

Protection des Réseaux Electriques

Dr. LADJICI Ahmed Amine

USTHB/LSEI 2013

Introduction

- Le réseau électrique a pour but de transporter l'énergie électrique des centrales de production aux consommateurs.
- La taille du réseau fait que les défauts sont inévitables et peuvent endommager les équipements si ils ne sont pas éliminer dans un temps approprié
- La défaillance d'un ouvrage important peut conduire à la perte d'une partie ou de la totalité du réseau.

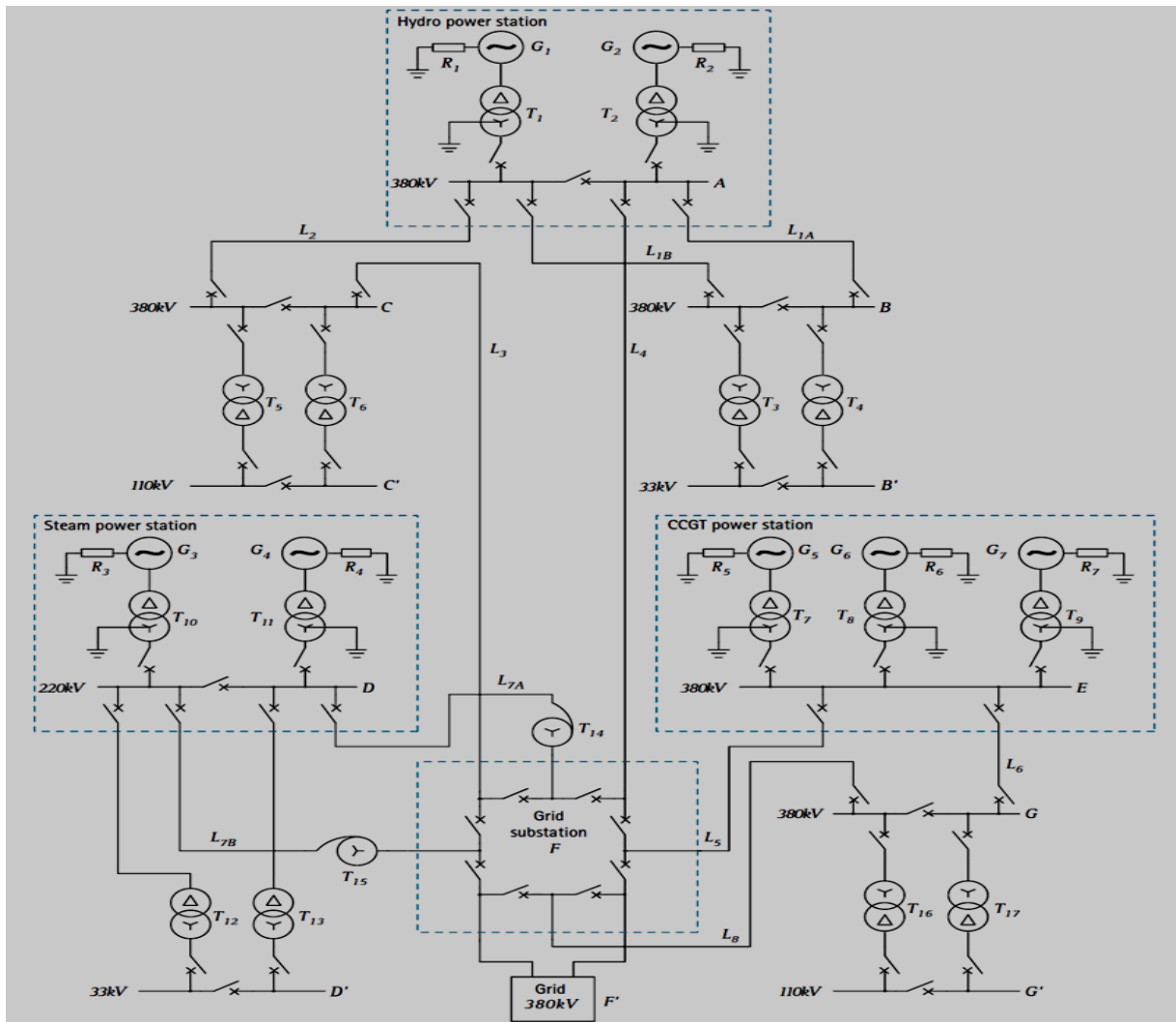
Introduction

- Les équipement:
 - Groupes de production, moteurs, transfo, lignes, compensation, bus, ...
- Les risques
 - Courts Circuits, surcharge, perte de phase, perte du synchronisme, défauts d'isolement, ...

Introduction

- Pour assurer une meilleure continuité de service, les équipements sont redondants, et sont protégés en amont et/ou en aval.
- Chaque élément en défaut doit être éliminé rapidement

Introduction



Un peu d'histoire

Background

- Les premiers dispositifs de protection étés proposés dès 1901. qui été des relais de type électromécanique.
- Au cours des cinquante dernières années les relais électromécanique sont tours a tours été remplacer par les relais statique puis numérique

Background

- Trois type de relais existent:
- **Relais Electromécaniques:** utilisent l'effet du courant et de la tension (lames bimétals, disque tournant, bobines à noyau de fer)
- **Relais Electroniques:** utilisent de l'électronique analogique pour simuler le fonctionnement d'un relais électromécanique.
- **Relais numérique:** les circuits électroniques sont remplacer par les microprocesseurs, les signaux analogiques sont traités numériquement (échantillonnage et conversion).

Systeme de protection

- Objectifs de la protection
 - Protection des Equipement;
 - Assurer la continuité de service;
 - Protection des personnes.

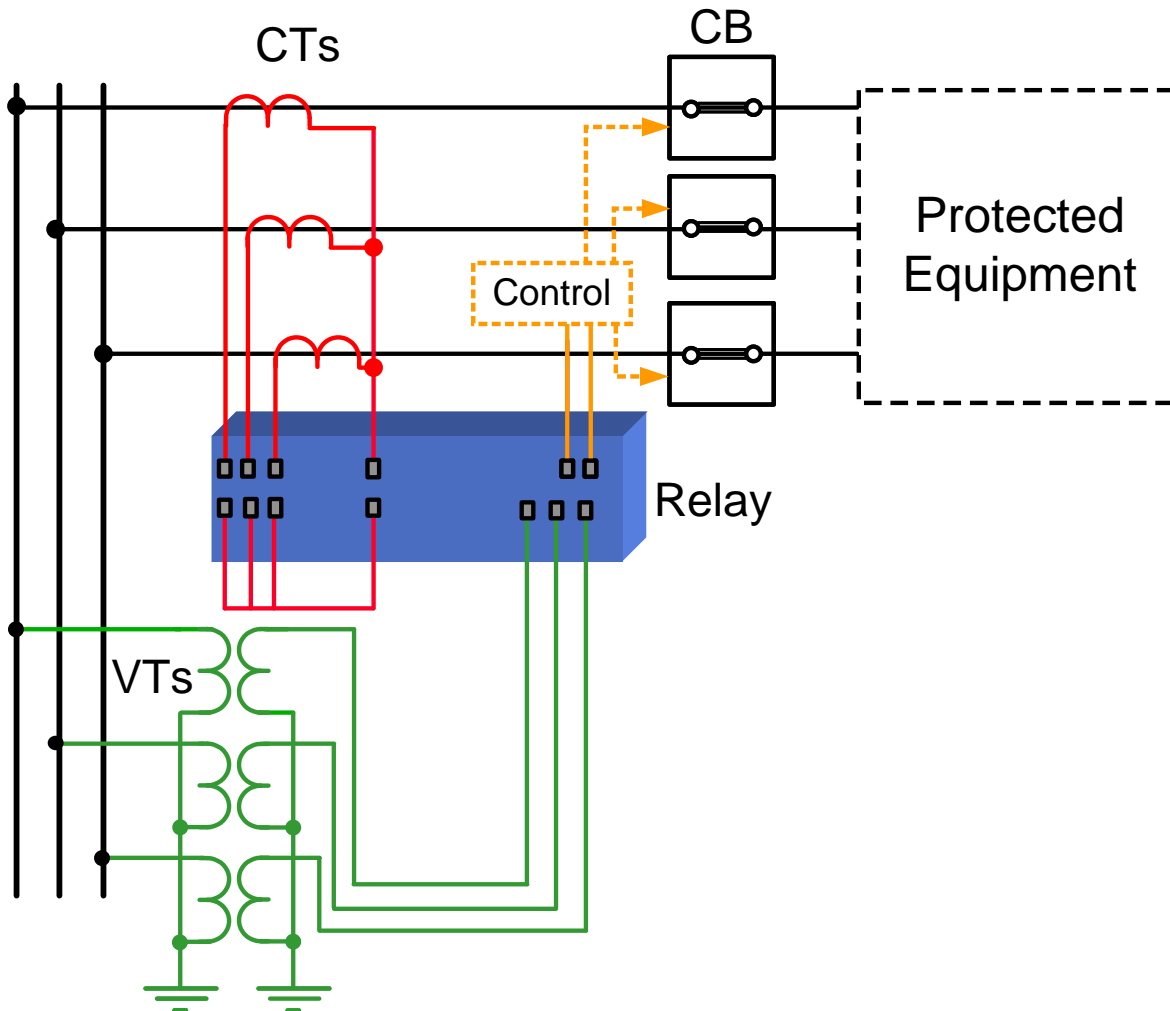
Systeme de protection

- L'implémentation d'une protection dépend du niveau de tension du réseau:
 - Réseau de transport
 - Réseau de distribution et industriel
 - Réseau Basse Tension.

Systeme de protection

- Une protection doit protéger les équipement contre:
 - **Défauts externes:** des défaut qui prennent leurs origine dans le réseau (ex: Court-circuit dans un jeux de barre / transfo)
 - **Défauts internes:** des défaut qui occurrent à l'intérieur de l'équipement (défauts d'isolement);
 - **Conditions Anormales:** les surtensions, les variations de fréquence, les surcharges ne sont pas considérés comme défauts, mais sont des conditions qui peuvent influencer le fonctionnement des équipements.

System de protection



Systeme de protection

- Un system de protection est composé de:
 - Un Relais qui implémente la logique du relais.
 - La Mesure: TC et/ou TP qui donne les valeurs des courants et des tensions au point où le relais est installé.
 - Les Réglages: qui doivent être calculer de manière à assurer un fonctionnement correcte du système de protection.
- La protection s'accompagne d'un organe de coupure (disjoncteurs) qui, suite à la décision du relais, coupe la partie en défaut.

Relais



Mesure

Transfo de Tension



Transfo de courant



Principe de fonctionnement

- Suite à un défaut ou une perturbation les paramètres du réseau: le courant, la tension ou la fréquence vont brusquement changer:
 - Exemple: suite à un court circuit, le courant augmente et la tension diminue.
- En mesurant ces paramètres le relais détecte le défaut et suivant sa logique, il décide de couper instantanément ou avec une certaine temporisation.

Exigences d'une protection

- **Reliability**
 - Dependability
 - Security
- **Sélective**: pour assurer la continuité de service, le relais le plus proche du défaut doit déclencher en premier.
- **Rapide**: pour éviter la perte d'un ouvrage, l'action de la protection doit être rapide d'une centaines de millisecondes à quelques minutes.
- **Sensible**: les perturbations même de faible amplitude doivent être détecté de manière correcte

PROTECTION SURINTENSITÉ

Introduction

- Les protections contre l'augmentation excessive du courant (surintensité) sont les premières protection à être développées.
- Cette protection permet à travers la mesure du courant et sa comparaison avec une caractéristiques de déclenchement de décider si le courant qui travers l'équipement à protégé est un courant normale ou résulte d'un défaut.

Relais surintensité à temps inverse (IDMT) (51)

- La caractéristique de déclenchement de ces relais son tel que le temps de déclenchement est inversement proportionner au courant.
- The current/time tripping characteristics of IDMT relays may need to be varied according to the tripping time required and the characteristics of other protection devices used in the network.

Relais surintensité à temps inverse (IDMT) (51)

- For these purposes, IEC 60255 defines a number of standard characteristics as follows:

| Relay Characteristic | Equation (IEC 60255) |
|--------------------------------|--|
| Standard Inverse (SI) | $t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$ |
| Very Inverse (VI) | $t = TMS \times \frac{13.5}{I_r - 1}$ |
| Extremely Inverse (EI) | $t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$ |
| Long time standard earth fault | $t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$ |

(a): Relay characteristics to IEC 60255

Relais surintensité à temps inverse (IDMT) (51)

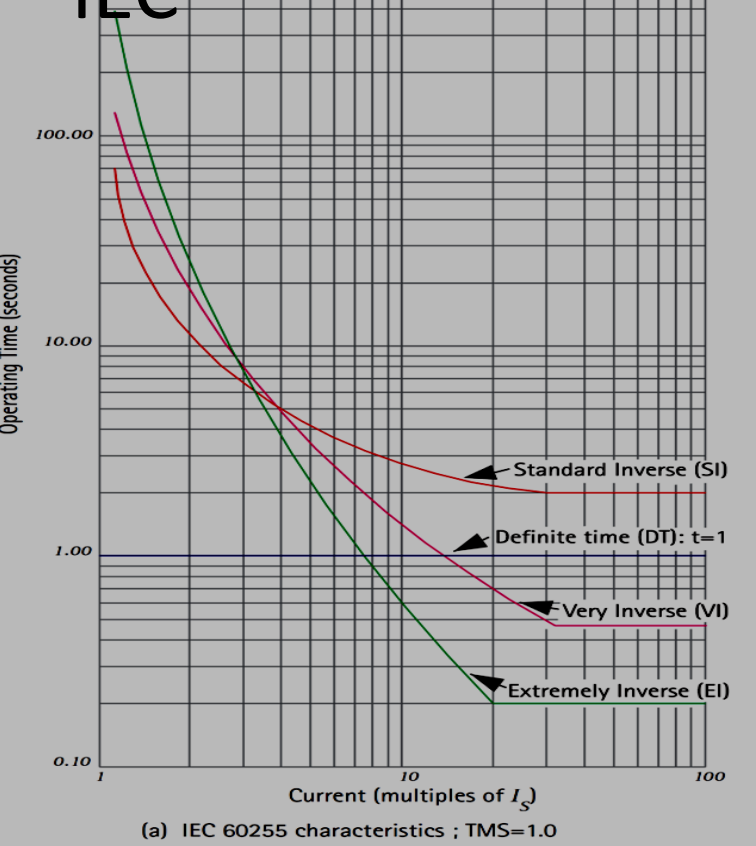
- Les caractéristiques de déclenchement définies dans la norme ANSI/IEEE sont comme suit :

| Relay Characteristic | Equation (IEC 60255) |
|---------------------------|---|
| IEEE Moderately Inverse | $t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.114 \right\}$ |
| IEEE Very Inverse | $t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{19.61}{I_r^2 - 1} \right) + 0.491 \right\}$ |
| Extremely Inverse (EI) | $t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{28.2}{I_r^2 - 1} \right) + 0.1217 \right\}$ |
| US C08 Inverse | $t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{5.95}{I_r^2 - 1} \right) + 0.18 \right\}$ |
| US C02 Short Time Inverse | $t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{0.02394}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.01694 \right\}$ |

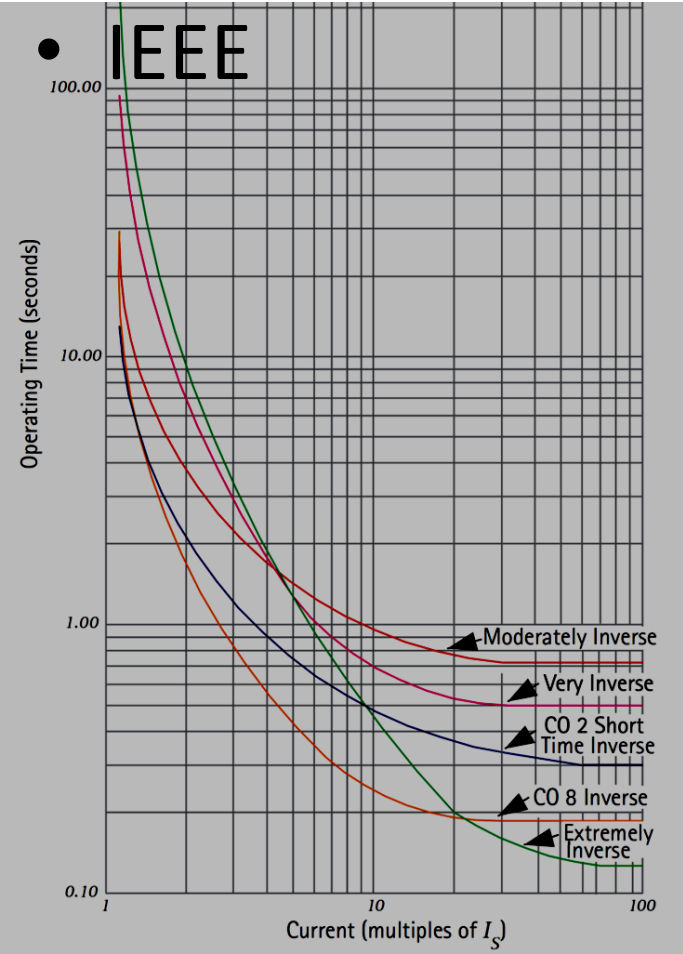
$I_r = (I/I_s)$, where I_s = relay setting current
 TMS = Time multiplier Setting
 TD = Time Dial setting
 (b): North American IDMT relay characteristics

Relais surintensité à temps inverse (IDMT) (51)

- IEC



- IEEE



Relais surintensité à temps inverse (IDMT) (51)

- Les courbes ne sont pas sélectives entre elles;
- Une courbe de déclanchement de type SI est généralement suffisante.
- Si le comportement de la charge l'exige, les courbes VI ou EI, ou autres, peuvent être utilisés.

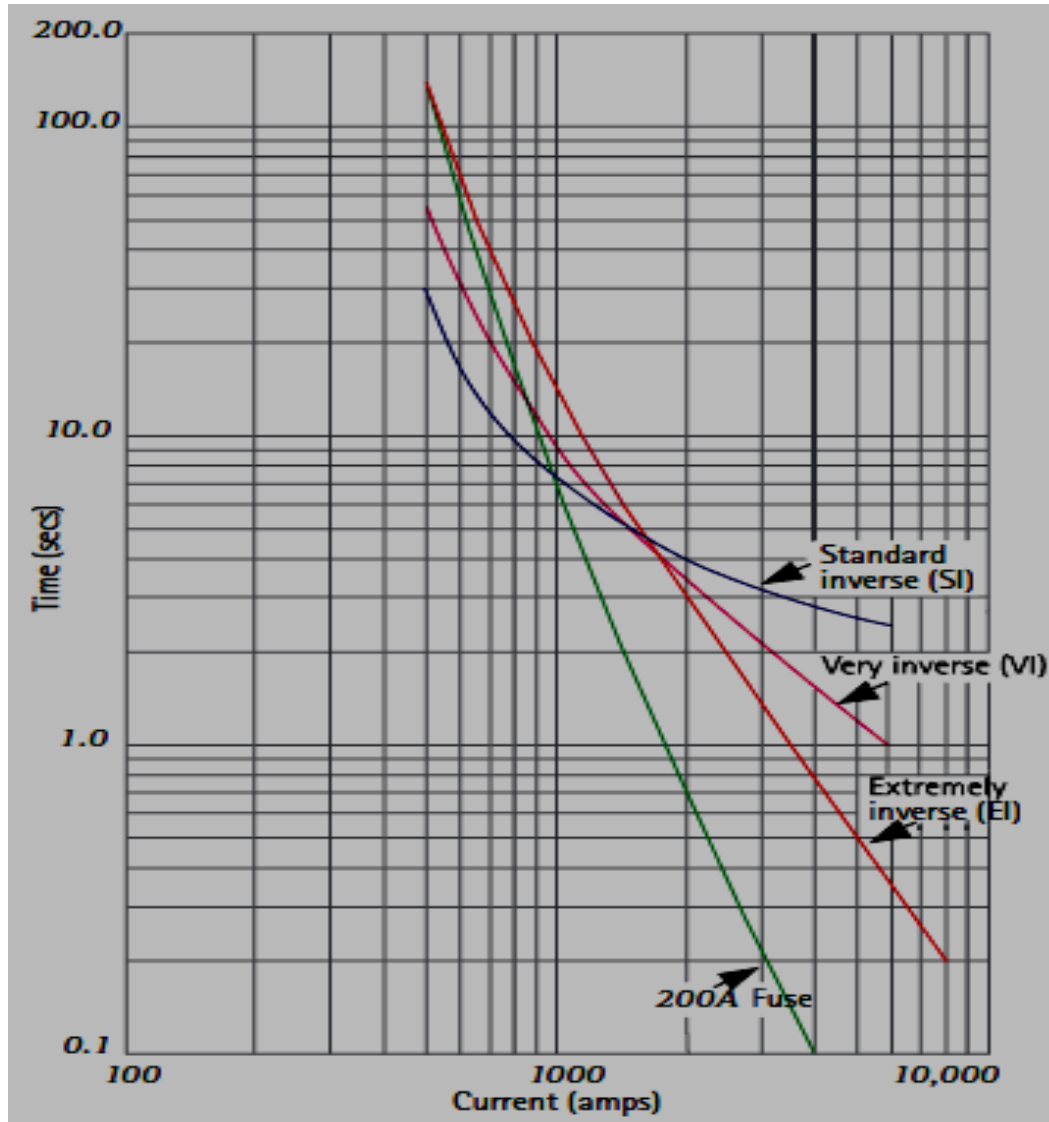
Relais surintensité VI (very inverse)

- Les courbes de types VI sont intéressantes dans les applications où le courant de défaut se réduit considérablement en si la distance de la source est plus grande.
- le temps de déclenchement dans ce cas se réduit de moitié lorsque le courant passe de 4 à 7 fois le courant nominale, dans ce cas la même valeur de réglages peut être utilisée par plusieurs relais en série.

Le relais surintensité Extrême Inverse

- Dans cette caractéristique, le temps de déclenchement est approximativement inversement proportionné au carré du courant.
- Cette protection est intéressante dans la protection des circuits comportant d'important courant de démarrage (moteurs, pompes, ...)
- Cette caractéristique peut être réglé pour être sélective avec les fusibles (même allure).

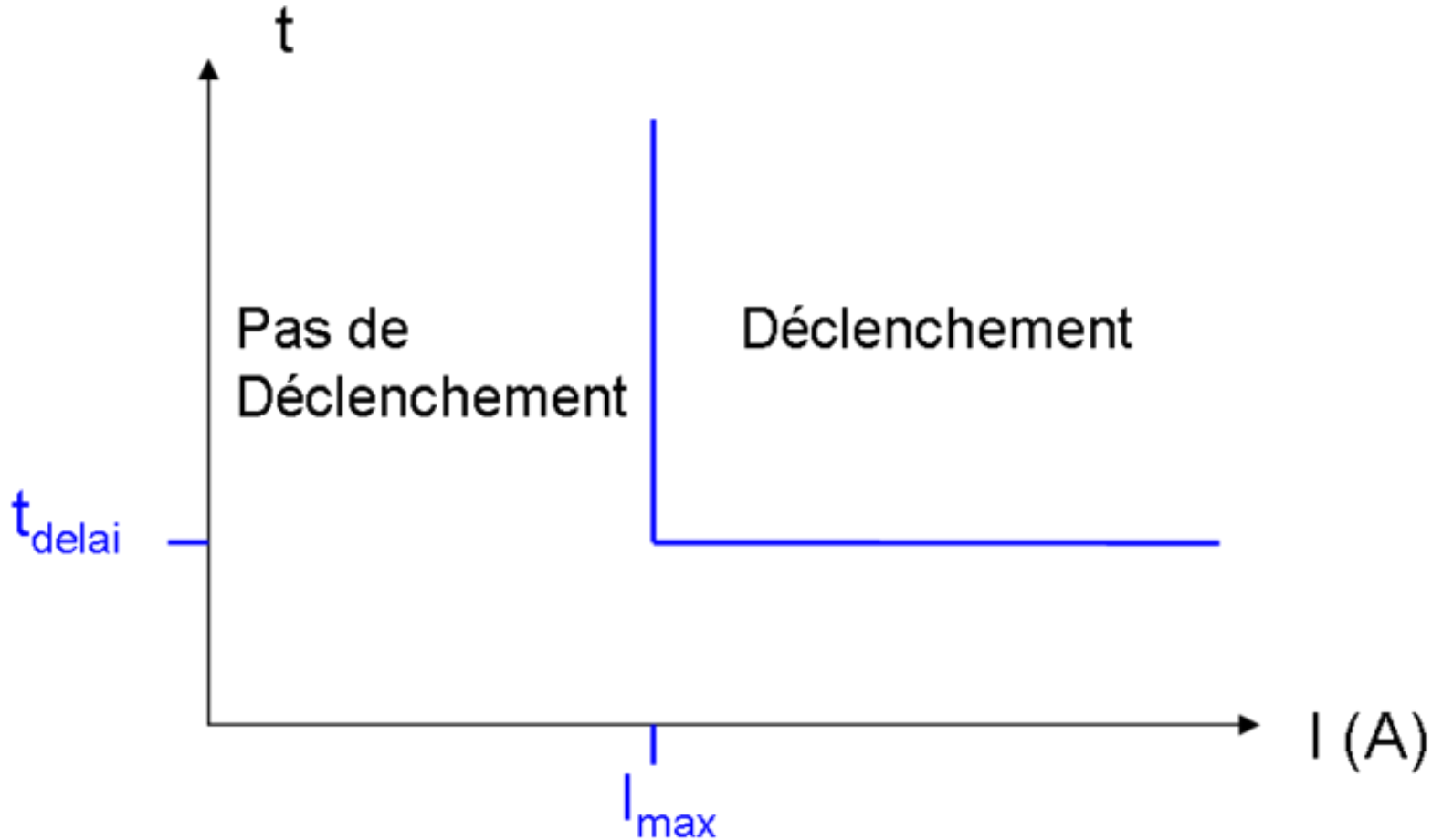
Le relais surintensité Extrême Inverse



Relais surintensité à temps défini (50)

- Dans ces relais le temps de déclenchement est indépendant du courant;
- Ces caractéristiques fournissent un moyen rapide pour coordonner plusieurs relais en série;
- Le réglage de ces relais se fait simplement en précisant le courant de défaut et la temporisation souhaitée.

Relais surintensité à temps défini

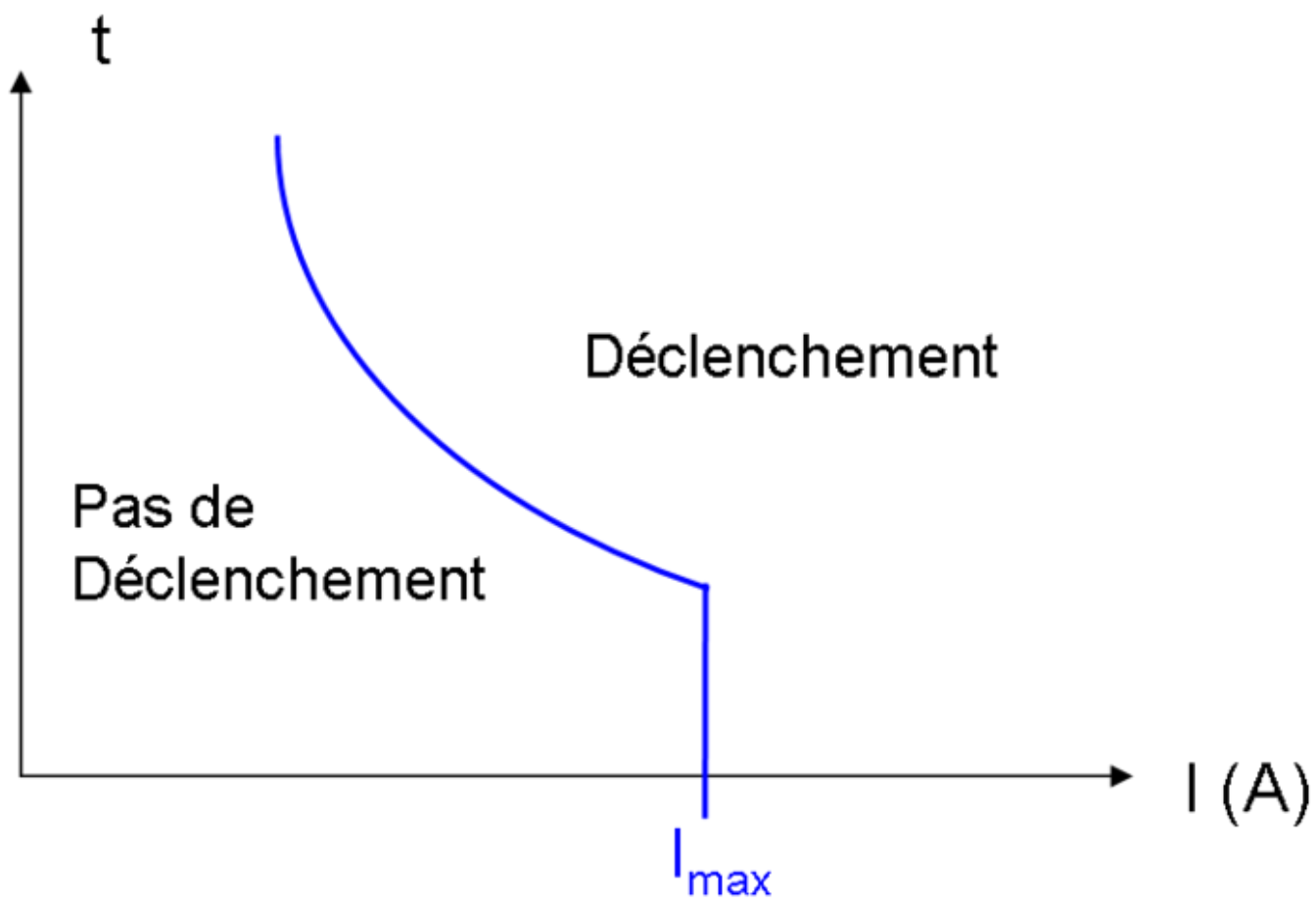


Réglages de la protection surintensité

- Dans le cas générale, une protection sur intensité combine les deux caractéristiques de déclanchement:
 - Une caractéristique à temps inverse pour la protection contre les surcharges (temporisation);
 - Une protection à temps définie pour la protection contre les court-circuits (instantané);

Réglages de la protection surintensité

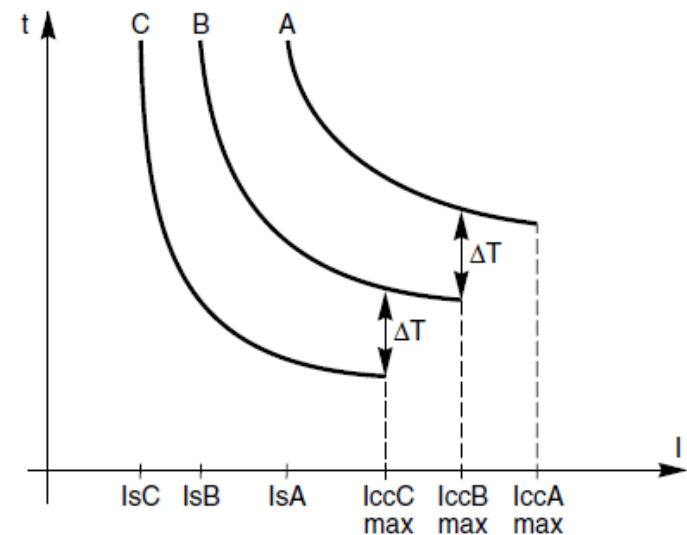
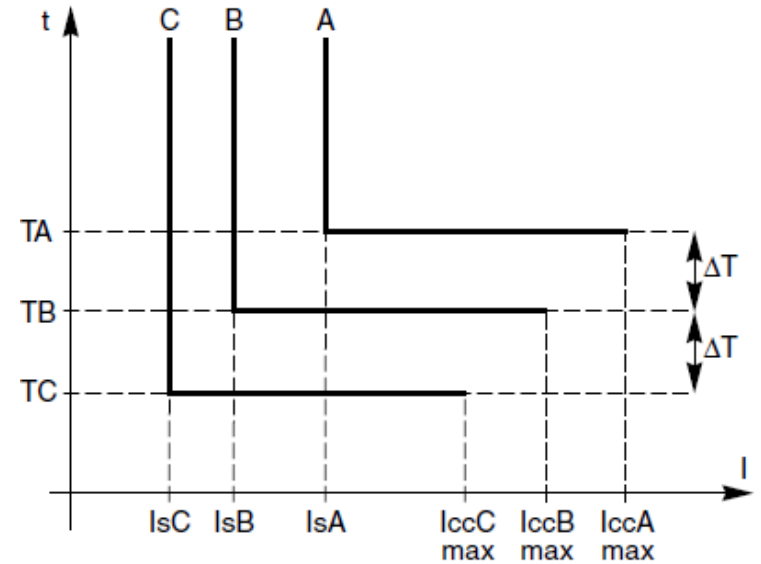
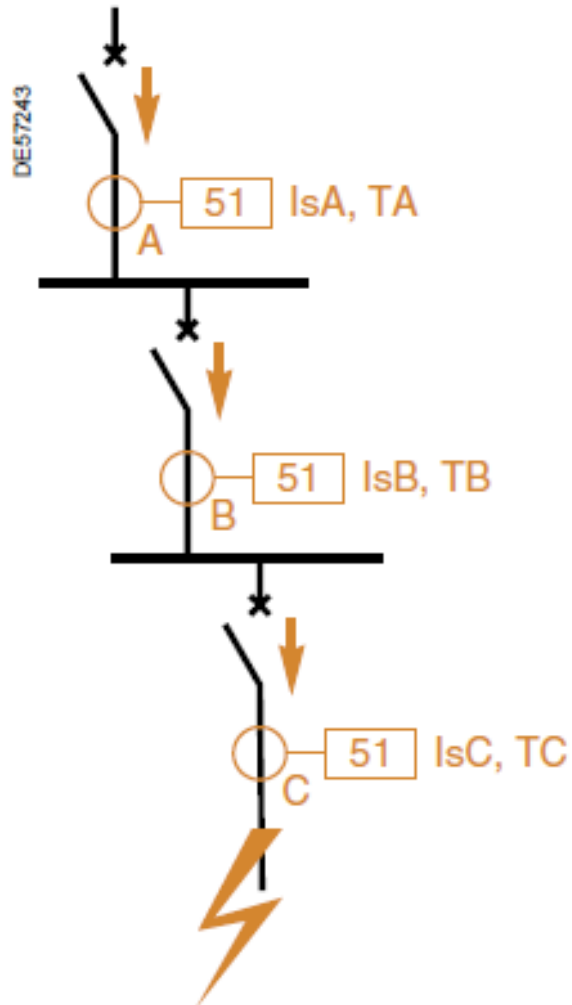
- Le réglage de la caractéristique à temps inverse fait intervenir deux paramètres: I_r et T_{ms} :
 - I_r est le courant pour le quelle la protection s'active (entre 1.1 à $2 I_n$)
 - T_{ms} est la temporisation



Sélectivité Chronométrique

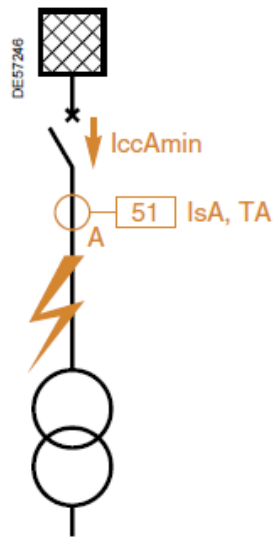
- La sélectivité est assurée quand la protection la plus proche du défaut déclenche en premier. La manière la plus simple est d'agir sur la temporisation.
- La sélectivité chronométrique peut être assurée en ajustant le réglage en temps des relais en question, le relais le plus proche du défaut à la plus faible temporisation.
- Un minimum d'intervalle de temps doit être assuré entre les caractéristiques de deux relais adjacents afin d'assurer la sélectivité (0.3 s)

Sélectivité Chronométrique

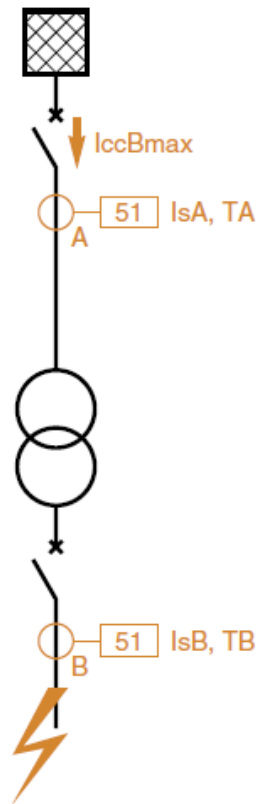


Sélectivité Ampèremétrique

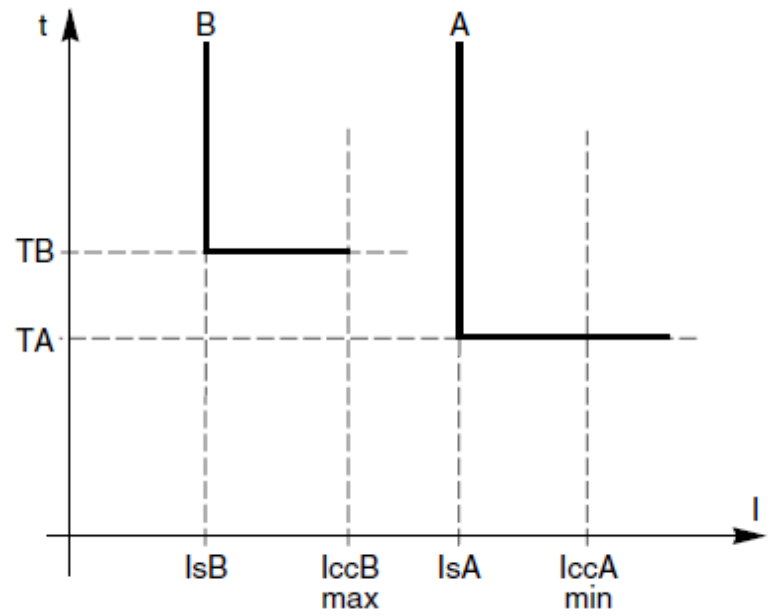
- Une autre méthode d'assurer la sélectivité est de jouer sur les réglages en courant des relais en cascade.
- Le relais le plus proche du défaut doit avoir le réglage le plus faible.
- cette sélectivité est utilisé généralement dans le cas d'un transformateur.
- Cette sélectivité n'est pas très efficace, elle est compléter avec une sélectivité chronométrique.



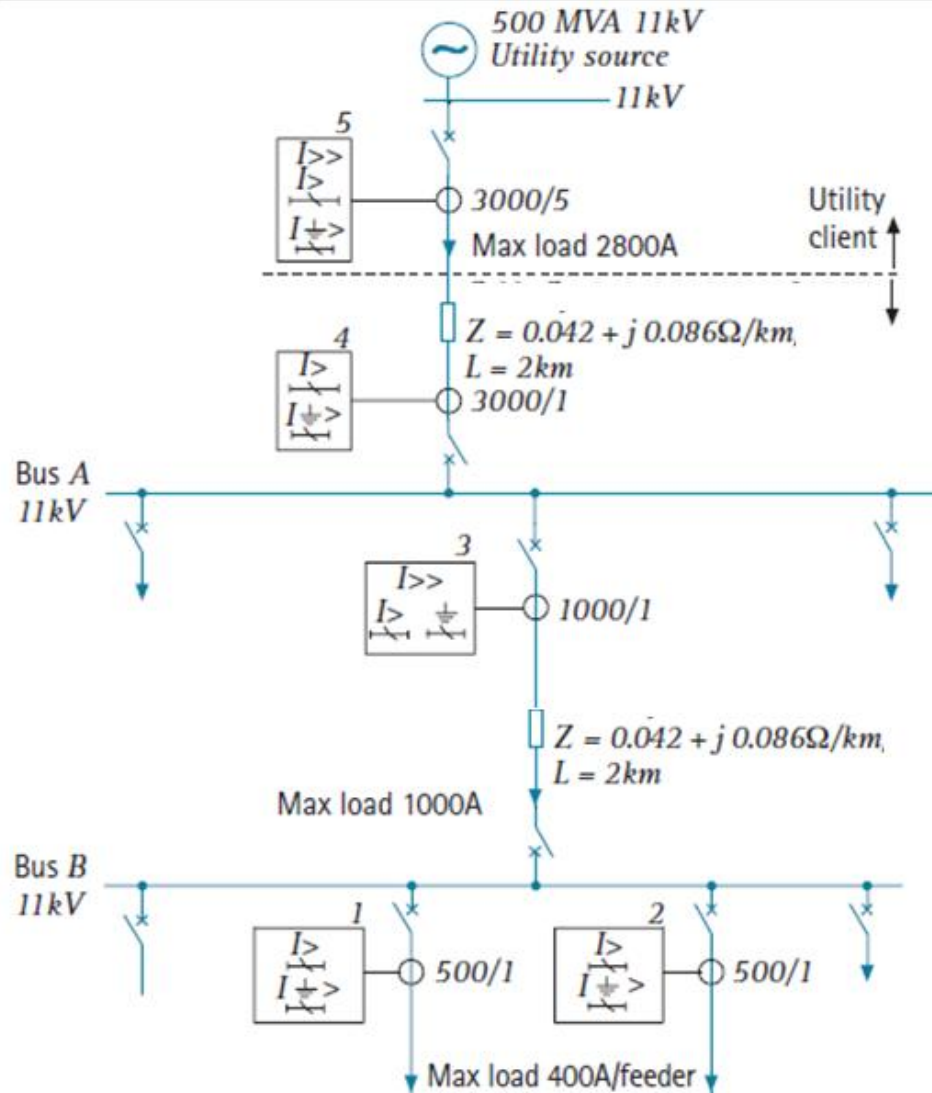
Condition
 $I_{sA} < I_{ccAmin}$



Condition
 $I_{sA} > I_{ccBmax}$



Exemple



Exemple

- Supposant le schema unifilaire de l'exemple.
 - $S=500\text{MVA}$, $U = 11\text{kV}$
- Réglage des Relais
 - Chaque relais à deux seuils de déclanchement:
 - Surcharge $I_r = 1.2 * I_n$, courbe standard inverse (IEC)
 - Instantané : courbe à temps définie

Exemple

- 1- Calcul des impédances:
 - Source $Z_s = U^2/S = 0.242$ ohm
 - Cable $c_1, c_2 = (0.042+j0.086)^*2 = 0.084+j0.172$ ohm. En module = 0.191 ohm
- **RMQ: la phase de l'impédance n'est pas significative, nous considérons que le module.**

Exemple

- Calcul des Courant de court-circuit
 - Source: $S = 500\text{MVA} \Rightarrow I_{cc} = S/(\text{racine}(3)*U) = 26.3\text{kA}$
 - Bus A: $I_{cc} = V/(Z_s+Z_{c1}) = U/(\text{racine}(3)*(0.242+0.191)) = 14.7\text{kA}$
 - Bus B: $I_{cc} = V/(Z_s+Z_{c1}+Z_{c2}) = U/(\text{racine}(3)*(0.242+0.191+0.191)) = 10.2\text{ kA}$

Exemple

- Seuils surcharge ($I >$):
 - $I_r > 1.2I_n$
 - La temporisation est fixé de manière à assurer la sélectivité ampère-métrique par exemple
 - Bus B relais 1 et 2 TMS = 0.125
 - Bus A relais 3 TMS = 0.400s
 - Bus A relais 4 TMS = 0.700s
 - Source relais 5TMS= 1s

Exemple

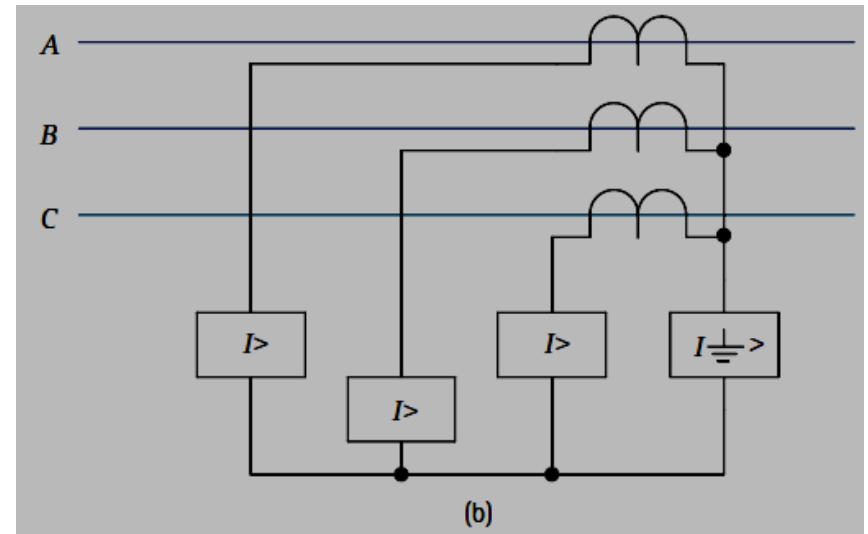
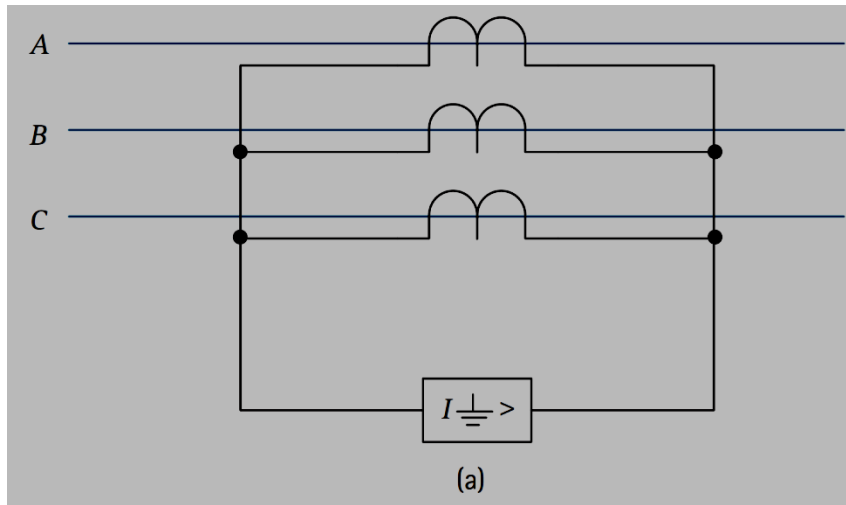
- Seuils C.C ($I \gg$) ;
 - Seuls les relais 5 et 3 ont des éléments instantanés;
 - Le seuil instantané du relais 5 es réglé par rapport au courant de CC min au Bus A $\sim 14\text{kA}$
 - Le seuil instantané du relais 3 est réglé par rapport au courant de CC min au Bus B $\sim 10\text{kA}$
 - Les deux relais sont sélective

Protection contre les défauts à la terre

Protection des défauts à la terre (50N, 51N)

- Un Relais surintensité peut être utilisé pour les défauts à la terre, mais la faible valeur des courants de défaut fait qu'un montage spécifique est utilisé pour détecter les courants résiduels (homopolaire) qui n'existe que lorsque le défaut est vers la terre.
- Ce relais n'est pas affecté par le courant de la charge ou des défauts qui n'implique pas la terre (phase-phase).
- Le réglage de ce relais doit prendre en considération les capacités des fuites (câbles), il est généralement recommandé de le régler à quelques pourcent du courant nominal.

EARTH FAULT PROTECTION

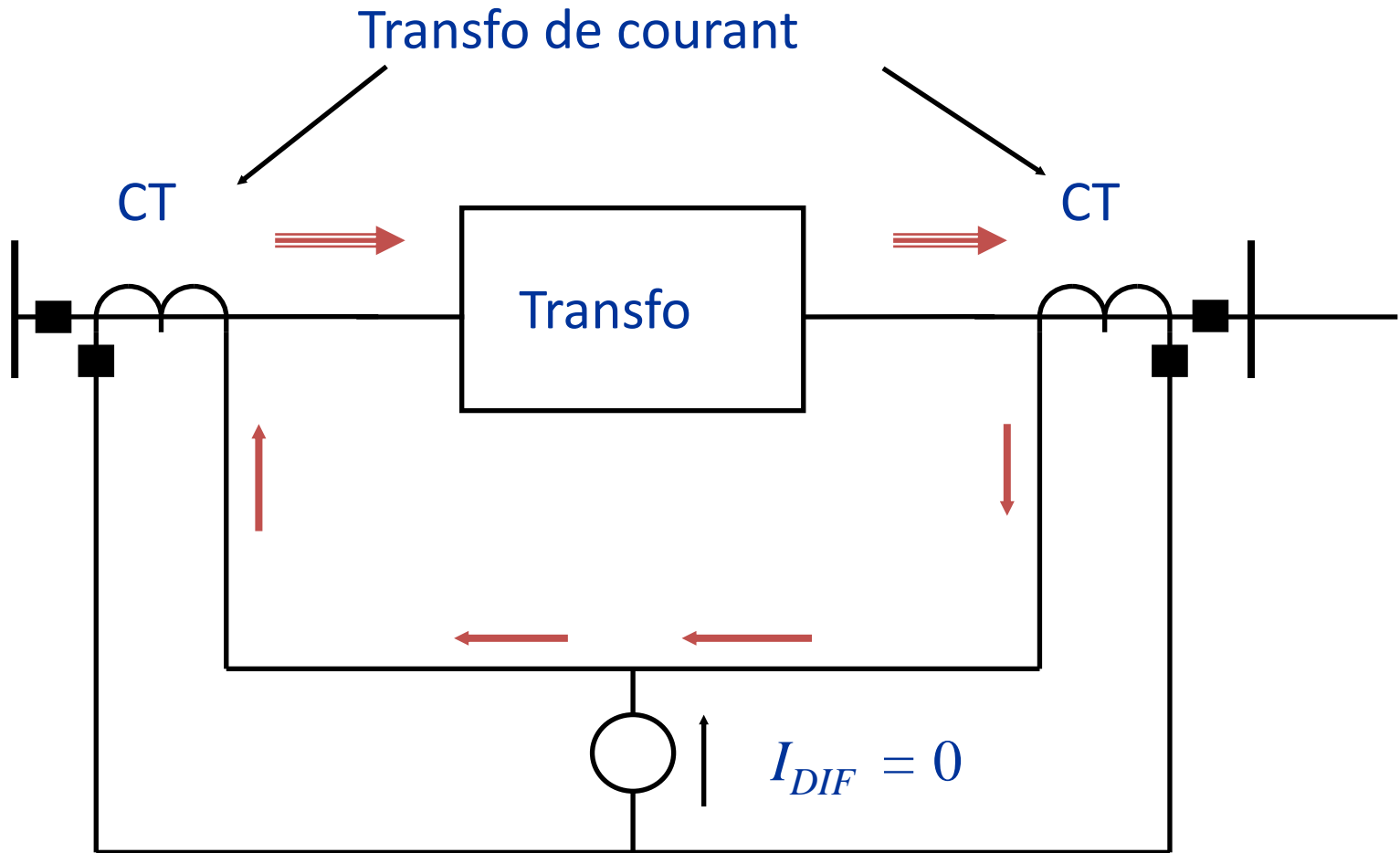


DIFFERENTIAL PROTECTION (87)

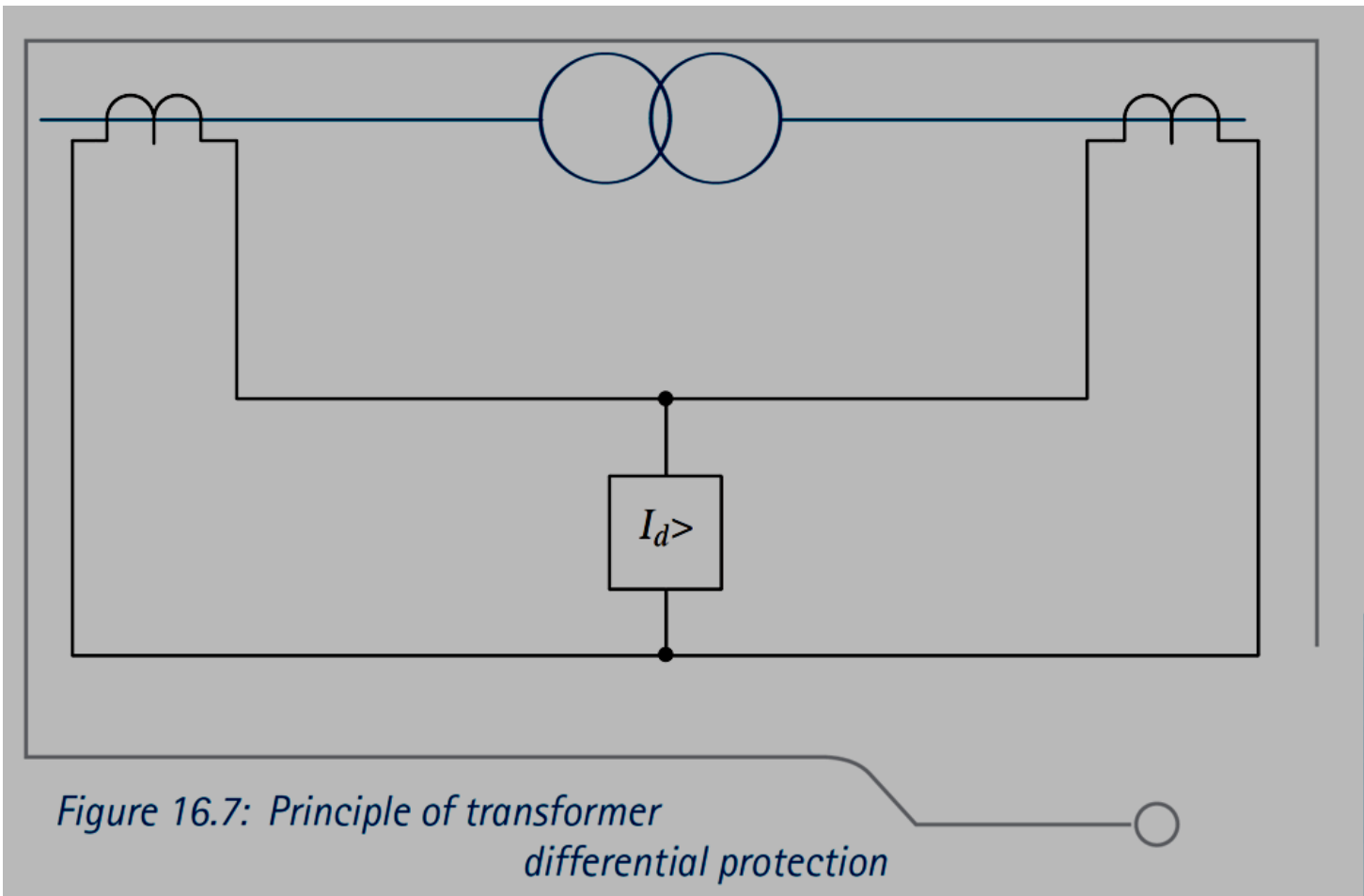
Introduction

- La protection différentielle fournit une protection rapide et sélective pour tous les défauts internes de l'équipement.
- Cette protection est généralement utilisée comme protection principale pour tous les équipements importants dans le réseau: Générateurs, Transformateurs, Bus et câbles.

Principe de fonctionnement



Protection différentielle dans un transformateur



Principe de fonctionnement

- Dans le cas d'un transformateur, La zone de protection du relais différentielle est délimitée par les TC primaire et secondaire.
- Le relais mesure la différentes entre les courant primaire et secondaire: $I_{diff} = I_1 - I_2$.
- Si la différence dépasse un certain pourcentage par rapport à $(I_1 + I_2)/2$ (défini par la caractéristique de déclenchement du relais) le relais déclenche intensément.

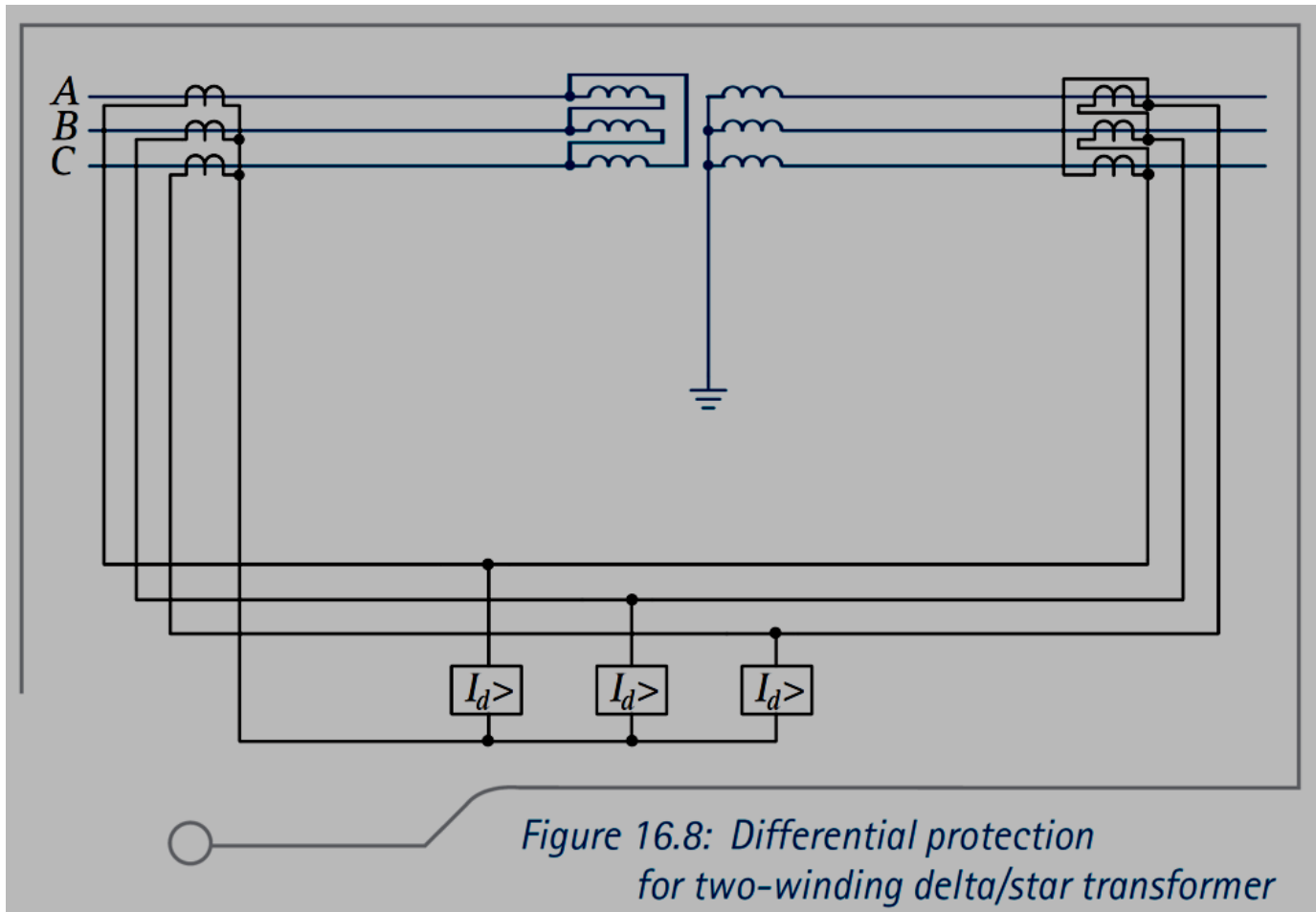
Protection différentielle d'un Transformateur

- La protection différentielle d'un transformateur est assez spécifique, elle doit s'adapter avec le comportement non linéaire du transformateur, cette non-linéarité s'accroît avec la présence des régulateurs en charge.
- La protection différentielle est la protection primaire des transformateurs de grandes puissances, elle assure la protection du transformateur contre tous les défauts internes et généralement associée avec une protection de défaut à la terre.

Protection différentielle d'un Transformateur

- Pour appliquer de manière correcte une protection différentielle à un transformateur, des facteurs importantes doivent être pris en comptes:
 - la correction de l'indice horaire (déphasage entre les courants primaires et secondaires) introduit par le couplage primaire/secondaire.
 - La correction de la différence entre les amplitudes des courant primaire et secondaire (correction du ratio des TC).
 - l'effet du courant de magnétisation durant l'enclenchement du transfo.

Phase Correction



Correction de Phase

- La correction de phase se fait par l'inversion des couplages des TC par rapport au couplage du transformateur.
- Si le transformateur est couplé en DY, les TC seront couplé en YD.
- **Si les TC sont couplé en D un facteur de racine(3) est introduit dans la mesure.**

Correction du ratio des TC

- Pour fonctionner correctement, le relais différentielle exige que les courant soit équilibré pendant le fonctionnement normale, ou pendant les défaut à l'extérieur du transformateur.
- Soit un transformateur avec m rapport de transformation, i_1 et i_2 sont les courants primaire et secondaire, i_{s1} , i_{s2} sont les courants primaire et secondaire mesuré par les TC, n_1 et n_2 sont les rapport du TC primaire et secondaire, respectivement.

Correction du ratio des TC

- Dans le cas parfait, les TC sont choisis de manière à avoir $i_{s1} - i_{s2} = 0$ (idiff = 0) dans les conditions nominales de fonctionnement. Dans ce cas:

$$\frac{i_{s1}}{i_{s2}} = \frac{n_2 i_1}{n_1 i_2} = 1 \Rightarrow \frac{n_2}{n_1} = m$$

- Dans le cas idéal le rapport entre les TC doit être égale aux rapport de transformation.
- Dans le cas où cette condition ne peut être satisfaite, le courant différentielle dû aux ratio des Tc ne doit pas déclencher la protection.

Correction du ratio des TC

Courant de magnétisation

- Dans le cas où le courant de magnétisation n'est pas négligeable il doit être considéré par le

Caractéristique de déclanchement

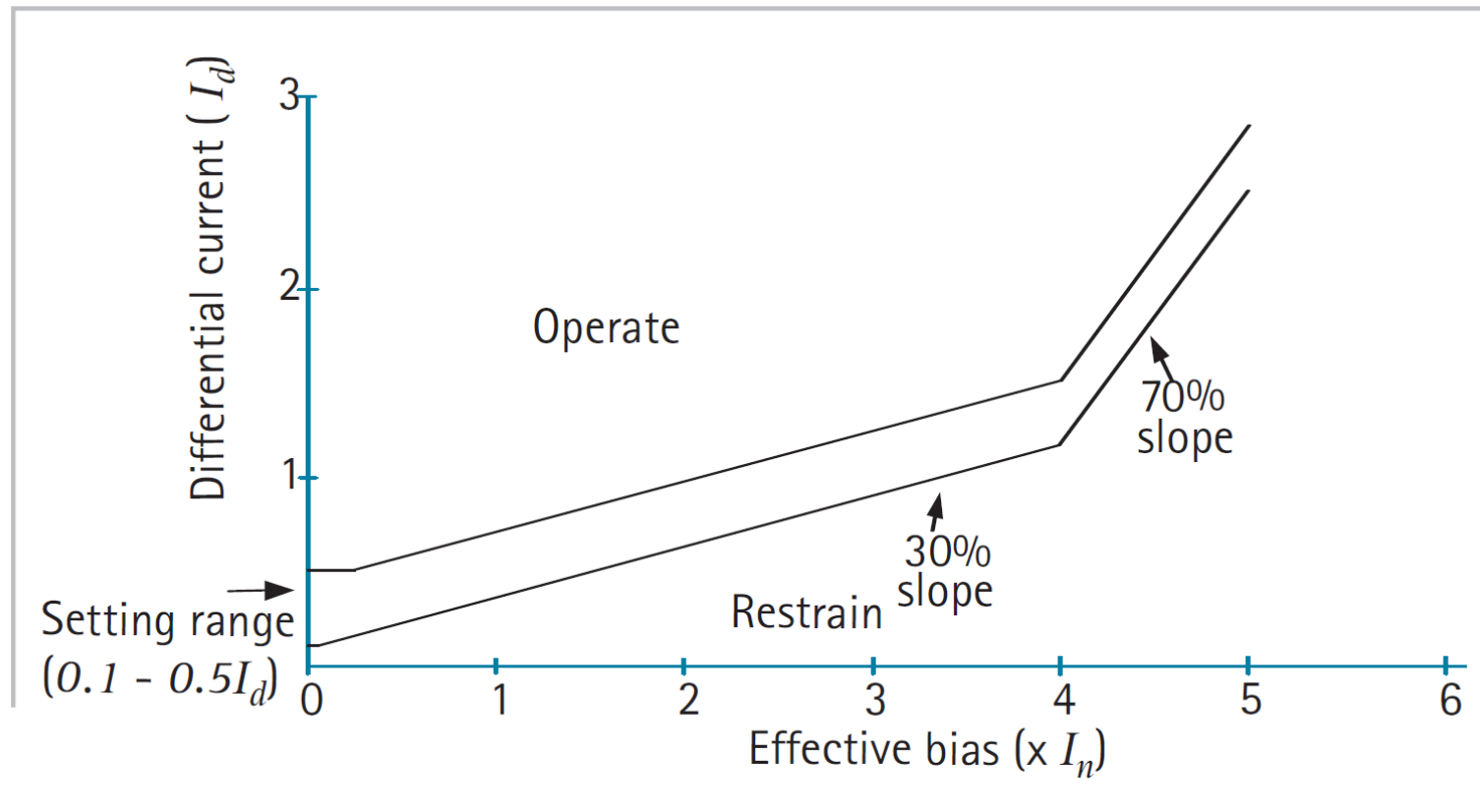
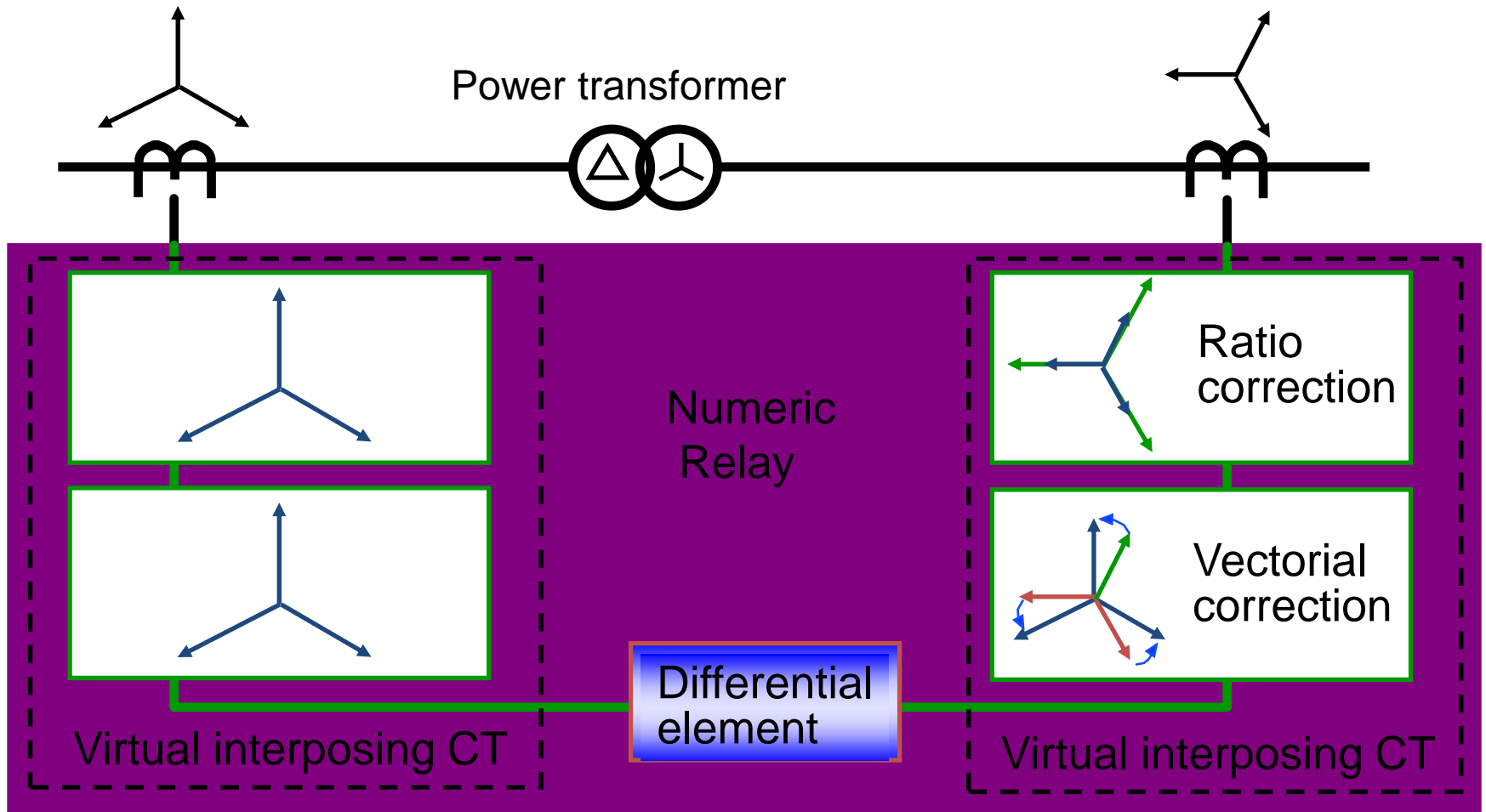


Figure 16.9: Typical bias characteristic

Réglages

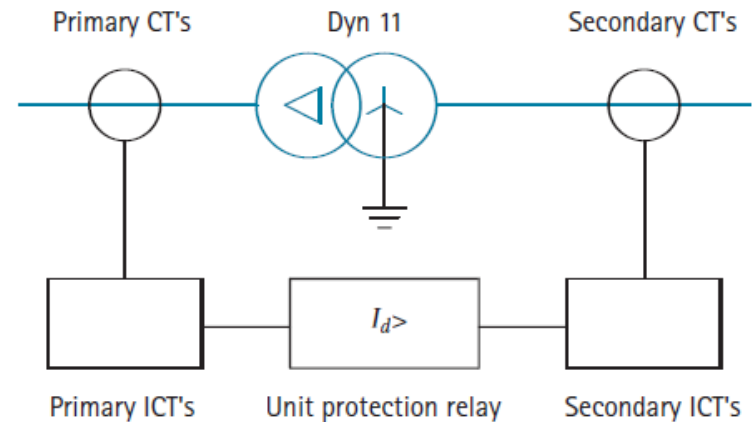
- Dans la première seuil, le courant de réglage doit être supérieur au courant de magnétisation au démarrage ($0.1-0.5 I_n$).
- Le réglage du deuxième est de 25 à 30% du courant nominale (0 à $4xI_n$),
- La troisième seuil, le réglage est jusqu'à 70% du courant nominale, ce réglage permet de s'assurer que le relais ne répond pas au défauts externes ($> 4xI_n$).

Protection différentielle numérique



Exemple

- Transfo 10MVA, 33/11 kV, DYN11
- $I_1 = 175 \text{ A}$, $I_2 = 525 \text{ A}$
- I_{s1} courant mesuré au primaire.
- I_{s2} courant mesuré au secondaire.



Exemple

- Correction de phase:
 - Le couplage du transfo introduit un déphasage de 30° entre le courant primaire et secondaire. Pour corriger ce décalage les TC seront couplés en Y au primaire et D au secondaire.
- Correction du ratio:
 - Les rapport des TC sont choisis de manière à avoir en conditions nominale $I_{s1}/I_{s2} = 1$.
 - Ne pas oublier que les TC au secondaire sont couplés en D, le courant mesuré est multiplié par racine(3)

Exemple

- Correction du Ratio:

- $I_{s1} = I_1/N_1$
- $I_{s2} = \sqrt{3} I_2/N_2$

$$\frac{I_{s1}}{I_{s2}} = \frac{N_2}{\sqrt{3}N_1} \frac{I_1}{I_2} = 1 \quad \frac{N_2}{N_1} = \sqrt{3} * m \approx 5.19$$

- Le rapport entre le TC2 et TC1 doit être le plus proche de 5.19;

- On choisit un TC de 200/1 au primaire et 1000/1 au secondaire.

- Vérification:

- $I_{s1} = 175/200 = 0.875$

- $I_{s2} = \sqrt{3} \cdot 525/100 = 0.908$

- $idiff(\%) = (I_{s1}-I_{s2})/(I_{s1}+I_{s2})/2 = 3.7\% \Rightarrow$ choix OK

Exemple

- Courant de magnétisation
 - En absence d'une indication sur le courant de magnétisation, il est pris par défaut 20% du courant nominal
- Les seuils de réglages :
 - À vide $i_{diff} = 0.2 * i_{s1}$
 - $< 4 * I_n$ $i_{diff} = 0.2 * (i_{s1} + I_{s2}) / 2$
 - $> 4 * I_n$ $i_{diff} = 0.8 * (i_{s1} + I_{s2}) / 2$

Protection de Distance

PRINCIPLES OF DISTANCE RELAYS

- Since the impedance of a transmission line is proportional to its length, for distance measurement it is appropriate to use a relay capable of measuring the impedance of a line up to a predetermined point (the reach point).
- Such a relay is described as a distance relay and is designed to operate only for faults occurring between the relay location and the selected reach point, thus giving discrimination for faults that may occur in different line sections.

PRINCIPLES OF DISTANCE RELAYS

- The basic principle of distance protection involves the division of the voltage at the relaying point by the measured current. The apparent impedance so calculated is compared with the reach point impedance.
- If the measured impedance is less than the reach point impedance, it is assumed that a fault exists on the line between the relay and the reach point.

PRINCIPLES OF DISTANCE RELAYS

- The reach point of a relay is the point along the line impedance locus that is intersected by the boundary characteristic of the relay.
- Since this is dependent on the ratio of voltage and current and the phase angle between them, it may be plotted on an *R/X diagram*.
- *The* loci of power system impedances as seen by the relay during faults, power swings and load variations may be plotted on the same diagram and in this manner the performance of the relay in the presence of system faults and disturbances may be studied.

RELAY PERFORMANCE

- Distance relay performance is defined in terms of reach accuracy and operating time.
- Reach accuracy is a comparison of the actual ohmic reach of the relay under practical conditions with the relay setting value in ohms.
- Reach accuracy particularly depends on the level of voltage presented to the relay under fault conditions. The impedance measuring techniques employed in particular relay designs also have an impact.
- Operating times can vary with fault current, with fault position relative to the relay setting, and with the point on the voltage wave at which the fault occurs.

RELAY PERFORMANCE

- Depending on the measuring techniques employed in a particular relay design, measuring signal transient errors, such as those produced by Capacitor Voltage Transformers or saturating CT's, can also adversely delay relay operation for faults close to the reach point.
- It is usual for electromechanical and static distance relays to claim both maximum and minimum operating times.
- However, for modern digital or numerical distance relays, the variation between these is small over a wide range of system operating conditions and fault positions.

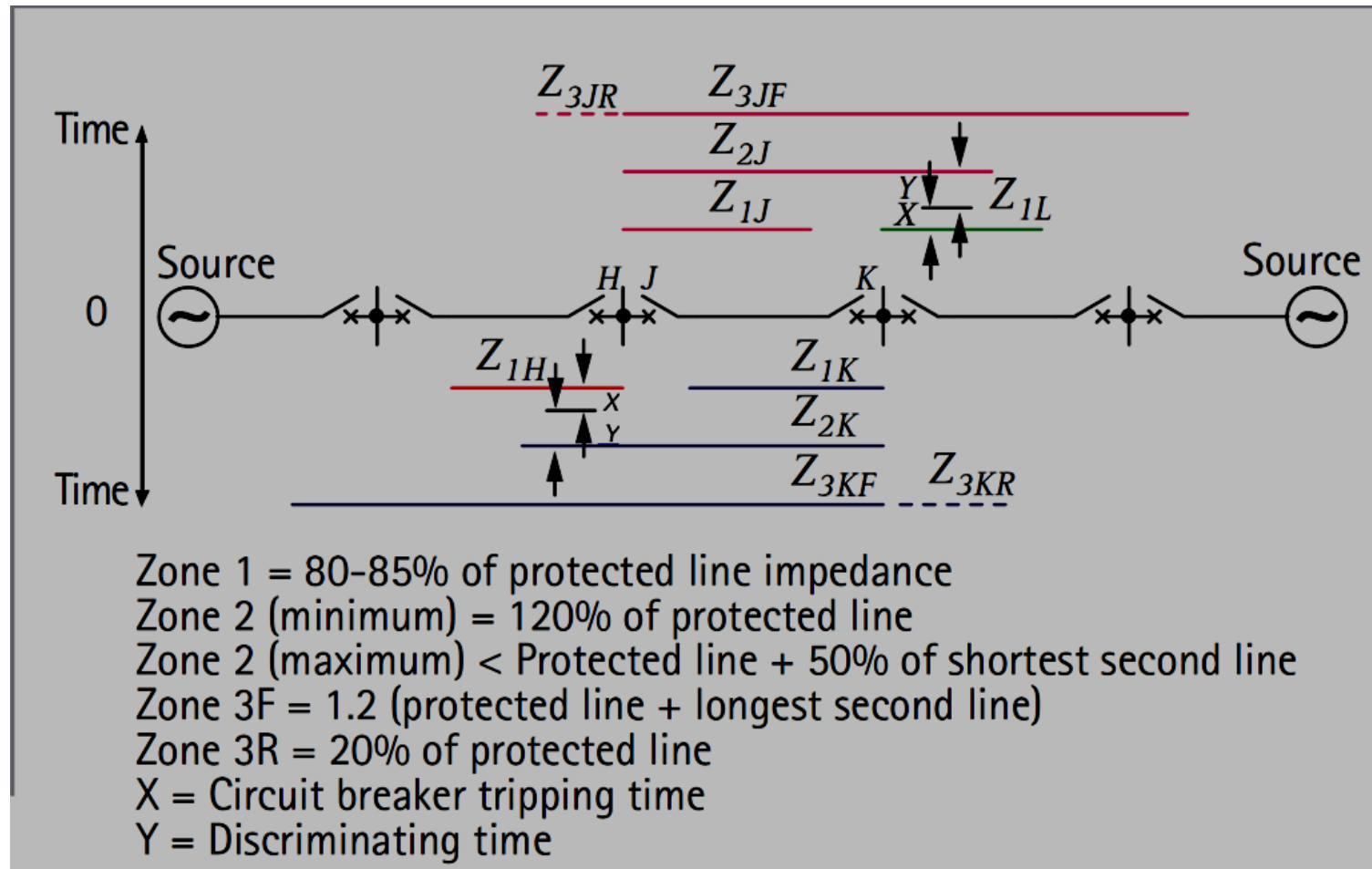
Numerical Distance Relays

- Digital/Numerical distance relays tend to have more consistent operating times. They are usually slightly slower than some of the older relay designs when operating under the best conditions, but their maximum operating times are also less under adverse waveform conditions or for boundary fault conditions.

ZONES OF PROTECTION

- Careful selection of the reach settings and tripping times for the various zones of measurement enables correct coordination between distance relays on a power system.
- Basic distance protection will comprise instantaneous directional Zone 1 protection and one or more time delayed zones.
- Typical reach and time settings for a 3-zone distance protection are shown in Figure. Numerical distance relays may have up to five zones, some set to measure in the reverse direction.

Settings for Reverse Reach and Other Zones



Zone 1 Setting

- Electromechanical/static relays usually have a reach setting of up to 80% of the protected line impedance for instantaneous Zone 1 protection. Numerical distance relays, settings of up to 85% may be safe.
- The resulting 15-20% safety margin ensures that there is no risk of the Zone 1 protection over-reaching the protected line due to errors in the current and voltage transformers, inaccuracies in line impedance data provided for setting purposes and errors of relay setting and measurement.
- Otherwise, there would be a loss of discrimination with fast operating protection on the following line section. Zone 2 of the distance protection must cover the remaining 15-20% of the line.

Zone 2 Setting

- To ensure full cover of the line with allowance for the sources of error already listed in the previous section, the reach setting of the Zone 2 protection should be at least 120% of the protected line impedance.
- In many applications it is common practice to set the Zone 2 reach to be equal to the protected line section +50% of the shortest adjacent line. Where possible, this ensures that the resulting maximum effective Zone 2 reach does not extend beyond the minimum effective Zone 1 reach of the adjacent line protection.

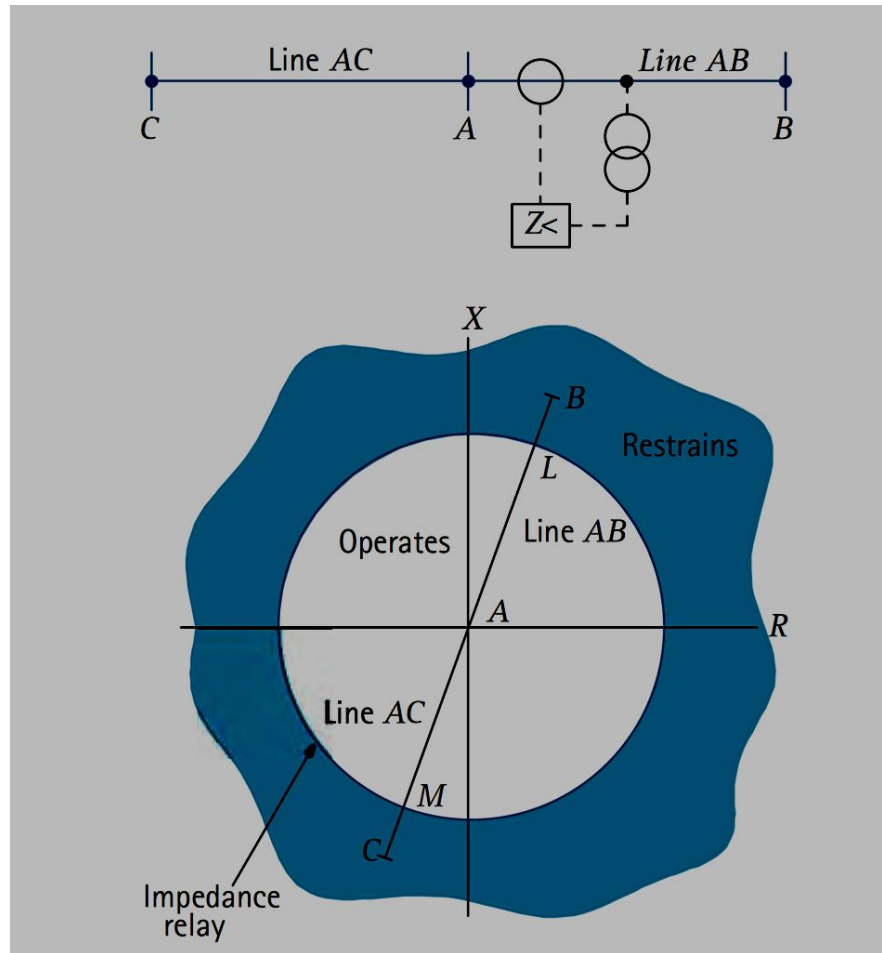
Zone 3 Setting

- Zone 3 reach should be set to at least 1.2 times the impedance presented to the relay for a fault at the remote end of the second line section.

Plain Impedance Characteristic

- This characteristic takes no account of the phase angle between the current and the voltage applied to it; for this reason its impedance characteristic when plotted on an *R/X diagram is a circle with its centre at the origin of the co-ordinates and of radius equal to its setting in ohms.*
- Operation occurs for all impedance values less than the setting, that is, for all points within the circle.
- The relay characteristic, (Figure), is therefore non-directional, and in this form would operate for all faults along the vector *AL and also for all faults behind the busbars up to an impedance AM.*

Plain Impedance Characteristic



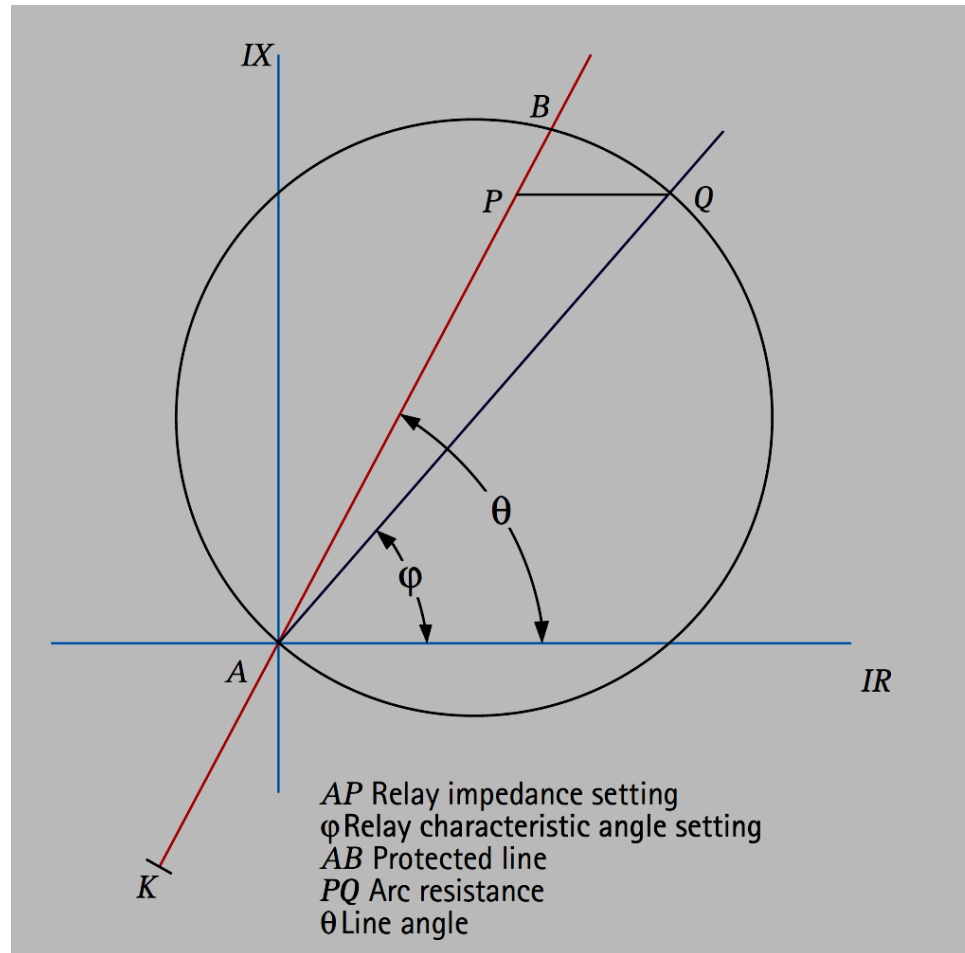
Plain Impedance Characteristic

- A relay using this characteristic has three important disadvantages:
 - It is non-directional; it will see faults both in front of and behind the relaying point, and therefore requires a directional element to give it correct discrimination.
 - It has non-uniform fault resistance coverage
 - it is susceptible to power swings and heavy loading of a long line, because of the large area covered by the impedance circle

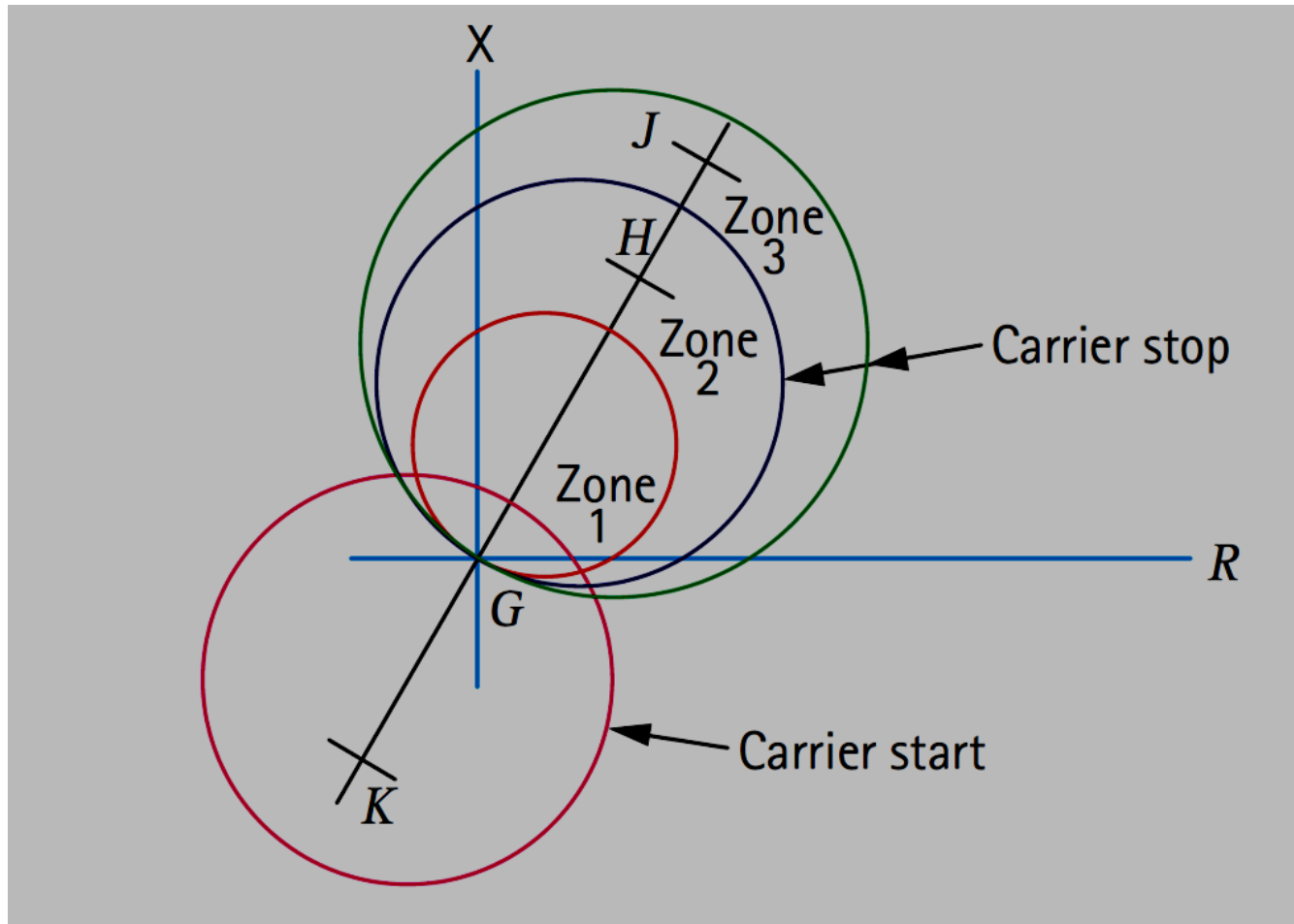
Mho Characteristic

- The mho impedance element is generally known as such because its characteristic is a straight line on an admittance diagram.
- It cleverly combines the discriminating qualities of both reach control and directional control, thereby eliminating the 'contact race' problems that may be encountered with separate reach and directional control elements.

Mho Characteristic



Self-Polarised Mho Relay



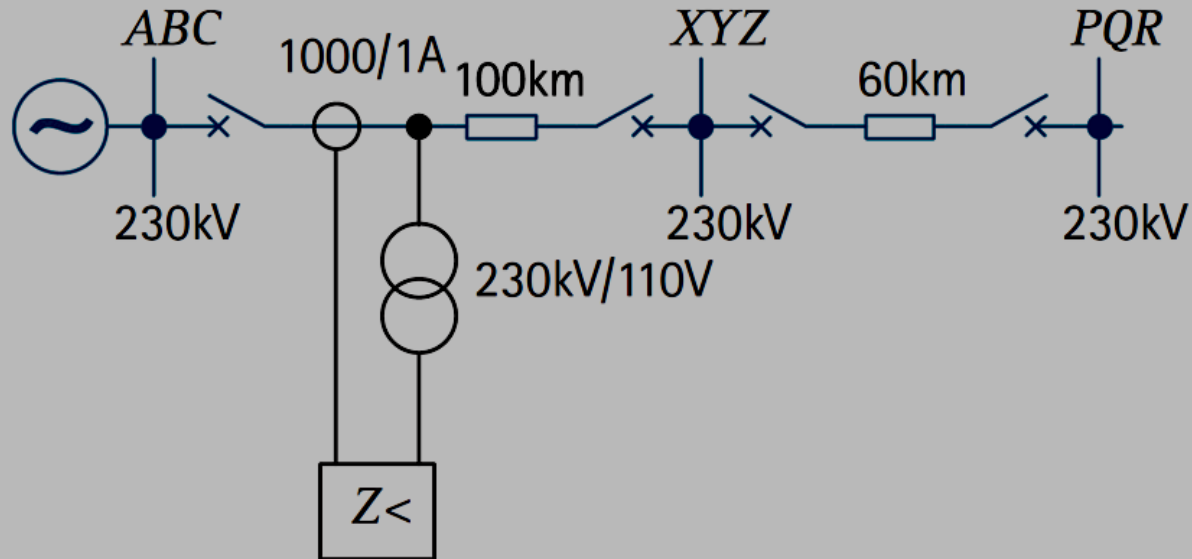
- The characteristic of a mho impedance element, when plotted on an *R/X diagram*, is a circle whose circumference passes through the origin, as illustrated in (Figure).
- This demonstrates that the impedance element is inherently directional and such that it will operate only for faults in the forward direction along line *AB*.

EXAMPLES

Exemples

- Soit le système suivant constitué d'une source et de deux lignes.
- Pour cette exemple nous calculons les 03 zones de protection du relais pour protéger la ligne entre ABC et XYZ

Exemples



Source Impedance: 5000MVA max
2000MVA min

Line impedance: $Z_1=0.089+j0.476\Omega/km$
 $Z_0=0.426+j1.576\Omega/km$

Exemple

- L'impédance de la ligne :
 - $Zl = (0.089+j0.476)*100 = 8.9+j47.6$ ohm
- Zone 1
 - Seuil = $0.8*Zl = 6.8+j38.1$
 - Tempo: instantanée
- Zone 2
 - Seuil = $1.2*Zl = 10.3 +j57.1$ ohm
 - Tempo: 0.3s

Exemple

- Zone 3:
 - Seuil = $1.8 * Z1 = 15.48 + j85.68$ ohm
 - Tempo = 0.6s
- Si nous voulons que la zone 3 protège la totalité des deux lignes (ABC-XYZ et XYZ-PQR) le réglage est:
 - Seuil = $1.2(Z1+Z2) = 16.51 + j91.39$
 - Tempo = 0.6s
- Supposant un défaut est sur le jeux de barre XYZ avec une résistance de 50 ohm quelle est la zone de déclanchement concernée?, Faite de même pour une résistance de défaut 100 ohm