



**HAL**  
open science

# Étude des protections du réseau électrique industriel HTA : cas de la cimenterie Lafarge Bouskoura

Rachid Bouziani

► **To cite this version:**

Rachid Bouziani. Étude des protections du réseau électrique industriel HTA : cas de la cimenterie Lafarge Bouskoura. Energie électrique. 2013. dumas-01677485

**HAL Id: dumas-01677485**

**<https://dumas.ccsd.cnrs.fr/dumas-01677485v1>**

Submitted on 8 Jan 2018

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

---

**CONSERVATOIRE NATIONAL DES ARTS ET METIERS**

**CENTRE DU MAROC**

---

**MEMOIRE**

**Présenté en vue d'obtenir**

**le DIPLOME D'INGENIEUR CNAM**

**en**

**SYSTEMES ELECTRIQUES**

**Par**

**BOUZIANI Rachid**

---

**Etude des protections du réseau électrique industriel HTA**

**Cas de la cimenterie LAFARGE BOUSKOURA**

**Soutenu le 02.04.2013**

---

**JURY:**

**PRESIDENT: C. RAMIARINJOANA**

**MEMBRES: G. ROSTAING**

**A. BENCHAIIB (EI)**

**A. SAAD**

**K. MAZOUZ (EI)**

## Dédicace

A DIEU Le Tout Miséricordieux, ton amour, ta miséricorde et  
Tes grâces, m'ont fortifié dans la persévérance au travail.

A celle qui a attendu avec patience les fruits de sa bonne  
éducation

A ma Mère.

A celui qui m'a indiqué la bonne voie en me rappelant que  
la volonté fait toujours les grands hommes.

A Mon père.

A celle qui m'a soutenu dans ce long parcours

A mon épouse.

A mes chers enfants pour leur amour inconditionnel.

A mes chers amis et amies pour leur confiance et leur  
encouragement.

A tous ceux que j'aime, à ceux qui m'aiment

Qu'ils trouvent ici les expressions adrentes de mon  
amour et ma gratitude.

...Rachid

## Remerciement

*Je tiens à exprimer ma gratitude à LAFARGE-Ciments, mon entreprise qui m'a soutenu durant ma formation et m'a donné l'opportunité de réaliser ce stage...*

*Je tiens à exprimer ma profonde gratitude ainsi que toute ma reconnaissance à mon encadrant industriel M.KHALID MAZOUZ, chef du département électrique au niveau du siège de Lafarge Maroc, qui m'a fait bénéficier de son savoir-faire, de ses conseils appréciables, de sa disponibilité et pour l'intérêt manifeste qu'il a porté à ce projet.*

*M. Mustapha ELHAMDI: Le chef du département maintenance à l'usine de BOUSKOURA qui n'a épargné aucun moyen pour m'aider et me soutenir.*

*M. Abdallah SAAD: Mon professeur encadrant à l'ENSEM/CNAM pour ses directives pertinentes et aussi pour ses conseils précieux,*

*M. Mohamed KHAFLLAH notre professeur et référent électrotechnique CNAM MAROC pour sa disponibilité, son encouragement et sa précieuse aide.*

*M. Fayçal ELMARIAMI mon professeur qui m'a accompagné depuis le début dans ma recherche par ses conseils et sa documentation.*

*J'adresse mes vifs remerciements à tous mes professeurs CNAM ET ENSEM, ainsi qu'aux membres du jury pour avoir accepté de juger mon travail.*

*Ma gratitude est allouée à M. Yassine ELBKALI, cher collègue de l'usine de BOUSKOURA et à M.M Abdelmoumen OUHTI et Mourad BOUSFIHA élèves ingénieurs de L'ENSEM, ainsi qu'à tout le personnel du service électrique de LAFARGE-BOUSKOURA, qui m'a été d'une grande importance et grande utilité.*

*Que tous ceux et celles qui ont contribué de près ou de loin à l'accomplissement de ce travail trouvent l'expression de mes remerciements les plus chaleureux.*

**Etude des protections du réseau électrique industriel HTA.  
Cas de la cimenterie LAFARGE BOUSKOURA.**

**Mémoire d'Ingénieur C.N.A.M., MAROC 2013**

---

## **RESUME**

**L'étude des protections du réseau électrique industriel moyenne tension ou haute tension catégorie A (HTA), consiste à mettre en application toutes les écritures liées au sujet, principalement la norme CEI 60909 et les doctrines des constructeurs sous forme de cahiers techniques. Cela se concrétise sur plusieurs étapes :**

- **Recueil et validation des données du site**
- **Bilan des puissances (load flow)**
- **Calcul des courants de court-circuit selon la norme CEI 60909**
- **Etude la coordination des protections (sélectivité)**
- **Etablissement des fiches des réglages**
- **Synthèse et recommandations**

**Dans cette étude, est traitée aussi la stabilité des générateurs connectés au réseau, en appliquant la méthode de calcul des aires, pour déterminer l'angle critique et par conséquent le temps critique avant la perte de synchronisme.**

**Le résultat de ce travail est présenté au commanditaire sous forme d'un document de données, regroupant tous les éléments relevés du réseau ou supposés en cas d'absence, et un document d'étude contenant la synthèse de l'étude , les fiches de sélectivité et les fiches des réglages proposés.**

**Mots clés : sélectivité, court-circuit, protection, réseau, load flow, moyenne tension, stabilité générateur, temps critique.**

## SUMMARY

The study of the electrical network protection industrial average or high voltage Class A (HTA) is to implement all the paperwork related to the topic, especially IEC 60909 and doctrines manufacturers as technical specifications. This is demonstrated in several stages:

- Data Collection and validation of Site
- Load flow
- Calculation of short-circuit currents according to IEC 60909
- Study selectivity or protection coordination
- Sheets recommended settings
- Summary and Recommendations

In this study, is treated as the stability of generators connected to the network, using the method of calculation of areas, to determine the critical angle and therefore the critical time before loss of synchronism.

The result of this work is presented to the Sponsor as a given document bringing together all elements of the network identified or suspected in case of absence, and a discussion paper containing the summary of the study, the selectivity sheets and charts suggested settings.

**Keywords:** selectivity, short circuit, protection, network, load flow, medium voltage, generator stability, critical time.

## Liste des symboles :

---

$c$  : Facteur de tension  
 $I_b$  : Courant de court-circuit symétrique coupé (valeur efficace)  
 $I_K$  : Courant de court-circuit permanent  
 $f$ : Fréquence (50Hz).  
 $I''_k$  : Courant de court-circuit symétrique initial (en valeur efficace).  
 $I_{LR}$  : Courant symétrique d'un moteur asynchrone à rotor bloqué.  
 $I_{th}$  : Equivalente thermique du courant de court-circuit.  
 $I_p$  : La valeur de crête du courant de court-circuit.  
 $K_i$  : Facteur de correction des impédances.  
 $p$  : Paire de bornes d'un moteur asynchrone  
 $P_{rM}$  : Puissance active assignée d'un moteur asynchrone  
 $q$  : Facteur pour le calcul du courant coupé des moteurs asynchrones.  
 $U_{nQ}$  : Tension nominale entre phase d'un réseau  
 $S''_k$  : Puissance de court-circuit symétrique initiale.  
 $S_{rT}$  : la puissance apparente d'un transformateur.  
 $Z_T$  : L'impédance d'un transformateur.  
 $u_{KR}$  : Tension de court-circuit en %.  
 $Z_Q$  : Impédance du réseau amont.  
 $t_{min}$  : Temps mort minimal.  
 $X''_d$ : Réactance subtransitoire d'une machine synchrone  
 $\mu$  : Facteur relatif au calcul des courants de court-circuit symétriques coupés  
 $\eta$  : Rendement des moteurs asynchrones  
 $\lambda$  : Facteur relatif au calcul du courant de court-circuit permanent  
**K**: Facteur relatif au calcul de la valeur de crête du courant de court-circuit  
K2E resp. KE2E : Court-circuit biphasé à la terre  
 $k$  ou  $K_3$ : Court-circuit triphasé  
 $K_1$ : Court-circuit monophasé, phase-neutre ou phase-terre  
 $K_2$ : Court-circuit biphasé  
 $n$  : Valeur nominale  
 $r$  : Valeur assignée  
 $M$  : Moteur  
 $T$  : Transformateur  
 $G$  : Générateur  
 $E$  : Terre

## SOMMAIRE

Introduction générale :	11
Cahier des charges	13
Chapitre 1 : Etude bibliographique	14
1.1. Pré-requis et utilitaires:	15
1.1.1. Régime de neutre en HTA :	15
1.1.1.1. Définition :	15
1.1.1.2. Rôle du régime du neutre :	16
1.1.1.3. Avantages et inconvénients de chaque régime de neutre :	17
1.1.1.4. Synthèse :	18
1.1.2. Calcul des courants de court-circuit :	18
1.1.2.1. Généralités :	18
1.1.2.2. Méthodes de calcul :	21
1.1.3. Appareillage HTA :	24
1.1.3.1. Dispositifs de coupure :	24
1.1.3.2. Relais de protection :	27
1.1.3.3. Réducteurs de mesure :	28
1.1.3.4. Limiteur de courant de court-circuit :	37
1.1.4. Fonctions de protection :	41
1.1.5. Logiciels :	42
1.2. Protection des éléments principaux dans le réseau industriel HTA :	43
1.2.1. Protection des transformateurs :	43
1.2.2. Protection des moteurs asynchrones	45
1.2.3. Protection des condensateurs	48
1.2.4. Protection des Jeux de barres	48
1.2.5. Protection des générateurs	49
1.3. La coordination des protections (Sélectivité) :	51
1.3.1. Sélectivité ampérométrique	51
1.3.2. Sélectivité chronométrique	52
1.3.3. Sélectivité logique	54
1.3.4. Sélectivité directionnelle	54
1.3.5. Sélectivité différentielle	55
1.3.6. Sélectivité combinée :	56
1.4. Plan de protection type :	57



1.4.1.	Objectif : .....	57
1.4.2.	Méthodologie .....	57
Chapitre 2 : Bilan des puissances .....		62
2.1.	Description du réseau et recueil des données:.....	63
2.1.1.	Le poste 60 KV : .....	63
2.1.2.	La ligne 1 (P0): .....	63
2.1.3.	La ligne 2 (P10): .....	63
2.1.4.	La station des générateurs : .....	63
2.1.5.	Le régime du neutre : .....	64
2.2.	Bilan des puissances de la ligne1: .....	64
2.3.	Bilan des puissances de la ligne2: .....	66
Chapitre 3 : Calcul des courants de court-circuit .....		69
3.1.	Facteurs de correction: .....	70
3.1.1.	Le facteur de tension c : .....	70
3.1.2.	Le facteur $\mu$ ; q ; $\lambda$ : .....	71
3.1.3.	Les facteurs m et n : .....	71
3.1.4.	Le facteur K : .....	71
3.1.5.	Le facteur de correction $K_S$ : .....	71
3.1.6.	Le facteur de correction $K_T$ : .....	72
3.2.	Calcul des impédances : .....	72
3.2.1.	Impédance du réseau amont : .....	72
3.2.2.	Impédance d'un câble : .....	72
3.2.3.	Impédance d'un transformateur : .....	73
3.2.4.	Impédance d'un groupe de production : .....	74
3.2.5.	Impédance d'un moteur : .....	74
3.3.	Calcul des courants de court-circuit : .....	75
3.3.1.	Les hypothèses de calcul : .....	75
3.3.2.	Méthode du calcul : .....	75
3.3.3.	Calcul des courants : .....	76
3.3.3.1.	Calcul du courant du court-circuit symétrique initial $I''K [1]$ .....	76
3.3.3.1.	Calcul de la valeur de crête de courant $i_p$ : .....	77
3.3.3.2.	Calcul de courant de court-circuit symétrique coupé $I_b : [1]$ .....	78
3.3.3.3.	Calcul du courant de court-circuit permanent $I_k : [1]$ .....	78

3.3.3.4.	Calcul du courant capacitif $I_{c0}$ : [12] .....	79
3.3.4.	Exemple de calcul : .....	79
3.3.4.1.	Calcul des impédances minimales:.....	80
3.3.4.2.	Calculs des courants de court-circuit maximaux:.....	85
3.3.4.3.	Calcul des impédances maximales: .....	87
3.3.4.4.	Calculs des courants de court-circuit minimaux: .....	90
Chapitre 4 : Etude de la sélectivité.....		91
4.1.	L'appareillage utilisé :.....	92
4.1.1.	Les capteurs :.....	92
4.1.2.	Les fusibles .....	92
4.1.3.	Les relais numériques.....	92
4.2.	La coordination de la sélectivité :.....	93
4.2.1.	Le type des sélectivités utilisées : .....	93
4.2.2.	Les réglages utilisés : .....	93
4.2.2.1.	Réglage des protections à maximum du courant : [12] [3].....	93
4.2.2.2.	Réglage des protections terre:.....	94
4.2.3.	Les fonctions de protection :.....	95
4.3.	La protection des équipements : .....	95
4.3.1.	Exemple d'étude :.....	95
4.3.2.	La protection du transformateur : .....	96
4.3.2.1.	La protection vis-à-vis des défauts entre phases : .....	96
4.3.2.2.	La protection vis-à-vis des défauts phase-terre : .....	98
4.3.3.	La protection du moteur: .....	99
4.3.3.1.	La protection vis-à-vis des défauts entre phases : .....	99
4.3.3.2.	La protection vis-à-vis les défauts phase-terre : .....	101
4.3.4.	La protection des condensateurs :.....	102
4.3.4.1.	La protection vis-à-vis des défauts entre phases : .....	102
4.3.4.2.	La protection vis-à-vis les défauts phase-terre : .....	103
4.3.5.	Etude d'un exemple de sélectivité : .....	104
4.3.5.1.	Le réglage de DT1 : .....	105
4.3.5.2.	Le réglage de D2 : .....	106
4.3.5.3.	Le réglage de D3 : .....	107
4.3.5.4.	La fiche du réglage :.....	108

Chapitre 5 : Stabilité des générateurs connectés .....	110
5.1. La protection des groupes électrogènes : .....	111
5.1.1. Etude de la stabilité transitoire : .....	111
5.1.1.1. Introduction et positionnement du problème: [10] [7] .....	111
5.1.1.2. Critère de l'égalité des aires : [5] .....	112
5.1.1.3. Détermination du temps critique : .....	114
5.1.2. Les seuils de réglage de la protection des générateurs: .....	115
Conclusion générale .....	117
Annexe A : Le schéma unifilaire de l'installation .....	120
Annexe B : Le dossier données des équipement .....	121
Annexe C : Les notes de calculs .....	122
Annexe D : Le rapport d'étude .....	123
Annexe E : Les fiches des réglages .....	124
Les références bibliographiques : .....	125

## Introduction générale :

Pourquoi une entreprise industrielle doit avoir son **plan de protection du réseau électrique haute tension (HTA)**?

Cette question trouve sa réponse dans les trois aspects suivants :

### L'aspect sécurité (vie humaine en jeu):

Les accidents d'origine électrique dont la défaillance des protections fait partie, sont **15 fois plus souvent mortels** que les accidents ordinaires, si on se base sur les statistiques de 2008, de l'INRS (Institut national de recherche et sécurité). D'où la nécessité de réduire la probabilité d'exposition au risque électrique à zéro, et dans le cas échéant, **limiter la gravité par des protections fiables**, rapides et étudiées pour préserver l'intégrité physique des personnes.

### L'aspect légal :

Face à la loi (Décret du 14 novembre 1988, relatif à la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques), et face aux compagnies d'assurances, toute entreprise et en particulier celle industrielle, doit tenir ses schémas unifilaires à jours, et doit procéder aux contrôles réglementaires comprenant **les essais des protections des équipements électriques via un bureau de contrôle agréé**.

### L'aspect coût :

Le coût direct des accidents de travail d'origine électrique s'est élevé en 2004 en France à 20,7 millions d'euros selon le site « travail et sécurité » analysant les données du CRAM (caisse primaire d'assurance maladie).

Les coûts indirects regroupant entre autres, les pertes de production, les coûts administratifs, le coût de remplacement de l'accidenté, la remise en état du matériel, les coûts répressifs en cas de sanction pénale et les plus values d'assurance, sont estimés à trois fois les coûts directs selon QSE France (qualité sécurité environnement) dans une étude de coût de l'accidentologie en entreprise. Le manque à gagner en termes de production en cas d'arrêts

intempestifs ou un déclenchement des parties saines provoqué par une coordination inadéquate, dépasse de loin l'investissement à mettre en place pour avoir un système de protection correcte.

**A titre indicatif : Une journée de vente perdue à la cimenterie BOUSKOURA vaut en moyenne 10 million de dirhams de chiffre d'affaire.**

Cette étude vient aussi dans le cadre d'une extension du réseau haute tension de l'usine BOUSKOURA, avec une troisième tranche transformateur source et la division du jeu de barres de la ligne 1, en deux demi-jeux de barres (Rame 1 et Rame 2).

Le présent rapport traite quatre grandes parties, la première concerne :

- **L'étude bibliographique** du sujet de la protection des réseaux industriels HTA.

La deuxième partie établit et commente:

- **Le bilan des puissances du réseau usine HTA.**

La troisième partie concerne :

- **Le recueil des données** nécessaires pour le traitement des différentes parties du projet.
- **Le calcul des courants de court-circuit**: La configuration générale du réseau et les différents scénarios d'exploitation, ainsi que la mise en application de **la norme CEI 60909**.
- **L'étude de la sélectivité** et la configuration **des réglages des relais de protection** afin d'améliorer la fiabilité des protections.
- **Les recommandations** à réaliser suivant les anomalies signalées.

La quatrième partie traite :

- **La stabilité des générateurs**, la détermination des limites acceptables pour que les générateurs connectés ne perdent pas leurs stabilité après l'élimination du court-circuit et donc d'assurer leur protection.

## Cahier des charges

L'objectif de l'étude est d'établir les réglages des protections, de manière à détecter les différents défauts pouvant apparaître dans le réseau HTA, et de les éliminer d'une manière sélective.

Aussi soulever les points faibles du réseau en termes de dimensionnement et de conformité aux spécifications techniques et proposer des solutions.

Le travail porte sur l'élaboration d'un rapport comprenant:

- **Un dossier de données** validées à partir de la documentation mise à disposition, du relevé sur site et des valeurs approximatives, le cas échéant, en absence de données.
- **Un dossier d'étude** comprenant une synthèse des conclusions importantes, les tableaux des courants de court-circuit de chaque nœud, les courbes de sélectivité commentées, les fiches des réglages de chaque départ et l'interprétation du dimensionnement des câbles, des transformateurs de courant, et des fusibles.
- **Des notes de calcul** vérifiant la démarche et permettant une éventuelle modification.

Un point particulier est demandé aussi dans cette étude, est d'étudier **la stabilité des groupes de production connectés** au réseau, en fixant les paramètres nécessaires pour garder leurs stabilités après l'élimination d'un court-circuit.

## Chapitre 1 : Etude bibliographique

Le but de cette recherche bibliographique autour des études des protections en réseaux industriels HTA (haute tension catégorie A de 1000 à 50000V), historiquement désignés par MT (moyenne tension), est d'acquérir le savoir nécessaire pour :

- D'abord, la compréhension des documents relatifs à ce sujet : Cahier des charges, rapport, étude de sélectivité.
- Ensuite, l'autonomie en termes d'étude et de mise en œuvre du plan de protection pour une nouvelle installation ou une extension.

Cela passe par l'exploration de toutes les écritures à nos jours, concernant ce sujet (normes, guides, ouvrages, études et sites web). Ensuite, la simplification de ces propos dans un document de référence qui récapitule les connaissances essentielles dans ce domaine, et établit une démarche pratique pour mener à bien un projet de mise en place d'un système de protection, tout en indiquant les repères pour aller approfondir un détail ou rechercher une donnée dans leurs sources étoffées.

## **1.1. Pré-requis et utilitaires:**

Ce chapitre rappelle les pré-requis indispensables que nous devons maîtriser avant de se lancer dans une étude des protections.

### **1.1.1. Régime de neutre en HTA :**

#### **1.1.1.1. Définition :**

Le point neutre est le point commun entre trois tensions simples, et physiquement c'est le point commun entre trois enroulements montés en étoile. En haute tension, il est rarement distribué, sauf pour les applications d'éclairage sous 5.5KV et 3.2KV. [19]

En fonction de la grandeur de l'impédance  $Z_n$ , entre le neutre et la terre, on a cinq régimes de neutre :

- $Z_n =$  une grande valeur ou infinie (ou neutre non sorti) : Neutre isolé ;
- $Z_n = 0$  : Neutre lié directement (ou rigidement) à la terre ;
- $Z_n =$  Résistance (faible valeur) : Neutre mis à la terre par résistance de limitation ;
- $Z_n =$  Réactance : Neutre mis à terre par réactance de limitation ;
- $Z_n =$  Réactance avec ( $L\omega = 1/C_{\text{réseau}}\omega$ ) : Neutre mis à la terre par bobine de Petersen. [19]



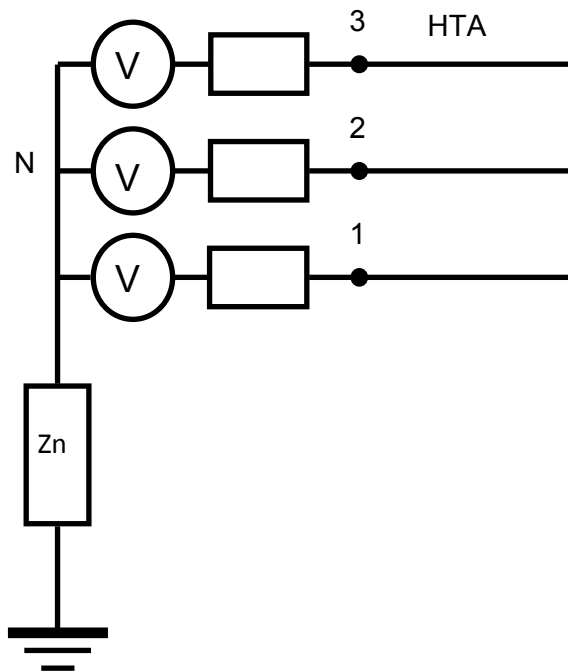


Figure 1: Régimes du neutre en fonction de Zn

#### 1.1.1.2. Rôle du régime du neutre :

Dans un réseau, le régime de neutre joue un rôle très important. Plusieurs conséquences y sont étroitement liées :

- La valeur du courant de défaut à la terre, courant peut être destructeur et dangereux pour les personnes ;
- Les surtensions dans le réseau, besoin de sur-isolement de l'installation en particulier les câbles;
- La continuité de service des installations, dilemme sécurité et disponibilité ; [19]
- La tension de contact pour la protection des personnes, respect du décret 14 novembre 1988, concernant la protection des travailleurs;
- Le degré des dommages de certains équipements, en particulier les tôles magnétiques des machines tournantes. [20]

### 1.1.1.3. Avantages et inconvénients de chaque régime de neutre :

Zn	Régime de neutre	Continuité de service	Courant de défaut	Surtension	Tension de contact	Personnel	Mesures spécifiques
0	Neutre directement lié à la terre	Coupure au premier défaut d'isolement	Très important	Risque réduit	Importante	Danger pendant le défaut	Nécessite protection différentielle couteuse pour éliminer rapidement le défaut
Infini	Neutre isolé	Coupure au deuxième défaut obligatoire	Faible	Elevée (au moins égale à la tension entre phases)	Faible	la surveillance et l'élimination du défaut d'isolement (décret 14-11-88). La vigilance au courant capacitif réseau	Nécessite du matériel sur-isolé; Difficulté de protection sélective, donc protection directionnelle; Risque de ferrorésonance. Nécessite un limiteur de surtension (cardew)
R	Neutre à la terre par résistance	Coupure au premier défaut d'isolement	Limité (R.industriel entre 20 et 50 A)	Amortis à condition l limitation > 2x IC réseau	Risque réduit	Risque réduit	Protection sélective simple si $IL \gg I_c$
Lw	Neutre à la terre par réactance	Coupure au premier défaut d'isolement	Limité (R:faible. Dissipation thermique faible)	Elevée (présence de self)	Risque réduit	Risque réduit	Protection sélective simple si $IL \gg I_c$
$3LCw^2=1$	Neutre à la terre par Bobine d'extinction ou de Peterson	Coupure au deuxième défaut obligatoire	Faible	Elevée (présence de self)	Risque réduit	Risque réduit (Si $LCw^2=1$ est incertaine, le courant circulant peut causer un danger)	Mise en œuvre délicate (réseaux extensibles) Bobine dimensionnée pour un défaut permanent Risque de ferrorésonance.

#### 1.1.1.4. Synthèse :

La législation n'intervient que pour les installations de sécurité où le maintien en service est indispensable pour la sécurité des personnes. Dans ce cas, elle impose le régime du neutre isolé. [19]

En haute tension le régime de neutre est régi par deux normes, la NF C 13-100 (poste de livraison un seul transformateur 1 à 33 KV) et la NF C13-200 (poste à plusieurs transformateurs 1 à 63 KV). [9]

Le régime de neutre mis à la terre par résistance de limitation, constitue généralement le meilleur compromis entre la limitation des courants de défaut et la réduction des surtensions : C'est par excellence le régime des réseaux industriels contenant des machines tournantes.

La mise à la terre du neutre par réactance ne se rencontre que sur les réseaux de distribution publique dont la tension est supérieure à 20KV.

En raison de l'incertitude de l'évolution continue de la capacité du réseau, la mise à la terre par bobine de Petersen est pratiquement non utilisée.

Le neutre mis directement à la terre est réservé aux réseaux de transport à tension HTB. [9]

L'interconnexion des masses pour une équipotentialité de l'installation est d'une importance de premier plan en haute tension. [12]

### 1.1.2. Calcul des courants de court-circuit :

#### 1.1.2.1. Généralités :

But du calcul de courant de court-circuit :

En application des règles de la section 434 de la norme NF C 13-200 (Installations électriques à haute tension –Règles complémentaires pour les sites de production et les installations industrielles, tertiaires et agricoles), il est nécessaire de déterminer pour chaque canalisation, le courant de court-circuit maximal présumé et le courant de court-circuit minimal présumé.

➤ **Le courant de court-circuit maximal présumé** est utilisé pour :

- La vérification du pouvoir de coupure et de fermeture des dispositifs de protection ;
  - La vérification des contraintes thermiques des conducteurs ;
  - La vérification des efforts électrodynamiques.
- Le courant de court-circuit minimal présumé est utilisé pour :
- La vérification des conditions de coupure des dispositifs de protection (courant de réglage des disjoncteurs ou courant de fusion des fusibles). [14]

Types de court-circuit :

Les courts-circuits peuvent être :

- Monophasés (en HT phase-terre car le neutre est généralement non distribué): 80% des cas ;
- Biphasés (biphasé isolé ou biphasé-terre) : 15% des cas. Ces défauts dégèrent souvent en défauts triphasés ;
- Triphasés : 5% seulement dès l'origine. [8]

Lors d'un court-circuit, le courant de défaut n'est pas constant. Dans le cas général celui-ci est la somme de deux composantes :

- Une composante alternative d'amplitude décroissante ou constante,
- Une composante apériodique, décroissante jusqu'à zéro.

La décroissance de la composante alternative est due aux combinaisons des différentes constantes de temps des réactances internes des machines tournantes en place sur le réseau. S'il n'y a pas de machines tournantes ou si celles-ci sont éloignées du point de court-circuit, cette composante alternative reste d'amplitude constante.

La composante apériodique résulte de l'établissement du courant dans le circuit (application d'un échelon de tension à un circuit comportant une résistance et une inductance).

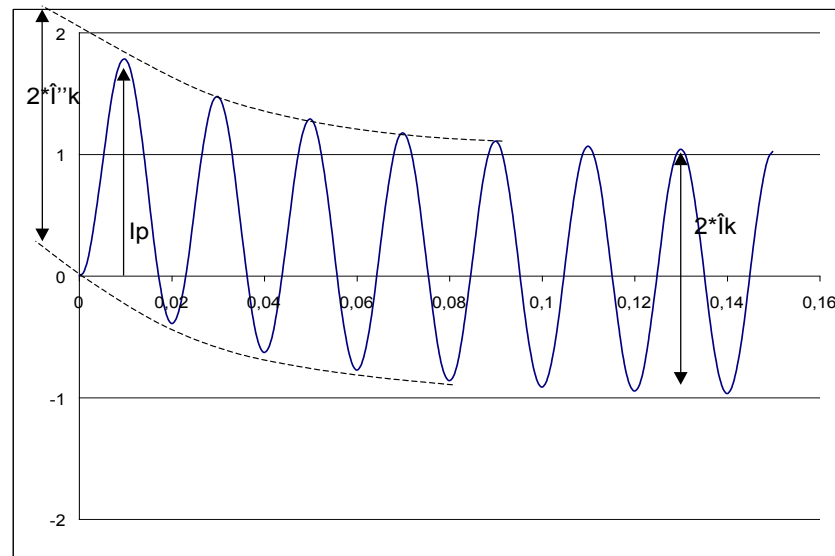


Figure 2: Allure du courant de court-circuit.

- **Courant de court-circuit symétrique initial  $I''k$ :**  
Valeur efficace de la composante symétrique alternative d'un courant de court-circuit présumée à l'instant d'apparition du court-circuit, si l'impédance conserve sa valeur initiale.

- **Valeur de crête  $I_p$  du courant de court-circuit:**  
Valeur instantanée maximale possible du courant de court-circuit présumé.

N.B. L'amplitude du courant de court-circuit de crête varie avec l'instant d'apparition du court-circuit. Le calcul de la valeur de crête  $I_p$  du courant de court-circuit triphasé s'effectue pour la phase et l'instant conduisant au courant de court-circuit maximal. Les défauts répétitifs ne sont pas pris en considération. En cas de court-circuit triphasé, on suppose que le court-circuit a lieu simultanément sur toutes les phases.

- **Courant de court-circuit symétrique coupé  $I_b$ :**  
Valeur efficace d'un cycle complet de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit présumé à l'instant de la séparation des contacts du premier pôle de l'appareil de coupure.
- **Composante continue (apériodique)  $I_{dc}$  du courant de court-circuit:**  
Valeur moyenne des enveloppes inférieure et supérieure d'un courant de court-circuit.
- **Courant de court-circuit permanent  $I_k$ :**  
Valeur efficace du courant de court-circuit se maintenant après extinction des phénomènes transitoires.

$I_k = I_b = I''k$  lorsqu'on est électriquement éloigné de sources.

### 1.1.2.2. Méthodes de calcul :

Méthodes existantes :

En haute tension deux référentiels sont utilisés pour le calcul de courant de court-circuit :

- **La norme internationale CEI 60909** : connue par sa précision et par son aspect analytique. Plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques pour le calcul des courants de court-circuit symétriques (triphases) et asymétriques (biphasés et monophasés). S'applique à tous les réseaux, radiaux et maillés, jusqu'à 550 kV. Basée sur le théorème de Thevenin, elle consiste à calculer une source de tension équivalente au point de court-circuit pour ensuite déterminer le courant en ce même point. Toutes les alimentations du réseau et les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances (directe, inverse et homopolaire).

Composantes symétriques : [3]

Dès qu'apparaît une dissymétrie significative dans le fonctionnement du réseau suite à un défaut, la simplification des calculs n'est plus possible. On emploie la méthode des composantes symétriques, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants, appelés :

- Système direct (d);
- Système inverse (i);
- Système homopolaire(o).

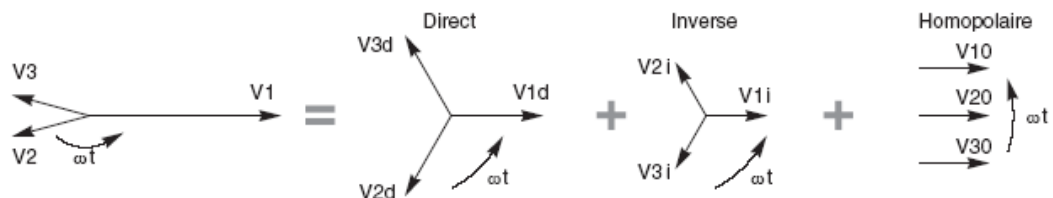


Figure 3: Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques.

- **La norme française UTE C 13-205** : Le guide pratique des installations électriques à haute tension présente une méthode, dite des impédances, basée sur la publication de la CEI 60909. Méthode concise et pratique, conduit à des résultats suffisamment précis et généralement par excès. Elle est basée sur la détermination de la valeur d'impédance de chaque élément du circuit, d'après les caractéristiques assignées de chaque élément. L'impédance calculée n'est que l'impédance directe utilisée par la CEI 60909.

Méthode recommandée :

Il est souhaitable d'exploiter la méthode CEI 60909, de part son caractère technique solide et précis, et d'autre part son caractère international, commun et partagé par les bureaux d'études et constituant la norme de base pour les logiciels du domaine.

La publication de la norme CEI 60909 version 2001, est parue sous cinq parties qui doivent être lues conjointement, à savoir :

- **CEI 60909-0** (Courant de court-circuit dans les réseaux triphasés à courants alternatifs) .Explique le calcul des courants de court-circuit maximaux et minimaux.
- **CEI 60909-1** (Facteurs pour le calcul du courant de court-circuit) : Détermine les facteurs de correction des impédances des transformateurs et alternateurs lors du calcul des courants de court-circuit.
- **CEI 60909-2** (Données pour le calcul du courant de court-circuit) : Les données sont présentées sous forme de tableaux et de courbes, accompagnées avec des commentaires additionnels sur les données fournies, pour chaque type de matériels électriques : les machines synchrones ou asynchrones, les transformateurs à deux ou trois enroulements.
- **CEI 60909-3** (Calcul des courants durant deux courts-circuits monophasés simultanés séparés à la terre et des courants de court-circuit partiels s'écoulant à travers la terre).Spécifie les procédures applicables aux calculs des valeurs présumées des courants de court-circuit lors d'un court-circuit déséquilibré dans le réseau triphasé à haute tension à courant alternatif.
- **CEI 60909-4** (Exemples pour le calcul des courants de court-circuit) : Traite le calcul des impédances directes, inverses et homopolaires de tous les éléments de l'installation électrique à savoir les lignes aériennes, les câbles, les transformateurs, les alternateurs et les groupes de production.

Procédure de calcul suivant la CEI 60909:

➤ Courants de court-circuit maximaux :

Pour calculer les courants de court-circuit maximaux, il est nécessaire de tenir compte des conditions suivantes:

- Le facteur de tension  $c_{max}$  pour le calcul des courants de court-circuit maximaux doit être appliqué, en l'absence de norme nationale, conformément au tableau 1 de la CEI 60909;
- Choisir la configuration de réseau et l'alimentation maximale par les centrales et les réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur maximale du courant de court-circuit au point de court-circuit;
- si des impédances équivalentes  $Z_Q$  sont utilisées pour représenter les réseaux externes, l'impédance de court-circuit équivalente minimale qui doit être utilisée est celle qui correspond à la contribution maximale de courant de court-circuit du réseau externe;
- la participation des moteurs doit être incluse.
- la résistance  $R_L$  des lignes (lignes aériennes et câbles) doit être prise à une température de 20 °C.

➤ Courants de court-circuit minimaux :

Pour calculer les courants de court-circuit minimaux, il est nécessaire de tenir compte des conditions suivantes:

- Le facteur de tension  $c_{min}$  pour le calcul des courants de court-circuit minimaux doit être appliqué conformément au tableau 1 de la CEI 60909;
- Choisir la configuration de réseau et l'alimentation minimale à partir des centrales et des réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur minimale de courant de court-circuit au point de court-circuit;
- Les moteurs doivent être négligés;
- Les résistances  $R_L$  de ligne (lignes aériennes et câbles, conducteurs de phase et de neutre) doivent être prises à une température supérieure:



### 1.1.3. Appareillage HTA :

#### 1.1.3.1. Dispositifs de coupure :

Fonctions de chaque dispositif

■ le sectionneur	<input type="checkbox"/> isole	
■ le sectionneur de terre ou SMALT	<input type="checkbox"/> met à la terre et en court-circuit	<input type="checkbox"/> est capable de fermer sur un court-circuit
■ l'interrupteur	<input type="checkbox"/> établit et interrompt les courants de service	
■ l'interrupteur sectionneur	<input type="checkbox"/> isole, établit et interrompt les courants de service	
■ le disjoncteur fixe	<input type="checkbox"/> protège	<input type="checkbox"/> établit et interrompt les courants de défaut jusqu'à lcc du réseau
■ le disjoncteur débrochable	<input type="checkbox"/> protège et isole s'il est débroché	
■ le fusible	<input type="checkbox"/> protège	
	<input type="checkbox"/> n'isole pas	
■ le contacteur	<input type="checkbox"/> établit et interrompt des courants de courts-circuits	

#### Techniques de coupure

En HTB, la technique de coupure dans le SF6 est pratiquement la seule mise en œuvre à nos jours.

Pour la HTA, où toutes les techniques peuvent être utilisées, celles de la coupure dans le SF6 et dans le vide ont remplacé celle dans l'air pour des raisons de coût et d'encombrement, et celle dans l'huile pour des raisons de fiabilité, de sécurité et de réduction de maintenance.

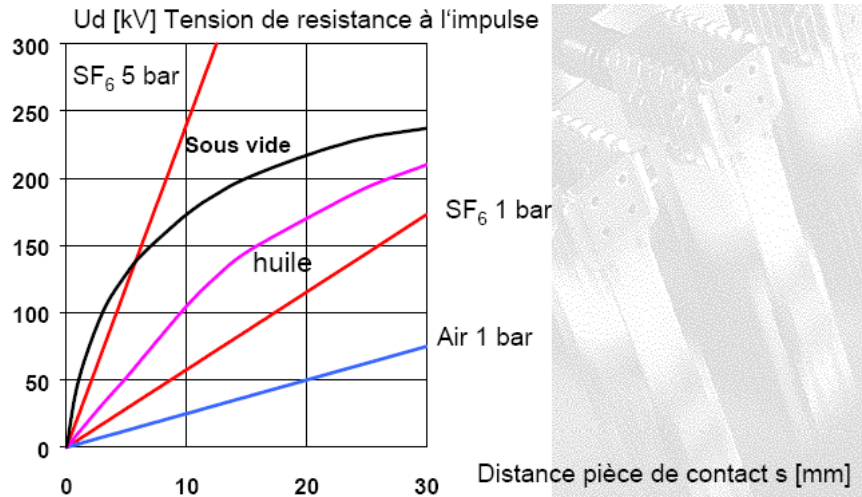


Figure 4: Techniques de coupure [18]

Les techniques de coupure dans le vide ou dans le SF<sub>6</sub> ont des performances comparables et leurs qualités respectives font que l'une ou l'autre est plus adaptée à certaines applications. Selon les pays, l'une ou l'autre de ces techniques est majoritairement employée essentiellement pour des raisons historiques ou de choix de constructeurs.

Tableau I: Techniques de coupure [17]

	Huile	Air	SF <sub>6</sub> / Vide
<b>Sécurité</b>	Risque d'explosion et d'incendie si l'augmentation de pression (manœuvres multiples) produit une défaillance.	Manifestations extérieures importantes (émissions de gaz chauds et ionisés lors des coupures).	Pas de risque d'explosion, ni de manifestations extérieures.
<b>Encombrement</b>	Volume de l'appareil relativement important.	Installation nécessitant de grandes distances. (coupure non confinée).	Faible.
<b>Entretien</b>	Remplacement périodique de l'huile (décomposition irréversible de l'huile à chaque coupure).	Remplacement des contacts d'arc si possible. Entretien périodique de la commande.	Nul sur les éléments de coupure. Lubrification minimale des mécanismes de commande.
<b>Sensibilité à l'environnement</b>	Le milieu de coupure peut être altéré par l'environnement (humidité, poussières...).		Non sensibles : ampoule de type scellée à vie.
<b>Coupure en cycle rapide</b>	Le temps de diminution de pression, long, nécessite de déclasser le PdC s'il y a risque de coupures successives.	L'évacuation de l'air chaud très lente nécessite un déclassement du PdC.	Le SF <sub>6</sub> et le vide recouvrent très rapidement leurs propriétés diélectriques : pas de déclassement.
<b>Endurance</b>	Médiocre.	Moyenne.	Excellente.

Tendance technologique :

Depuis plusieurs dizaines d'années, les ingénieurs cherchent à développer des disjoncteurs sans arc ni pièce en mouvement, en utilisant notamment des composants électroniques. Les thyristors permettent de réaliser des appareils de coupure dont le comportement peut être proche de l'interrupteur idéal puisqu'ils coupent le courant à son passage à zéro, de plus, leur endurance est exceptionnelle aux conditions normales d'emploi. Malheureusement, outre leur coût, les composants statiques ont quelques inconvénients :

- Dissipation thermique importante ;
- Grande sensibilité aux surtensions et surintensités ;
- Courant de fuite à l'état bloqué ;
- Limitation en tension inverse.

Ces particularités font qu'il est nécessaire de leur associer :

- Des radiateurs ;
- Des parasurtenseurs ;
- Des fusibles ultra-rapides ;
- Des interrupteurs ou sectionneurs ;
- Et bien sûr une électronique de commande.

Les semi-conducteurs (thyristors, GTO, IGBT) ont fait d'énormes progrès et sont largement utilisés en BT dans des applications diverses, par exemple pour réaliser des contacteurs chaque fois que la cadence de manœuvres est très importante.

En HTB, les thyristors sont placés dans des automatismes de régulation d'impédances composés de selfs et de condensateurs, dans les FACTS -Flexible Alternative Current Transmission System-, dont le rôle est d'optimiser et de stabiliser les réseaux de transport, et dans les Custom Power pour les réseaux de distribution. En HTA, les applications sont très rares et les disjoncteurs statiques restent à l'état de prototypes, car, outre leurs points faibles cités ci-dessus, pour tenir la tension assignée, ils nécessitent plusieurs composants en série.

**En conclusion, sauf pour des applications très particulières, la coupure statique n'a pas aujourd'hui un grand développement. Couper grâce à l'arc électrique reste actuellement la solution incontournable.**

Les fusibles :

Les fusibles MT de 3 à 36 KV peuvent être une bonne solution de protection et de limitation, par leur rapidité (10ms), leur pouvoir de coupure (50 KA), leur coût et la non-nécessité de maintenance.

Nous respectons les recommandations de l'appareilleur pour le choix et l'exploitation des fusibles. [15]

### 1.1.3.2. Relais de protection :

Un relais de protection est un dispositif automatique donnant un ordre de déclenchement d'un organe de coupure, disjoncteur ou contacteur, pour la mise hors tension d'un circuit, lorsque l'état de la ou les grandeurs électriques qui l'alimentent, franchit les seuils déterminés, principalement en valeur et en temps.



Figure 5: Exemple de relais numérique (SEPAM de Schneider Electric)

Il assure l'ensemble des fonctions de :

- Protection selon les codes AINSI ; [21]
- Commande et signalétique en simples voyants ou kit synoptique ;
- Mesure, diagnostic et affichage de toutes les grandeurs, historique ; consignation des valeurs de défaut et possibilité de perturbographie ;
- Communication et remontée en supervision ;
- Auto-surveillance.

La norme CEI 60255 présente les exigences relatives aux relais de mesure et dispositifs de protection, les schémas des fonctions de protection, les caractéristiques de mesure et les caractéristiques de temporisation, les facteurs affectant la précision en régime dynamique et en régime établi, les méthodes d'essai de la performance et de précision.

La norme CEI 61850 a pour objectif l'interopérabilité en terme de communication entre les différents relais de protection dans le marché comme le SEPAM de Schneider, le SIPROTEC de Siemens, le HICOM de Areva.

Les relais de protection se présentent comme des produits spécifiques en fonction des applications. Les types standards sont : Sous station, jeu de barres, transformateur, moteur, condensateur, générateur.

### 1.1.3.3. Réducteurs de mesure :

Les dispositifs de protection ou de mesure nécessitent de recevoir des informations sur les grandeurs électriques du matériel à protéger.

Pour des raisons techniques, économiques et de sécurité, ces informations ne peuvent pas être obtenues directement sur l'alimentation haute tension des matériels ; il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires dénommés réducteurs de mesure ou capteurs. Ces dispositifs sont choisis parmi les courants ou les tensions.

Transformateur de courant :

#### ■ Technologie :

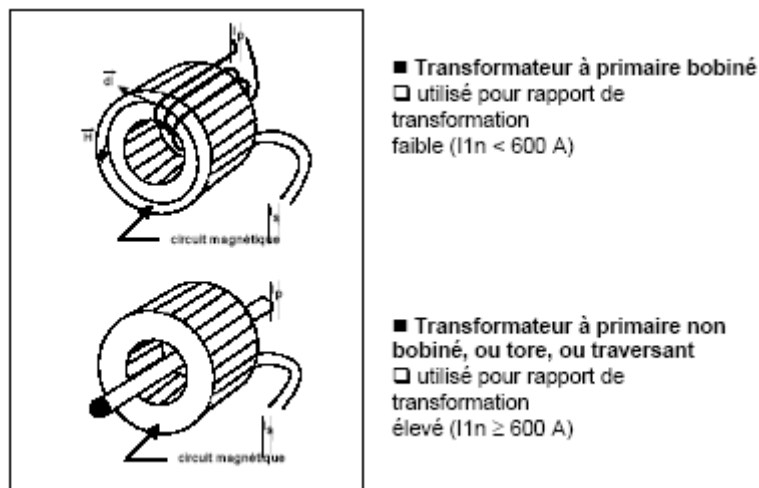


Figure 6: Transformateur de courant

## ■ Applications :

### ■ Mesure

- précision adaptée à l'application pour le courant nominal d'utilisation (précis entre  $0,05I_n$  et  $1,2 I_n$ )
- raccordé à appareil de mesure
- courant secondaire maxi limité pour protéger le circuit de mesure

### ■ Protection

- précision garantie pour courant de défaut (dans une certaine limite)
- raccordé à relais de protection
- courant secondaire maxi supérieur au réglage des protections
- 2 classifications :
  - classe P suivant CEI
  - classe X suivant BS

## ■ Caractéristiques générales des TC :

### ■ Courant primaire assigné $I_{1n}$

- valeurs normalisées

### ■ Courant secondaire assigné $I_{2n}$

- 1A ou 5A

### ■ 3 caractéristiques de fonctionnement définissant la précision du TC, fonction de :

- l'usage du TC, mesure ou protection
- de la norme considérée

### ■ Puissance de précision

- 1 - 2,5 - 5 - 10 - 30 VA

### ■ Niveau d'isolement assigné $U_n$ et fréquence assignée

### ■ Courant de courte durée admissible $I_n$

- valeur efficace du courant primaire supportable par le TC secondaire en court-circuit, pendant 1 seconde
- pour durée T autre que 1 seconde :  $(I_n)^2 \times T = (I_n)^2$

### ■ Courant de tenue électrodynamique $I_{dyn}$

- valeur crête du courant primaire supportable par le TC secondaire en court-circuit
- typiquement :  $I_{dyn} = 2,5 \times I_n$  en 50 Hz

■ **Caractéristiques propre au TC de mesure** selon la norme CEI 60185 :

■ **Puissance de précision  $P_{2N}$**

□  $P_{2N} = (R_f + R_c) I_{2N}^2$

$R_f$  : résistance de la filerie

$R_c$  : résistance de charge

■ **Classe de précision  $\epsilon$**

□ erreur en % à  $I_{2N}$  et  $P_{2N}$

□ valeurs normalisées

- comptage précis : classe 0,2

- valeurs typiques : 0,5 et 1

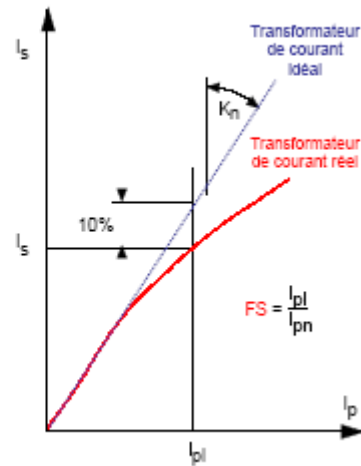
■ **Facteur de sécurité  $F_s$  :**  
rapport entre

□ courant primaire limite de précision et le courant primaire assigné

□ valeurs typiques : 5 et 10

■ **Exemple :**

500/1A 15VA c0,5,  $F_s = 5$



■ **Caractéristiques propres au TC de protection** selon la norme CEI 60185 :

■ **Puissance de précision  $P_{2N}$**

□  $P_{2N} = (R_f + R_c) I_{2N}^2$

$R_f$  : résistance de la filerie

$R_c$  : résistance de charge

■ **Facteur limite de précision FLP :** rapport entre

□ courant primaire limite de précision

□ courant primaire assigné

$$FLP = \frac{I_{pl}}{I_{pn}}$$

□ valeurs typiques : 5 - 10 - 15 - 20 - 30

■ **Classe de précision**

□ 5P ou 10P

□ 5P : 5% d'erreur Maxi pour le courant limite de précision

□ 10 P : 10% d'erreur pour le courant limite de précision

■ **Exemple**

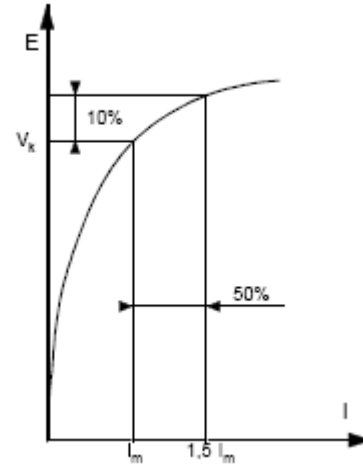
□ 100/1A 15VA 5P10

■ **Utilisation des TC hors valeurs nominales:**

$$(R_{TC} \cdot I_{2N}^2 + P_{2N}) \times FLP = Cste$$

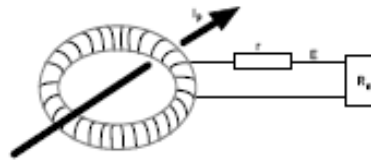
■ Caractéristiques propres aux TC de **protection** selon la norme BS3938 (classe X) :

- Tension de coude assignée  $V_k$
  - Courant magnétisant  $I_m$  à la tension de coude assignée  
( $V_k, I_m$ ) correspond au point limite de saturation de la caractéristique du TC
  - Résistance maximale de l'enroulement secondaire  $R_{TC}$  à 75°C
  - Exemples : 7,5 VA 5P10  
100/5 A  
 $V_k=17,4$  V ,  $I_m= 66$  mA ,  $R_{TC} = 0,14$   $\Omega$   
100/1 A  
 $V_k=87,7$  V ,  $I_m=13$ mA ,  $R_{TC} = 3,5$   $\Omega$
- Voir définition de la tension de coude



■ Capteurs amagnétiques :

- Principe de la bobine de Rogowski



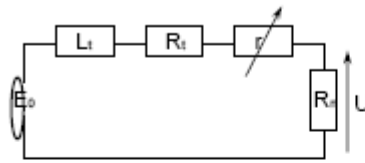
□ E = tension secondaire  
R<sub>n</sub> = impédance de charge, élevée  
r = résistance d'ajustement, réglée en usine

- Enroulement secondaire sur noyau amagnétique
- Tension délivrée au secondaire proportionnelle à la dérivée du courant primaire

$$E(t) = K \times \frac{dI_p(t)}{dt}$$

K = constante, dépend de la construction du capteur





■ Schéma équivalent :

- $E_0$  = source de tension proportionnelle au courant primaire
- $L_t$  = inductance de fuite secondaire + filerie
- $R_t$  = résistance secondaire + filerie
- $r$  = potentiomètre de réglage
- $R_{ch}$  = impédance de charge

■ Matériau du circuit secondaire amagnétique :

- absence de saturation
- > linéarité de la caractéristique
- absence d'hystérésis et de flux rémanent
- > réponse parfaite en régime transitoire

■ Erreurs de rapport et de phase :

- liées aux tolérances sur les composants
- compensées après étalonnage en usine
- par réglage du potentiomètre  $r$

• Avantages et inconvénients des capteurs amagnétiques

■ Avantages

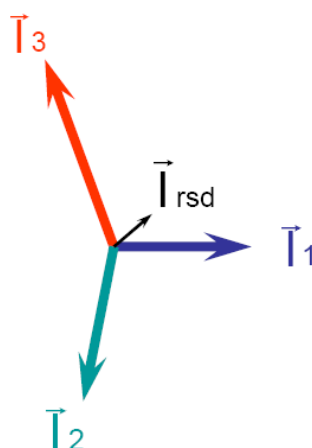
- choix et stockage simplifiés
- peu de capteurs pour aller de 30 A à 2500 A
- 1 paramètre à spécifier (choix entre quelques valeurs de courant)
- pas d'autres paramètres (puissance, précision, etc.)
- installation identique aux TC classiques
- connectique facilitée
- coût global réduit

■ Inconvénients

- solution constructeur (capteur + relais de protection)
- limites d'utilisation :
  - ne permet pas le fonctionnement des protections différentielles
  - nécessite une valise d'injection en tension pour tester la protection

■ Mesure de courant homopolaire :

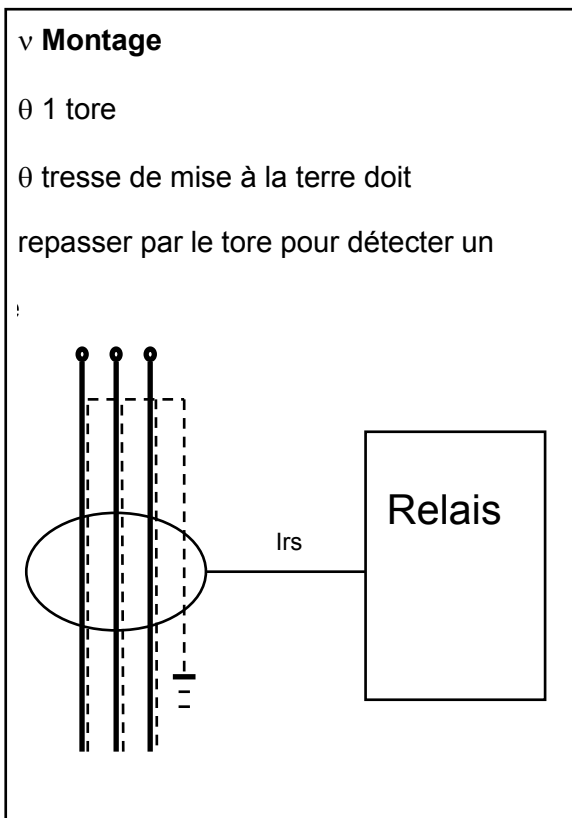
• Définition :



■ Courant résiduel :

- somme vectorielle des 3 courants phase
 
$$\vec{I}_{rsd} = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3$$
- caractérise le courant de défaut à la terre
- peut être mesuré ou calculé de différentes façons :
  - différents capteurs
  - différents montages

- **Mesure par tore homopolaire :**



v **Avantages :**

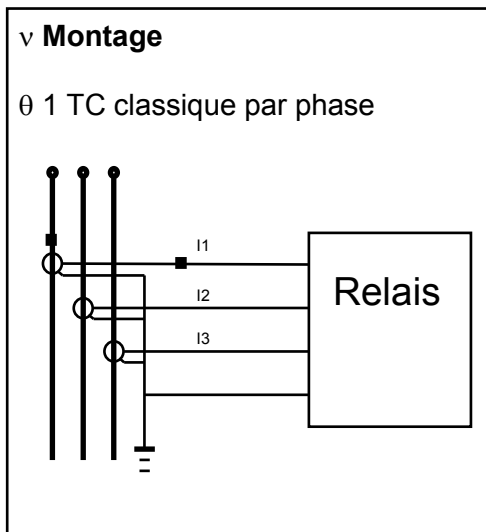
- θ Précision
- θ mesure minimale : de l'ordre de 1A

v **Inconvénients :**

- θ Montage
- θ Nombre de câbles
- θ Emplacement

Figure 7: Courant homopolaire par tore.

- Calcul par courants de phases :



v **Avantages :**

θ 1 jeu de 3 TC pour mesure des 3 courants phase et calcul du courant résiduel

-> coût

-> montage

v **Inconvénients :**

θ courant résiduel calculé par relais

-> précision

θ mesure minimale > somme des erreurs des TC et des caractéristiques de saturation

θ  $I_{rsd} > 0,3 \cdot I_{1N} \text{ TC}$  (DT : temps constant)

$I_{rsd} > 0,1 \cdot I_{1N} \text{ TC}$  (VIT-UIT-LTI : temps très inverse)

**Figure 8: Courant homopolaire par 3 TC.**

Transformateur de tension ou TP :

v **Fonction :**

θ délivre au secondaire une tension proportionnelle à la tension primaire

- précise

- adaptée à l'application, mesure ou protection

θ assure l'isolement galvanique entre circuits de puissance et de contrôle

θ défini par les normes :

- CEI 60186

- BS3941

v **2 applications :**

θ Mesure

- précision adaptée à l'application pour la tension nominale d'utilisation

- raccordé à appareil de mesure

θ Protection

- précision garantie pour valeurs de tension variant de 5%Un à 120%Un minimum

- raccordé à relais de protection.

- Caractéristiques propres au TP de **mesure** selon la norme CEI 60186 :

- **Puissance de précision**

- valeurs normalisées 10 VA à 500 VA

- **Classe de précision : erreur de tension en % garantie pour :**

- tension comprise entre 80% et 120% de  $U_p$
- charge comprise entre 25% et 100% de la puissance de précision
- si charge < 25% : charger le circuit de mesure par résistance additionnelle
- valeurs normalisées
  - comptage précis : classe 0,2
  - valeurs typiques : 0,5 et 1

- **Exemple**

- 3 TP monophasés utilisés pour la mesure :

$$\frac{20000}{\sqrt{3}} \text{ V} / \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V} \quad 100\text{VA cl.1}$$

- Caractéristiques propres au TP de **protection** selon la norme CEI 60186 :

- **Puissance de précision**

- valeurs normalisées

- **Facteur de tension assigné  $k_T$**

- définit la tension maximale que peut supporter le TP
- dépend du régime du neutre du réseau et du raccordement du primaire du TP
- exemples :
  - TP ph/T:  $k_T = 1,9$  8 heuresle TP peut supporter  $1,9 \times U_p$  pendant 8 heures
- TP Ph/ph:  $k_T = 1,2$  permanent

- **Classe de précision**

- 3P ou 6P
- 3P : 3% d'erreur sur U entre 5%  $U_p$  et  $k_T \cdot U_p$
- 6P : 6% d'erreur sur U entre 5%  $U_p$  et  $k_T \cdot U_p$

**NB :** En cas de réseau à neutre isolé, un phénomène de ferrorésonance peut apparaître et provoque des oscillations de la tension et des élévations de courant pendant les manœuvres ou un défaut monophasé. Le TP peut être détérioré. Un montage spécial avec résistance de charge est indispensable.

#### 1.1.3.4. Limiteur de courant de court-circuit :

Fonction du limiteur :

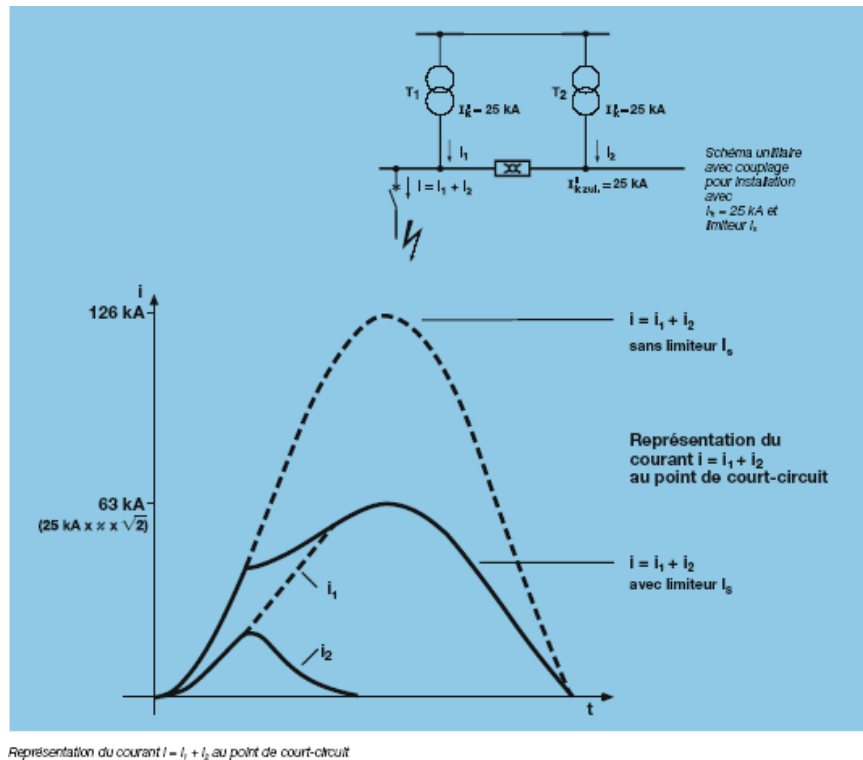
Les besoins énergétiques croissants dans le monde entier exigent des transformateurs et des générateurs toujours plus puissants ou supplémentaires, ainsi que des réseaux d'alimentation de plus en plus interconnectés. Cela peut provoquer un dépassement des courants de court-circuit admissibles par les équipements et une destruction par effet dynamique ou thermique des composants de l'équipement. Le remplacement des liaisons par câbles et des tableaux existants par de nouveaux matériels s'avère souvent impossible sur le plan technique ou n'est pas très rentable pour l'exploitant. L'utilisation des limiteurs réduit le courant de court-circuit dans le cas d'extension d'installations existantes ainsi que dans les nouveaux équipements, et diminue également les frais.



Figure 9: Système limiteur d'ABB. [13]

En raison de sa lenteur, un disjoncteur ne fournit aucune protection contre les courants de court-circuit trop élevés. Seul le limiteur est en mesure de détecter et de limiter un courant de court-circuit dès la première élévation, c'est-à-dire en moins d'un millième de seconde. L'intensité maximale instantanée du courant reste largement inférieure à celle du courant de court-circuit crête. Comparé aux solutions conventionnelles fastidieuses, le limiteur offre des avantages à la fois techniques et économiques pour les arrivées / départs transformateurs ou générateurs, tout comme pour les couplages inter-tableaux, et également lorsqu'il est connecté en parallèle avec une self de limitation. Le limiteur représente, quelque soit le point de vue considéré, l'appareil de coupure idéal pour résoudre les problèmes de courts-circuits dans les installations de distribution dans les centrales électriques, l'industrie lourde et les entreprises de distribution publique.

L'oscillogramme ci-après illustre l'évolution des courants de court-circuit dans la première demi-onde. Par l'intermédiaire de chaque transformateur, un courant de court-circuit de 25 kA peut circuler vers le point du court-circuit. Cela équivaut au double de la valeur supportée par l'installation de distribution. Le parcours du courant ( $i_2$ ) passant par le limiteur, est représenté tel qu'il a été constaté au cours des nombreux tests de court-circuit. On voit que le courant  $i_2$ , passant par le limiteur, est limité si rapidement qu'il ne contribue plus du tout à la valeur de crête du courant de court-circuit  $i_1 + i_2$  au point de court-circuit. Ainsi, aucun courant dont l'intensité est supérieure à la valeur admissible, ne sollicite l'installation de distribution en quelque endroit que ce soit.



Représentation du courant  $i = i_1 + i_2$  au point de court-circuit

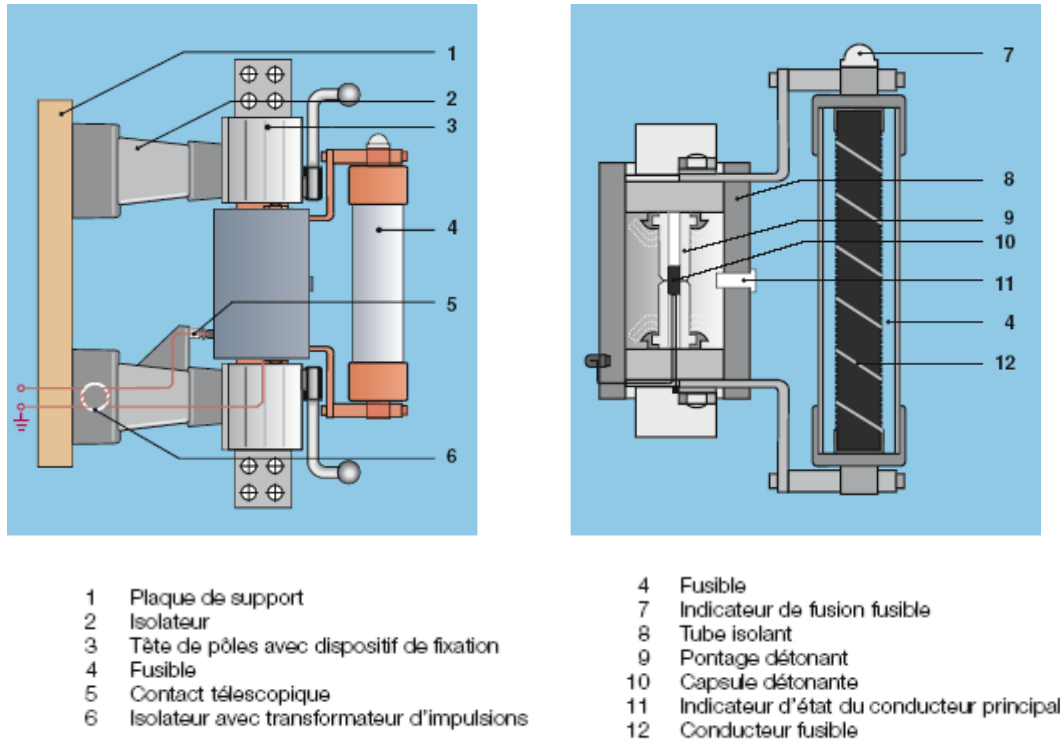
Figure 10: Représentation du courant limité au point de court-circuit. [13]

### Conception du limiteur :

Les limiteurs destinés aux réseaux alternatifs triphasés se composent essentiellement des éléments suivants:

- trois supports enfichables de limiteurs,
- trois cartouches de limiteurs,
- trois transformateurs de courant de déclenchement,
- un dispositif de mesure et de déclenchement.





**Figure 11: Composition de l'IS limiter d'ABB. [13]**

#### Fonctionnement du limiteur :

Le principe du limiteur consiste en un interrupteur extrêmement rapide capable de passer un courant nominal élevé, mais disposant d'une faible capacité de commutation, et d'une capacité de coupure élevée grâce au fusible monté en parallèle. Afin d'obtenir un temps d'ouverture très court, on utilise une petite charge explosive comme accumulateur d'énergie pour ouvrir l'interrupteur (conducteur principal). Après ouverture du conducteur principal, le courant continue de passer par le fusible monté en parallèle, dans lequel il est limité en l'espace de 0,5 ms et ensuite définitivement éliminé au prochain passage à zéro de la tension. Le courant qui circule dans le limiteur est contrôlé par un dispositif électronique de mesure et de déclenchement. Dès la première élévation du courant de court-circuit, le dispositif détermine si un déclenchement du limiteur est nécessaire. Pour prendre cette décision, la valeur instantanée du courant et sa vitesse de croissance au niveau du limiteur sont constamment mesurées et évaluées. Le limiteur déclenche si les valeurs de réglage sont simultanément atteintes ou dépassées. Les trois phases fonctionnent indépendamment l'une de l'autre. On peut parvenir d'une part au passage sans pertes d'un courant de service élevé, et d'autre part à la limitation du courant de court-circuit dès la première élévation de courant, car

ces deux fonctions du limiteur sont réparties sur deux conducteurs. En comparaison à la self de limitation, le limiteur fusible évite les chutes de tension et ne contribue pas au courant crête de court-circuit.

### 1.1.4. Fonctions de protection :

Dans la conception de systèmes d'alimentation électrique, le code ANSI (norme ANSI / IEEE C37.2) désignent les fonctions d'un dispositif de protection (comme un relais ou disjoncteur). Ces types de dispositifs protègent les systèmes et composants électriques contre les dommages lors d'un événement indésirable, comme une panne électrique. Le code ANSI est utilisé pour identifier les fonctions des dispositifs représentées sur un diagramme schématique.

ANSI / IEEE C37.2-2008 est l'une d'une série continue de révisions de la norme, née en 1928.

Tableau II: Principales fonctions de protection. [3]

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle (harmonique 3)	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
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
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
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
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
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
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
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

### 1.1.5. Logiciels :

Les spécialistes de la distribution HT, bureaux d'étude et installateurs, les maitres d'ouvrage qui exploitent les installations HT, les organismes de contrôle, ont besoin d'un outil informatique regroupant en cohérence tous les calculs, en respectant les normes en vigueur et capable de produire des documents exploitables.

Basé sur son expérience dans les études des réseaux, Schneider Electric a développé en interne son propre logiciel appelé SELENA (Schneider Electrical Network Analysis), par contre la plupart des entreprises utilisent d'autres logiciels comme CANECO HT ou ETAP, jugés comme utilitaire performants dans ce domaine.

- Contenu du logiciel CANECO HT :
  - Editeur graphique de schéma unifilaire ;
  - Catalogues de câbles, alternateurs, transformateurs, moteurs et fusibles ;
  - Calcul des  $I_{cc}$  par la méthode des impédances (EN 60-909 et partie 4 NFC 13-200), pour des réseaux maillés (calcul matriciel) :  $I_{cc}$  subtransitoire, transitoire, permanent, triphasé et biphasé symétrique,  $I_{cc}$  crête ;
  - Nombre maximum de nœuds (250) ;
  - Dimensionnement des câbles selon NF C 13-205 (courants admissibles et contrainte thermique) ;
  - Calcul des temps de fusion des fusibles selon courbes des fabricants ;
  - Synthèse des cas les plus défavorables de toutes les configurations ;
  - Impression d'un dossier de calculs comprenant les caractéristiques de tous les équipements, la description des configurations de fonctionnement, le calcul des  $I_{cc}$  en tous points de l'installation, la vérification des conditions normatives des câbles en fonction de toutes les configurations de fonctionnement ;
  - Impression du schéma complet ou dans une configuration choisie, avec étiquettes des  $I_{cc}$  calculés ;
  - Edition d'un rapport de sélectivité présentant les courbes superposées de déclenchement des appareils de protection d'une zone de protection.

## 1.2. Protection des éléments principaux dans le réseau industriel HTA :

### 1.2.1. Protection des transformateurs :

- Relais ampère métrique de phase max I (50/51):

Les transformateurs doivent être protégés contre les contraintes d'origine externe d'une part, et séparés du réseau en cas de défaillance interne d'autre part.

Les réglages doivent couvrir les critères suivants :

- la tension de service du transformateur ;
- les courants d'enclenchement ;
- la possibilité généralement admise de surcharger temporairement un transformateur ;
- la nécessité qu'un défaut basse tension proche (en amont des dispositifs de protection BT) soit éliminé en un temps suffisamment court ;
- le respect de la sélectivité avec la protection BT.

Le courant de réglage du transformateur doit être supérieur au courant d'enclenchement, ce dernier est dû à une saturation très marquée du noyau magnétique. Du fait de cette saturation, l'inductance apparente de la bobine chute de manière importante, le courant résultant dans l'enroulement peut alors atteindre des valeurs de crête très élevées, jusqu'à une dizaine de fois la crête du courant assigné. Ces phénomènes d'enclenchement s'amortissent avec une constante de temps propre au transformateur, liée à ses caractéristiques magnétiques et de flux de fuite, la constante de temps est de l'ordre de quelques centaines de millisecondes.

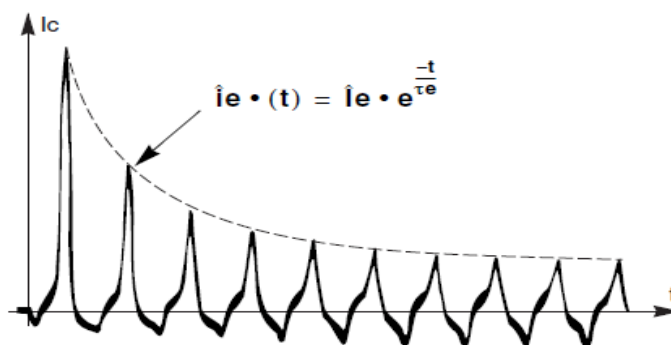


Figure 12: la courbe d'enclenchement d'un transformateur. [3]

La connaissance du courant d'enclenchement est nécessaire pour déterminer le réglage des protections contre les courts-circuits placés au primaire du transformateur.

- Protection contre les défauts internes :

Défaut entre conducteurs de phases différentes ou entre spires de même enroulements ou défaut sur le circuit magnétique ou bien un mauvais fonctionnement du système de refroidissement. Une protection, réalisée par le relais Buchholz pour les transformateurs respirant ou par un dispositif gaz, pression et température (DGPT2) pour les transformateurs à remplissage intégral, sert essentiellement à la détection du dégagement de gaz ou du déplacement d'huile provoqué par ces défauts internes.

Pour les transformateurs du réseau HTB/HTA, ils sont équipés d'une protection masse cuve. Le principe de cette protection est basé sur l'isolement de la cuve par rapport à la terre et la détection, en cas de court-circuit entre l'enroulement et la cuve ou en cas de contournement de bornes d'une traversée, du courant qui transite sur la seule liaison qui relie la cuve du transformateur à la terre à travers le tore installé sur cette dernière. Quelle que soit la technologie de transformateur utilisée, la mise à la masse de la cuve d'un transformateur par l'intermédiaire d'un relais indirect d'intensité signale tout défaut interne à la masse et permet la mise hors tension du transformateur. Des précautions particulières doivent être prises pour éviter la mise à la masse intempestive par les galets.

- Relais homopolaire (50N/51N): Voir paragraphe ci-après sur la protection moteur asynchrone.

Tableau III: Conseils de réglages protection transfo [3]

Défaut	Dispositif de protection adapté	Code ANSI	Indications de réglage
<b>Surcharge</b>			
	Surveillance température diélectrique (transformateur à isolation liquide)	26	Alarme 95 °C ; déclenchement 100 °C
	Surveillance température des enroulements (transformateur sec)	49T	Alarme 150 °C ; déclenchement 160 °C
	Image thermique	49 RMS	Seuil d'alarme = 100 % de l'échauffement Seuil de déclenchement = 120 % de l'échauffement Constante de temps de l'ordre de 10 à 30 minutes
	Disjoncteur basse tension		Seuil $\geq I_n$
<b>Court-circuit</b>			
	Fusible		Choix du calibre selon méthode appareilleur
	Maximum de courant phase instantanée	50	Seuil haut > I <sub>cc</sub> aval
	Maximum de courant à temps indépendant	51	Seuil bas < 5 I <sub>n</sub> Temporisation $\geq T_{aval} + 0,3$ seconde
	Maximum de courant à temps dépendant	51	Seuil bas à temps inverse sélectif avec l'aval, environ 3 I <sub>n</sub>
	Différentielle à pourcentage	87T	Pente = 15 % + étendue du réglage Seuil mini 30 %
	Buchholz ou détection gaz et pression	63	logique
<b>Défaut terre</b>			
	Maximum de courant masse cuve	51G	Seuil > 20 A, temporisation 0,1 seconde
	Maximum de courant terre	51N/51G	Seuil $\leq 20\%$ I <sub>max</sub> défaut terre et > 10 % calibre TC (si 3TC et retenue H2) Temporisation 0,1 seconde si MALT dans le réseau Temporisation fonction de la sélectivité si MALT sur le transformateur
	Différentielle de terre restreinte	64REF	Seuil 10 % I <sub>n</sub> , pas de temporisation
	Maximum de courant terre point neutre	51G	Seuil < I <sub>permanent</sub> résistance de limitation
	Maximum de tension résiduelle	59N	Seuil environ 10 % de V <sub>rsd</sub> maximum
<b>Surfluxage</b>			
	Contrôle de flux	24	Seuil > 1,05 U <sub>n</sub> /f <sub>n</sub> Temporisation : temps constant 1 heure

### 1.2.2. Protection des moteurs asynchrones

➤ Relais ampère métrique de phase max I (50/51):

La valeur de réglage du courant de relais de phase doit être inférieure à I<sub>ccb</sub> (courant de court-circuit biphasé apparaissant le plus loin de départ). Elle doit être choisie supérieure au courant de démarrage afin que la protection soit insensible devant ce dernier.

$$1,2 I_{dem} < I_r < 0,8 I_{ccb}$$

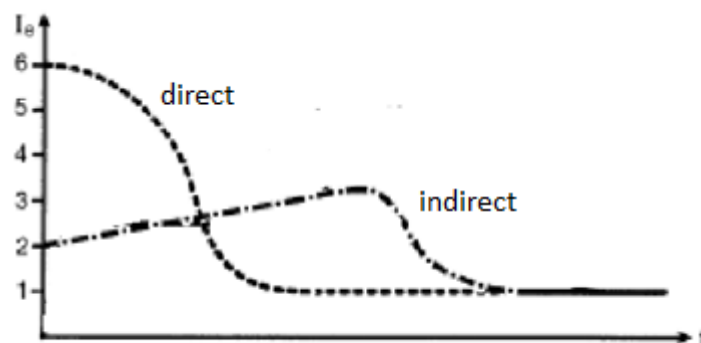


Figure 13: Courbe de courant en fonction de temps lors d'un démarrage (direct/progressif)

Avec

- Idem : Courant de démarrage du moteur.
- Ir : Courant de réglage.
- Iccb : Courant de court-circuit biphasé au point le plus éloigné de réseau.

➤ Composante inverse ou déséquilibre (46) :

Le réglage permet une protection temporisée contre des déséquilibres permanents du réseau qui pourraient conduire à des échauffements excessifs, tout en admettant les déséquilibres dus au démarrage. Un déséquilibre lié à la coupure d'une phase ou une inversion de phase sera éliminée rapidement. Le seuil est fixé entre 10 et 25% de  $I_b$  (courant de service du moteur). La temporisation autorise 30% de déséquilibre pendant la période de démarrage.

➤ Démarrage trop long - blocage rotor (48/51LR) :

Elle est programmée pour éviter un démarrage à courant trop élevé et trop long. La protection "blocage rotor" sera active avec une temporisation courte après le démarrage.

➤ Minimum de courant de phase (37)

Cette fonction de protection est utilisée pour détecter la marche à vide des équipements comme les pompes.

➤ Minimum de tension (27/27D)

Une protection à minimum de tension peut être mise en œuvre pour:

- Eviter le fonctionnement du moteur à tension réduite, ce qui provoquerait un ralentissement et un échauffement anormal du moteur.
- Eviter la réalimentation du moteur après une microcoupure, ce qui conduirait à redémarrer l'ensemble des moteurs, et aussi la possibilité de casse des arbres.

➤ Relais homopolaire (50N/51N) :

Sachant que le régime du neutre recommandé en réseau HTA est la mise à la terre par résistance de limitation, le courant de défaut se trouve limité pour préserver le circuit magnétique des machines. Et selon leur mode de couplage, le courant de défaut peut varier de 0 à 100% de la valeur limite en étoile et de 50 à 100% en couplage triangle.

Le seuil de réglage proposé est 10% de  $I$  limite, tout en vérifiant qu'il reste supérieur à la valeur de courant capacitif des câbles pour éviter les déclenchements des départs sains par sympathie.

➤ Calcul du courant capacitif :

Lors d'un défaut phase terre, les tensions simples des phases saines ont pour amplitude la valeur de la tension composée du cas nominal, le relais homopolaire est traversé par :  $I_c = j3C_0\omega V$

Avec :  $C_0$  : La capacité homopolaire d'un conducteur du départ par rapport à la terre.

$V$  : La tension simple du réseau Et  $U = \sqrt{3} V$

D'où  $3I_0 = \sqrt{3} U C_0 \omega$

Tableau IV: Conseils de réglages protection moteur [3]

Défauts	Dispositif de protection adapté		Code ANSI	Indications de réglage
<b>Défauts liés à la charge entraînée</b>				
Surcharge	Maximum de courant à temps dépendant		50/51	Réglage permettant le démarrage
	Image thermique		49RMS	Selon les caractéristiques de fonctionnement du moteur (constante de temps de l'ordre de 10 à 20 minutes)
	Sonde de température		49T	Dépend de la classe thermique du moteur
Démarrages trop longs	Seuil d'intensité temporisé		48	Seuil de l'ordre de 2,5 $I_n$ Temporisation : temps de démarrage + quelques secondes
Blocage rotor	Seuil d'intensité temporisé		51LR	Seuil : 2,5 $I_n$ Temporisation : 0,5 à 1 seconde
Démarrages trop fréquents	Comptage du nombre de démarrages		66	Selon constructeur du moteur
Perte de charge	Minimum de courant phase		37	Seuil de l'ordre de 70 % courant absorbé Temporisation : 1 seconde
Variation de vitesse	Détection mécanique de survitesse, sous-vitesse		12, 14	Seuil $\pm 5$ % vitesse nominale Temporisation de quelques secondes
<b>Défauts de l'alimentation</b>				
Perte d'alimentation	Directionnelle de puissance active		32P	Seuil 5 % de $S_n$ Temporisation : 1 seconde
Baisse de tension	Minimum de tension directe		27D	Seuil de 0,75 à 0,80 $U_n$ Temporisation de l'ordre de 1 seconde
Déséquilibre	Maximum de composante inverse		46	■ Temps indépendant $I_{s1} = 20 \% I_n$ , temporisation = démarrage + quelques secondes $I_{s2} = 40 \% I_n$ , temporisation 0,5 seconde ■ Temps dépendant $I_s = 10 \% I_n$ , temps de déclenchement à 0,3 $I_n >$ temps de démarrage
Sens de rotation	Sens de rotation des phases		47	Seuil de tension inverse à 40 % de $U_n$
Réalimentation	Minimum de tension rémanente		27R	Seuil $< 20$ à 25 % $U_n$ Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde
<b>Défauts internes au moteur</b>				
Court-circuit entre phases	Fusibles			Calibre permettant les démarrages successifs
	Maximum de courant à temps indépendant		50/51	Seuil $> 1,2 I_d$ démarrage, temporisation de l'ordre de 0,1 seconde (DT)
	Protection différentielle		87M	Pente 50 %, seuil 5 à 15 % $I_n$ , pas de temporisation
Défaut à la masse stator	Si neutre à la terre	Maximum de courant terre	51N/51G	Seuil 10 % $I_{max}$ défaut terre Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde (DT)
	Si neutre isolé	Réseau peu capacitif Maximum de tension résiduelle	59N	Seuil environ 30 % $V_n$
		Capacitif important Maximum de courant terre directionnelle	67N	Seuil minimum en fonction du capteur
Défaut masse rotor	Contrôleur permanent d'isolement			
Echauffement des paliers	Mesure de température		38	Suivant indications du constructeur
<b>Défauts spécifiques au moteur synchrone</b>				
Perte d'excitation	Maximum de puissance réactive directionnelle		32Q	Seuil 30 % de $S_n$ Temporisation : 1 seconde
	Minimum d'impédance		40	Idem générateur
Perte de synchronisme	Perte de synchronisme		78PS	Idem générateur



### 1.2.3. Protection des condensateurs

Le réglage doit permettre une protection sensible au courant de court-circuit. La temporisation doit permettre de s'affranchir largement des courants d'enclenchement. Le seuil thermique doit de l'ordre de 1,3 In, compte tenu des surcharges admissibles et des tolérances sur les valeurs des condensateurs.

La protection maximum de tension (AINSI 59) est obligatoire, avec un seuil avoisinant 110% de Un.

**Tableau V: Conseils de réglages protection condensateur [3]**

Défauts	Dispositif de protection adapté	Code ANSI	Indications de réglage
Surcharge	Maximum de tension	59	Seuil $\pm$ 110 % de Un
	Image thermique	49 RMS	Seuil $\pm$ 1,3 In Constante de temps de l'ordre de 10 minutes
	Maximum de courant temporisée	51	Seuil $\pm$ 1,3 In, courbe IDMT
Court-circuit	Maximum de courant temporisée	51	Seuil de l'ordre de 10 In Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde (DT)
	Maximum de courant terre temporisée	51N/51G	Seuil $\pm$ 20 % I maximum de défaut terre Seuil $\pm$ 10 % calibre des TC si alimenté par 3 TC et retenue H2 Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde (DT)
Court-circuit d'un élément de condensateur	Maximum de courant temporisée	51	Seuil de l'ordre de 1 ampère, selon application Temporisation de l'ordre de 1 seconde (DT)

### 1.2.4. Protection des Jeux de barres

Les jeux de barres sont des nœuds électriques d'aiguillage d'énergie ayant en général plus de deux extrémités. Les protections spécifiques aux jeux de barres sont assurées de multiples façons, à partir des dispositifs de base.

- La protection différentielle basse impédance à pourcentage consiste à élaborer la différence directement dans le relais ; le seuil de réglage est proportionnel au courant traversant ; on peut utiliser des TC de rapports différents, par contre le dispositif devient complexe lorsque le nombre d'entrées augmente.
- La protection différentielle haute impédance consiste à élaborer la différence au niveau du câblage, une résistance de stabilisation étant insérée dans le circuit différentiel ; le dimensionnement des TC se fait en tenant compte de la saturation, suivant une règle donnée par le constructeur des relais de protection ; le seuil de réglage est fixé à environ 0,5 In TC ; il est nécessaire d'utiliser des TC de calibres identiques.
- La protection différentielle par sélectivité logique peut être une solution intéressante.

### 1.2.5. Protection des générateurs

Les défauts tels que surcharge, déséquilibre, défauts internes entre phases sont de même type pour les générateurs et pour les moteurs. Nous nous intéressons aux types de défauts propres aux générateurs.

Lorsqu'un court-circuit survient sur un réseau proche d'un générateur, sa valeur dépend de la variation de l'impédance interne du générateur, évoluant de l'état subtransitoire  $x''_d$ , transitoire  $x'_d$ , au permanent  $x_s$ . Pendant ce dernier le courant de court-circuit peut être inférieur au courant nominal, malgré que les régulateurs de tension interviennent pour le maintenir au delà d' $I_n$  pendant quelques secondes. Une protection à maximum de courant à retenue de tension est obligatoire dans ce cas (ANSI 51V).

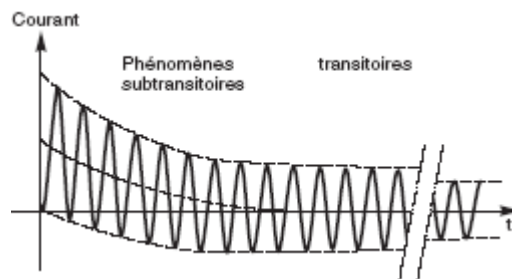


Figure 14: Courant de court-circuit aux bornes d'un générateur [3]

La perte de synchronisme est assurée par une protection spécifique de perte de synchronisme (ANSI 78PS). Le principe de mesure du glissement est basé soit sur l'estimation de l'instabilité de la machine par la loi des aires, soit sur la détection d'oscillations de puissance Active, une protection à maximum de vitesse (ANSI 12) peut servir de secours.

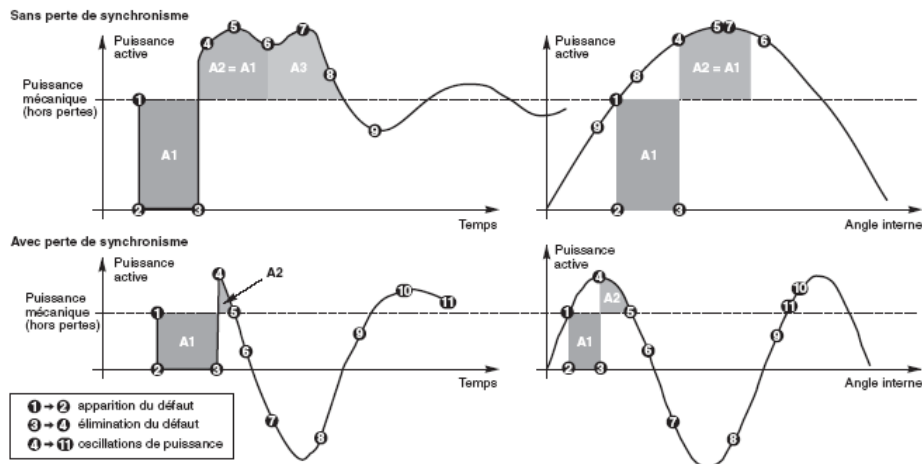


Figure 15: Transit de puissance active dans un générateur suite à un court-circuit [3]

Tableau VI: Conseils de réglages protection générateur [3]

Défauts	Dispositif de protection adapté		Code ANSI	Indications de réglage
<b>Défauts liés à la machine d'entraînement</b>				
Surcharge	Maximum de courant		51	Seuil $I_n$ , courbe à temps dépendant
	Image thermique		49RMS	Selon les caractéristiques de fonctionnement du générateur : échauffement maximal 115 à 120 %
	Sonde de température		49T	Dépend de la classe thermique du générateur
Fonctionnement en moteur	Directionnelle de puissance active		32P	Seuil 5 % (turbine) à 20 % (diesel) de $S_n$ Temporisation de quelques secondes
Variation de vitesse	Détection mécanique de survitesse, sous-vitesse		12, 14	Seuil $\pm 5$ % vitesse nominale Temporisation de quelques secondes
<b>Défauts du réseau d'alimentation</b>				
Court-circuit externe	Avec maintien du courant à 3 $I_n$	Maximum de courant	51	Seuil 2 $I_n$ Temporisation sélective avec l'aval
	Sans maintien du courant à 3 $I_n$	Maximum de courant à retenue de tension	51V	Seuil 1,2 $I_n$ Temporisation sélective avec l'aval
		Minimum d'impédance (secours)	21B	Environ 0,3 $Z_n$ Temporisation sélective avec l'aval
Mise sous tension accidentelle	Mise sous tension accidentelle		50/27	Seuil de courant = 10 % $I_n$ générateur Seuil de tension = 80 % $U_n$ Temps d'inhibition sur creux de tension = 5 secondes Temps minimum d'apparition de courant après apparition de tension = 250 ms
<b>Défauts internes au générateur et sa commande</b>				
Court-circuit entre phases	Différentielle à haute impédance		87G	Seuil 5 à 15 % $I_n$ Sans temporisation
	Différentielle à pourcentage		87G	Pente 50 %, seuil 5 à 15 % $I_n$ Sans temporisation
	Maximum de courant phase directionnelle		67	Seuil $I_n$ Temporisation selon la sélectivité par rapport aux autres sources
Déséquilibre	Maximum de composante inverse		46	Seuil 15 % $I_n$ Temporisation de quelques secondes
Défaut à la masse stator	Si neutre à la terre au niveau du stator générateur	Maximum de courant terre	51G	Seuil 10 % $I_{maxi}$ défaut terre Temporisation sélective avec l'aval
		Différentielle de terre restreinte	64REF	Seuil 10 % $I_n$ Sans temporisation
	Si neutre impédant au niveau du stator générateur	100 % masse stator	64G/59N	Seuil $V_{rsd} = 30$ % de $V_n$ Temporisation 5 secondes
			64G/27TN	Seuil adaptatif = 15 % $V_{rsd}$ harmonique 3
	Si neutre à la terre dans le réseau	Maximum de courant terre du côté du disjoncteur du générateur	51N/51G	Seuil 10 à 20 % $I_{maxi}$ défaut terre Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde
	Maximum de tension résiduelle si le générateur est découplé	59N	Seuil $V_{rsd} = 30$ % de $V_n$ Temporisation de quelques secondes	
	Si neutre isolé	Maximum de tension résiduelle	59N	Seuil $V_{rsd} = 30$ % de $V_n$ Temporisation de quelques secondes
Défaut masse rotor	Contrôleur permanent d'isolement			
Perte d'excitation	Maximum de puissance réactive directionnelle		32Q	Seuil 30 % de $S_n$ Temporisation de quelques secondes
	Mesure d'impédance		40	$X_a = 0,15 Z_n$ , $X_b = 1,15 Z_n$ , $X_c = 2,35 Z_n$ Temporisation cercle $Z_n$ : 0,1 seconde Temporisation cercle $X_d$ : sélective avec l'aval
Perte de synchronisme	Perte de synchronisme		78PS	Loi des aires : temporisation 0,3 seconde Inversion de puissance : 2 tours, durée 10 secondes entre 2 inversions de puissance
Régulation de tension	Maximum de tension		59	Seuil 110 % $U_n$ Temporisation de quelques secondes
	Minimum de tension		27	Seuil 80 % $U_n$ Temporisation de quelques secondes
Régulation de fréquence	Maximum de fréquence		81H	Seuil + 2 Hz de fréquence nominale
	Minimum de fréquence		81L	Seuil - 2 Hz de fréquence nominale
Echauffement des paliers	sondes de température		38	Selon spécifications constructeur
Gestion d'énergie	Minimum de puissance active directionnelle		37P	Selon l'application

### 1.3. La coordination des protections (Sélectivité) :

Le déclenchement sélectif des protections, vise à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par le défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. Différents types de coordination de protection, peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité :

#### 1.3.1. Sélectivité ampère métrique

Pour assurer une sélectivité de type ampère métrique, la grandeur contrôlée est le courant. Sur un réseau, un courant de court-circuit est d'autant plus faible que le point de défaut est éloigné de la source. La sélectivité peut donc théoriquement être obtenue en ajustant le seuil des dispositifs de protection au courant de court-circuit prévisible selon leur emplacement dans la distribution.

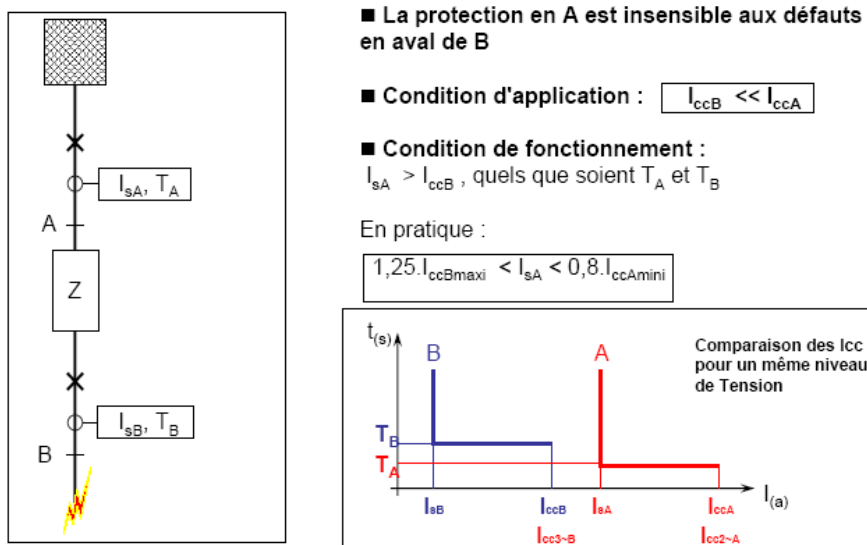


Figure 16: Sélectivité ampérométrique

Ce type de sélectivité est extrêmement simple et rapide et ne fait pas intervenir de délai de fonctionnement, car chaque protection est indépendante des autres. Mais il est pratiquement inutilisé en HT vu l'impédance faible des liaisons et l'absence de protection de secours imposée par la norme NF C 13-200.

### 1.3.2. Sélectivité chronométrique

Cette sélectivité associe une notion de temps à la grandeur contrôlée qui est le courant: une temporisation est affectée volontairement à l'action des dispositifs de protection ampérométrique.

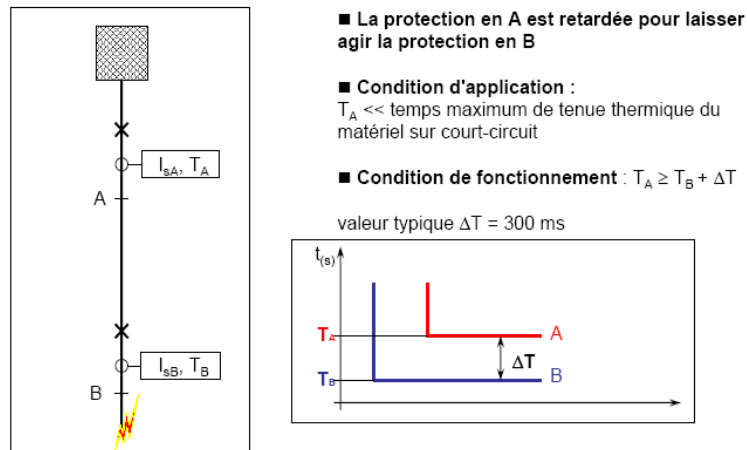


Figure 17: Sélectivité chronométrique

Pour cela, les seuils d'intervention sont définis avec des temps de fonctionnement croissants de l'aval vers l'amont. Ainsi, en amont d'un défaut plusieurs dispositifs sont sensibilisés, et lors d'un défaut seule la protection située immédiatement en amont de celui-ci déclenche.

Ce système de sélectivité a l'avantage d'être simple et d'assurer son propre secours.

La temporisation du relais se présente sous deux formes :

- Temps indépendant : Temporisation pratiquement de 300 ms entre chaque niveau avec un rapport seuil courant de 1.3 entre l'amont et l'aval pour éviter toute erreur d'empiétement. Utilisé fortement en France.

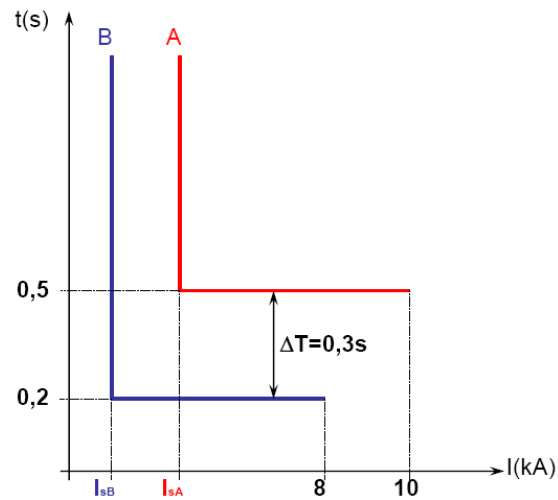


Figure 18: Courbe à temps indépendant

- Temps dépendant : La temporisation est liée au courant par un choix de courbes standardisées : VIT (very inverse time), UIT (ultra inverse Time), EIT (Extremely inverse time). Ce type de réglage est très utilisé par les anglais.

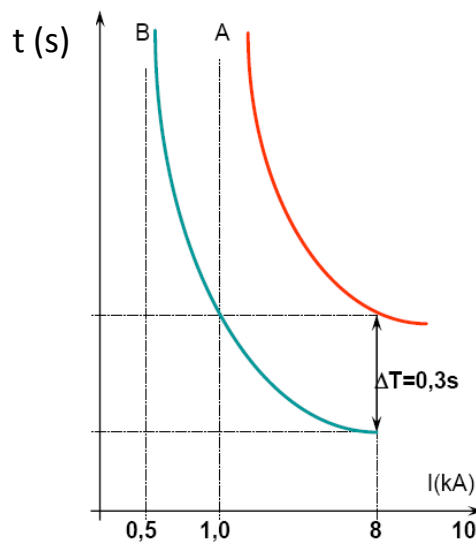


Figure 19: Courbe à temps dépendant

### 1.3.3. Sélectivité logique

Ce type de sélectivité est aussi appelé Système de Sélectivité Logique ou SSL. Il fait l'objet d'un brevet déposé par Merlin Gerin et met en œuvre des échanges d'informations entre les unités de protection. La grandeur contrôlée est le courant.

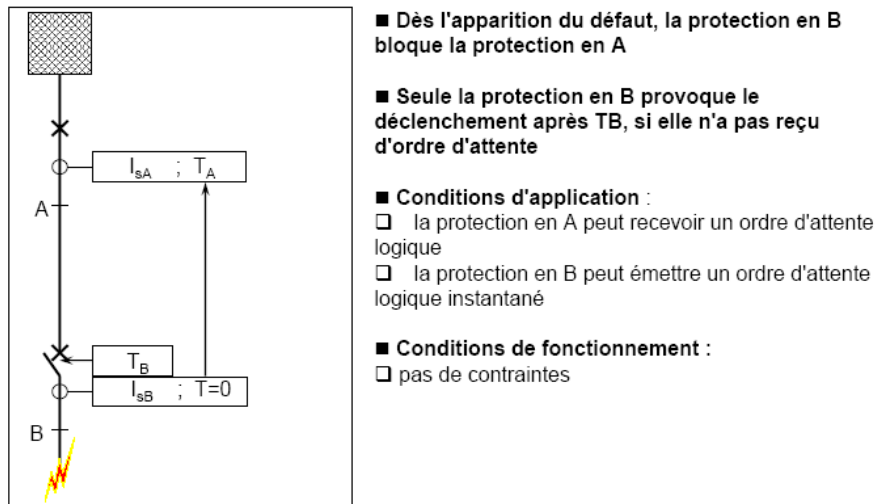


Figure 20: Sélectivité logique

Toutes les unités de protections SSL communiquent via une liaison pilote, par ce circuit toutes les unités sollicitées par un défaut envoient instantanément une impulsion d'attente logique à l'unité amont. Ainsi, seule la protection située immédiatement en amont du défaut reste libre de fonctionner puisqu'elle n'a pas reçu d'ordre d'attente logique. L'avantage du SSL est de pouvoir raccourcir les temps de déclenchement.

Cette méthode de sélectivité s'applique au réseau en antenne. Elle peut être utilisée seule ou en association avec un autre principe de sélectivité.

### 1.3.4. Sélectivité directionnelle

Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens d'écoulement de l'énergie. Il agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale. Il trouve son application dans les cas suivants : Arrivées ou sources en parallèles, réseau en boucle fermée, protection terre dans certains cas.

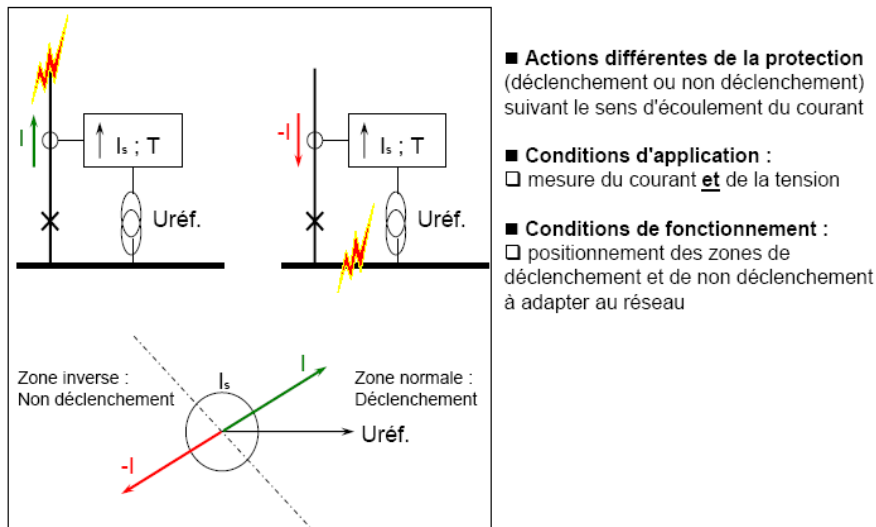


Figure 21: Sélectivité directionnelle

### 1.3.5. Sélectivité différentielle

Ces protections autorisent des déclenchements rapides sans nécessité de coordination avec d'autres protections. Elles comparent les courants aux extrémités du tronçon de réseau surveillé. Toute différence d'amplitude ou de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut. Il s'agit donc d'une protection auto-sélective car elle ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe.

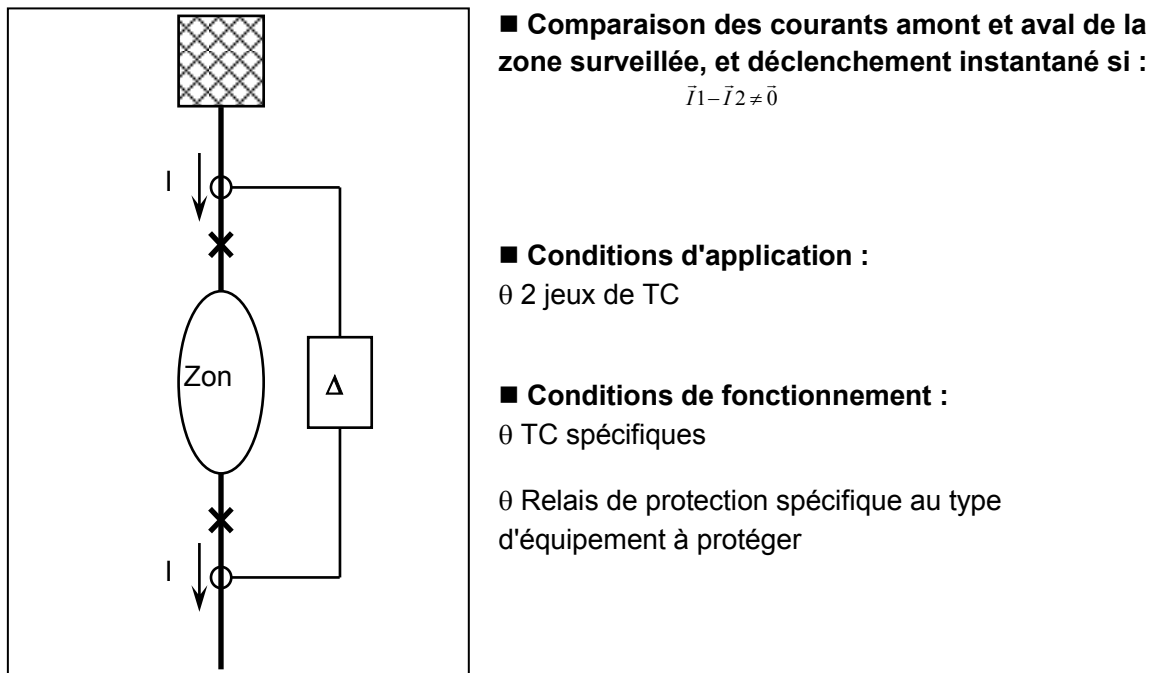


Figure 22: Sélectivité différentielle



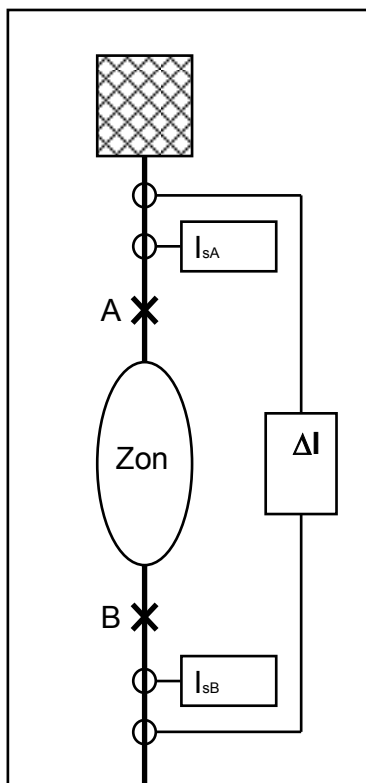
### 1.3.6. Sélectivité combinée :

Une sélectivité mixte est une combinaison de fonctions élémentaires de sélectivité procurant des avantages complémentaires aux sélectivités simples : sélectivité totale et redondance ou secours.

Plusieurs exemples pratiques d'application par association des sélectivités :

- Ampérométrie + chronométrique,
- Logique + chronométrique,
- Chronométrique + directionnelle,
- Logique + directionnelle,
- Différentielle + chronométrique.

Exemple de sélectivité combinée différentielle et chronométrique:



v **Principe :**

- θ Protection en A (maximum de courant phase ou courant terre) pour secourir la protection différentielle
- θ Protection en B pour protéger la zone aval
- θ Sélectivité chronométrique entre les protections en A et en B

v **Avantages complémentaires :**

- θ assure le secours de la protection différentielle

v **Inconvénients complémentaires :**

- θ 2 jeux de TC en plus

Figure 23: Sélectivité combinée.

## 1.4. Plan de protection type :

### 1.4.1. Objectif :

➤ Une analyse précise et exhaustive  
Il s'agit d'affiner la solution retenue en particulier pour les protections à maximum de courant. Elles doivent réagir au plus petit courant de défaut et ne doivent pas être sollicitées par le plus grand courant normal, tout en restant sélectives.

Tous les calculs seront justifiés conformes à la norme CEI 60909 version 2001.

➤ Un document technique  
Le rapport d'étude est un document de travail et de référence dans le quel toutes les hypothèses prises sont listées, les calculs détaillés et les courbes commentées. Les réglages recommandés sont précisés avec leurs types et leurs gammes.

Ce document sert comme base de réflexion pour tout projet d'extension éventuel.

➤ Réglage du système de protection  
Pour remplir pleinement sa fonction, le système doit être correctement réglé, à partir de données définitives et complètes. L'approche s'effectue au cas par cas et il n'ya pas de réglage universel.

### 1.4.2. Méthodologie

- Etude préliminaire :
  - Cas à étudier  
Le cas à étudier dépend du nombre de sources d'énergie, de son fonctionnement en mode normal et mode en secours. Aussi l'étendue du réseau et le type des récepteurs, en particulier leur participation dans le court-circuit maximal et minimal.  
Suivant le cas, plus qu'un scénario de réglage peut s'imposer et les relais de protection numérique le prévoient sous forme de choix A et B.
  - Caractéristiques des composants  
Un formulaire à remplir soigneusement regroupant les caractéristiques de chaque élément, réseau amont, Transformateur d'arrivée, transformateur de distribution, moteur à rotor bobiné et à cage, condensateur, générateur, câbles et réducteur de mesure.  
Les données absentes seront récupérées du catalogue constructeur ou prennent des valeurs supposées conventionnelles.

**Tableau VII: Exemple de données distributeur (ONE).**

Donnée			Arrivée 1	Arrivée 2
Fréquence	F	Hz	50 Hz	50 Hz
Tension nominale	Ur	kV	5.5 kV	5.5 kV
Puissance de court-circuit mini	Ssc min	MVA	500	500
Puissance de court-circuit maxi	Ssc max	MVA	840	840
Rapport R/X en court-circuit	R1/X1	pu		
Résistance à la terre	RG2	Ohm	63.5	63.5

**Tableau VIII: Exemple de données transformateur.**

Repère sur schéma unifilaire		CH3 Tr BT	FCB Tr BT	P 5.5kV Eclairage	P 5.5kV Circuit eau	BK3 compres
Puissance apparente assignée	S	315kVA	400kVA	500kVA	630kVA	630kVA
Tension assignée primaire	U1	5775V	5500V	5500V	5775V	5500V
Tension assignée secondaire	U2	400V	396V	231V	396V	389V
Couplage		DYn11	DYn11	DYn11	DYn11	Dyn11
Tension de court-circuit	Ucc	4%	3.87%	4.4%	4.13%	4.5%
Perte cuivre	Pcu	3.15	4	5	6.3	6.3
Plage du régleur à vide						

- Schéma simplifié :  
Le raisonnement est facilité avec un schéma simplifié. Cela passe par la suppression des liaisons à faible impédance, rassembler les éléments semblables en un élément équivalent et ne pas considérer les représentations conventionnelles de repérage et de verrouillage.
- Etude de la sélectivité :
- Protections concernées  
Les protections concernées par la sélectivité dans les réseaux industriels sont généralement la protection à maximum de courant de phase, courant de terre, respectivement en code ANSI : 50/51, 50/51N.  
Dans des cas moins courant, la protection maximum de courant et courant terre directionnel : 67 et 67N et le maximum de courant de phase à retenue de tension 51V.  
Les protections de machines : L'image thermique 49 RMS, le démarrage long 48, Le blocage rotor 51 LR.  
La protection en tension : Minimum de tension 27, maximum de tension résiduelle 59 N.
- Etude sur papier  
Les étapes à respecter sont :
  - Effectuer une étude par scénario considéré
  - Calculer les valeurs minimales et maximales des courants de défaut
  - Etudier en premier lieu la chaîne de sélectivité la plus longue
  - Commencer par régler la protection située le plus en aval
  - Régler les protections pour déclencher pour Icc mini
  - Vérifier leur non déclenchement pour I max normal

- Vérifier la sélectivité pour  $I_{cc}$  maxi
  - Tenir compte des caractéristiques du matériel :
    - tenue thermique
    - possibilités de réglage
    - précision de la chaîne de mesure
  - Remplir les fiches de réglage des protections.
- Spécificité pour la sélectivité des protections phases :
    - Calculer le courant de démarrage des moteurs ;
    - Calculer les courants d'enclenchement des transformateurs ;
    - Considérer en premier les départs de calibre le plus élevé.
  - Spécificité pour la sélectivité des protections terre :
    - Considérer le schéma de la mise à la terre du neutre ;
    - Calculer la valeur des courants capacitifs lors d'un défaut à la terre ;
    - En déduire la valeur des courants résiduels.

**Tableau IX: Exemple de calcul des courants capacitifs**

	U (kV)	Section (mm <sup>2</sup> )	Nature	L réelle (Km)	Capacité / section (µF/km)	I <sub>capa</sub> (A)
P60k condensateur 1		1 x 3 x 1 x 35	Cu	0,015	0,17	0,0076
P60k Départ aval four 1		1 x 3 x 1 x 185	Cu	0,234	0,3	0,2101
P60k Départ poste 5.5kV		2 x 3 x 1 x 150	Cu	0,27	0,27	0,4363
P60k Départ poste 5.5kV		2 x 3 x 1 x 150	Cu	0,234	0,27	0,3782
P60k Départ BC1		2 x 3 x 1 x 150	Cu	0,186	0,27	0,3006
P60k Arrivée 60kV		5 x 3 x 1 x 630	ALU	0,09	0,5	0,6734
P60k Arrivée 60kV		5 x 3 x 1 x 630	ALU	0,09	0,5	0,6734

- Type de défauts entre phase à envisager :  
 Pour les transformateurs sur réseau (neutre non distribué) : la valeur maximale est  $I_{cc}$  triphasé maxi et la valeur minimale est  $I_{cc}$  biphasé mini.

Pour les alternateurs et selon la CEI 60909 : La valeur maximale est  $I_{cc}$  triphasé coupé  $I_b$  à 0.1s, et la valeur minimale est  $I_{cc}$  triphasé permanent  $I_K$ .

Si le système de surexcitation fonctionne  $I_K$  prend de 1,5 à 3 fois la valeur de  $I_n$ .

Si le système de surexcitation ne fonctionne pas  $I_K$  prend de 0,5 à 1 fois la valeur de  $I_n$ .

**Tableau X: Exemple de calcul des courants max et min**

### Courants de court-circuit maximum

Les courants de court-circuit maximum sont obtenus lorsque le réseau est alimenté par une source d'alimentation 60kv et les 4 groupes connectés :

Noeud	Ip (kA)	I <sup>''</sup> k3(kA)	Ib3(kA)	Ik3(kA)	I <sup>''</sup> k2=Ib2(kA)	Ik2(kA)	I <sup>''</sup> k2E=Ib2E=Ik2E(kA)	I <sup>''</sup> k1=Ib1=Ik1(kA)
JDB_Amont_four_1	48.54	24.54	21.52	19.85	21.20	21.20	21.21	0.057
JDB_Amont_Four_2	50.74	25.19	22.12	20.40	21.76	21.76	21.77	0.057
JDB_aval_four_1	50.18	24.61	21.65	19.98	21.25	21.25	21.27	0.057
JDB_BC_1	60.91	28.00	24.49	22.51	24.17	24.17	24.18	0.057
JDB_BC2	58.43	27.36	23.92	21.99	23.62	23.62	23.64	0.057

### Courants de court-circuit minimum

Les courants de court-circuit minimum sont obtenus lorsque le réseau est alimenté par une source d'alimentation 60kv avec la Pcc min :

Noeud	Ip (kA)	I <sup>''</sup> k3(kA)	Ib3(kA)	Ik3(kA)	I <sup>''</sup> k2=Ib2(kA)	Ik2(kA)	I <sup>''</sup> k2E=Ib2E=Ik2E(kA)	I <sup>''</sup> k1=Ib1=Ik1(kA)
JDB_Amont_four_1	29.9	14.39	14.39	14.39	12.46	12.46	12.45	0.052
JDB_Amont_Four_2	31.16	14.70	14.70	14.70	12.73	12.73	12.72	0.052
JDB_aval_four_1	31.08	14.50	14.50	14.50	12.56	12.56	12.55	0.052
JDB_BC_1	35.86	15.71	15.71	15.71	13.61	13.61	13.59	0.052
JDB_BC2	34.55	15.45	15.45	15.45	13.38	13.38	13.37	0.052

○ Etude avec logiciel

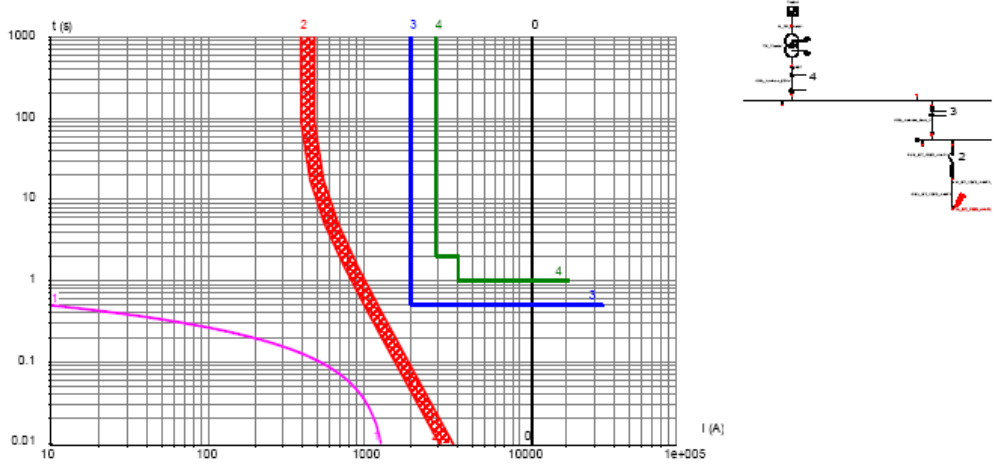
La démarche est identique à celle sur papier avec en plus :

- Saisir le schéma et les caractéristiques des composants ;
- Utiliser la base de données des composants ;
- Vérifier les hypothèses ;
- Calculer les courants de court-circuit Icc min et max fournis par les alternateurs ;
- Vérifier l'ensemble des calculs ;
- Saisir le système de protection ;
- Utiliser la base de données dans les relais de protection ;
- Editer les données, résultats de calcul, les courbes et les réglages.

7.3.2 Défaut entre phases au primaire du Transformateur BT 1250kVA du poste Amont four 1.

Graphique de coordination des protections

Localisation du défaut



Réglages

N°	Relais	Type	ANSI	Set	Log	Courbe	K, Ib	Seuil	Tempo	TMS
2	FUS BT 1250 AmF1	FUSARC 125A								
3	REL55	Sepam 15	50/51	1		DT		2000A	0.5s	
4	REL52	Sepam 15	50/51	1		DT		4000A	1s	
4	REL52	Sepam 15	50/51	2		DT		2000A	2s	

Commentaires

Le défaut est vu par le fusible de protection du moteur et par son relais. Le back up est assuré par le relais de protection du jeu de barres. La protection est assurée.

Le défaut est éliminé en moins de 0.01s par le fusible du moteur. L'intervalle de déclenchement proposé entre les différentes protections (300ms) permet d'assurer la sélectivité.

Le réglage de la protection transformateur est insensible au courant de démarrage comme visualisé dans la courbe ci-dessus.

Figure 24: Exemple de courbe de réglages édité par SELENA

- Protections indépendantes de la sélectivité  
Les protections non concernées par la sélectivité sont traitées séparément en dernier lieu, et comprennent entre autres : Protection différentielle (87) des transformateurs et barres, le déséquilibre des machine (46), le minimum de courant (37) et le nombre de démarrage (66).

## **Chapitre 2 : Bilan des puissances**

## 2.1. Description du réseau et recueil des données:

On distingue trois niveaux de tension :

- Réseau HTB : 60 KV
- Réseau HTA : 5.5 KV
- Réseau BT : 400V

Dans notre étude, nous nous sommes focalisé sur l'étude du réseau HTA (5,5KV).

Le réseau LAFARGE-BOUSKOURA est alimenté par deux arrivées HTB, toujours couplées sauf en cas d'entretien.

### 2.1.1. Le poste 60 KV :

Le poste 60 KV comporte trois transformateurs. Un poste d'aiguillage (Poste de sectionnement PS), permet d'alimenter le premier jeu de barres (Rame 1/ligne 1 ou P0) et ou le deuxième jeu de barres (rame 2/ligne 1 ou P0), et la ligne 2 (P10) par l'un des trois transformateurs TR1, TR2 ou TR3 selon le choix à l'arrêt et après consignation du poste.

### 2.1.2. La ligne 1 (P0):

C'est l'ancienne ligne, elle peut se diviser en deux jeux de barres (Rame 1 et Rame 2).

L'alimentation de cette ligne est assurée via l'un des trois transformateurs selon la position choisie au niveau du poste de sectionnement. En général, la rame 1 est alimentée via le transformateur TR1 et la rame 2 est alimentée par le transformateur TR2.

Cette ligne peut être aussi alimentée par une station de huit générateurs en appoint au réseau ou en mode îloté.

### 2.1.3. La ligne 2 (P10):

C'est la nouvelle ligne, elle est alimentée par l'un des transformateurs selon la position choisie en poste de sectionnement.

### 2.1.4. La station des générateurs :

Elle est composée de huit générateurs identiques installés en parallèle. Elle est utilisée en cas de secours, comme elle peut alimenter la ligne 1 en parallèle avec l'un des transformateurs.



Chaque générateur alimente un transformateur élévateur, on désigne l'ensemble par groupe de production.

### 2.1.5. Le régime du neutre :

Le neutre, pour les transformateurs TR1, 2 et 3, est lié à la terre à travers une résistance de limitation.

Dans le cas de l'utilisation de la station des générateurs, la mise à la terre est assurée par un générateur homopolaire.

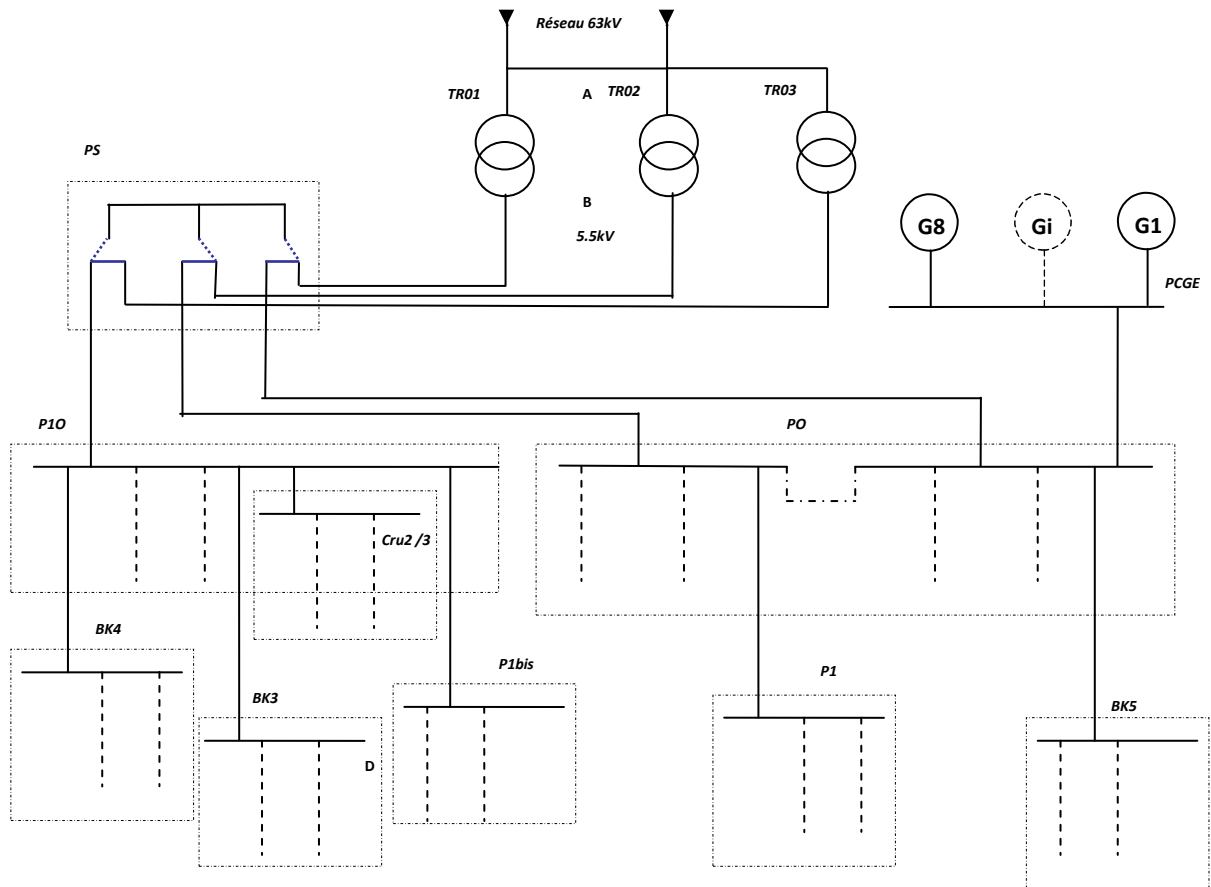


Figure 25: Schéma descriptif du réseau HTA, usine BOUSKOURA

## 2.2. Bilan des puissances de la ligne1:

Tableau XI: Bilan des puissances de la ligne 1

Code	Equipement	Sn	P n	S eff	P eff	Q eff	Cos φ	Rend.	Condo	Sn totale
TR-P3	Poste 3	1600		1120	1008	488	0,9			
TR-P2	Poste 2	1000		700	630	305	0,9			
K0786-1T	VV-Vent. VE 1	2000	1500	1277	1200	436	1	0,94		
K0786-2T	VV-Vent. VE2	1600	1160	987	928	337	1	0,94		
K0786-3T	Transfo V V. cde four1	1000	630	536	504	183	1	0,94		
TR-P3B	Poste 3bis	1600		1120	1008	488	0,9			
TR-P4	Poste 4	1600		1120	1008	488	0,9			
TR-P4B	Poste 4bis	1600		1120	1008	488	0,9			
TR-P7	Poste 7	1600		1120	1008	488	0,9			
TR-CH	Charbon	2500		1750	1575	763	0,9			
K0503M01	Séparateur dynamique BC1		450	440	360	253	0,87	0,94		
K0560M01	Vent. Tirage Principal .BC1		2250	2201	1800	1267	0,87	0,94		
K05-02M01.2	Broyeur cru 1EST et OUEST		2250	2201	1800	1267	0,87	0,94	500	
K0760M01	V. Exhaure		250	245	200	141	0,87	0,94		
C20	Condensateur C20								2335	
C21	Condensateur C21								1710	
	<b>Rame 1 hors SS P1</b>			15937	14037	7392	<b>0,98</b>		4545	<b>14323</b>
TR-P1	Poste 1	1000		700	630	305	0,9			
K0308M01	Concasseur secondaire		1000	978	800	563	0,87	0,94		
K0308M02	Concasseur primaire		400	391	320	225	0,87	0,94		
	<b>SS P1</b>			2070	1750	1093	0,85			<b>2070</b>
	<b>Total Rame 1</b>			18006	15787	8485	<b>0,97</b>		4545	<b>16271</b>
TR-P6	Poste 6	1600		1120	1008	488	0,9			
TR-P5	Poste 5	1600		1120	1008	488	0,9			
TR-P5B	Poste 5bis	800		560	504	244	0,9			
K0909M01	Compresseur BK1		300	297	240	175	0,86	0,94		
K0909M02	Compresseur BK2		250	263	200	170	0,81	0,94		
K0913M01	Broyeur BK1		3530	3305	2824	1717	0,89	0,96	500	
K0903M01	Broyeur BK2		3530	3305	2824	1717	0,89	0,96	500	
K0916M01	Séparateur dynamique BK1		300	297	240	175	0,86	0,94		
K0906M01	Séparateur dynamique BK2		300	297	240	175	0,86	0,94		
P0-C29	Cendres volantes		250	263	200	170	0,81	0,94		
	<b>Rame 2 hors SS BK5</b>			10826	9288	5520	<b>0,90</b>		1000	<b>10330</b>
TR-BK5	Poste BK5	800		560	504	244	0,9			
BK5-BR	Broyeur Ciment BK5		1000	958	800	527	0,87	0,96		
	Condensateur BK5								400	
	<b>SS BK5</b>			1518	1304	771	1		400	<b>1356</b>
	<b>Total Rame 2</b>			12344	10592	6291	<b>0,91</b>		1400	<b>11667</b>
<b>Total Rame 1 et 2</b>				30351	26379	14776	<b>0,95</b>		5945	<b>27818</b>

Sn : Puissance apparente nominale en KVA, Pn : Puissance active nominale en KW

S, P, Q eff : Puissance effective estimée en considérant le fonctionnement à 70% de charge pour les transformateurs (courant économique) et 80% pour les moteurs (Point de fonctionnement au dessous du nominal, avec pratiquement le même rendement et sans échauffement).

Les transformateurs MT/BT sont supposés compensés avec condensateurs BT pour  $\cos \phi = 0,9$ . Et les transformateurs alimentant les variateurs de vitesse, sont indiqués avec les moteurs associés.

**Tableau XII: Synthèse bilan des puissances ligne 1**

Equipement	Sn	P n	S eff	P eff	Q eff	Cos $\phi$	Rend.	Condo	Sn totale
Rame 1 hors SS P1			15937	14037	7392	<b>0,98</b>		4545	<b>14323</b>
SS P1			2070	1750	1093	0,85			<b>2070</b>
<b>Total Rame 1</b>			18006	15787	8485	<b>0,97</b>		4545	<b>16271</b>
Rame 2 hors SS BK5			10826	9288	5520	<b>0,90</b>		1000	<b>10330</b>
SS BK5			1518	1304	771	1		400	<b>1356</b>
<b>Total Rame 2</b>			12344	10592	6291	<b>0,91</b>		1400	<b>11667</b>
<b>Total Rame 1 et 2</b>			30351	26379	14776	<b>0,95</b>		5945	<b>27818</b>

Nous pouvons tirer les conclusions suivantes :

- La puissance apparente totale appelée est de l'ordre de 28MVA, une valeur qui dépasse l'exploitation d'un transformateur de 28MVA ONAF dans son point économique à 70%. Et si le scénario s'impose une surchauffe du transformateur est susceptible. Donc à déconseiller  
N.B : Le fonctionnement des batteries condensateurs dans ce cas est indispensable.
- L'alimentation de la Rame 1 seule, par un transformateur 25MVA ONAN, passe sans soucis.
- L'alimentation de la Rame 2 seule, par un transformateur 25MVA, passe avec beaucoup de marge. Un autre atelier de broyage peut être rajouté.  
N.B : Penser à une compensation MT.

### 2.3. Bilan des puissances de la ligne2:

**Tableau XIII: Bilan des puissances de la ligne 2**

Code	Equipement	Sn	Pn	S eff	P eff	Q eff	Cos $\phi$	Rend.	Condo	Sn totale
620TF05	Tr Broyeur charbon	1600		1120	1008	488	0,9			
320TF05	Tr Amont Four	1600		1120	1008	488	0,9			
323VE06TF01	Tr Vent. Tour DOPOL	3200	2400	2000	1920	560	1	0,96		
326GP26TF01	Tr Moteur Four	1250	630	525	504	147	1	0,96		
327TF05	Aval Four	3200		2240	2016	976	0,9			
203TF5	Tr Cendres	800		560	504	244	0,9			
328TF01	Vent. exhaure refroidisseur	400	250	208	200	58	1	0,96		
510TF05	Ensachage	800		560	504	244	0,9			
623GP22M	Broyeur charbon		1300	1245	1040	685	0,87	0,96	350	
623VE36M	Vent exhaure charbon		232	220	186	117	0,89	0,95		
320VE04TF01	Tr Vent. BC & BC2	3200	2150	1792	1720	502	1	0,96		
226VE68M	Vent. cru2		1200	1189	960	701	0,85	0,95		
226GP38M	Broyeur cru2		1475	1428	1180	804	0,87	0,95		
	<b>Ligne 2 hors SS</b>			14206	12750	6015	<b>0,91</b>		350	<b>13951</b>
200TF05	Tr Broyeur cru 2&3	1600		1120	1008	488	0,9			
236GP38M	Broyeur cru 3		1475	1411	1180	775	0,88	0,95	420	
236VE68M	Ventilo. Broyeur cru 3		1530	1448	1224	773	0,89	0,95	420	
	<b>SS BC2-3</b>			3979	3412	2036	<b>0,94</b>		840	<b>3615</b>
120TF05	Tr Concasseur	800		560	504	244	0,9			
124GP03M	Concasseur		850	862	680	530	0,83	0,95	210	
	<b>SS Concassage 2</b>			1422	1184	775	<b>0,90</b>		210	<b>1312</b>
440TF05	Tr Broyeur ciment BK4	1000		700	630	305	0,90			
446GP40TF01	TR Moteurs vent.	2000	1445	1217	1156	380	1	0,95		
440GP30M	Broyeur ciment 4		5300	5015	4240	2678	0,89	0,95	1050	
448CP16M	Compresseur trans ciment		315	312	252	184	0,85	0,95	105	
448CP17M	Compresseur trans ciment		315	312	252	184	0,85	0,95	105	
	<b>SS BK4</b>			7556	6530	3731	<b>0,9</b>		1260	<b>6982</b>
TR-BK3	Tr BK3	1600		1120	1008	488	0,9			
436GP53ME10	Moteur cde Ple BK3		1620	1500	1296	755	0,9	0,96	480	
436VE92ME92	Moteur vent transport BK3		300	290	240	163	0,88	0,94		
438CP26ME26	Moteur compresseur		210	208	168	122	0,86	0,94		
436GP33ME33	Moteur cde presse nord BK3		500	489	400	281	0,87	0,94		
436GP34ME34	Moteur cde presse sud BK3		500	484	400	272	0,88	0,94		
	<b>SS BK3</b>			4091	3512	2082	<b>0,91</b>		480	<b>3860</b>
	<b>Condensateur JDB P10</b>								2000	

31254	27388	14638	<b>0,92</b>		3140	<b>29703</b>
-------	-------	-------	-------------	--	------	--------------

Sn : Puissance apparente nominale en KVA, Pn : Puissance active nominale en KW

S, P, Q eff : Puissance effective estimée en considérant le fonctionnement à 70% de charge pour les transformateurs (courant économique) et 80% pour les moteurs (Point de fonctionnement au dessous du nominal, avec pratiquement le même rendement et sans échauffement).

Les transformateurs MT/BT sont supposés compensés avec condensateurs BT pour  $\cos \phi = 0,9$ . Et les transformateurs alimentant les variateurs de vitesse, sont indiqués avec les moteurs associés.

**Tableau XIV: Synthèse bilan des puissances ligne 2**

Equipement	Sn	Pn	S eff	P eff	Q eff	Cos $\phi$	Rend.	Condo	Sn totale
<b>Ligne 2 hors SS</b>			14206	12750	6015	<b>0,91</b>		350	<b>13951</b>
<b>SS BC2-3</b>			3979	3412	2036	<b>0,94</b>		840	<b>3615</b>
<b>SS Concassage 2</b>			1422	1184	775	<b>0,90</b>		210	<b>1312</b>
<b>SS BK4</b>			7556	6530	3731	<b>0,9</b>		1260	<b>6982</b>
<b>SS BK3</b>			4091	3512	2082	<b>0,91</b>		480	<b>3860</b>
<b>Condensateur JDB P10</b>								2000	

31254	27388	14638	<b>0,92</b>		3140	<b>29703</b>
-------	-------	-------	-------------	--	------	--------------

Nous pouvons tirer les conclusions suivantes :

- La puissance apparente totale appelée est de l'ordre de 29,7MVA, une valeur qui dépasse l'exploitation d'un transformateur de 28MVA ONAF dans son point économique à 70%. Et si le scénario s'impose une surchauffe du transformateur est susceptible. Donc à déconseiller.
- Pour éviter les délestages dans les moments de pic en production, et vue la disponibilité de puissance sur la Rame 2 de la ligne 1, nous conseillons de déplacer le départ sous station BK3.  
Cela sera consolidé par l'étude du court-circuit qui suit.

**N.B :** L'interprétation des câbles vers les postes de distribution P0, P10 et les sous stations est faite dans le chapitre 6, en fonction du courant nominal installé du transformateur ou disjoncteur en amont et la contrainte du court-circuit.

## **Chapitre 3 : Calcul des courants de court-circuit**

### 3.1. Facteurs de correction:

Lors du calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909, des facteurs sont utilisés pour répondre aux exigences de précision technique et de simplicité.

Ces facteurs sont ( $c$  ;  $\lambda$  ;  $\mu$  ;  $q$  ;  $m$  et  $n$  ;  $K$  ;  $K_S$ ,  $K_T$ ) qui seront détaillés dans la suite du rapport.

#### 3.1.1. Le facteur de tension $c$ :

Les facteurs de tension  $c_{max}$  et  $c_{min}$  sont utilisés avec la source de tension équivalente au point de court-circuit pour calculer les courants de court-circuit initiaux, maximal et minimal.

Ce facteur est donné par le tableau suivant:

Tableau XV: Le facteur de tension  $c$  [1]

Tension nominale $U_n$	Facteur de tension $c$ pour le calcul	
	des courants de court-circuit maximaux $c_{max}^1$	des courants de court-circuit minimaux $c_{min}$
<b>Basse tension</b> 100 V à 1 000 V (tableau I de la CEI 60038)	1,05 <sup>3</sup> 1,10 <sup>4</sup>	0,95
<b>Moyenne tension</b> >1 kV à 35 kV (tableau III de la CEI 60038)	1,10	1,00
<b>Haute tension<sup>2</sup></b> >35 kV (tableau IV de la CEI 60038)		
1) Il convient que $c_{max} U_n$ ne dépasse pas la tension $U_m$ la plus élevée des matériels pour Les réseaux d'énergie. 2) Si aucune tension nominale n'est définie, il convient d'appliquer $c_{max} U_n = U_m$ ou $c_{min} U_n = 0,90 \times U_m$ . 3) Pour les réseaux basse tension, avec une tolérance de +6 %, par exemple systèmes renommés de 380 V à 400 V. 4) Pour les réseaux basse tension, avec une tolérance de +10 %.		

**NB:** Pour tous ce qui suit  $c_{max} = 1.10$  et  $c_{min} = 1.00$  .

### 3.1.2. Le facteur $\mu$ ; $q$ ; $\lambda$ :

Ces facteurs sont utilisés pour calculer la décroissance des composantes alternatives du courant de court-circuit à proximité d'un alternateur ou d'un court-circuit de moteur asynchrone. Les facteurs  $\mu$  et  $q$  peuvent être déterminés en fonction du délai minimal  $t_{min}$ . Ils sont donnés par les équations suivantes, Exemple:

$$\mu = 0,62 + 0,72 \exp(-0,32 I''_{KM} / I''_{rM}) \quad \text{pour } t_{min} = 100\text{ms} \quad (\text{Equation 70- norme 60909-0})$$

$$q = 0,57 + 0,12 \ln(P_{rM}/p) \quad \text{pour } t_{min} = 100\text{ms} \quad (\text{Equation 73- norme 60909-0})$$

### 3.1.3. Les facteurs $m$ et $n$ :

Les facteurs  $m$  et  $n$  sont utilisés pour le calcul de l'intégrale de Joule ou la dissipation thermique équivalente. ( $m$ ) : c'est le facteur de l'effet calorifique de la composante continue du courant de court-circuit. ( $n$ ) : c'est le facteur de l'effet calorifique de la composante alternative du courant de court-circuit. Dans notre étude on supposera que le court-circuit est loin des générateurs, ce qui nous donne que  $n=1$  et  $m=1$ .

### 3.1.4. Le facteur $K$ :

Ce facteur permet de calculer la valeur de crête du courant de court-circuit, il est donné par la

formule suivante :

$$K = 1,02 + 0,98 e^{-2 \frac{R}{X}} \quad (\text{Equation 68- norme 60909-1})$$

Avec  $\frac{R}{X}$  est le ratio résistance/réactance équivalentes au point de court-circuit.

### 3.1.5. Le facteur de correction $K_s$ :

Le facteur de correction d'impédance  $K_s$  est introduit quand on calcule l'impédance de court-circuit des groupes de production avec changeur de prise de charge.

Il est donné par l'équation suivante :

$$K_{S0} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 + p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}}$$

(Equation 22-norme 60909-0)



### 3.1.6. Le facteur de correction $K_T$ :

Le facteur de correction d'impédance  $K_T$  est utilisé quand on calcule les impédances de court-circuit des transformateurs de réseau. Ce facteur est donné par l'équation suivante :

$$K_T = 0.95 \frac{c_{\max}}{1 + 0.6x_T} \quad (\text{Equation 65- norme 60909-1})$$

## 3.2. Calcul des impédances :

Les données et les caractéristiques des équipements, des câbles ainsi que celles des capteurs de mesure et relais sont donnés dans l'annexe B.

### 3.2.1. Impédance du réseau amont :

Tenant compte des données fournies par le distributeur ONE (la puissance de court-circuit  $S_{cc_{\max}}$  et  $S_{cc_{\min}}$ , et le ratio  $R_Q/X_Q$ ), L'impédance équivalente du réseau amont est donnée par l'équation suivante:

$$Z_{Qt} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} \cdot \frac{1}{t_r^2} \text{ avec: } I_{kQ}'' = S_{cc}/(\sqrt{3} \times U_{nQ})$$

(Equation 6 norme 60909-0)

Comme  $R_Q/X_Q$  est connu alors on calcule  $X_Q$  suivant l'équation :

$$x_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}}$$

(Equation 5- norme 60909-0)

$S_{cc}$  est prise égale à  $S_{cc_{\max}}$  dans le cas de calcul des courants maximaux,  $S_{cc}$  égale à  $S_{cc_{\min}}$  dans le cas inverse.

### 3.2.2. Impédance d'un câble :

La résistance des conducteurs est égale à : [2]

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

Avec :

L: Longueur de la canalisation.

S : Section de la canalisation.

$\rho$ : Résistivité de la ligne prise égale à : [8]

- $\rho_{min}$  = la résistivité du conducteur à 20°C, ( $\rho_0$ ) pour le calcul des courants de court-circuit maximaux.
- $\rho_{max}$  = 1.25 fois la résistivité du conducteur à 20°C, pour le calcul des courants de court-circuit minimaux.

La résistivité du conducteur à 20° est donnée par la norme : [1]

Pour le cuivre :  $\rho_0 = \frac{1 \Omega mm^2}{54 m}$  (Equation 14- norme 60909-0)

Pour l'aluminium :  $\rho_0 = \frac{1 \Omega mm^2}{34 m}$

La réactance directe et inverse des conducteurs est égale à : [2]

$$X = x.L$$

Avec :

x : Réactance linéique du câble ( $\Omega/km$ ), étant égale conventionnellement à : [6]

0.08 mohms/m pour les câbles multiconducteurs.

0.15 mohms/m pour les câbles monoconducteurs.

0.35 mohms/m pour les lignes aériennes

Donc l'impédance directe d'un câble est égale à :

$$Z_L = \sqrt{R^2 + X^2}$$

**Remarque :**

La réactance homopolaire est égale à 3 fois l'impédance directe  $X_{L0} = 3 \times X_L$  [8]

### 3.2.3. Impédance d'un transformateur :

Les impédances de court-circuit directes des transformateurs avec et sans changeur de prise en charge peuvent être calculées à partir des valeurs assignées du transformateur comme suit: [1]

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \times \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}$$

(Equation 7- norme 60909-0)

Dans notre étude, quand il s'agit des transformateurs avec changeur de prise en charge, il faut prendre en considération le coefficient de correction  $K_T$ . Donc l'impédance corrigée d'un transformateur avec changeur de prise en charge est donnée par :  $Z_{KT} = K_T \times Z_T$

**Remarques :**

- Nous négligeons la résistance du transformateur
- La réactance homopolaire est égale à celle directe:  $X_{T0} = X_{Td} = Z_{KT}$ . [8]

**3.2.4. Impédance d'un groupe de production :**

Pour le calcul des courants de court-circuit des groupes de production (S) sans changeur de prise en charge, on utilise l'équation suivante :

$$Z_{S0} = K_{S0}(t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV}) \quad \text{(Equation 23- norme 60909-0)}$$

Cette équation nous donne l'impédance équivalente totale corrigée, il s'agit donc d'une impédance  $Z_G$  d'un générateur ramené au secondaire du transformateur en série avec  $Z_{THV}$  impédance d'un transformateur, l'ensemble est multiplié par le coefficient de correction  $K_s$ .

**Remarque :**

- Pour notre étude nous négligeons  $R_s$ .
- L'impédance  $Z_{THV}$  : l'impédance du transformateur de groupe sans coefficient de correction  $K_T$ .

**3.2.5. Impédance d'un moteur :**

Les moteurs contribuent au courant de court-circuit symétrique initial, ainsi qu'aux autres courants crêtes et coupé.

L'impédance d'un moteur est donnée par l'équation suivante :

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{RM}} \times \frac{U_{TM}^2}{S_{TM}} \quad \text{(Equation 26- norme 60909-0)}$$

**Remarques :**

- Nous n'avons pas tenu compte des impédances des jeux de barres et des appareillages dont les valeurs sont très faibles par rapport aux autres éléments du réseau.
- Aussi nous n'avons pas tenu compte de la contribution des moteurs qui sont reliés par l'intermédiaire des transformateurs au réseau dans lequel le court-circuit apparaît.

Les calculs des impédances des différents éléments du réseau sont donnés dans l'annexe C.

### 3.3. Calcul des courants de court-circuit :

#### 3.3.1. Les hypothèses de calcul :

Le calcul des valeurs maximales et minimales des courants de court-circuit repose sur les simplifications énumérées ci-dessous [Norme CEI 60909-0].

- Il n'y a pas, pendant la durée du court-circuit, de modification du type de court-circuit concerné, c'est-à-dire qu'un court-circuit triphasé reste triphasé, de même qu'un court-circuit monophasé reste monophasé pendant toute la durée du court-circuit.
- Pendant la durée du court-circuit, il n'y a pas de modification dans le réseau concerné.
- L'impédance des transformateurs est rapportée au changeur de prise en position principale. Cela est admissible car le facteur de correction d'impédance  $K_T$  pour les transformateurs de réseau est introduit.
- Les résistances d'arc ne sont pas prises en compte.
- Toutes les capacités de ligne, admittances en dérivation et charges non tournantes, sauf celles du réseau homopolaire, sont négligées.

#### 3.3.2. Méthode du calcul :

Pour notre étude nous avons opté pour la méthode CEI 60909, faisant appel à une source de tension équivalente au point de court-circuit.

Courant de court-circuit maximal :

Pour le calcul des courants de court-circuit maximaux, nous avons tenu compte des conditions suivantes :

- Le facteur de tension  $c_{max}$  pour le calcul des courants de court-circuit maximaux doit être appliqué :  $c_{max} = 1,1$
- Choisir la configuration du réseau et l'alimentation maximale tenant compte des centrales d'énergie et les réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur maximale du courant de court-circuit au point de court-circuit : dans cette étude, l'alimentation maximale est comme suite :
  - ✚ la ligne 1 est alimentée via le transformateur (30MVA) et les huit groupes.
  - ✚ La ligne 2 est alimentée via le transformateur (30 MVA).

- Dans le calcul de l'impédance du réseau amont, Il faut tenir compte du rapport  $\frac{R}{X}$  min
- Dans le calcul de l'impédance de la ligne, la résistance doit être prise aux conditions minimales.
- Il faut tenir compte de la contribution des moteurs.

### Courant de court-circuit minimal :

Pour calculer les courants de court-circuit minimaux, il est nécessaire de tenir compte des conditions suivantes:

- Le facteur de tension  $c_{min}$  pour le calcul des courants de court-circuit minimaux doit être appliqué :  $c_{min} = 1$
- Choisir la configuration du réseau et l'alimentation minimale à partir des centrales et des réseaux d'alimentation, qui conduisent à la valeur minimale de courant de court-circuit au point de court-circuit : dans notre étude, l'alimentation minimale est comme suit :
  - ✚ les deux lignes sont alimentées chacune par un transformateur (25 MVA).
  - ✚ On élimine la contribution des groupes.
- La contribution des moteurs doit être négligée.
- Il faut prendre la résistance des câbles aux conditions maximales.

### 3.3.3. Calcul des courants :

#### 3.3.3.1. Calcul du courant du court-circuit symétrique initial I''K [1]

La valeur efficace de la composante symétrique alternative d'un courant de court-circuit présumé, elle est définie en kA, et sert à définir la tenue thermique que doivent supporter les matériels.

Pour le réseau :  $I''_{K3T} = cUn / (\sqrt{3} \times Z_{KT})$  (Equation 29- norme 60909-0)

Pour les moteurs :  $I''_{K3M} = cUn / (\sqrt{3} \times Z_M)$

Pour les groupes de production :  $I''_{K3G} = cUn / (\sqrt{3} \times Z_G)$

#### Remarque:

Ces équations sont données aux bornes des équipements, pour le calcul en un point du réseau, il faut tenir compte des impédances des câbles.

Donc le courant de court-circuit symétrique initial triphasé dans un point de court-circuit est égal à la somme des trois courants pour les trois sources :

$$I''_{K3} = I''_{K3T} + I''_{K3M} + I''_{K3G}$$

Le courant de court-circuit initial biphasé est donné par l'équation suivante:

$$I''_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''_{k3} \quad (\text{Equation 45- norme 60909-0})$$

### 3.3.3.1. Calcul de la valeur de crête de courant $i_p$ :

C'est la valeur instantanée maximale possible du courant de court-circuit présumé, elle est désignée aussi par la valeur de la première crête de la période transitoire.

Elle permet de déterminer :

- Le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et des interrupteurs [3]
- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage. [3]

Elle est donnée par les relations suivantes : [1]

Pour le réseau :  $I_{pT} = K \sqrt{2} I''_{K3T}$  (Equation 54- norme 60909-0)

Avec :  $K = 1,02 + 0,98e^{-3R/X}$  (Equation 55- norme 60909-0)

Pour les groupes de production :  $I_{pG} = K_G \sqrt{2} I''_{K3G}$

Avec :  $K_G = 1,02 + 0,98e^{-3R/X}$

Pour les moteurs :  $I_{p3M} = K_M \sqrt{2} I''_{K3M}$  (Equation 93 – norme 60909-0)

Avec :

- $K_M = 1,65$  (correspondant à  $R_M/X_M = 0,15$ ) pour une puissance de moteur par paire de pôles <1 MW)
- $K_M = 1,75$  (Correspondant à  $R_M/X_M = 0,10$ ) pour une puissance de moteur par paire de pôles  $\geq 1$  MW)

### 3.3.3.2. Calcul de courant de court-circuit symétrique coupé $I_b$ : [1]

La valeur efficace d'un cycle complet de la composante alternative symétrique du courant de court-circuit présumé à l'instant de la séparation d'ouverture des contacts du premier pôle de l'appareil de manœuvre.

Pour le réseau : 
$$I_b = I_{K3T}'' \quad (\text{Equation 65- norme 60909-0})$$

Pour les moteurs : 
$$I_b = \mu \cdot q \cdot I_{K3M}'' \quad (\text{Equation 69-73- norme 60909-0})$$

$$\mu = 0,62 + 0,72e^{-0,32I_{KM}''/I_{rM}}$$

$$q = 0,57 + 0,12 \cdot \ln(P_M / P)$$

Ces deux relations sont prises pour un temps de coupure:  $t_{\min} = 100 \text{ ms}$  .

$t_{\min}$ : Temps mort minimal d'établissement du court-circuit, souvent égal au temps de retard d'un disjoncteur.

Le courant  $I_b$  permet de vérifier le pouvoir de coupure d'un disjoncteur retardé. [8]

### 3.3.3.3. Calcul du courant de court-circuit permanent $I_K$ : [1]

La valeur efficace du courant de court-circuit se maintenant, après extinction des phénomènes transitoires.

$$I_{KT} = I_{K3T}''$$

Pour le groupe de production le courant de court-circuit permanent est donné par l'équation :

$$I_{KG} = \lambda \cdot I_{K3G}''$$

Avec :

- $\lambda = \lambda_{\min}$  pour le calcul des courants minimaux.
- $\lambda = \lambda_{\max}$  pour le calcul des courants maximaux.

Les moteurs asynchrones ne contribuent pas au courant de court-circuit permanent donc :

$$I_{KM} = 0$$

### 3.3.3.4. Calcul du courant capacitif $I_{co}$ : [12]

Dans un tel réseau, un défaut phase-terre ne provoque qu'un faible courant par l'intermédiaire des capacités phase-terre des phases saines, il se calcule pour chaque câble comme suit :

$$I_{co} = 3C_0L\omega V$$

Où :

$C_0$ : La capacité par la longueur de la liaison, donnée par la norme ( NF C13-205)

$L$ : La longueur du câble.  $\omega = 2\pi f$  : Pulsation.  $V$ : La tension simple.

Le calcul des courants capacitifs des câbles est donné dans l'annexe-C.

### 3.3.4. Exemple de calcul :

Afin d'expliquer la méthode utilisée, nous prenons comme exemple le calcul du moteur commande broyeur BK5. L'emplacement du moteur est donné sur le schéma ci-dessous.

Dans un premier temps, nous allons calculer les impédances maximales et minimales selon les deux configurations (maximale et minimale) du réseau.

Dans un deuxième temps, nous allons calculer les différents courants de court-circuit.

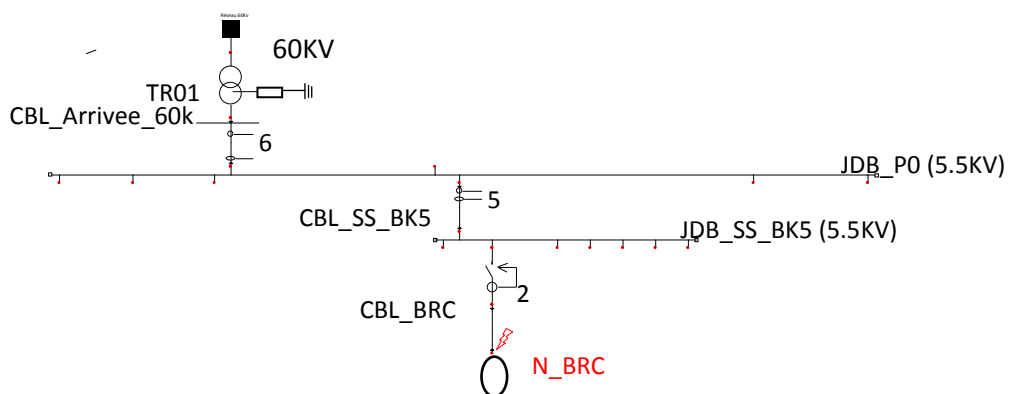


Figure 26: l'emplacement du moteur broyeur ciment BK5

#### *Le calcul maximal :*

Ce moteur est alimenté via le transformateur TR1 ainsi que la station des groupes.

Donc nous allons modéliser le réseau comme suit, en supposant que le court-circuit a lieu aux bornes du moteur.



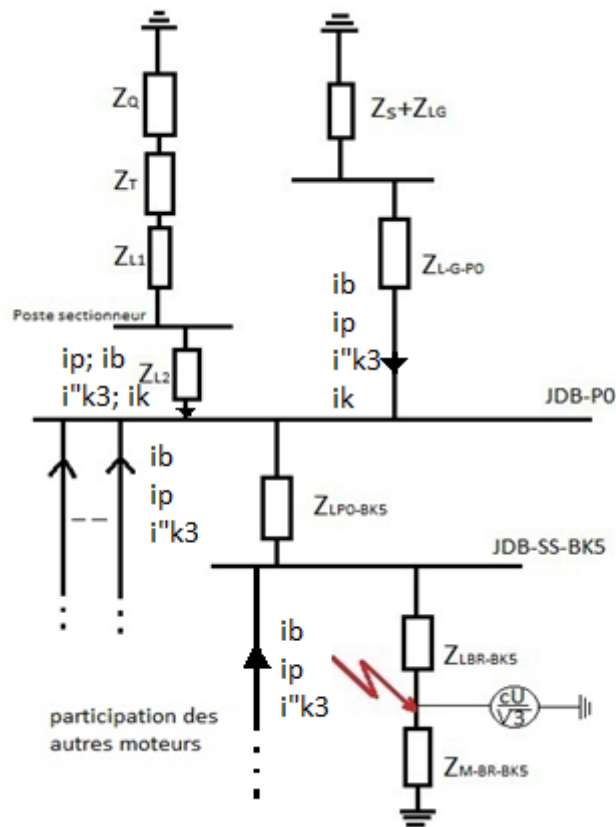


Figure 27: La modélisation des impédances - Exemple moteur broyeur ciment BK5 (cas max)

### 3.3.4.1. Calcul des impédances minimales:

Le réseau amont :

Nous avons calculé l'impédance amont à partir de la relation 2.4.1:

Application numérique :

$$c_{max} = 1,1 ; S_{ccmax} = 1522 \text{ MVA} ; \frac{R}{X} \text{ min} = 0,343 ; U_n = 63 \text{ KV} ; U_{T0} = 5.85 \text{ KV} ;$$

$$t_r = \frac{U_n}{U_{T0}} = 10,769$$

Donc nous calculons  $I''_{kQ} = 13,94 \text{ KA}$  au primaire.

$$Z_Q = 0.0243 \Omega$$

Donc  $X_Q$  et  $R_Q$  sont données par l'équation liant  $Z_Q$  et  $X_Q$ :

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_Q}{X_Q}\right)^2}}$$

Application numérique :

$X_Q = 0.023 \Omega$	$R_Q = 0.01 \Omega$
----------------------	---------------------

Le transformateur TR1 :

**Données :**

D'après les équations du transformateur, application numérique :

$$S_{rT} = 30 \text{ MVA} ; u_{kr}\% = 10.6 ; U_{rT} = 5500 \text{ V} ;$$

$$Z_T = 0.107 \Omega$$

$$x_T = \frac{X_T}{X_b} = \frac{0.107 \times 30 \times 10^3}{5500^2} = 0.106 \text{ pu}$$

Nous calculons le coefficient de correction:  $K_T = 0.98$

Donc :  $Z_{TK} = 0.98 \times 0.107 = 0.105 \Omega$

L'impédance homopolaire  $Z_{0TK}$  du transformateur est égale à :  $Z_{0TK} = 0.105 \Omega$

Câble L1+L2 :

**Données :**

L1 :  $L_1 = 30 \text{ m}$  ;  $S_1 = 12 \times 240 \text{ mm}^2$  ; Ame en aluminium.

L2 :  $L_2 = 135 \text{ m}$  ;  $S_2 = 6 \times 630 \text{ mm}^2$  ; Ame en aluminium.

Donc l'impédance directe totale des deux lignes L1 et L2 est égale à :

$$X_L = x \cdot (L_1 + L_2) \text{ et } R_L = \rho_{\min(\text{Al})} \times \left( \frac{L_1}{S_1} + \frac{L_2}{S_2} \right)$$

Avec :

$$x = 0.00035 \frac{\Omega}{\text{m}} \text{ et } \rho_{\min(\text{Al})} = 0.029 \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Donc nous obtenons :

$X_L = 0.058 \Omega$	$R_L = 0.00137 \Omega$
----------------------	------------------------

$$Z_L = \sqrt{X_L^2 + R_L^2} = 0.058 \Omega$$

Donc l'impédance homopolaire de la ligne est égale :

$$Z_{0L} = 0.174 \Omega$$

Câble LG :

Données :

$$L_G = 20 \text{ m}$$

$$S_G = 1 \times 95 \text{ mm}^2 ; \text{ Ame en cuivre.}$$

$$X_L = x \cdot L_G \text{ et } R_{LG} = \rho_{\min(\text{Cu})} \times \frac{L_G}{S_G}$$

$$\text{Avec : } \rho_{\min(\text{Cu})} = 0.018 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$$

Nous obtenons :

$X_{LG} = 0.007 \Omega$	$R_{LG} = 3.80 \times 10^{-3} \Omega$
-------------------------	---------------------------------------

$$\text{Donc : } Z_{LG} = \sqrt{X_{LG}^2 + R_{LG}^2} = 0.008 \Omega$$

Le groupe de production :

L'impédance du groupe de production est donnée par la relation 2.4.4:

$$\text{Application numérique: } c_{\max} = 1,1 ; U_n = 5500 \text{ V};$$

Pour le générateur :  $x''_d = 0,15 \text{ pu}$  ;  $\sin \phi_{rG} = 0,6$  ;

Pour le transformateur de groupe :  $S_{rT} = 1600 \text{ KVA}$  ;  $u_{kr} = 6\%$  ;  $U_{rG} = 400 \text{ V}$  ;

D'après 2.3.5.3, Alors nous avons trouvé:  $K_s = 0.946$  ;

$$\frac{U_{rTHV}}{U_{rTLV}} = \frac{5750}{400}$$

Nous calculons l'impédance du groupe ramenée au secondaire :

$$Z_G = 0.15 \times \frac{5500^2}{1340 \times 10^3} = 3.21 \Omega$$

$$Z_{THV} = 1.13 \Omega$$

$$\text{Donc nous calculons } Z_s = 0.946 \times (3.21 + 1.13) = 4.10 \Omega$$

$$\text{Ce qui donne l'impédance totale : } Z_s + Z_{LG} = 4.11 \Omega$$

L'impédance équivalente des huit groupes de production en parallèle est égale à :

$$\frac{4.11}{8} = 0.51 \Omega$$

Câble LG-P<sub>0</sub> :

Données :

$$L_{G-P0} = 70 \text{ m}$$

$$S_{G-P0} = 9 \times 240 \text{ mm}^2 ; \text{ Ame en cuivre.}$$

Application numérique :

$$X_{LG-P0} = 0.0245 \Omega$$

$$R_{LG-P0} = 0.001 \Omega$$

$$\text{Donc : } Z_{LG-P0} = \sqrt{X_{LG-P0}^2 + R_{LG-P0}^2} = 0.0245 \Omega$$

Câble LP<sub>0</sub> - BK<sub>5</sub> :

Données :

$$L_{G-P0} = 310 \text{ m}$$

$$S_{G-P0} = 2 \times 240 \text{ mm}^2 ; \text{ Ame en cuivre.}$$

$$X_{LP0-BK5} = 0.1085 \Omega$$

$$R_{LP0-BK5} = 0.02 \Omega$$

$$\text{Donc : } Z_{LP0-BK5} = \sqrt{X_{LP0-BK5}^2 + R_{LP0-BK5}^2} = 0.110 \Omega$$

Donc l'impédance homopolaire de la ligne est égale :

$$Z_{0LP0-BK5} = 0.33 \Omega$$

Câble LBR-BK5 :

Données :

$$L_{BR} = 15 \text{ m}$$

$$S_{G-P0} = 1 \times 35 \text{ mm}^2 ; \text{ Ame en cuivre.}$$

$$X_{LBR} = 0.00525 \Omega$$

$$R_{LBR} = 0.008 \Omega$$

$$\text{Donc : } Z_{LBR} = \sqrt{X_{LG-P0}^2 + R_{LG-P0}^2} = 0.01 \Omega$$

Donc l'impédance homopolaire de la ligne est égale :

$$Z_{0LBR} = 0.03 \Omega$$

Récapitulons :

Donc nous avons calculé les impédances directes équivalentes au point de court-circuit :

$$Z_{Tr} = 0.307 \Omega$$

$$Z_{Gr} = 0.65 \Omega$$

L'impédance homopolaire équivalente au point de court-circuit :

$$Z_n = 0.639 \Omega$$

Le moteur BK5 :

Afin de calculer la contribution de ce moteur au courant de court-circuit à ses bornes, on est amené à calculer son impédance directe :

Avec :

$$\frac{I_L}{I_n} = 5.5$$

$$S_n = \frac{P_m}{\eta_M \times \cos \varphi_M} = \frac{1000}{0.96 \times 0.87} = 1197.318 \text{ KVA}$$

Donc : 
$$Z_M = \frac{1}{5} \cdot 5 \times \frac{5500^2}{1197.31 \times 10^3} = 4.593 \Omega$$

**Remarque :**

L'ensemble des calculs de la participation des moteurs est donné sur l'annexe C.

**3.3.4.2. Calculs des courants de court-circuit maximaux:**

*Calcul de  $I''_{K3}$ :*

Pour calculer le courant de court-circuit symétrique initial  $I''_{K3}$  aux bornes du moteur BK5, on calcule le courant  $I''_{K3}$  pour le réseau, les groupes de production sans oublier la contribution des moteurs.

Pour le réseau : l'impédance directe totale aux bornes du moteur est donnée par :

**$Z_{Tr} = 0.307 \Omega$**

Pour les groupes : l'impédance directe totale est égale à :

**$Z_{Gr} = 0.65 \Omega$**

Donc nous avons calculé le courant  $I''_{K3T}$  suivant la relation:

$$I''_{K3T} = \frac{c_{\max} U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{tr}}$$

$I''_{K3T} = 11,4 \text{ KA}$

De la même manière, nous calculons le courant  $I''_{K3G}$  et  $I''_{K3M}$ ; Avec  $I''_{K3M}$  est la somme des courants de court-circuit symétriques initiaux pour les moteurs de la ligne P0 (couplage des deux rames), ou bien du jeu de barres rame deux (séparation des deux rames).

$I''_{K3G} = 5,3 \text{ KA}$

$I''_{K3M} = 13,76 \text{ KA}$  (Les deux rames sont couplées)

$I''_{K3M} = 7,28 \text{ KA}$  (Les deux rames sont séparées)

Donc nous calculons le courant de court-circuit symétrique initial maximal  $I''_{K3}$

$$I''_{K3} = I''_{K3T} + I''_{K3G} + I''_{K3M}$$

$I''_{K3} = 30, 46 \text{ KA}$  (Les deux rames sont couplées)

$I''_{K3} = 18, 71 \text{ KA}$  (Les deux rames sont séparées)

D'une autre part le courant biphasé est déduit :

$I''_{K2} = 26, 24 \text{ KA}$  (Les deux rames sont couplées)

$I''_{K2} = 16, 20 \text{ KA}$  (Les deux rames sont séparées)

Calcul de  $i_p$ :

De même, nous calculons la valeur crête du courant de court-circuit des trois éléments (réseau, groupes, et moteurs).

$$i_p = i_{pM} + i_{pT} + i_{pG}$$

Avec :

$$i_{pT} = 27.1 \text{ KA}$$

$$i_{pG} = 13.72 \text{ KA}$$

$$i_{pM} = 33.74 \text{ KA} \quad (\text{Les deux rames sont couplées})$$

$$i_{pM} = 17.74 \text{ KA} \quad (\text{Les deux rames sont séparées})$$

Donc le  $i_p$  total :

$$i_p = 74.56 \text{ KA} \quad (\text{Les deux rames sont couplées})$$

Remarque :

Cette valeur est assez grande, l'une des recommandations est de séparer les deux rames de la ligne une. Le courant crête  $i_p$  deviendra alors 58,5 KA, qui est une valeur acceptable pour une tenue électrodynamique du tableau de 62,5 KA.

Calcul du courant coupé  $i_b$ :

Le courant de coupure symétrique au point de court-circuit peut être calculé par l'addition des contributions individuelles de courant de coupure:

$$i_b = i_{bT} + i_{bM} + i_{bG}$$

Donc :  $i_b = 25.82 \text{ KA}$  (Les deux rames sont couplées)

Et  $i_b = 17.04 \text{ KA}$  (Les deux rames sont séparées)

*Le calcul minimal :*

Ce moteur est alimenté via le transformateur TR3 (25MVA) seulement.

Donc on modélise le réseau comme suit, en supposant que le court-circuit a lieu aux bornes du moteur :

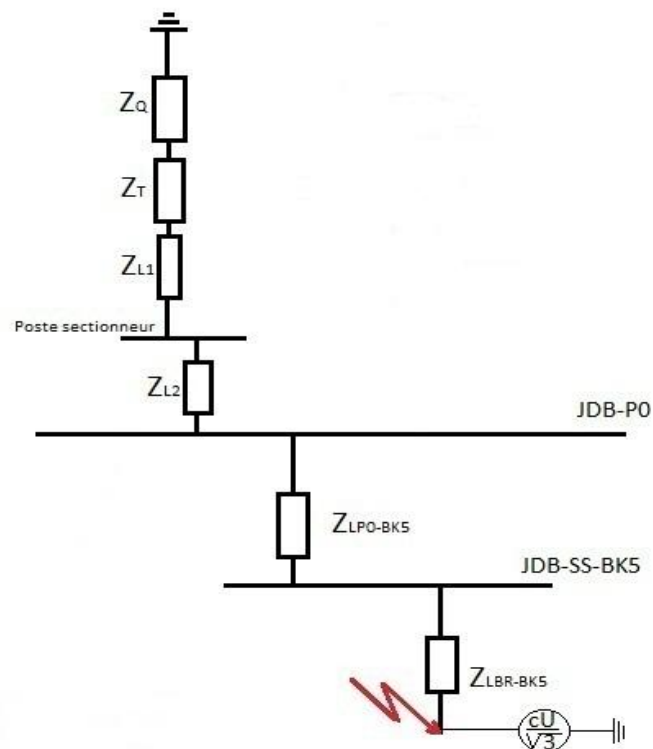


Figure 28: modélisation des impédances exemple moteur broyeur ciment BK5 (cas minimal)

**3.3.4.3. Calcul des impédances maximales:**

Le réseau amont :

On calcule l'impédance amont :

Application numérique :



$$c_{\min} = 1 ; S_{cc\min} = 1128 \text{ MVA} ; \frac{R}{X} \text{max} = 0,41 ; U_n = 63 \text{ KV} ; U_{T0} = 5.85 \text{ KV} ;$$

$$t_r = \frac{U_n}{U_{T0}} = 10,769$$

Donc nous calculons  $I''_{KQ}=10,33 \text{ KA}$

$Z_Q = 0.027 \Omega$
----------------------

$X_Q$  et  $R_Q$  sont données par l'équation liant  $Z_Q$  et  $X_Q$ :

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_Q}{X_Q}\right)^2}}$$

$X_Q = 0.025 \Omega$
----------------------

$R_Q = 0.01 \Omega$
---------------------

Le transformateur TR3 :

Données :

D'après les équations du transformateur 2.4.3

Application numérique :

$$S_{rT} = 25 \text{ MVA} ; u_{kr}\% = 10.72 ; U_{rT} = 5500 \text{ V} ;$$

$$Z_T = 0.13 \Omega$$

$$x_T = 0.122 \text{ pu}$$

Donc nous calculons le coefficient de correction 2.3.6.3 :  $K_T = 0.97$

$$Z_{TK} = 0.97 \times 0.13 = 0.125 \Omega$$

L'impédance homopolaire  $Z_{0TK}$  du transformateur est égale à :

$$Z_{0TK} = 0.125 \Omega$$

Câble L1+L2 :

Données :

L1 :  $L_1 = 30 \text{ m} ; S_1 = 12 \times 240 \text{ mm}^2$  ; Ame en aluminium.

L2 :  $L_2 = 135 \text{ m}$  ;  $S_2 = 6 \times 630 \text{ mm}^2$ ; Ame en aluminium.

Donc l'impédance directe totale des deux lignes L1 et L2 est égale à :

$$X_L = x \cdot (L_1 + L_2) \quad \text{et} \quad R_L = \rho_{\max(\text{Al})} \times \left( \frac{L_1}{S_1} + \frac{L_2}{S_2} \right)$$

Avec :

$$x = 0.00035 \frac{\Omega}{\text{m}} \quad \text{et} \quad \rho_{\max(\text{Al})} = 0.029 \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Donc nous obtenons :

$X_L = 0.058 \Omega$	$R_L = 0.0011 \Omega$
----------------------	-----------------------

$$Z_L = \sqrt{X_L^2 + R_L^2} = 0.058 \Omega$$

Donc l'impédance homopolaire de la ligne est égale :

$$Z_{0L} = 0.174 \Omega$$

Câble LP<sub>0</sub> - BK<sub>5</sub> :

Données :

$$L_{G-P0} = 310 \text{ m}$$

$S_{G-P0} = 2 \times 240 \text{ mm}^2$  ; Ame en cuivre.

$$X_{LP0-BK5} = 0.1085 \Omega$$

$$R_{LP0-BK5} = 0.016 \Omega$$

Donc :

$$Z_{LP0-BK5} = \sqrt{X_{LG-P0}^2 + R_{LG-P0}^2} = 0.110 \Omega$$

Donc l'impédance homopolaire de la ligne est égale :

$$Z_{0LP0-BK5} = 0.33 \Omega$$

Câble LBR-BK<sub>5</sub> :

Données :

$$L_{BR} = 15 \text{ m}$$

$S_{BR} = 1 \times 35 \text{ mm}^2$  ; Ame en cuivre.

$$X_{LBR} = 0.00525 \Omega$$

$$R_{LBR} = 0.0064 \Omega$$

Donc :  $Z_{LBR} = \sqrt{X_{LG-P0}^2 + R_{LG-P0}^2} = 0.008 \Omega$

Donc l'impédance homopolaire de la ligne est égale :

$$Z_{OLBR} = 0.024 \Omega$$

#### 3.3.4.4. Calculs des courants de court-circuit minimaux:

En se basant sur la configuration minimale du réseau, on calcule les courants de court-circuit minimaux.

L'impédance directe totale aux bornes du moteur est donnée par :

$$Z_{Tr} = 0.33 \Omega$$

L'impédance homopolaire totale au point de court-circuit :

$$Z_h = 0.653 \Omega$$

On trouve alors :

$$I''_{K3} = I_K = 9,62 \text{ KA}$$

Ce qui nous donne une valeur crête de :  $I_p = 23.00 \text{ KA}$

Le courant biphasé est déduit :

$$I''_{K2} = I_{b2} = 7,3 \text{ KA}$$

La totalité des calculs des courants minimaux est donnée dans l'annexe C.

**N.B :** Après avoir élaboré la base de données des calculs, les résultats de la deuxième ligne P10 sont comparés aux résultats édités par CANECO HT. Les valeurs obtenues sont assez proches.

## Chapitre 4 : Etude de la sélectivité

Dans la pratique, une étude de la sélectivité consiste à déterminer les différents réglages (Seuils de courant et temporisations) des appareils de protection, tout en vérifiant la compatibilité entre les temps d'intervention définis pour les appareils en amont et ceux définis pour les appareils en aval.

Dans ce chapitre nous avons présenté :

- les différents appareillages de protection utilisés, comme nous avons traité les défauts qu'on peut envisager et les fonctions de protection contre chaque défaut.
- Les courbes de réglage sur des repères logarithmiques et les fiches des réglages qui représentent le résumé de l'étude.

## 4.1. L'appareillage utilisé :

### 4.1.1. Les capteurs :

Nous parlons des transformateurs de courant (capteur du courant de phase).

**Tableau XVI: Exemple de TC de l'installation**

<i>Emplacement</i>	<i>Marque</i>	<i>Type</i>	<i>Puissance</i>	<i>Précision</i>	<i>rappor</i>
<i>Cellule POSTE P3 de puissance 1600 KVA</i>	<i>Merlin Gerin</i>	<i>TCR1</i>	<i>15 VA</i>	<i>0,5</i>	<i>200/5 A</i>
<i>Cellule BROYEUR BK2</i>	<i>Merlin Gerin</i>	<i>TCR1</i>	<i>15 VA</i>	<i>0,5</i>	<i>200/5 A</i>

Le courant résiduel qui caractérise le courant de défaut à la terre est égal à la somme vectorielle des trois courants de phase.

La détection est réalisée grâce aux tores (capteurs du courant homopolaire) qui sont installés de plusieurs façons.

**Tableau XVII: Exemple de Tore de l'installation**

<i>Emplacement</i>	<i>Marque</i>	<i>Type</i>	<i>Calibre</i>
<i>Cellule POSTE P3 de puissance 1600 KVA</i>	<i>Merlin Gerin</i>	<i>CSH 200</i>	<i>2 A</i>
<i>Cellule BROYEUR BK2</i>	<i>Merlin Gerin</i>	<i>CSH</i>	<i>30 A</i>

### 4.1.2. Les fusibles

Les fusibles à moyenne tension doivent assurer, par leur rapidité et leur pouvoir de coupure, la sécurité des équipements.

Les données des fusibles sont présentées dans l'annexe B.

### 4.1.3. Les relais numériques

Les relais numériques installés sont à dominance Schneider Electric.

Leurs caractéristiques sont données dans l'annexe B.

## 4.2. La coordination de la sélectivité :

### 4.2.1. Le type des sélectivités utilisées :

Pour les réseaux industriels HTA, comme c'est le cas du réseau de l'usine LAFARGE-BOUSKOURA, la sélectivité chronométrique est recommandée pour assurer une protection contre le court-circuit sûre et avec back up (toujours une protection de réserve en amont). [12]

### 4.2.2. Les réglages utilisés :

Pour établir les réglages, nous avons pris en compte le fait que le paramétrage des seuils temps-courant dépend de plusieurs facteurs citons:

- La valeur limite du courant de court-circuit au point de défaut.
- Le courant maximal en fonctionnement normal.
- Les caractéristiques des équipements.
- ✚ Contrainte thermique.
- ✚ Possibilité de réglage.
- ✚ Précision du système de mesure.

Considérons le schéma suivant : [12]

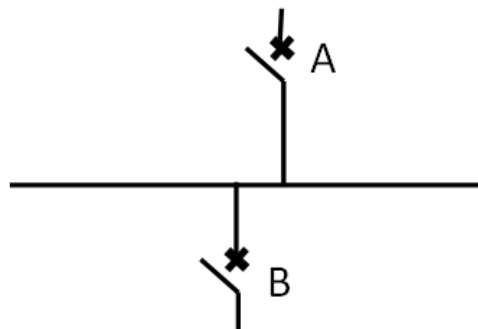


Figure 29: Schéma descriptif de deux étages de la protection.

#### 4.2.2.1. Réglage des protections à maximum du courant : [12] [3]

La protection en A est retardée pour laisser agir la protection en B, en plus, la constante  $T_A$  est inférieure au temps maximum de tenue thermique du matériel sur court-circuit.

Les réglages concernant les défauts entre phase sont donnés dans le tableau au-dessous :

Tableau XVIII: Les réglages de la protection à maximum du courant

	Seuil de courant	Seuil de temps
En A	$I_{rA} < 0.8 \times I_{ccmin}$	$T_A \geq T_B + 300 \text{ ms}$
En B	$I_{rB} < 0.8 \times I_{rA}$	$T_B \geq 100\text{ms}$

**Remarque :**

Les limites minimales des courants de réglages sont définies selon l'équipement étudié (voir l'exemple).

Donc nous pouvons élaborer les courbes de réglages des deux seuils comme suit :

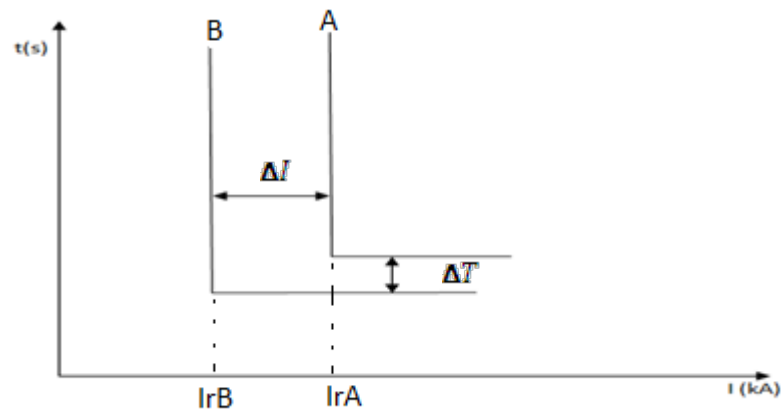


Figure 30: Les courbes de réglages-principe de la sélectivité.

**4.2.2.2. Réglage des protections terre:**

Le réglage des protections terre dépend de la précision du système de mesure du courant résiduel.

L'ensemble des réglages sont donnés dans le tableau ci-dessous : [12]

Tableau XIX: Les réglages de la protection terre

	Seuil de courant	Seuil de temps
En A	$I_{rA} > 1 \text{ A}$ pour <b>tore</b> $I_{rA} > 0.1 \text{ A} \times \ln(\text{TC})$ pour <b>3TC</b> $I_{rA} > 1.3 \text{ à } 1.5$ courant capacitif $I_{rA} < 0.8 \times I_{R1Emin}$	$T_A \geq T_B + 300\text{ms}$
En B	$I_{rB} > 1 \text{ A}$ pour <b>tore</b> $I_{rB} > 0.1 \text{ A} \times \ln(\text{TC})$ pour <b>3TC</b> $I_{rB} > 1.3 \text{ à } 1.5$ courant capacitif $I_{rB} < 0.8 \times I_{rA}$	$T_B \geq 100\text{ms}$

### 4.2.3. Les fonctions de protection :

Le tableau ci-dessous représente l'ensemble des fonctions de protections utilisées ainsi que leurs codes ANSI.

**Tableau XX: les fonctions de protection utilisées**

Protection à maximum de courant

- Défaut entre phases :
  - **50/51** : C'est une protection à maximum du courant de phase instantanée ou temporisée, associée à un disjoncteur.
- Défaut phase-terre :
  - **50/51N** : une protection à maximum de courant de terre instantanée ou temporisée.

Protection des équipements

- **49RMS** : une protection à image thermique utilisée pour surveiller l'échauffement.
- **48** : Pour le démarrage trop long, la temporisation est réglée à une valeur supérieure à la durée normale du démarrage.
- **51LR** : Pour le blocage rotor, la protection est activée hors période de démarrage, pour un courant supérieur à un seuil avec temporisation.
- **78 PS** : pour la perte de synchronisme, réservée aux groupes électrogènes. [3]

## 4.3. La protection des équipements :

### 4.3.1. Exemple d'étude :

Dans cet exemple nous avons établi la protection pour les différents équipements (transformateurs, moteur, condensateur et générateur), ainsi que la sélectivité entre les différents étages.

Pour assurer une sélectivité totale et précise, nous avons commencé par configurer les réglages aux bornes de tous les équipements installés, en suite pour fixer les réglages au niveau de l'arrivée d'un jeu de barre, nous avons pris en compte l'équipement qui représente le maximum des seuils de courant et de temps.

Ces seuils de courant et de temps au niveau de l'arrivée doivent respecter le principe de la sélectivité.



### 4.3.2. La protection du transformateur :

Pour décrire la méthodologie du travail, nous avons pris comme exemple le transformateur P5 1600 KVA sur la Rame2-P0.

Nous avons établi la protection vis-à-vis les défauts entre phases et la protection vis-à-vis les défauts phase-terre.

#### 4.3.2.1. La protection vis-à-vis des défauts entre phases :

La courbe d'enclenchement : [12]

Les données de ce transformateur sont :

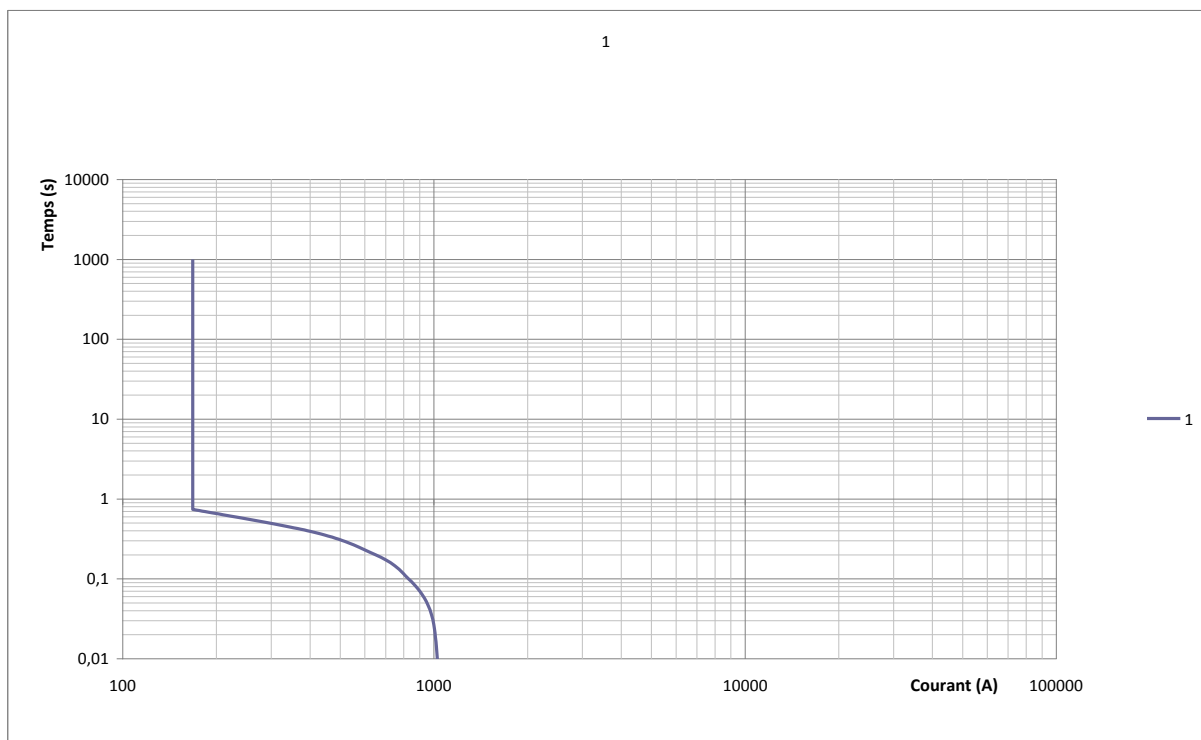
**Tableau XXI: Caractéristiques du transformateur P5 1600 KVA**

$S_N$ (KVA)	$I_e / I_N$	$\tau e$ (s)	$I_N$ (A)
1600	9	0,4	168

La zone d'enclenchement est définie par la fonction courant/temps :

$$I(t) = \hat{I} \cdot e^{-t/\tau e} \quad \text{d'où} \quad t = \tau e * \ln(\sqrt{2} \cdot I / n_e \cdot I_N) \quad ; \quad n_e \text{ et } \tau e \text{ donnés par la constructeur.}$$

Ce qui nous a donné la courbe suivante :



**Figure 31:la courbe d'enclenchement du transformateur P5.**

Le courant limite de court-circuit.

Après avoir calculé les courants de court-circuit minimaux, nous avons trouvé que le  $I_{ccmin}$  aux bornes de ce transformateur égal à 13,74 KA.

On définit alors la limite de  $I_{ccmin}$  par :

$0,8 \times 13,74 = 11 \text{ KA}$  (voir courbe repère 0)

Les seuils de réglage :

Pour assurer une protection acceptable, il faut placer les seuils du réglage de telle façon qu'ils soient éloignés de la courbe d'enclenchement et de la limite de courant de court-circuit.

- La protection (ANSI 50/51), doit vérifier les conditions suivantes :
  - ✚ Seuil de courant : supérieure au courant dû à un court-circuit au secondaire ( $I_{cc \text{ aval}} = 1,96 \text{ KA}$ ), et inférieure à  $0,8 \times I_{cc \text{ min}}$  (11 KA) avec un seuil de temps : 100 ms.
  - ✚ Un deuxième seuil avec temps constant, le seuil de courant doit être inférieur à 5 fois le courant nominal du transformateur avec une temporisation sélective par rapport à l'aval 400ms. (voir courbe repère 2)
  - ✚ En temps dépendant, la courbe VIT (very inverse time) est bien adaptée pour notre cas, avec une asymptote de  $1,1 \times I_n$  et 100ms pour  $10 \times I_n$ . (voir courbe repère dép.)

Donc nous pouvons prendre les seuils suivants :

**Tableau XXII: les seuils du réglage pour le transformateur P5**

	Seuil du courant (A)	Temporisation (ms)
ANSI 50/51 (DT)	2000	100
ANSI 50/51 (DT)	600	400
ANSI 50/51 (VIT)	184	100

Le tracé des courbes de réglage est comme suit :

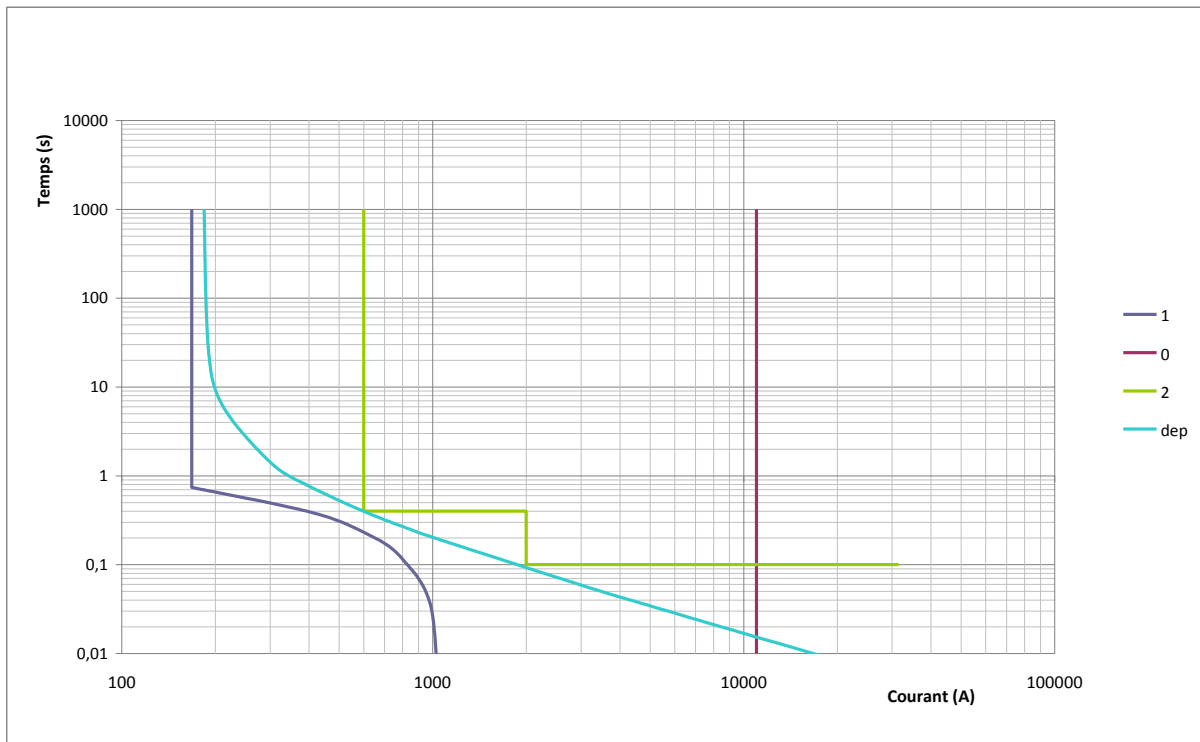


Figure 32: la courbe de réglages pour le transformateur P5.

#### 4.3.2.2. La protection vis-à-vis des défauts phase-terre :

Limite du courant de court-circuit homopolaire:

Nous rappelons que le circuit magnétique d'un transformateur risque d'être endommagé pour un courant homopolaire au delà de 20A selon les recommandations des constructeurs.

La résistance de limitation impose la barre de 50A maximum.

Les seuils de réglage :

Pour assurer une protection acceptable, il faut placer le seuil de réglage de telle façon qu'il soit inférieur à la limite de courant de court-circuit homopolaire et supérieur à la valeur du courant capacitif pour éviter les déclenchements par sympathie.

Tableau XXIII: Protection vis à vis des défauts phase-terre du transformateur P5

	Seuil de courant (A)	Seuil de temps (ms)
ANSI 51N	2	100

Donc nous avons tracé la courbe de réglage suivante :

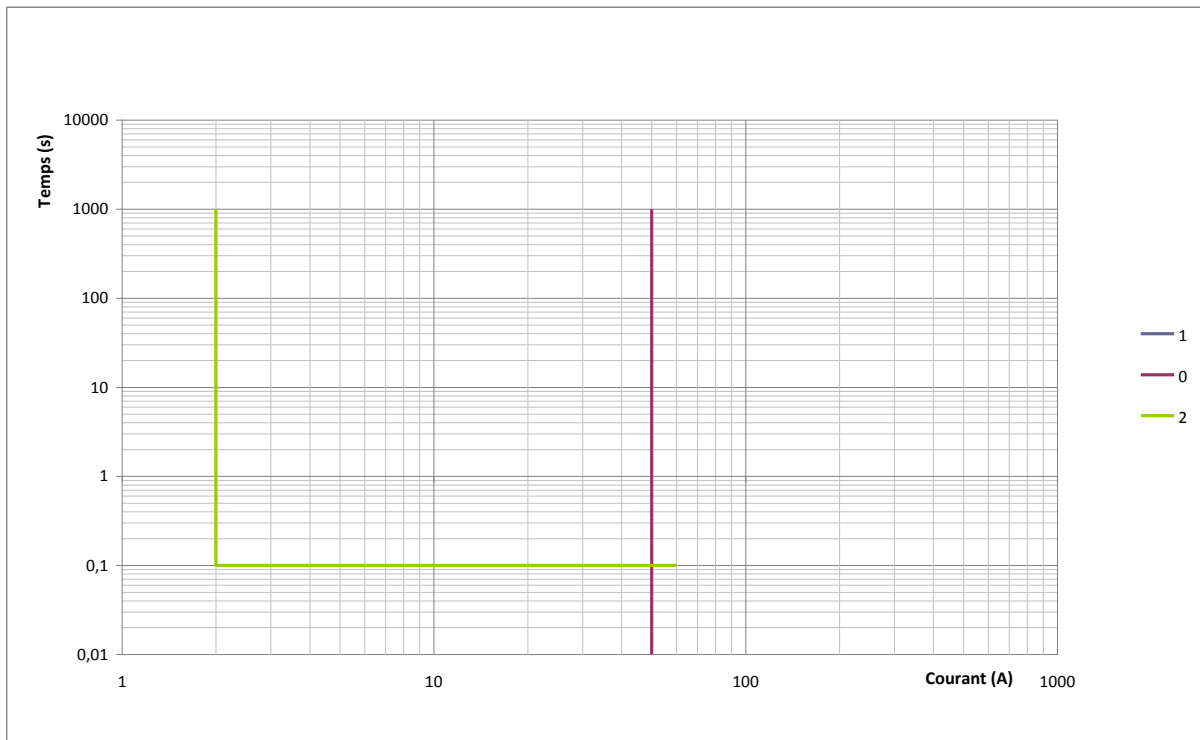


Figure 33: La courbe de réglage de la protection vis à vis des défauts phase-terre

### 4.3.3. La protection du moteur:

Pour décrire la méthodologie du travail, nous avons pris comme exemple le moteur broyeur ciment BK1 3530 KW Rame2-P0.

#### 4.3.3.1. La protection vis-à-vis des défauts entre phases :

La zone de démarrage :

Les données du moteur sont :

Tableau XXIV: les caractéristiques du moteur broyeur BK1

$P_m(KW)$	$\eta$	$\text{Cos}(\varphi)$	$S_n(KVA)$	$I_n(A)$	$I_d/I_n$	$t_d(s)$
3530	0,96	0,89	4132	434	2,5	28

La zone de démarrage est définie par les deux seuils (le courant de démarrage  $I_d$  et le courant nominal  $I_n$ ) du moteur durant la durée de démarrage  $t_d$ .

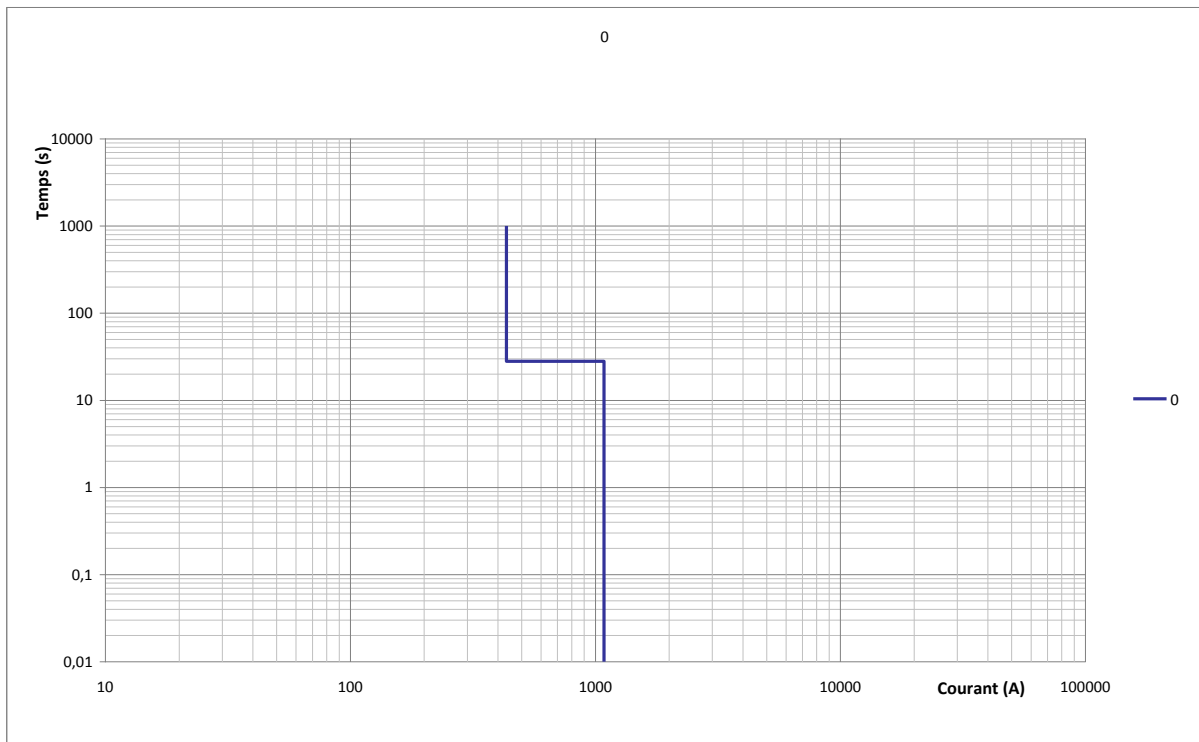


Figure 34: la courbe de démarrage du moteur BK1

Le courant limite de court-circuit :

Après avoir calculé les courants de court-circuit minimaux, nous avons trouvé que le  $I_{ccmin}$  aux bornes de ce moteur est égal à 13,7 KA

On définit alors la limite de  $I_{ccmin}$  par :

$$0,8 \times 13,7 = 10,96 \text{ KA (voir courbe repère 1)}$$

Les seuils de réglage :

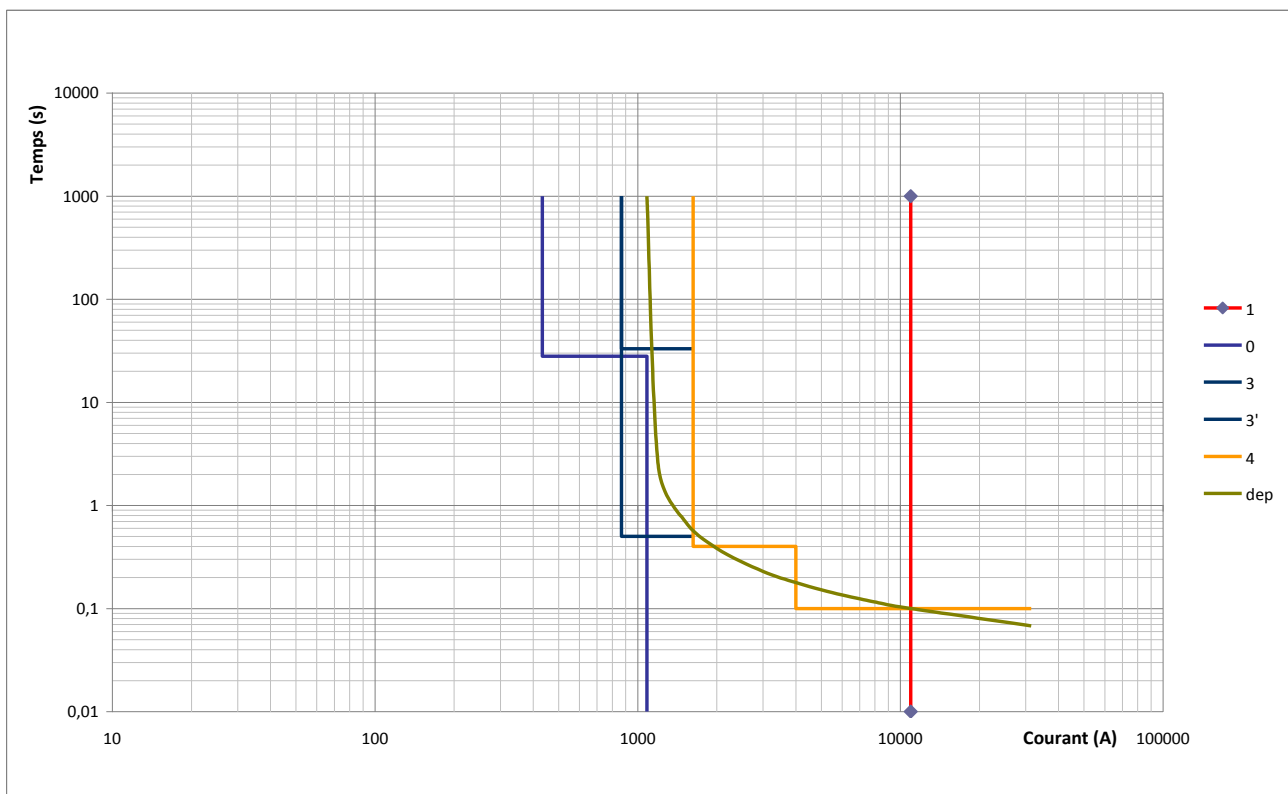
- La protection démarrage trop long (AINSI 48) :
  - ✚ Seuil de courant : de l'ordre de  $2 \times I_n$ , soit  $2 \times 434 = 868 \text{ A}$ .
  - ✚ Temporisation : temps de démarrage plus 5 secondes, Soit 33s.
- La protection blocage rotor (ANSI 51LR) :
  - ✚ Seuil de courant : 868 A avec tempo de 0,5s (Voir courbe repère 3)
- La protection (ANSI 50/51) :
  - ✚ Seuil de courant instantané : supérieur à  $1,5 I_d$ , et inférieur au courant limite, soit 4 KA et temporisation de 100ms
  - Seuil de courant retardé à temps constant : à  $1,5 I_d$ , soit 1,6 KA et temporisation de 400ms. (voir courbe repère 4)
  - ✚ Seuil de courant retardé à temps dépendant SIT (standard inverse time) : avec asymptote au courant de démarrage et temporisation de 100ms. (Voir courbe repère dep.)

Donc nous avons pris les seuils suivants :

**Tableau XXV: Les seuils de réglage pour le moteur broyeur BK1**

	Seuils de courant (A)	Temporisations
50/51 (DT)	4000	100 ms
50/51 (DT)	1626	400 ms
50/51 (SIT)	1084	100 ms
48	868	33s
51LR	868	500ms

Donc nous avons tracé les courbes de réglage de ce moteur :



**Figure 35: les courbes de réglage : moteur broyeur BK1.**

#### 4.3.3.2. La protection vis-à-vis les défauts phase-terre :

Les seuils de réglage :

Pour assurer une protection acceptable, il faut placer le seuil de réglage de telle façon qu'il soit éloigné de la limite de courant de court-circuit homopolaire.

Donc nous avons pris les réglages suivants :

Tableau XXVI: Protection vis-à-vis des défauts phase-terre du moteur broyeur BK1

	Seuil de courant (A)	Seuil de temps (ms)
ANSI 51N	2	100

Donc nous traçons la courbe de réglage comme suit :

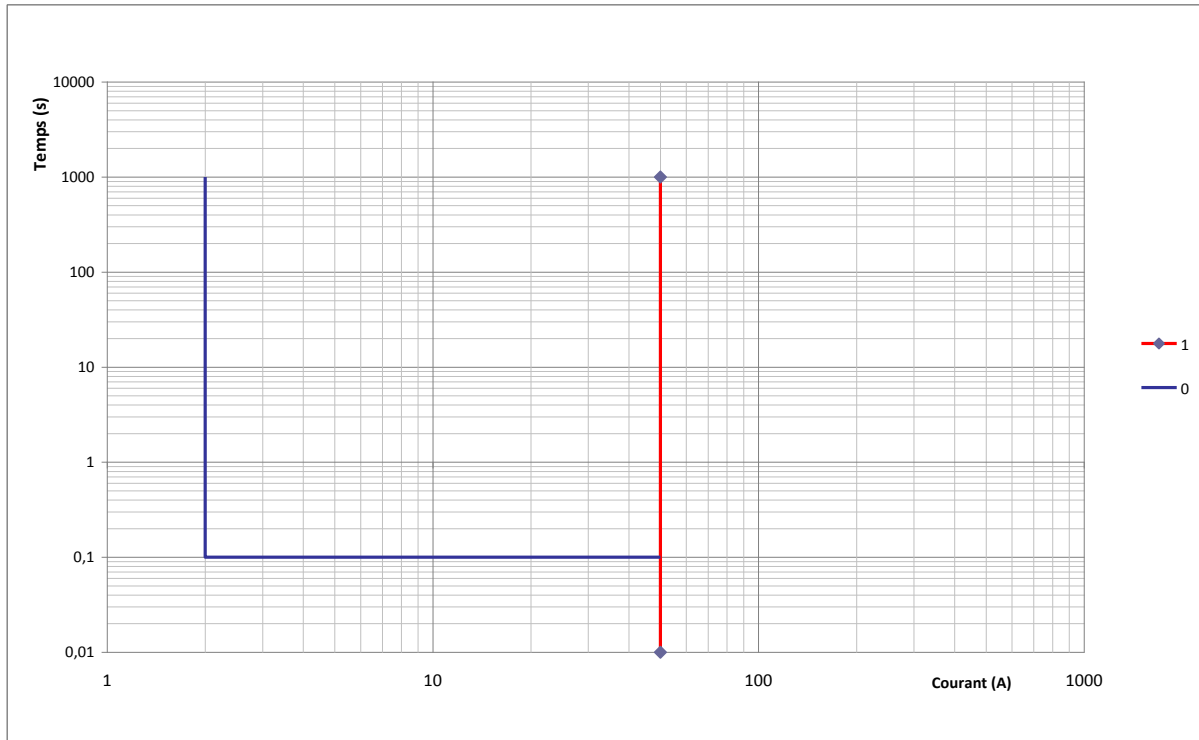


Figure 36: La courbe de la protection vis à vis des défauts phase-terre-moteur broyeur BK1

#### 4.3.4. La protection des condensateurs :

Pour décrire la méthodologie du travail nous avons pris comme exemple le condensateur C21 1710 KVA 180 A sur Rame1-P0.

##### 4.3.4.1. La protection vis-à-vis des défauts entre phases :

Le courant limite de court-circuit :

Après avoir calculé les courants de court-circuit minimaux, nous avons trouvé que le  $I_{ccmin}$  aux bornes de ce condensateur égal à 15,69 KA. On définit alors la limite de  $I_{ccmin}$  par :  $0,8 \times 15,69 = 12,55$  KA (voir courbe repère 0)

Les seuils de réglage :

- o La protection (ANSI 50/51):

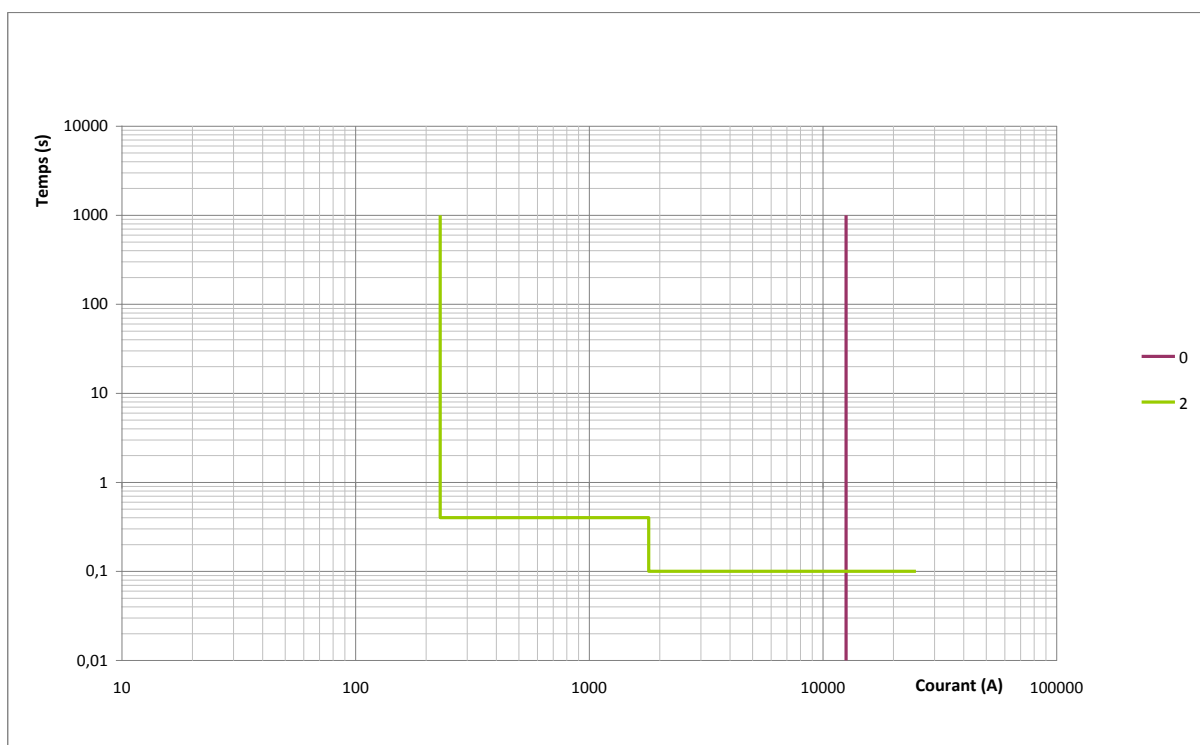
- Seuil de courant : de l'ordre  $10 * I_n$  et inférieur au courant limite, temporisation 100 ms.
- Seuil de courant retardé: égale à  $1,3 I_n$ , temporisation 400 ms.

Donc nous avons pris les réglages suivants :

**Tableau XXVII: Protection vis à vis défauts entre phases pour le condensateur C21**

	Seuil de courant (A)	Seuil de temps
ANSI 50/51	1795	100 ms
ANSI 50/51	2 30	400 ms

Nous avons tracé les courbes de réglage de ce condensateur :



**Figure 37: Les courbes de réglage du condensateur C21**

#### 4.3.4.2. La protection vis-à-vis les défauts phase-terre :

Le seuil de réglage :

Pour assurer une protection acceptable, il faut placer le seuil du réglage de telle façon qu'il soit éloigné de la limite du courant de court-circuit homopolaire.

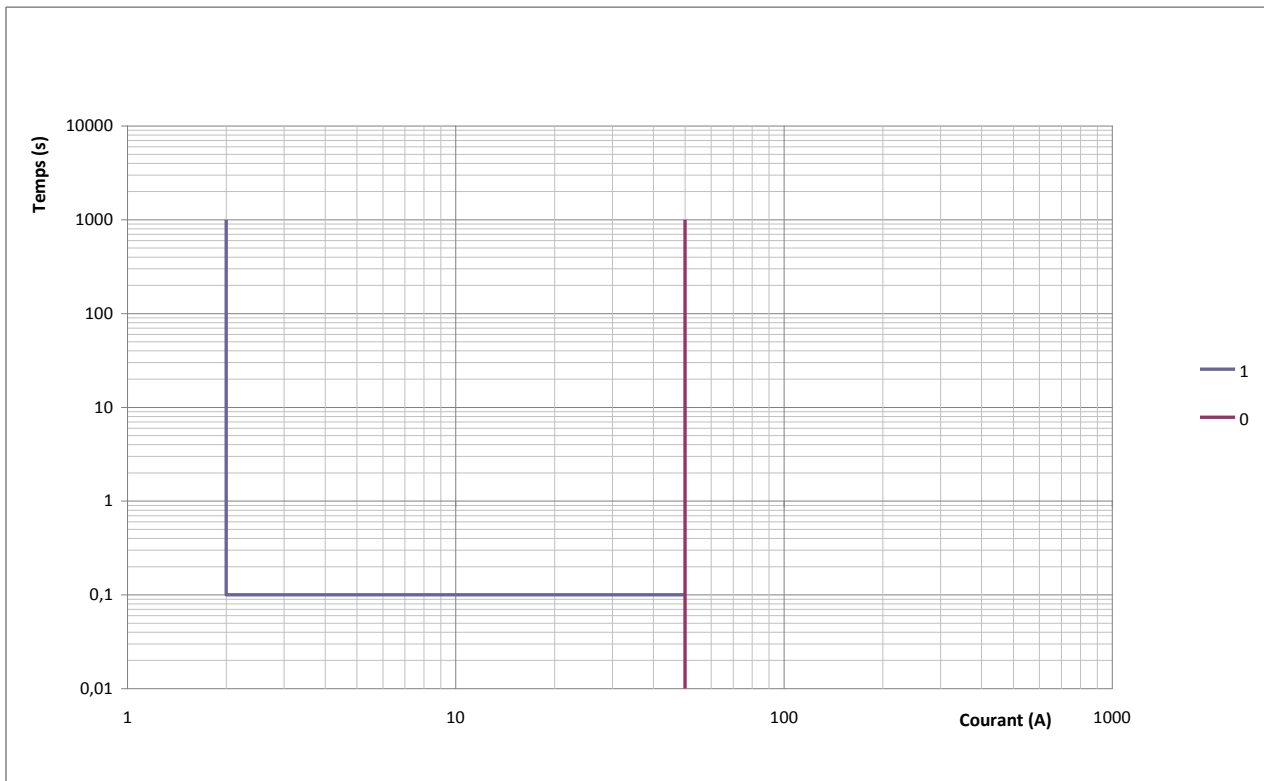
Donc nous avons pris les réglages suivants :

**Tableau XXVIII: Protection vis à vis des défauts phase-terre pour le condensateur C21**

	Seuil de courant (A)	Seuil de temps (ms)
ANSI 50/51N	2	100



Donc nous avons tracé la courbe de réglage suivante :



**Figure 38: Protection vis à vis des défauts phase-terre-condensateur C21**

#### 4.3.5. Etude d'un exemple de sélectivité :

Pour illustrer la sélectivité des protections nous avons pris comme exemple le transformateur TR-poste1 1000 KVA:

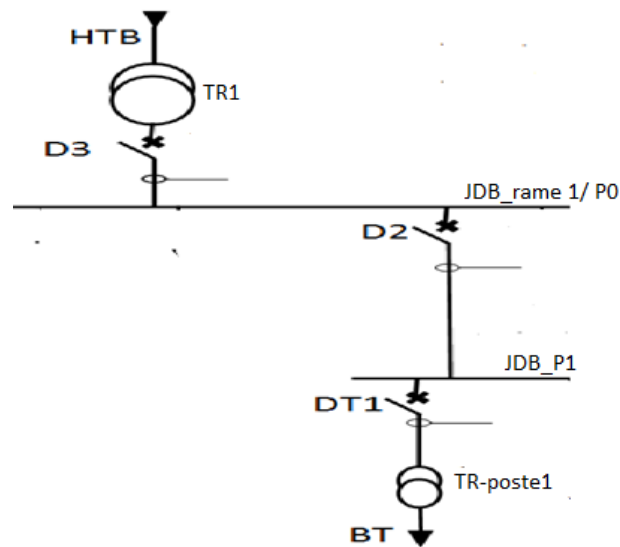


Figure 39: Emplacement du transformateur TR-poste 1

Le but est d'établir la sélectivité entre les trois niveaux D3, D2 et DT1.

#### 4.3.5.1. Le réglage de DT1 :

A l'identique de la démarche évoquée précédemment concernant la protection d'un départ transformateur, nous avons fixé les réglages du transformateur P1 comme suit :

Tableau XXIX: les seuils du réglage pour le transformateur P1

	Seuil du courant (A)	Temporisation (ms)
ANSI 50/51 (DT)	1100	100
ANSI 50/51 (DT)	400	400
ANSI 50/51 (VIT)	116	100

Le tracé des courbes de réglage est comme suit :

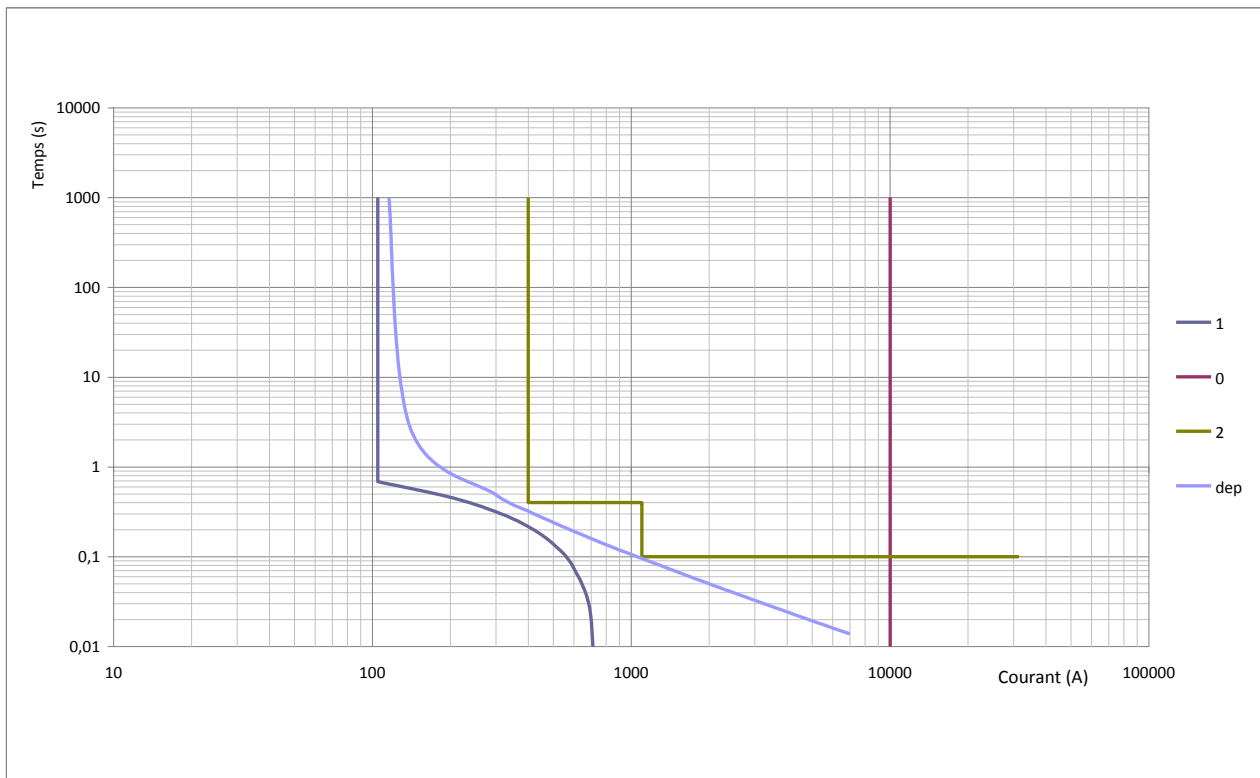


Figure 40: La courbe de réglages pour le transformateur P1 seul.

#### 4.3.5.2. Le réglage de D2 :

Après avoir établi les réglages de la protection de tous les départs de la sous station P1, nous avons pris la valeur maximale de ces réglages sur laquelle nous nous sommes basés pour définir le réglage de D2 (le 1<sup>er</sup> et 2<sup>eme</sup> seuil).

Donc nous avons pris les deux seuils maximaux (celles du moteur concasseur secondaire):

- 1<sup>er</sup> seuil : 800 A. à 100 ms
- 2<sup>eme</sup> seuil : 466 à 400 ms

La détermination des seuils de D2 :

- Les seuils des courants :
  - ✚ Le 1er seuil : doit être supérieur à  $1,2 \times 1er\ seuil$ , soit 1400A. [12]
  - ✚ Le 2eme seuil : doit être supérieur à  $1,2 \times 2eme\ seuil$ , soit 600A [12]
- Les temporisations :
  - ✚ Le 1er seuil : doit être supérieur à  $100\ ms + 300ms = 400\ ms$
  - ✚ Le 2eme seuil : doit être supérieur à  $400ms + 300ms = 700\ ms$

Donc nous avons choisi le réglage suivant (Voir courbe repère 3bis):

**Tableau XXX:les seuils de réglage du départ sous station P1**

	Seuil de courant (A)	Seuil de temps (ms)
ANSI 50/51 (DT)	1400	400
ANSI 50/51 (DT)	600	700

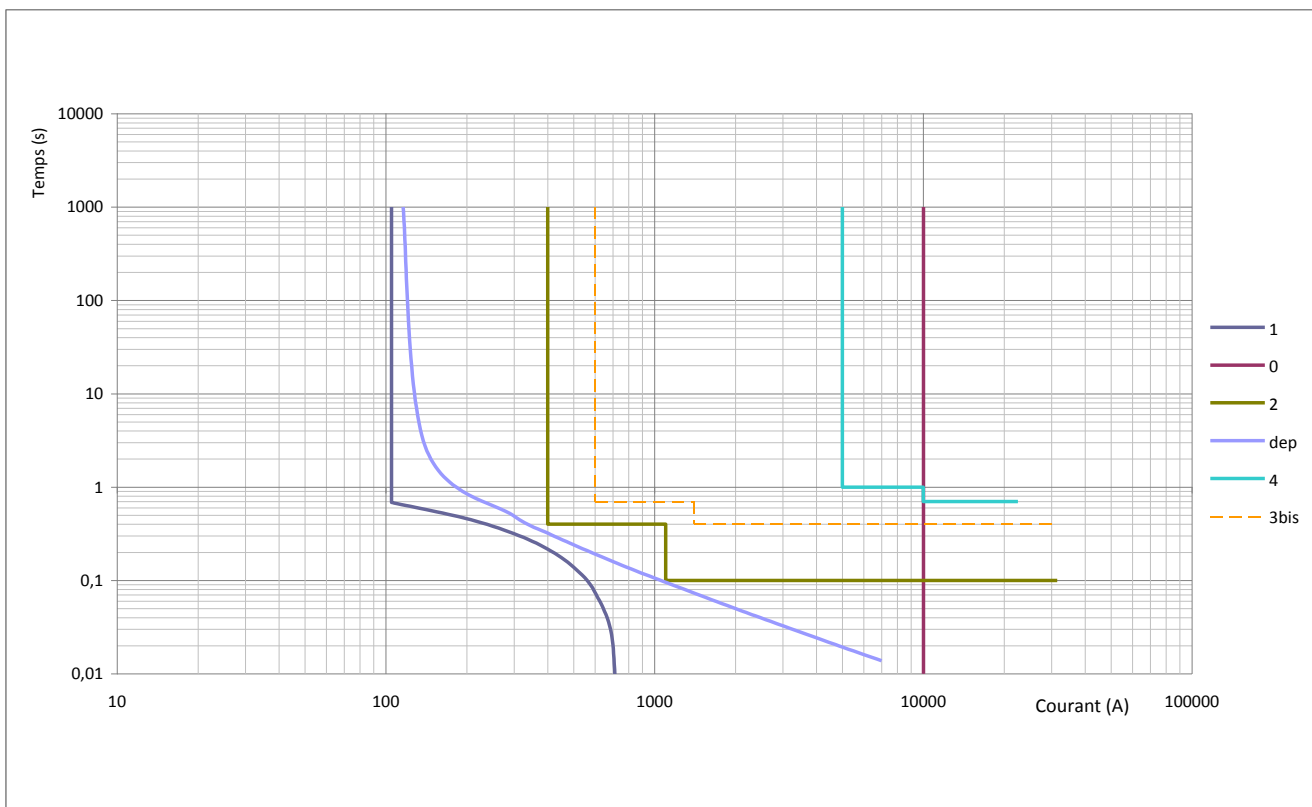
#### 4.3.5.3. Le réglage de D3 :

En comparant les seuils avals, en particulier le démarrage des deux moteurs BC1 à double attaque et tous les autres récepteurs supposés en marche, nous avons pris les seuils suivants ( Voir courbe repère 4) :

**Tableau XXXI: Les seuils de réglage de l'arrivée poste P0**

	Seuil de courant (A)	Seuil de temps (ms)
ANSI 50/51 (DT)	10000	700
ANSI 50/51 (DT)	5000	1000

Donc nous avons tracé les courbes de sélectivité suivantes :



**Figure 41: les courbes de sélectivité phase-phase du transformateur TR-P1**

Le même principe pour la sélectivité de défaut phase-terre.

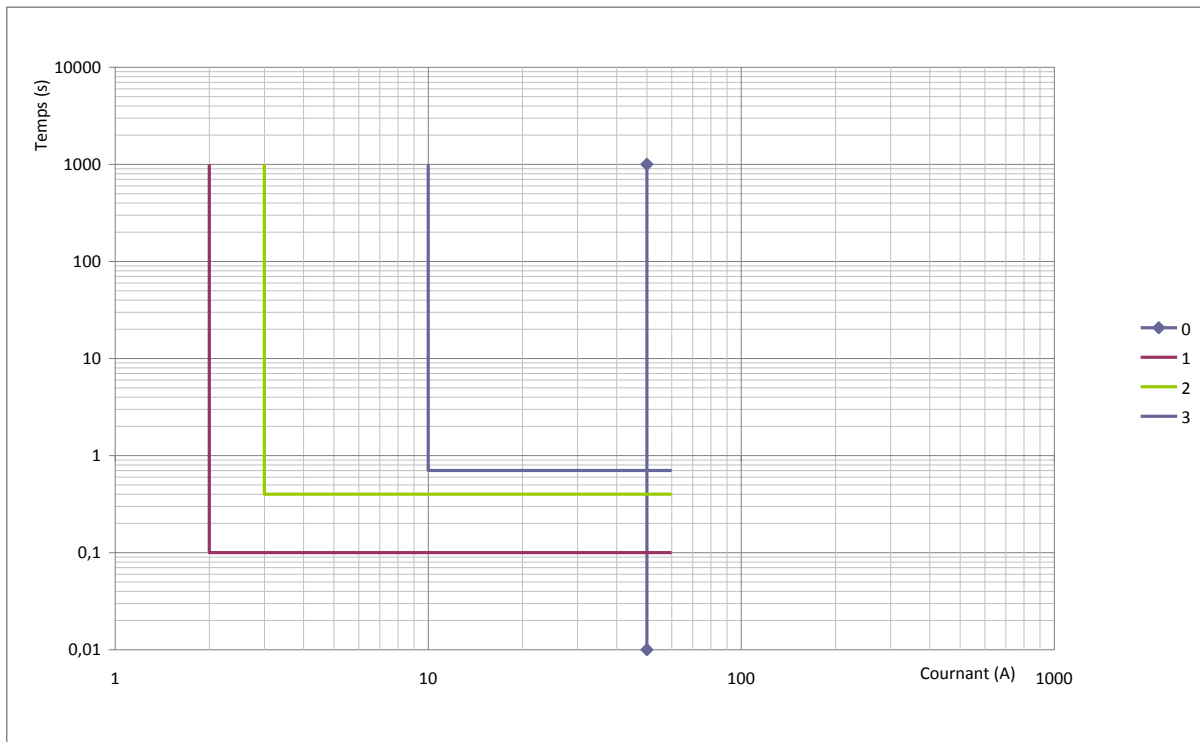


Figure 42: les courbes de sélectivité phase-terre du transformateur TR-P1.

#### 4.3.5.4. La fiche du réglage :

Cette fiche comporte le résumé du réglage d'un équipement, pour chaque cellule de réseau, nous avons élaboré des fiches de réglage dont lesquelles nous trouvons le libellé et le numéro de la cellule, le matériel utilisé, ainsi que les réglages des protections proposés.

Tableau XXXII: Exemple de fiche de réglage

<b>Nom du Tableau :</b> <input style="width: 500px;" type="text" value="SS- P1 / Rame 1/ P0"/>		P60K		
<b>Nom de la cellule :</b>	<input style="width: 500px;" type="text" value="Départ Transformateur Poste1"/>	<b>Cellule N°7</b>		
<b>Fabricant :</b>	<input style="width: 150px;" type="text" value="MG"/>			
<b>Type de cellule</b>		<b>Type de liaison</b>		
<input checked="" type="checkbox"/> Disjoncteur	<input type="checkbox"/> Autre équipement	<input type="checkbox"/> Arrivée		
<input type="checkbox"/> Contacteur	<input type="checkbox"/> Interrupteur-Fusible	<input checked="" type="checkbox"/> Départ		
<input type="checkbox"/> Interrupteur		<input type="checkbox"/> Couplage		
		<input type="checkbox"/> Autre liaison		
<b>Identification de la charge</b>				
<input type="checkbox"/> Moteur	<input type="checkbox"/> Condensateur	<input type="checkbox"/> Câble		
<input type="checkbox"/> Générateur	<input checked="" type="checkbox"/> Transformateur	<input type="checkbox"/> Autre charge		
<b>Type de protection :</b> <input style="width: 150px;" type="text" value="SEPAM 2000T09"/>				
<b>Réglages :</b>				
<p><b>AINSI 50/51:</b>  DT 1100A / 100ms  DT 400A/400ms  VIT 116A / 100ms</p> <p><b>AINSI 50/51 N:</b>  DT 2A/100ms</p> <p><b>49RMS :</b>  100% 120% 10mn</p>				
<b>Jeu de TC :</b>				
Nombre de TC	Fonction	Rapport	Puissance (VA)	Classe de précision
Circuit 1	Protection	125 /5 A	15	0,5
Circuit 2	Protection	125 /5 A		
Circuit 3	Protection	125 /5 A		
Circuit 4		CSH 200		
<b>Départ vers consommateur :</b>		<b>Transfo 1000kVA</b>		

## **Chapitre 5 : Stabilité des générateurs connectés**

## 5.1. La protection des groupes électrogènes :

Dans cette partie nous avons traité les fonctions de protection suivantes : Max de I 50/51, L'image thermique 49 RMS et la perte de synchronisme 78PS, cette dernière nécessite une analyse de la stabilité des générateurs afin de déterminer les limites critiques de la stabilité.

### 5.1.1. Etude de la stabilité transitoire :

Les groupes électrogènes sont souvent utilisés en parallèle avec l'un des transformateurs pour l'alimentation de la ligne 1.

Les groupes électrogènes sont soumis à des perturbations dues aux défauts propres à la machine, aussi bien qu'aux défauts au niveau du réseau. Pour notre étude nous nous intéressons aux perturbations externes qui peuvent influencer la stabilité des groupes.

#### 5.1.1.1. Introduction et positionnement du problème: [10] [7]

Habituellement, les groupes électrogènes sont dans un régime permanent stable. Durant un défaut (court-circuit), la tension au point de court-circuit est nulle. La puissance fournie par les groupes passe d'une valeur initiale à une autre très faible due aux pertes dans les transformateurs élévateurs, en plus le régulateur de tension tend à ramener le courant d'excitation à son maximum pour compenser la diminution de la tension. Après l'élimination du défaut, les générateurs ne sont plus en phase entre eux, ni avec le réseau.

Pour définir les limites de la stabilité nous nous intéressons à la stabilité transitoire, grâce au critère d'égalité des aires, nous avons déterminé le temps critique qui fixe la temporisation prise dans la fonction ANSI 78 PS ainsi que les temporisations des autres fonctions.

#### **Définition :**

L'analyse de la stabilité consiste à évaluer à quel point un générateur peut supporter des éventuelles perturbations, et fixer par la suite les paramètres et les réglages de la protection adéquats permettant d'améliorer la stabilité.

#### **Les facteurs influençant la stabilité :** [10]

La stabilité d'un générateur dépend du type du court-circuit (triphase, biphasé et monophasé), ainsi que de la durée du défaut donc du temps d'élimination du défaut (détermination du temps critique).

Autres facteurs peuvent aussi influencer la stabilité citant :



- La charge alimentée par les groupes électrogènes (détermination de la charge critique).
- L'excitation de la machine synchrone (régulation de l'excitation).

Dans notre étude nous nous intéressons au court-circuit triphasé.

### 5.1.1.2. Critère de l'égalité des aires : [5]

C'est une méthode qui traite la stabilité transitoire, elle représente l'énergie emmagasinée ou dissipée lors d'une perturbation.

Considérant le groupe électrogène connecté au réseau HTA supposé infini via les transformateurs :

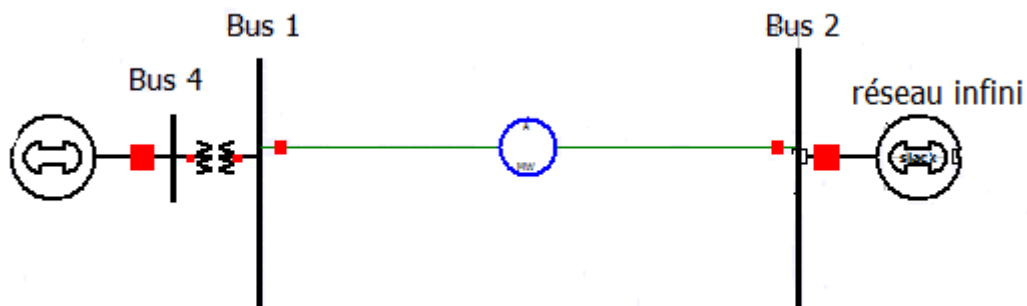


Figure 43: générateur raccordé au réseau HTA supposé infini.

L'équation de la dynamique est donnée par :

$$2\omega_0 H \frac{d\omega}{dt} = \gamma_m - \gamma_e - \gamma_d \quad [4]$$

Avec :

$\omega_0$ : La vitesse de synchronisme.

$H = \frac{5.48 \times 10^{-3} J n_s^2}{S_n}$  : Appelé la constante d'inertie, elle exprime la sensibilité de la vitesse de la machine à des variations de tension ou de charge, il représente le quotient de l'énergie cinétique tournante nominale et la puissance électrique apparente nominale.

$\gamma_m$ : Le couple mécanique.

$\gamma_e$ : Le couple électrique.

$\gamma_d$ : Le couple d'amortissement.

Donc nous pouvons écrire l'équation de la dynamique sous la forme :

$$\frac{2H d^2\delta}{\omega_0 dt^2} = P_m - P_e - P_d \quad (A) [10] [11]$$

Avec :

$\delta$ : L'angle interne du rotor.

$P_m$ : La puissance mécanique transmise par la turbine au rotor supposée constante.

$$P_m = P_{\max} \sin \delta_0 \quad [10]$$

$P_d$ : La puissance d'amortissement et D : coefficient d'amortissement. Cette puissance joue un rôle important dans le maintien de la stabilité lors d'un défaut parce qu'il oppose la variation de l'angle interne mais elle est faible.

$$P_d = D \frac{d\delta}{dt} \quad [10]$$

$P_e$ : La puissance active débitée par le générateur au moment du court-circuit.

$$P_e = \frac{EV_s}{x'_d + x_T + x_L} \sin(\delta) = P_{\max} \cdot \sin(\delta) :$$

Avec :

$V_s = 3175 \text{ V}$  : La tension nominale simple au nœud infini.

$E = 5550 \text{ V}$ : La FEM du groupe de production.

$x'_d = 0.25 \text{ pu}$ :

$x_T = 6$ :

$x_L = 0.01$  :

Donc nous avons tracé la courbe de la variation de la puissance électrique en fonction de  $\delta$  :

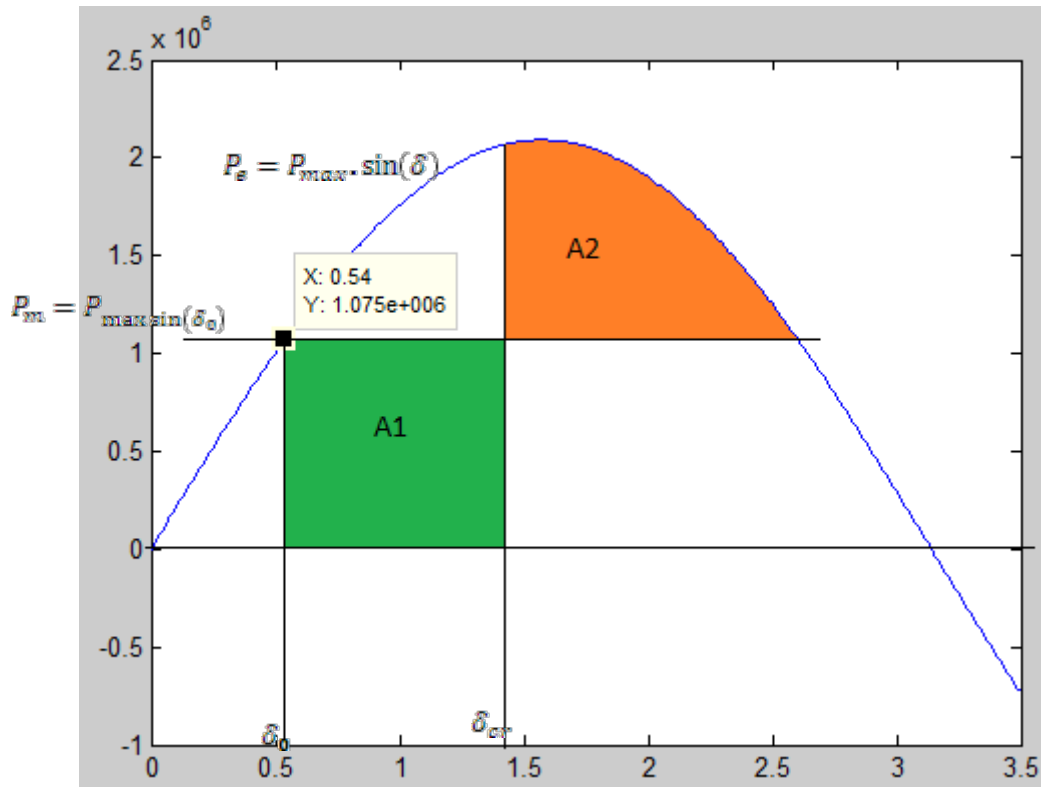


Figure 44: la courbe de variation de la puissance électrique en fonction de  $\delta$  [7] [10]

L'égalité des aires se résume dans l'égalité entre l'énergie cinétique accumulée pendant le défaut zone verte (l'aire d'accélération A1) et l'énergie potentielle zone rouge (l'aire de décélération A2) figure au-dessus.

La condition pour garder la stabilité c'est que :  $A1 \leq A2$ .

Pour cela nous déterminons la limite définie par  $A1 = A2$

### 5.1.1.3. Détermination du temps critique :

Durant le court-circuit, la puissance active injectée par le générateur au réseau est nulle. En négligeant le terme d'amortissement, l'équation (A) devient :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} P_m \quad [5]$$

Donc nous déterminons l'équation de l'angle interne en fonction du temps:

Avec :

$$\delta(0) = \delta_0$$

$\delta_0$ : L'angle interne au moment d'apparition du défaut correspond à  $P_e = P_m = 1.072 \text{ MW}$ .

$$\delta_0 = 0.54 \text{ rad}$$

$$\delta(t) = \frac{1}{4} \frac{\omega_0}{H} P_m t^2 + \delta_0 \quad [5]$$

La valeur de l'angle critique est donnée par la relation :

$$\delta_{cr}(t_d) = \frac{1}{4} \frac{\omega_0}{H} P_m t_d^2 + \delta_0 \quad [5]$$

Avec :  $t_d$ : temps critique qui détermine le temps maximal de la stabilité.

Donc nous pouvons tirer le temps critique que nous prendrons ensuite comme une limite de la temporisation des différentes fonctions de la protection des groupes électrogènes.

$$t_d = \sqrt{4 \frac{H}{(\omega_0 P_m)(\delta_{cr} - \delta_0)}} \quad [5]$$

Pour calculer le temps critique nous avons à déterminer l'angle critique.

L'angle critique est défini par l'égalité des aires :  $A_1 = A_2$

Donc nous obtenons :

$$\delta_{cr} = \arccos \left( (\pi - 2\delta_0) \sin(\delta_0) - \cos(\delta_0) \right) \quad [5]$$

Application numérique :

$$\delta_{cr} = 1.37 \text{ rad}$$

Donc nous pouvons calculer  $t_d$  avec :

$$H = \frac{5.48 \times 10^{-3} \times 440 \times 1500^2}{1340 \times 10^3} = 4 \text{ s}$$

$$\omega_0 = 2 * \pi * f_0$$

$$p_m = \frac{964.8}{1340} = 0.72 \text{ pu}$$

Application numérique :  $t_d = 0.285 \text{ s}$

### 5.1.2. Les seuils de réglage de la protection des générateurs:

Considérons le schéma suivant :

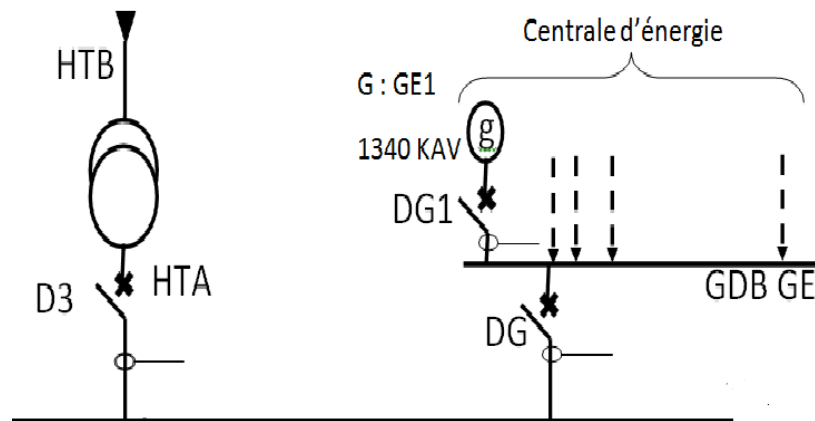


Figure 45: schéma du raccordement des groupes sur le réseau HTA.

**La protection (ANSI 50/51) : [3]**

Pour la protection de court-circuit à partir des générateurs, deux cas de figures se présentent :

- Maintien du courant de court-circuit à  $3I_n$ , implique une protection de seuil Max I de seuil  $2I_n$  avec temporisation sélective avec l'aval. Soit 280A et temporisation de 400ms sélective avec l'aval.
- Sans maintien du courant de court-circuit à  $3I_n$ , implique une protection max I à retenue de tension (51V), avec seuil  $1,2 I_n$ , soit 168A et temporisation sélective avec l'aval de 400 ms.

**La protection (ANSI 78 PS) : [3]**

Protection contre la perte de synchronisme des machines synchrones, basée sur le critère d'égalité des aires.

Nous avons calculé le temps critique  $t_a = 285$  ms.

Nous proposons une temporisation de **250 ms** pour à la fonction 78PS.

## Conclusion générale

### Concernant les défauts entre phases

Les courants de court-circuit maximaux  $I_{cc3}$  dans ce réseau sont de l'ordre de 24 à 35KA efficace (hors groupes électrogènes). Des tableaux comme P0 à Ith 25KA ou comme SS BK5 à Ith 25KA auront du mal à y résister. Des scénarios de repli ou de rechange sont proposés.

Les courants de court-circuit minimaux dans ce réseau,  $I$  biphasé, sont de l'ordre de 8 à 17 KA efficace. Le choix des réglages assure la détection de ces courants et la continuité du service pour les zones saines avec une sélectivité chronométrique à palier de 300ms.

En absence de dispositifs de limitation de courant de court-circuit maximal dans les conditions très pessimistes, non supporté par les tableaux principaux, nous recommandons un réglage instantané du relais disjoncteur 60kv (30KA, 100ms), qui préservera l'intégrité de l'installation au détriment de la sélectivité.

La protection est réalisée grâce aux disjoncteurs et contacteurs-fusibles. Les réglages et les fonctions de protections, à temps dépendant ou indépendant, que nous avons proposés assurent le passage du courant nominal du départ et le courant maximal dans le fonctionnement normal des équipements (enclenchement d'un transformateur, démarrage d'un moteur). Ainsi ils assurent la protection contre les surcharges et le court-circuit.

Notons que les réglages utilisés sont pris d'après les expériences et les consignes de Schneider Electric.

### Concernant les défauts entre phase et terre

Nous avons calculé les courants capacitifs pour chaque câble, nous avons trouvé que le courant capacitif ne dépasse pas 1A et le total est ne dépasse pas 10 A. Le courant de défaut terre dans les réseaux HTA industriels est supposé limité par résistance à une valeur de 50A. Chose que nous préconisons fortement, afin de limiter l'impact des défauts sur le circuit magnétique des machines.

La sélectivité est chronométrique à palier de 300 ms et des réglages à temps indépendant.

### Concernant les câbles, les TC et fusibles

- **Les câbles:**

Globalement les sections de câbles installés acceptent les courants admissibles selon la norme C13205. Néanmoins, une attention particulière doit être portée aux temporisations des seuils de protection de max de I, pour certains départ, par à rapport à la contrainte de court-circuit entre (0,4 et 1s). Comme Il sera judicieux de procéder au redimensionnement, après vérification, des départs dont la tenue thermique ne dépasse les 400ms (voir tableau 5.5).

- **Les TC :**

Il faut changer certains TC qui sont surdimensionnés ou sous-dimensionnés par des TC convenables pour éviter le fonctionnement non linéaire. Par manque de données, l'interprétation des TC ne traite pas leur type (protection ou mesure) et leur classe (5,10 ou 20). Nous recommandons un relevé détaillé des caractéristiques dans les prochains arrêts programmés.


#### **Exemples :**

-  D. Moteur compresseur cendre volante :

Ce moteur a un courant nominal de 51 A, or le TC utilisé a 25 A.

-  D. Moteur charbon :

Ce moteur a un courant nominal de 168 A, or le TC utilisé a 100 A.

-  D. Moteur broyeur BC2 :

Ce moteur a un courant nominal de 184 A, or le TC utilisé a 400 A.

- **Les fusibles :**

Il faut changer certains fusibles dont le calibre est mal dimensionné et respecter les recommandations de l'appareilleur.

#### **Exemples :**

-  Départ transformateur Vent. Exhaure refroidisseur 400KVA :

Ce transformateur a un courant nominal de 42A. Le fusible utilisé de calibre 125A à changer par un autre de calibre 63A.

✚ Moteur Séparateur dynamique BC1 450KW:

Remplacer le fusible 200 A par un calibre de 100 A



## **Annexe A : Le schéma unifilaire de l'installation**

## **Annexe B : Le dossier données des équipements**

## **Annexe C : Les notes de calculs**

## **Annexe D : Le rapport d'étude**

## **Annexe E : Les fiches des réglages**

### Les références bibliographiques :

- [1] NORME INTERNATIONALE CEI 60909, 2001. *Courant de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif*. Genève, 616 p.
- [2] NORME FRANCAISE UTE C13-205, 1994. *Guide pratique, détermination des sections des conducteurs et choix des dispositifs de protection*. Paris, 56 p.
- [3] SCHNEIDER ELECTRIC, 2006. *Guide de la protection*. Grenoble, 78 p.
- [4] SAAD A, 2011. *Cours modélisation et simulation des systèmes de puissance*.
- [5] SANDALI, 2010. *Cours réseaux électrique dans un nouveau paradigme : production décentralisée*.
- [6] BELFQIH, 2009. *Cours réseaux électriques industriels*.
- [7] SCHNEIDER ELECTRIC, 1997. *Cahier technique N° 185, Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels*. 24 p
- [8] SCHNEIDER ELECTRIC, 1992. *Cahier technique N° 158, Calcul des courants de court-circuit*. 24 p.
- [9] SOLIGNAC G, 1985. *Guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usines*. Lavoisier, Tec. et Doc., Paris, 1096 p.
- [10] GHOLIPOUR SHAHRAKI E, *Thèse doctorat Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*.
- [11] WILDI T, SYBILLE G. *Electrotechnique 4eme Edition*.
- [12] THOMASSET G, 2010. *Cours de protection des réseaux électriques industriels HTA*.
- [13] ABB, *Calor Emag Publication DEABB 2243 02 F*.

[14] NORME FRANCAISE UTE NF C13-200 ,2009. *Installations électriques à haute tension –Règles complémentaires pour les sites de production et les installations industrielles, tertiaires et agricoles*). Puteaux, 275 p.

[15] SCHNEIDER ELECTRIC, 2010. *Catalogue fusibles MT 3,6 à 36 KV*.

[16] SCHNEIDER ELECTRIC, 1999. *SEPAM 2000 Fonctions de mesure et de protection*. Grenoble, 100 p.

[17] SCHNEIDER ELECTRIC, 1998. *Cahier technique N° 193, Les techniques de coupure en MT*. 36 p

[18] SIEMENS, 1999. *Catalogue publication 07.99 2/28*.

[19] PREVE C, 1996. *Guide des protections des réseaux industriels*.

[20] SCHNEIDER ELECTRIC, 1991. *Cahier technique N° 62, Mise à la terre du neutre dans un réseau industriel haute tension*. 12 p

[21] AINSI ou IEEE C37.2, *American National standards Institute ou Institute of Electrical and Electronics Engineers. Code des fonctions des protections*.

[22] CEI 60255, *Norme de la commission de l'électrotechnique internationale relative aux relais de mesure et dispositifs de protection*.

[23] CEI 61850, *Norme de la commission de l'électrotechnique internationale relative à l'interopérabilité en termes de communication entre les différents relais de protection*.

[24] CEI 60185, *Norme de la commission de l'électrotechnique internationale relative au transformateur de courant*.

[25] BS3938, *British standards relatif au transformateur de courant*.

[26] CEI 60186, *Norme de la commission de l'électrotechnique internationale relative au transformateur de tension*.

[27] BS3938, *British standards relatif au transformateur de tension*.

**Site web**

[www.inrs.fr](http://www.inrs.fr)

[www.travail-et-securite.fr](http://www.travail-et-securite.fr)

[www.gse-france.com](http://www.gse-france.com)

## Liste des figures

Figure 1: Régimes du neutre en fonction de Zn .....	16
Figure 2: Allure du courant de court-circuit.....	20
Figure 3: Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques. ....	21
Figure 4: Techniques de coupure [18].....	25
Figure 5: Exemple de relais numérique (SEPAM de Schneider Electric) .....	27
Figure 6: Transformateur de courant.....	28
Figure 7: Courant homopolaire par tore.....	33
Figure 8: Courant homopolaire par 3 TC.....	34
Figure 9: Système limiteur d'ABB. [13] .....	37
Figure 10: Représentation du courant limité au point de court-circuit. [13].....	39
Figure 11: Composition de l'IS limiteur d'ABB. [13] .....	40
Figure 12: la courbe d'enclenchement d'un transformateur. [3] .....	43
Figure 13: Courbe de courant en fonction de temps lors d'un démarrage (direct/progressif).....	45
Figure 14: Courant de court-circuit aux bornes d'un générateur [3].....	49
Figure 15: Transit de puissance active dans un générateur suite à un court-circuit [3].....	49
Figure 16: Sélectivité ampérométrique .....	51
Figure 17: Sélectivité chronométrique.....	52
Figure 18: Courbe à temps indépendant .....	53
Figure 19: Courbe à temps dépendant .....	53
Figure 20: Sélectivité logique .....	54
Figure 21: Sélectivité directionnelle.....	55
Figure 22: Sélectivité différentielle .....	55
Figure 23: Sélectivité combinée.....	56
Figure 24: Exemple de courbe de réglages édité par SELENA.....	61
Figure 25: Schéma descriptif du réseau HTA, usine BOUSKOURA.....	64
Figure 26: l'emplacement du moteur broyeur ciment BK5 .....	79
Figure 27: la modélisation des impédances exemple moteur broyeur ciment BK5 (cas max).....	80
Figure 28: modélisation des impédances exemple moteur broyeur ciment BK5 (cas minimal) .....	87
Figure 29: Schéma descriptif de deux étages de la protection.....	93
Figure 30: Les courbes de réglages-principe de la sélectivité.....	94
Figure 31: la courbe d'enclenchement du transformateur P5.....	96
Figure 32: la courbe de réglages pour le transformateur P5.....	98
Figure 33: La courbe de réglage de la protection vis à vis des défauts phase-terre.....	99
Figure 34: la courbe de démarrage du moteur BK1.....	100
Figure 35: les courbes de réglage : moteur broyeur BK1.....	101
Figure 36: La courbe de la protection vis à vis des défauts phase-terre-moteur broyeur BK1 .....	102
Figure 37: Les courbes de réglage du condensateur C21 .....	103
Figure 38: Protection vis à vis des défauts phase-terre-condensateur C21 .....	104
Figure 39: Emplacement du transformateur TR-poste 1 .....	105
Figure 40: La courbe de réglages pour le transformateur P1 seul.....	106



---

Figure 41: les courbes de sélectivité phase-phase du transformateur TR-P1.....	107
Figure 42: les courbes de sélectivité phase-terre du transformateur TR-P1. ....	108
Figure 43: générateur raccordé au réseau HTA supposé infini.....	112
Figure 44: la courbe de variation de la puissance électrique en fonction de $\delta$ [7] [10] .....	114
Figure 45: schéma du raccordement des groupes sur le réseau HTA.....	116

## Liste des tableaux

Tableau I: Techniques de coupure [17].....	25
Tableau II: Principales fonctions de protection. [3] .....	41
Tableau III: Conseils de réglages protection transfo [3].....	45
Tableau IV: Conseils de réglages protection moteur [3].....	47
Tableau V: Conseils de réglages protection condensateur [3].....	48
Tableau VI: Conseils de réglages protection générateur [3].....	49
Tableau VII: Exemple de données distributeur (ONE). .....	57
Tableau VIII: Exemple de données transformateur. ....	58
Tableau IX: Exemple de calcul des courants capacitifs .....	59
Tableau X: Exemple de calcul des courants max et min .....	59
Tableau XI: Bilan des puissances de la ligne 1.....	64
Tableau XII: Synthèse bilan des puissances ligne 1.....	66
Tableau XIII: Bilan des puissances de la ligne 2.....	66
Tableau XIV: Synthèse bilan des puissances ligne 2.....	68
Tableau XV: Le facteur de tension c [1].....	70
Tableau XVI: Exemple de TC de l'installation .....	92
Tableau XVII: Exemple de Tore de l'installation.....	92
Tableau XVIII: Les réglages de la protection à maximum du courant.....	94
Tableau XIX: Les réglages de la protection terre.....	94
Tableau XX: les fonctions de protection utilisées .....	95
Tableau XXI: Caractéristiques du transformateur P5 1600 KVA .....	96
Tableau XXII: les seuils de réglage pour le transformateur P5 .....	97
Tableau XXIII: Protection vis à vis des défauts phase-terre du transformateur P5 .....	98
Tableau XXIV: les caractéristiques du moteur broyeur BK1.....	99
Tableau XXV: Les seuils de réglage pour le moteur broyeur BK1 .....	101
Tableau XXVI: Protection vis-à-vis des défauts phase-terre du moteur broyeur BK1 .....	102
Tableau XXVII: Protection vis à vis défauts entre phases pour le condensateur C21.....	103
Tableau XXVIII: Protection vis à vis des défauts phase-terre pour le condensateur C21 .....	103
Tableau XXIX: les seuils de réglage pour le transformateur P1 .....	105
Tableau XXX:les seuils de réglage du départ sous station P1 .....	107
Tableau XXXI: Les seuils de réglage de l'arrivée poste P0.....	107
Tableau XXXII: Exemple de fiche de réglage .....	109