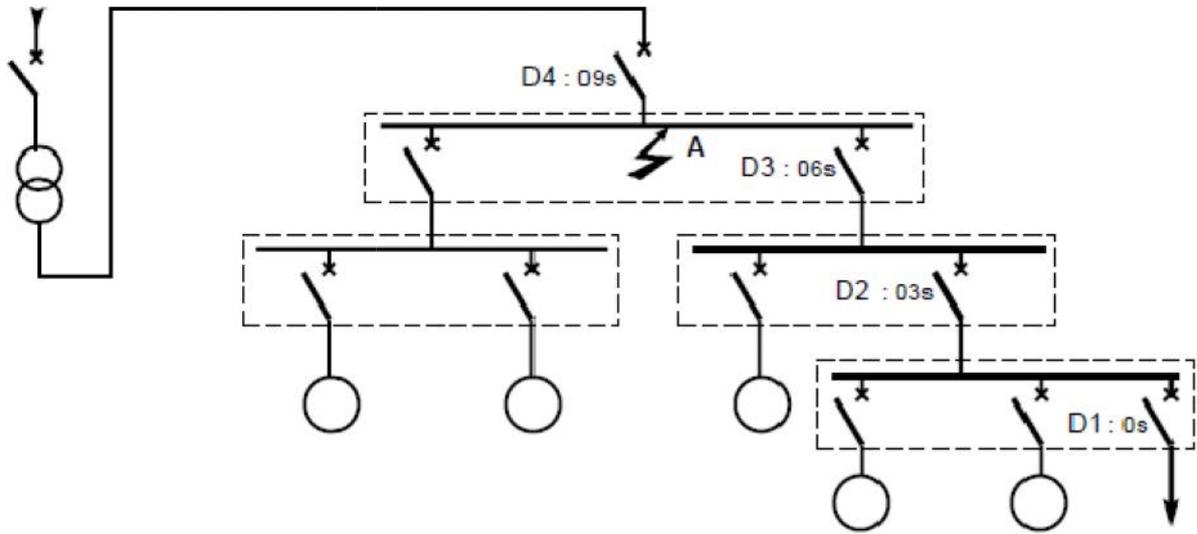


figure III.11: Distribution en antenne avec utilisation de la sélectivité chronométrique.

### ➤ Sélectivité logique

Ce principe est utilisé lorsqu'un temps court d'élimination de défaut est exigé. L'échange de données logiques entre des protections consécutives élimine les intervalles de sélectivité. Chaque protection qui est activée par le défaut envoie :

- Un ordre de blocage au niveau amont (ordre qui augmente la temporisation du relais amont)
- Un ordre de déclenchement au disjoncteur concerné à moins qu'il n'ait lui-même reçu un ordre de blocage de l'aval.

La temporisation est utilisée comme secours.

La sélectivité logique a été développée pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique

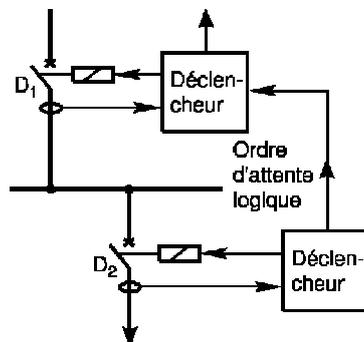
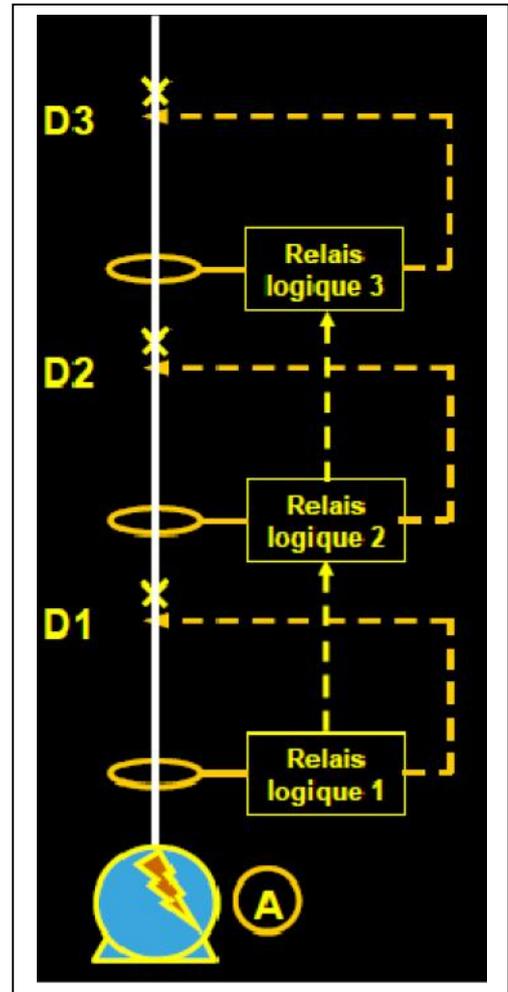


Figure III.12 Sélectivité logique

## Exemple

Un défaut au point A sera détecté simultanément par les trois relais :

- Le relais 1 met en attente le relais 2 et déclenche le disjoncteur 1
- Le relais 2 met en attente le relais 3



### III.7) Zones de protection

En plus des performances que doivent avoir les relais, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, le réseau électrique est divisé en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection (Figure III.9).

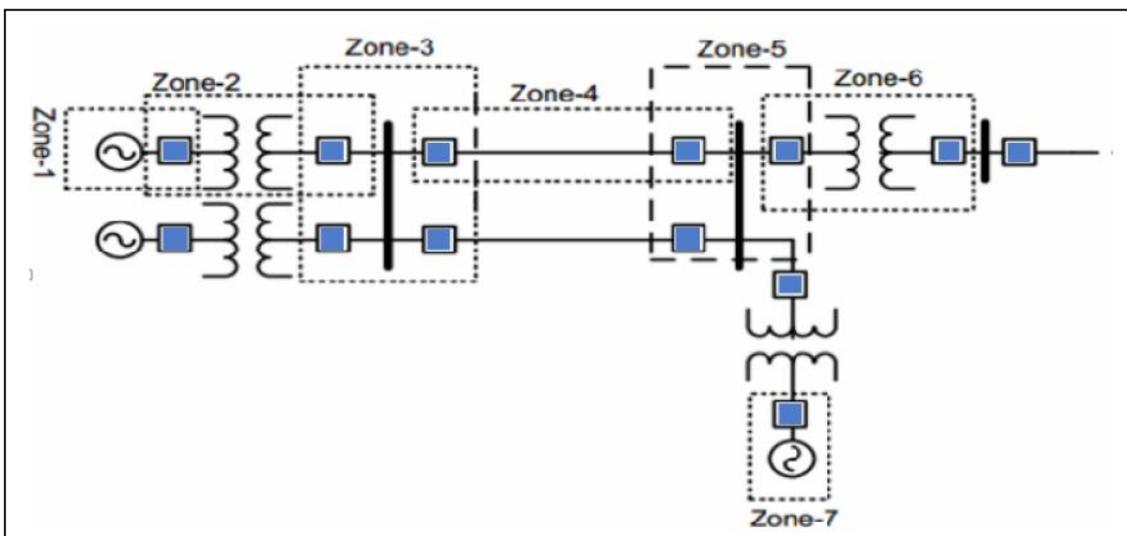


Fig. III.13 Les zones de protection

- Les relais de la zone 1 : Responsables de défaut qui est situé à l'intérieur du générateur.
- Les relais de la zone 2 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans le transformateur.
- Les relais de la zone 3 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans les jeux de bars
- Les relais de zone 4 : Responsables de tous les défauts qui se trouvent sur les lignes de transport d'énergie.

**Note :** La protection dans chaque zone est en fait composée de plusieurs équipements de protection et pas un seul appareil pour détecter tous les types de défauts. Il y a un chevauchement entre les différentes zones de protection pour assurer qu'il n'y a pas de zones non protégées, en particulier la zone de jeux de bars.

### **III.8) Téléaction**

La téléaction est le fait que deux protections, de distance généralement situées à chaque extrémité d'une ligne, échangent des informations entre elles afin d'augmenter leur performance.

De nombreux schémas de téléaction différents existent. Toutefois, on peut distinguer deux types de stratégie : les schémas à déclenchement et les schémas à blocage. Dans les schémas à déclenchement la protection à une extrémité de la ligne envoie un ordre de déclenchement rapide à l'autre extrémité. L'autre disjoncteur déclenche alors immédiatement. Dans le cas des schémas à blocage, la protection à une extrémité de la ligne envoie un ordre de blocage à l'autre extrémité, le disjoncteur ne va donc pas déclencher intempestivement.