

Sommaire

INTRODUCTION	5
PRESENTATION DE L'ONE L'OFFICE NATIONAL d'ELECTRICITE.....	6
I. PRESENTATION GENERALE DE LA DIRECTION DE L'ONE :	6
II. LE RESEAU MT :	10
PROTECTIONS INSTALLEES DANS LES POSTES 60/22KV	11
I. LES DEFAUTS AFFECTANT LE RESEAU MT :	11
II. LES DISPOSITIFS DE PROTECTION DU RESEAU MT :	14
III. LE TRANSFORMATEUR HT/MT :	16
IV. PROTECTION DU TRANSFORMATEUR HT/MT :	18
V. PROTECTION DE L'ARRIVEE MT (Arrivées 22KV):	26
VI. PROTECTION DES LIGNES MT (Départs 22KV) :	28
ANALYSE DES DECLENCHEMENT DU TRANSFORMATEUR 60§22KV.....	33
I. INTRODUCTION :	33
II. DECLENCHEMENT PAR DEFAUTS EXTERNES :	33
III. DECLENCHEMENT PAR SURCHARGE :	38
IV. DECLENCHEMENT PAR DEFAUTS INTERNES :	40
V. DECLENCHEMENT PAR SURINTENSITE HOMOPOLAIRE:	42
VI. CONCLUSION DE L'ANALYSE :	44
SOLUTIONS	46
I. CUMUL DE TEMPS :	46
II. SURCHARGE :	46
CONCLUSION	47
ANNEXE.....	47

INTRODUCTION

La mission confiée à l'Office Nationale de l'Electricité est de satisfaire la demande de sa clientèle en énergie électrique à tout instant dans les meilleures conditions de qualité de service, de sécurité et au moindre coût, ainsi la continuité de fourniture de l'énergie électrique doit être assurée selon les valeurs normales pour lesquelles le matériel a été défini en : tension et fréquence nominales.

Les moyens de distribution de l'énergie électrique, la performance et la qualité de service constituent un patrimoine important qu'il ait lieu de conserver et de protéger contre les défauts et les dangers qui risquent d'endommager le réseau de distribution, surtout que les défauts sont dus à des phénomènes aléatoires et extérieurs aux installations (coup de foudre, orage, violent balançant des conducteurs, imperfectionnement du matériel isolant etc....).

Pour faire alors face à ces phénomènes, un système de protection est indispensable pour surveiller les grandeurs fondamentales pour isoler les parties en défauts et éviter la propagation du défaut dans le reste du réseau sain.

C'est dans ce cadre que notre projet consiste à l'analyse des déclenchements du transformateur 60/22KV au poste SAISS. Ainsi les tâches principales à effectuer sont :

- 1- Déterminer les différents dysfonctionnements du transformateur de puissance 40 MVA
- 2- Enumérer les causes de déclenchements
- 3- Proposer des solutions pour améliorer la disponibilité de l'énergie électrique au niveau du poste SAISS

PRESENTATION DE L'ONE L'OFFICE NATIONAL d'ELECTRICITE

I. PRESENTATION GENERALE DE LA DIRECTION DE L'ONE :

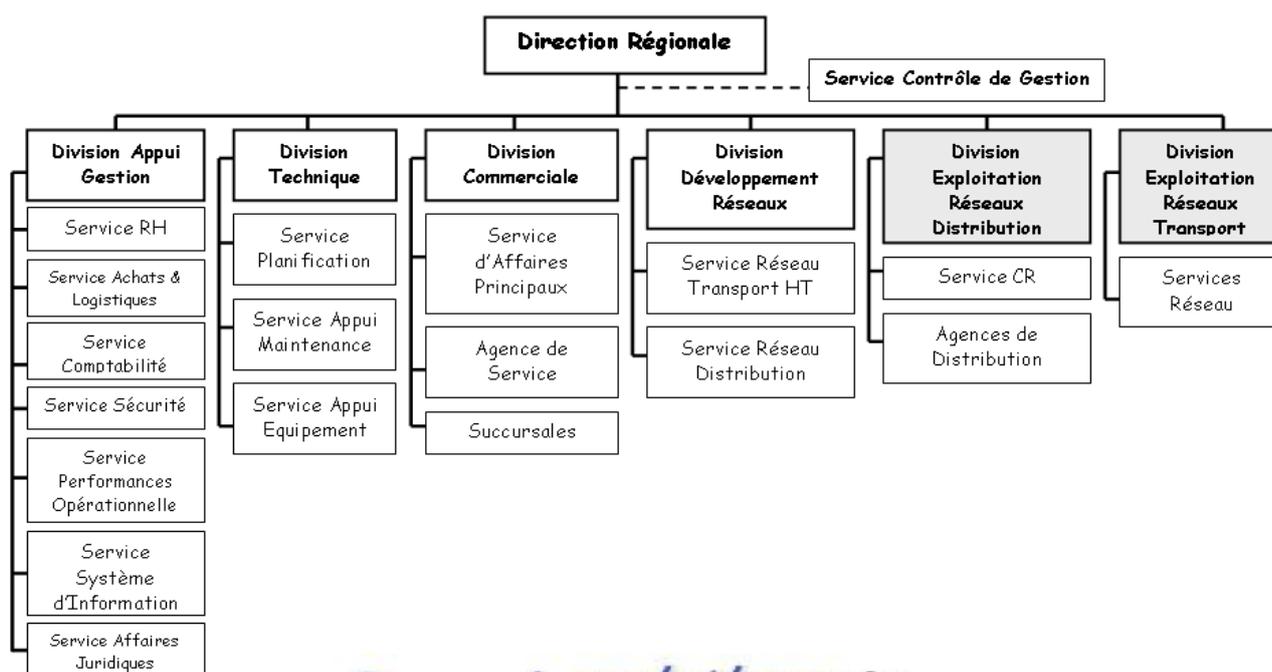
1. Présentation de l'Office National de l'Electricité(ONE):

L'Office National de l'Electricité a été créé par Dahir en août 1963 et a remplacé la société Electrique du Maroc à qui était confiée depuis 1924, la concession d'une organisation de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique.

L'ONE est un établissement public à caractère industriel et commercial, doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière et a investi depuis sa création en exclusivité dans la production et le transport de l'énergie. Il assure également la distribution de l'énergie électrique dans la majorité des provinces du royaume et dans le monde rural.

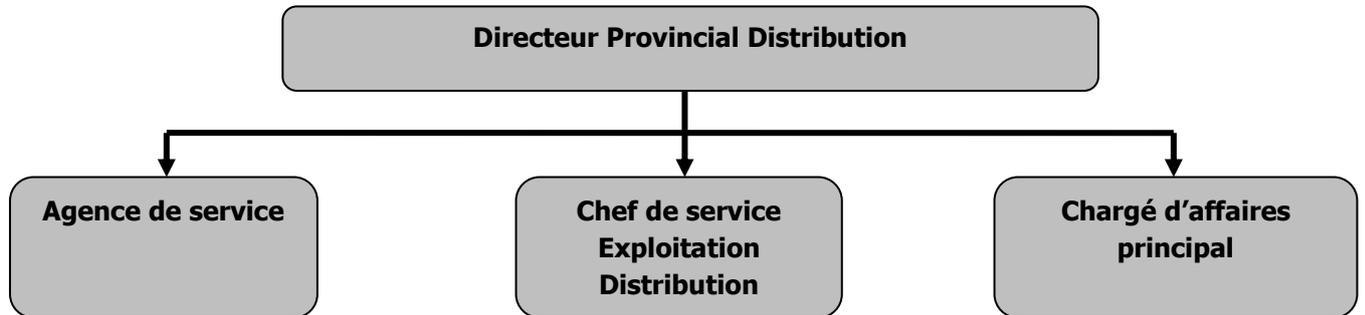
Ainsi, la production et le transport de l'énergie électrique sur le territoire national sont assurés depuis 1963, par ONE, qui est placé sous la tutelle du ministère de l'énergie et des mines. En 1994 une partie de la production a été concédée au privé.

ORGANIGRAMME :



2. Présentation de la Direction Régionale de Fès (DRF) :

ORGANIGRAMME



MISSIONS

Assurer la planification et la réalisation des travaux de maintenance et d'entretien des ouvrages distribution dans le territoire couvert par la Direction Régionale dans les meilleures conditions de sécurité, qualité et de coût.

L'agence de distribution est constituée des équipes suivantes :

- Equipe Maintenance postes HT/MT et MT/BT
- Equipe Contrôle électrique
- Equipes Maintenance Lignes MT et BT
- Equipes TST MT et BT
- Equipes comptages MT et BT
- Equipe EP

3. Description du réseau actuel de la DRF :

INTRODUCTION :

Jour après jour, le développement socio-économique de la région exige l'accroissement de la production électrique, et beaucoup d'investissement au niveau des infrastructures des réseaux électriques.

Comme le réseau électrique est le canal d'acheminement d'énergie depuis les centrales électriques jusqu'aux clients, il est nécessaire d'engager assez d'investissements pour assurer sa rentabilité et sa fiabilité. Les objectifs des gestionnaires des réseaux électriques sont :

- ◆ Garantir l'acheminement et la distribution de l'énergie électrique aux clients avec un meilleur prix et de bonne qualité.
- ◆ Maintenir le fonctionnement du réseau de distribution.

- ◆ Optimiser les investissements des infrastructures des réseaux et les coûts de gestion de l'activité exploitation et l'optimisation des pertes.

INFRASTRUCTURE DU RESEAU DE LA DRF :

Le réseau de distribution de la DRF est composé de :

a. Postes sources HT/MT :

- ◆ **16** postes sources HT/MT et un poste mobile alimentés du réseau de transport d'une puissance installée de 305 MVA, leur alimentation au 60KV provient des postes THT/HT
- ◆ **51** départs de 22KV d'une puissance installée de 370.504 MVA

On s'intéresse au poste source HT/MT SAISS, les principales données sur ces postes sont inscrit dans le tableau suivant :

P. installée (MVA)	Départs MT	P. installée (KVA)	A. protection	Technologie
2 * 40	Sais-My Yaacoub	22 317	IDS	Numérique
	Sais-Ben Souda	21155	IDS	Numérique
	Sais-SIMEF	6 905	IDS	Numérique
	Sais-Sidi Harazem	9 235	IDS	Numérique
	Sais-Résidence Sebou	11 247	IDS	Numérique
	Sais-Sefrou	18 228	IDS	Numérique
	Sais-Imouzzer	29 033	IDS	Numérique

On note qu'avant 2009 les protections installées on été de type électromécanique.

b. Constitution des postes HT/MT

Les postes HT/MT sont destinés à la distribution de l'énergie électrique, ils sont composés en général de :

◆ **Travées haute et moyenne tension**

Les travées haute et moyenne tension sont composées par des réducteurs de courant, des réducteurs de tension, des organes de coupure et d'isolement tels que : les disjoncteurs, les sectionneurs, etc.

Les différentes travées d'un poste 60/22kV sont :

- Un ou plusieurs départs 60KV
- Un jeu de barres 60kV
- Un à plusieurs transformateurs 60/22kV de puissance
- Un à plusieurs transformateurs 22/0.4kV des services auxiliaires
- Un jeu de barres 22kV
- Une à plusieurs arrivées 22kV
- Plusieurs départs 22kV
- Une à plusieurs arrivées 60kV

◆ **Tranches basse tension**

Les tranches basse tension sont constituées par un ensemble d'appareillage de mesure, de protection, d'automatisme, et de relaying auxiliaire assurant des fonctions définies en tenant compte des principes retenus dans le plan de protection en vigueur, des particularités de l'installation et des contraintes imposées par l'exploitation du réseau.

Les tranches BT qu'on retrouve dans un poste HT/MT sont comme suit :

- Une ou plusieurs tranches départ 60kV
- Une Tranche barre 60kV,
- Deux tranches transformateur 60/22kV
- Deux tranches arrivée 22kV
- Plusieurs tranches départ 22kV
- Une tranche générale

◆ **Services auxiliaires**

Les services auxiliaires sont composés en général de :

- Un ensemble de batteries 127V avec deux redresseurs chargeurs, dont un est en service en exploitation normale, le deuxième est de secours
- Un ensemble de batteries 48V avec chargeur correspondant
- Des armoires métalliques pour les services auxiliaires alternatifs et continus qui sont :
 - ⇒ Armoire de la permutation automatique des services auxiliaires 220/380V
 - ⇒ Armoire des services auxiliaires 220/380Vca
 - ⇒ Armoire des services auxiliaires 127Vcc
 - ⇒ Armoire des services auxiliaires 48Vcc

c. Conduite des postes HT/MT :

Les postes HT/MT sont gardés, télé-alarmés, ou télé- conduits.

II. LE RESEAU MT:

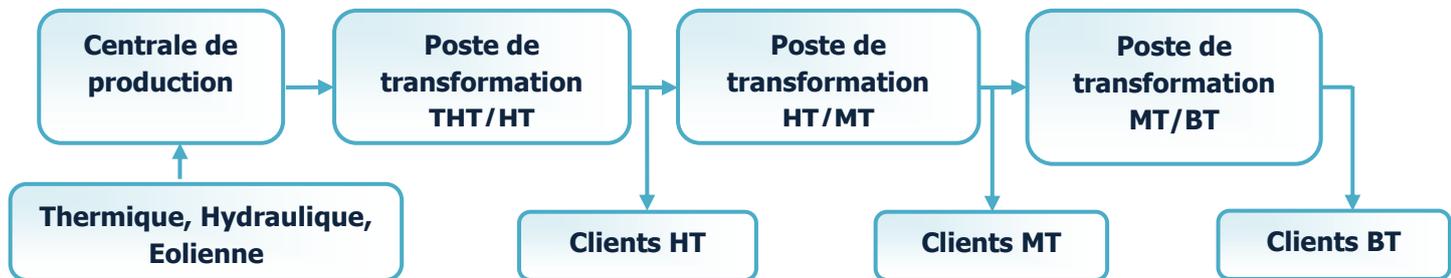
1. Présentation :

A partir de poste source HT /MT, la distribution d'énergie électrique se fait sous 22 KV jusqu'aux postes de transformation MT /BT clients, ONED, ou postes de livraison.

Ce réseau assure l'alimentation de :

- Postes de distribution publiques alimentant les réseaux de distribution publique BT
- Postes d'abonnés MT dont la puissance s'échelonne de 100KVA jusqu'à 1.2 MVA
- Postes de livraison

Ainsi nous pouvons résumer le schéma globale de l'acheminement de l'énergie électrique de la centrale de production jusqu'aux abonnés basse tension comme suit :



2. Régime du neutre adopté par l'ONE :

- ◆ Les neutres des transformateurs de groupe sont tous mis directement à la terre
- ◆ Le neutre coté 22 KV d'un transformateur 60/22KV est mis à la terre via une résistance de 42.5Ω qui limite le courant de défaut à la terre à 300 A. Le neutre coté 60 KV est isolé.

3. Le mode de sélectivité adopté par l'ONE :

Le réseau MT de la distribution électrique ONE est muni d'une sélectivité chronométrique .Elle consiste à donner des temporisations décroissantes du poste source HT/MT jusqu'aux départs MT. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

PROTECTIONS INSTALLEES DANS LES POSTES 60/22KV

I. LES DEFAUTS AFFECTANT LE RESEAU MT :

1. Les différents types de défauts :

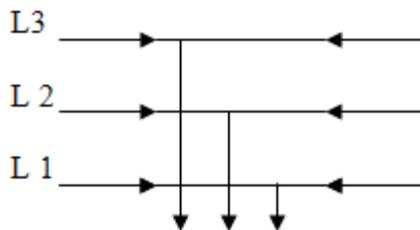
DEFAUTS DE COURT-CIRCUIT :

Le court-circuit est la mise en contact de deux points de potentiels différents. Il est soit direct entre deux conducteurs, soit indirect par objet interposé.

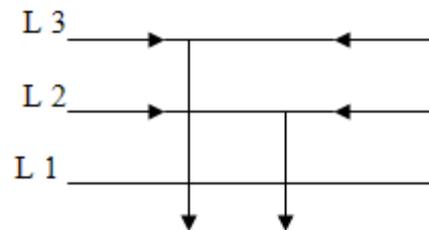
Tous les équipements à protéger ont deux risques communs :

- Le court-circuit entre phases ;
- Le court-circuit phase-terre (courant homopolaire ou courant résistant)

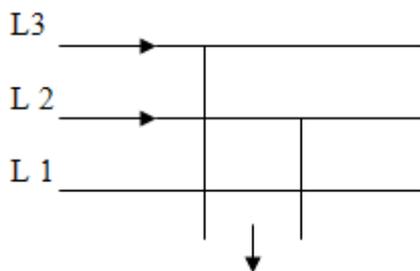
⇒ Différents types de défaut de court circuit :



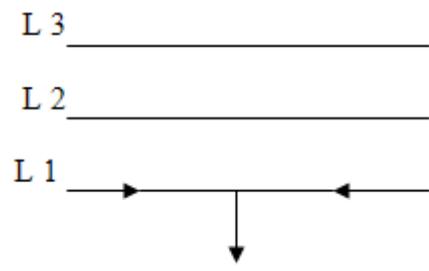
Court circuit triphasé symétrique



court circuit biphasé symétrique



Court circuit biphasé à la terre



court circuit à la terre

Fig. 1 : Les types de défauts de court-circuit

DEFAUTS DE SURTENSION :

Le dépassement de la tension assigné de l'installation induit une surtension. Les équipements les plus sujets aux surtensions sont les transformateurs et les isolants.

⇒ **Origine des surtensions :**

- Coups de foudre directs ou indirects
- La décharge d'un nuage orageux chargé de signe contraire par rapport à la ligne

DEFAUTS DE SURCHARGE :

Le dépassement du courant assigné de l'installation provoque la surcharge et ceci est dû à l'accroissement de la puissance demandée. Elle a des effets purement thermiques et les équipements les plus attaqués par ce phénomène sont les lignes et parfois les transformateurs.

2. Caractéristiques des défauts :

Les défauts qui se manifestent sur les réseaux de distribution MT peuvent être momentanés ou permanents.

DEFAUTS MOMENTANES

Ce sont ceux qui disparaissent sans intervention du personnel d'exploitation au bout d'un temps assez court. On distingue entre :

- Défauts auto extincteurs : leur disparition se produit sans mise hors tension du réseau
- Défauts fugitifs ou semi permanents : leur disparition nécessite la mise hors tension du réseau pour quelques secondes.

Ces défauts correspondent aux contacts des branches ou d'oiseaux avec les conducteurs par exemple.

DEFAUTS PERMANENTS

Ce sont ceux qui nécessitent pour disparaître, l'intervention du personnel d'exploitation car ils exigent une réparation du réseau. Ils correspondent, par exemple, à la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur la ligne aérienne ou à la détérioration d'un câble souterrain.

3. Conséquences des défauts :

ECHAUFFEMENT

D'une part les surcharges induisent un échauffement excessif des enroulements des transformateurs ce qui peut entraîner la détérioration de ceux-ci. D'autre part les courants de court circuit consécutifs aux défauts peuvent provoquer des échauffements anormaux, particulièrement dans les câbles souterrains MT pour lesquels les échanges calorifiques sont assez limités ce qui diminue leur rigidité mécanique.

DESTRUCTIONS PROVOQUEES PAR LES ARCS

Le contournement par les arcs des chaînes d'isolateurs, dû aux dépôts de poussières ou impuretés sur les isolants ce qui les rend conducteurs entraînant la destruction de celles-ci. De même lors du claquage d'un câble souterrain, l'arc peut fondre le cuivre et le plomb.

Cette fusion est d'autant plus importante que la durée d'élimination du défaut a été longue.

VIEILLISSEMENT ET DESTRUCTION DES ISOLANTS

Les surtensions augmentent les contraintes diélectriques auxquelles sont soumis les isolants, ce qui a pour conséquence un vieillissement rapide de ceux-ci, éventuellement leur destruction.

EFFORTS ELECTRODYNAMIQUES

Le matériel qui supporte le passage de courts circuits très intenses est soumis à des efforts électrodynamiques importants, en particulier les jeux de barres, les supports d'isolateurs, les enroulements de transformateurs peuvent être déformés ou avariés si leur rigidité mécanique ne présente pas les garanties nécessaires.

CHUTES DE TENSION

Les courants de court circuit provoquent de brusques variations de tension, non seulement sur la ligne mauvaise, mais aussi sur les lignes adjacentes et ceci nuit à la stabilité du réseau.

EXPLOSIONS DES DISJONCTEURS

La valeur importante des courants de court circuit peut provoquer l'explosion des disjoncteurs. Ces derniers doivent être choisis de manière à supporter les conséquences d'une telle anomalie.

4. Récapitulatif :

Les conséquences découlant d'un défaut sont d'autant plus néfastes que sa durée est longue, par conséquent il ne faut jamais maintenir le réseau électrique MT ou BT sous tension après l'apparition d'un défaut. Ainsi l'utilisation des protections pour isoler, le plus rapidement possible la partie du réseau concerné par ce défaut s'avère indispensable, voir même obligatoire.

II. LES DISPOSITIFS DE PROTECTION DU RESEAU MT :

Ils ont pour rôle de :

- ⇒ Détecter le défaut
- ⇒ Provoquer les ordres nécessaires pour sectionner instantanément la partie d'installation en défaut et la remise en service de l'installation saine suivant les directives d'exploitation.

Après les premières protections qui étaient en technologie électromécanique, deux autres technologies sont aujourd'hui sur le marché à savoir :

- Les protections statiques.
- Les protections numériques.

a. Le réenclencheur :

Il a pour rôle de remettre sous tension le réseau perturbé par un défaut fugitif ou semi-permanent suite à un fonctionnement des protections.

On distingue entre deux cycles de réenclenchement :

LE CYCLE REENCLENCHEMENT RAPIDE :

Il consiste à provoquer la fermeture du disjoncteur du départ avarié après un temps extrêmement court (0.3s) suite à l'ordre émis par les protections.

La technique du réenclenchement rapide implique les opérations suivantes :

- Ouverture instantanée du disjoncteur du départ en défaut
- Fermeture de ce même disjoncteur après un temps d'isolement de l'ordre de 0.3s du départ en défaut
- Verrouillage du dispositif de réenclenchement rapide en cas de défaut permanent (le temps de verrouillage peut atteindre 40s)

LE REENCLENCHEUR LENT :

Il consiste à provoquer la fermeture du disjoncteur du départ avarié après un temps d'isolement relativement lent (20s-30s) suite à l'ordre émis par les protections.

La technique de réenclenchement lent implique les opérations suivantes :

- Ouverture temporisée du disjoncteur du départ en défaut
- Fermeture de ce même disjoncteur après un temps d'isolement du départ en défaut
- Verrouillage du dispositif de réenclenchement lent en cas de défaut permanent.

Le schéma suivant montre le cycle de réenclenchement :

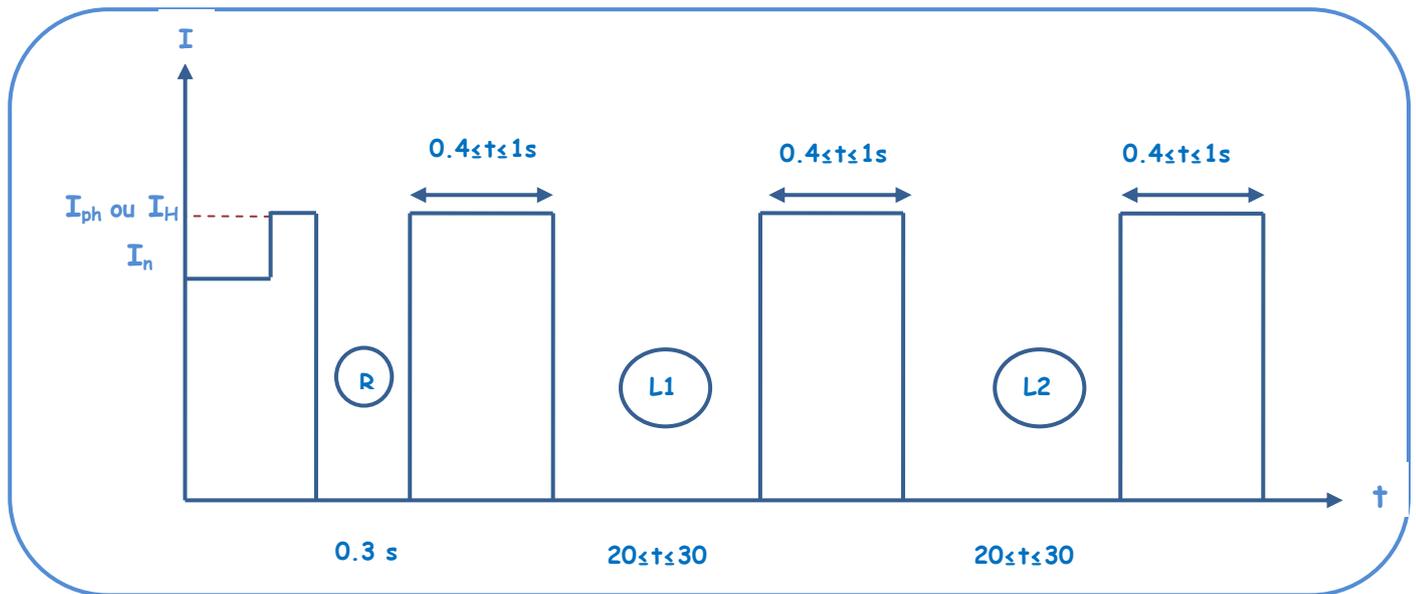


Fig.2 : Le cycle de réenclenchement

b. Le transformateur de courant (TC) :

Le transformateur de courant a deux fonctions essentielles :

- Adapter la valeur du courant primaire aux caractéristiques standards des instruments de mesure et de protection.
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et de protection.

Il est généralement constitué de :

- ⇒ Un enroulement primaire
- ⇒ Un ou deux enroulements secondaires
- ⇒ Un circuit magnétique
- ⇒ Un enrobage isolant

Les transformateurs de courant permettent d'obtenir à leur secondaire une intensité proportionnelle à celle du réseau MT sur lequel ils sont raccordés. Ils alimentent en général des appareils de mesure, de comptage et des relais de protection.

c. Le disjoncteur :

C'est un appareil de déclenchement et d'enclenchement en charge :

- Il réagit suite au fonctionnement des protections lors d'un défaut en déclenchant ou réenclenchant.
- Il permet la coupure et le rétablissement du courant pour des raisons d'exploitation et de maintenance.

Les quatre types de techniques de coupure les plus répandus actuellement sont :

- ⇒ La coupure dans l'huile : c'est une technique abandonnée car elle est couteuse en maintenance.
- ⇒ La coupure dans l'air : utilisée pour de faible courant.
- ⇒ La coupure dans le vide
- ⇒ La coupure dans le SF6

III. LE TRANSFORMATEUR HT/MT:

Le transformateur HT/MT comporte 2 bobines. Une coté HT (primaire) et l'autre coté MT (secondaire), chaque bobine est composée d'un certain nombre de spires selon la puissance de l'appareil. Plus la puissance est élevée plus le nombre de spires est important.

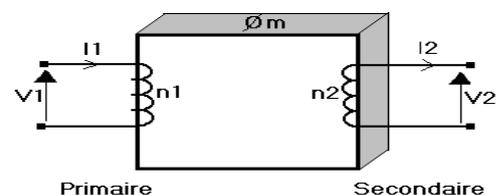
C'est un transformateur abaisseur de tension et élévateur de courant qui garde constantes la fréquence et la puissance.

🌀 POURQUOI UTILISE-T-ON UN TRANSFORMATEUR HT/MT ?

Pour éviter les pertes, le transport de l'énergie électrique est effectué en HT. Cette tension étant dangereuse et nécessitant un système d'isolation exceptionnelle et par conséquent, la distribution de cette énergie ne peut se réaliser que sous des tensions beaucoup plus faibles qui exigent des systèmes d'isolation simples, à la portée de tous et moins coûteux pour les utilisateurs. Ces tensions varient en général de 220 à 400 V. Seuls les transformateurs peuvent assurer cette opération de façon économique.

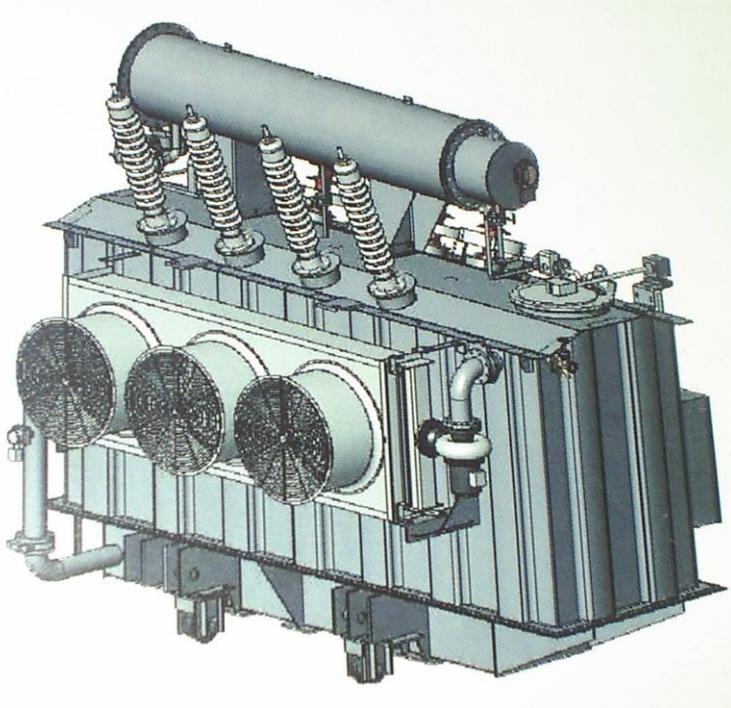
🌀 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE

Si 2 bobines sont placées sur un circuit magnétique et si l'une d'elles (B1 de n_1 spires) est parcourue par un courant alternatif I_1 sous la tension V_1 , elle crée dans la deuxième bobine (B2 de n_2 spires) une fem V_2 de même fréquence telle que:



$$V_1/V_2 = n_1/n_2 \quad \text{et} \quad I_1/I_2 = n_2/n_1$$

Remarque: $V_1 * I_1 = V_2 * I_2$, la puissance reçue est transmise aux pertes près.



- Puissance nominale : 40 MVA
- Tension primaire : 63 KV avec réglage de la tension en 21 positions à travers un changeur de prises en charge
- tension secondaire : 24 KV
- Couplage YN YN0

Fig. 3 : Le transformateur de puissance HT/MT

→ **La Cuve**: Protection mécanique de la partie active, contient l'huile diélectrique, évacuation de la chaleur de la partie active, manutention de l'appareil.

→ **Conservateur d'huile** : appelé aussi le ballonnet, le réservoir d'huile ou bien le réservoir d'expansion ; il a pour rôle de :

- Maintenir le niveau d'huile dans la cuve (8 à 12% du volume d'huile Transformateur).
- Empêcher le vieillissement de l'huile et réduire le taux d'oxydation

→ **Traversées** : (bornes) HT et MT: Connexion avec le réseau

→ **Aéroréfrigérants** : refroidissement du Transformateur

→ **Dissipateur** : c'est un assecheur d'air contenant de l'actigel. La couleur rose de l'actigel est un indicateur sur la présence de l'humidité dans l'huile du transfo.

DEFINITION DE LA PROTECTION DU TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE HT/MT

Protéger un transformateur ou toute installation c'est prendre toutes les dispositions en vue de les garantir contre tout défaut pouvant les détériorer, les empêcher à remplir leur fonction et limiter la portée de l'incident une fois arrivé.

La protection ne protège pas l'installation contre les déclenchements, au contraire elle la fait déclencher en cas de défaut.

→ Principe de fonctionnement d'une protection :

Plusieurs protection contre une défaillance au niveau du transformateur sont installées au poste HT/MT ; ainsi le schéma suivant explique le fonctionnement d'une protection.

Cette protection consiste à :

- Surveiller la grandeur pour laquelle elle est désignée.
- La mesurer
- Comparer la valeur mesurée et la valeur de réglage.
- Agir.

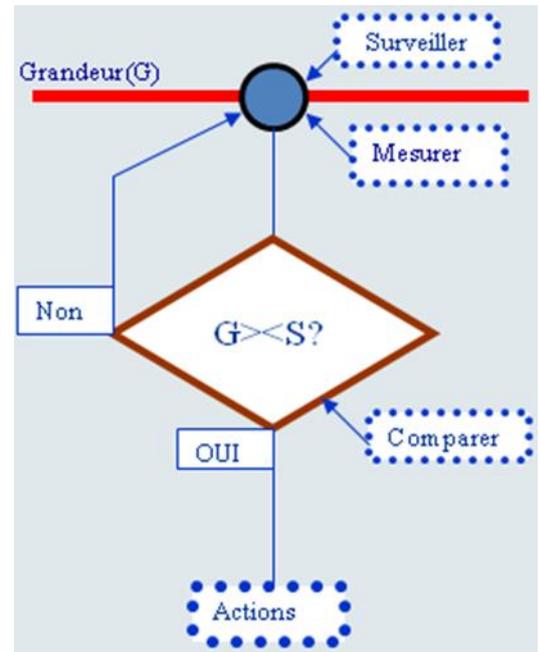


Fig. 4 : Schéma de fonctionnement d'une protection

NB : On note que toute protection agit selon ce principe.

IV. PROTECTION DU TRANSFORMATEUR HT/MT :

1. Introduction :

La protection des transformateurs adoptée sur le réseau national est basée sur le compromis entre un critère économique et la possibilité de protéger un transformateur de puissance qui peut être soumis à deux types de défauts:

a- Défauts internes

- Buchholz
- Température
- Défaut d'arrêt pompe et aéroréfrigérants → manque de circulation d'huile
- Masse cuve
- protection à manque courant continu (MCC)

b- Défauts externes

- Surintensité dû :
 - ⇒ à un court circuit sur le réseau qu'alimente un transformateur
 - ⇒ à une surcharge
- Défaut homopolaire : il est traduit par une apparition d'un courant I_h dans le neutre ; en l'occurrence le système devient déséquilibré et $\sum I_p = I_h$ ou I_h est le courant homopolaire.
- Surtension due à la foudre
- défaut du système régulation

La détection, l'élimination de ces défauts et la continuité du service nécessitent l'usage de plusieurs types de relais de protection ainsi que des transformateurs de courant et de tension.

2. Protections contre les défauts internes :

a. Protections Buchholz transformateur et Buchholz régleur en charge :



Relais Buchholz régleur



Relais Buchholz transformateur

Fig. 5: Les relais Buchholz

Le relais Buchholz détecte le dégagement gazeux sur la partie supérieure du transformateur à l'entrée du réservoir d'expansion de l'huile, il se situe entre la cuve et le ballonnet comme le montre les figures.

Les relais Buchholz sont actionnés par une détection de gaz émis à la suite d'un arc électrique.

Les relais ont deux seuils :

- ⇒ Alarme
- ⇒ Déclenchement instantané

b. Protection Température :

Elle est appelée aussi thermométrique de cuve contre la montée en température, le dispositif suivant assure ce type de protection :



Fig. 6 : Dispositif de détection de température

Une élévation excessive de température d'huile est signe du défaut du transformateur. Cette protection est caractérisée par deux seuils :

- ⇒ Alarme : à une température de 80°C
- ⇒ Déclenchement : à une température de 90°C

c. Protections arrêt pompe et aéroréfrigérants :

⇒ Manque circulation d'huile :

Un arrêt de circulation d'huile ou non fonctionnement d'un aéroréfrigérant ou l'arrêt de la pompe, peut entraîner une élévation rapide de la température d'huile ; d'où l'échauffement du transformateur.

Afin d'éviter tout échauffement nuisible au transformateur, une protection installée sur l'indicateur de circulation d'huile entraîne une signalisation « défaut pompe » au bout de 5 minutes si l'indicateur revient en position de repos.

Si le défaut persiste au bout de 20 minutes la protection envoie un ordre de déclenchement du transformateur à condition que la puissance transitée par le transformateur intéressé dépasse le seuil de réglage ou à condition que la charge atteigne 20% de la charge nominale.

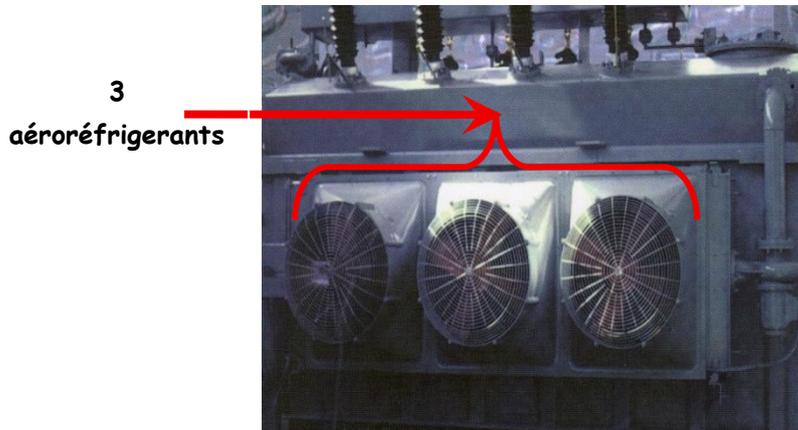


Fig. 7 : Système aéroréfrigérant

Un transformateur est normalement équipé de 3 ventilateurs (aéroréfrigérants) dont deux sont en marche et l'autre enclenche quand la température augmente au-delà de 60°.

d. Protection masse-cuve :

La protection masse-cuve protège le transformateur HT/MT ; en effet elle désigne :

- Un anti-amorçage interne à la masse.
- Une décharge atmosphérique entraînant le fonctionnement des éclateurs.

La cuve est à la fois isolée de la terre par les bakélites, et reliée au circuit de terre du poste par une seule connexion en cuivre sur laquelle est installée un TC 100/1A, en effet toutes les parties métalliques à l'exception des bobinages et leurs connexions sont reliées à la cuve de transformateur.

Si un défaut se produit par un amorçage interne à la masse (entre enroulement et masse), le courant de défaut produit s'écoule par la connexion de terre à travers le T.C. (l'unique passage) qui alimente un relais de courant.

Le fonctionnement de ce relais de courant provoque :

- ⇒ le déclenchement des disjoncteurs encadrant le transformateur
- ⇒ la signalisation « déclenchement masse cuve »

Le relais de protection ampérométrique masse-cuve de réglage, fixé généralement entre 80 et 100A, est à temporisation instantanée.

Cette protection fonctionne également sur les défauts externes en cas d'orage. Il peut s'agir alors d'un coup de foudre ayant provoqué un amorçage aux éclateurs des traversées.



Fig. 8: Protection Masse cuve

Pour protéger la masse cuve on utilise la protection par soupape de sûreté, en effet c'est une protection mécanique contre les surpressions dans la cuve.

e. Protection à manque courant continu (MCC) :

Dans les postes non gardés, une défaillance des auxiliaires « continu » batterie – redresseur aura pour conséquence le non fonctionnement des protections en défaut avec tous les dégâts que cela peut engendrer.

Pour remédier à ce genre d'incident, une protection dite à « manque C.C. » a été conçue pour faire déclencher les transformateurs de puissance dès que la tension « continu » chute au-dessous du seuil de fonctionnement normal des protections.

3. Protections contre les défauts externes :

a. Protection surtension :

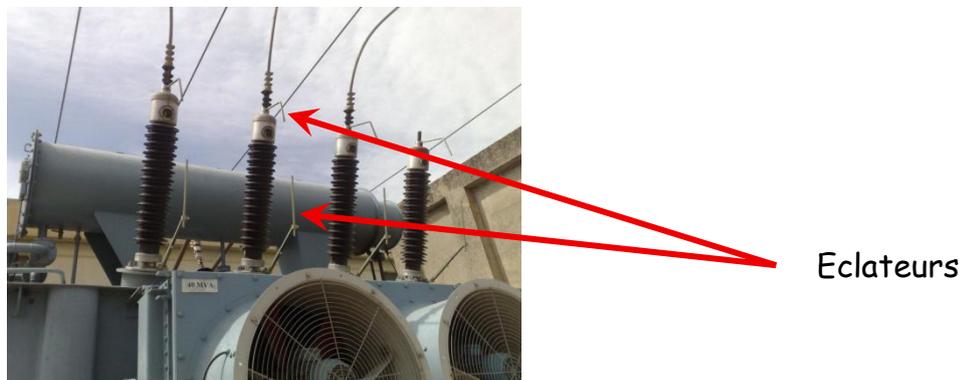


Fig. 9 : Éclateurs placés sur les pôles HT

La protection contre la surtension est assurée par des éclateurs, écartés de 290 à 320 mm, placés sur les pôles primaires HT du transformateur HT/MT.

- La surtension peut provenir :

⇒ **des surtensions atmosphériques :**

Lorsque la foudre tombe au voisinage d'une ligne, celle-ci fonctionne comme une antenne. Une onde mobile prend naissance sur la ligne dont elle élève brusquement le potentiel.

Les coups de foudre directs provoquent sur les isolateurs des arcs à la terre pouvant entraîner l'ouverture des disjoncteurs et des phénomènes de surtension très dangereux pour les transformateurs.

⇒ Remède :

On protège les transformateurs par les procédés suivants :

- 1- soit par des parafoudres à résistance variable.
- 2- soit par des éclateurs généralement placés entre l'entrée des traversées isolantes du transformateur et la cuve ou deux bornes d'une chaîne d'isolateurs.

⇒ **Mauvais fonctionnement de la régulation de tension.**

Cette protection est réalisée par un relais alimenté par le TT barre. Les seuils de réglage sont :

- 125% U_n temporisée à 30s pour le 225 KV
- 125% U_n temporisée à 0.4s pour le 60 KV

b. Protection ampérométrique à maximum d'intensité :

La protection à maximum d'intensité protège le transformateur contre les courts circuits polyphasés et contre la surcharge, par l'intermédiaire de deux TC Bushings placés sur deux phases du transformateur côté MT.

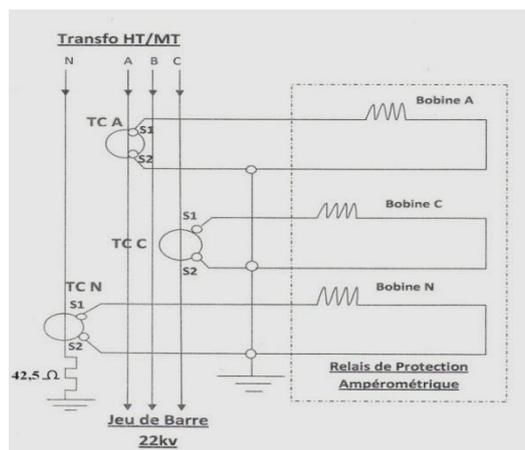


Fig. 10 : Schéma du circuit alternatif de la protection ampérométrique Transformateur HT/MT

Cette protection est constituée par deux relais de courant de phase avec sorties instantanées et sorties temporisées.

On en désigne deux types :

⇒ **Protection à max I contre les courts circuits polyphasés**

Elle est réalisée par des relais ampérométriques alimentés par des TC de phase, ayant une temporisation en général de l'ordre de 2.5 s. Ces relais de phase sont réglés à :

- 1.2 In du transformateur s'il n'y a pas de protection de surcharge
- jusqu'à 2 In si le transformateur est équipé de protection de surcharge

⇒ **Protection à max I contre la surcharge**

La durée de tenue d'un transformateur à la surcharge est largement supérieure à la tenue aux courts circuits, alors la protection contre surcharge permet de :

- Ne pas déclencher le transformateur en un temps court pour la surcharge
- Faire des actions de délestage en fonction de la charge ce qui permet de maintenir le transformateur en service

Cette protection est également réalisée par des relais ampérométriques alimentés par des TC de phase ayant les seuils de réglage en paliers de courant commençant à 1.2 In ; cependant pour chaque palier de courant, la protection produit une action prédéterminée soit par :

- Une alarme au premier palier
- Des délestages en décence des départs HT en fonction du palier de courant et sa durée.

c. Protection homopolaire:

Elle est réalisée par un relais homopolaire alimenté par le TC bushing placé sur le neutre du transformateur.

Le réglage doit être coordonné avec le réglage du relais homopolaire ampérométrique de l'arrivée MT : $I_{r(\text{transformateur})} > 1,2 I_{r(\text{arrivée}) \text{ max}}$

La temporisation est celle des arrivées MT augmentée de 0,3 s ; elle est généralement 3s : $T_{(\text{transformateur})} = T_{(\text{arrivée})} + 0.3\text{s}$

d. Protection terre résistante :

Les protections à temps constant des départs ne permettent pas de détecter des courants de défaut homopolaire inférieurs à leur seuil de réglage.

Ces défauts sont dûs essentiellement à :

- un conducteur tombé au sol
- un contact du conducteur avec des branches d'arbres, fourrages....
- des défauts d'isolement : neige, givre, isolateur fêlé.



Résistance du neutre 42,5 Ω



Emplacement TT-C spécial 1mv /1 A

Fig. 11 : Les dispositifs de protection terre résistante

Une protection de terre résistante à temps inverse raccordée sur un TC tore spécial fournie par le constructeur. La caractéristique à temps inverse répond aux fonctions suivantes:

$$t = 72. I^{-2/3} \text{ s} \quad \text{pour } 0,7 < I < 200 \text{ A}$$

$$t = 2,1 \text{ s} \quad \text{pour } 200 < I < 1000 \text{ A}$$

⇒ **Fonction réenclencheur**

Le réenclencheur devra permettre la réalisation d'un cycle de réenclenchement rapide et de deux cycles de réenclenchement lents.

Le choix des fonctions suivantes doit être possible:

- Réenclencheur HS.
- Cycle de réenclenchement rapide : initialisé par la protection Max I phases et ou homopolaire instantanées.
- Cycle de réenclenchement lent : est initialisé par la protection Max I phases et ou homopolaire temporisées.
- Cycle de deux réenclenchement lents.
- Cycle d'un réenclenchement rapide suivi d'un réenclenchement lent.
- Cycle d'un réenclenchement rapide suivi de deux réenclenchements lents.

Cette protection sera raccordée sur un TC installé après la résistance de mise à la terre du neutre.

Le relais devra être réglable entre 0,5A et 2 A.

Le relais devra être muni de deux temporisations :

- ⇒ La première peut être réglée à 1,5s.
- ⇒ La seconde peut être réglée à 120s environ.

V. PROTECTION DE L'ARRIVÉE MT (Arrivées 22KV):

La protection de l'arrivée MT est assurée par deux transformateurs de courant placés sur les phases A et C selon le schéma suivant:

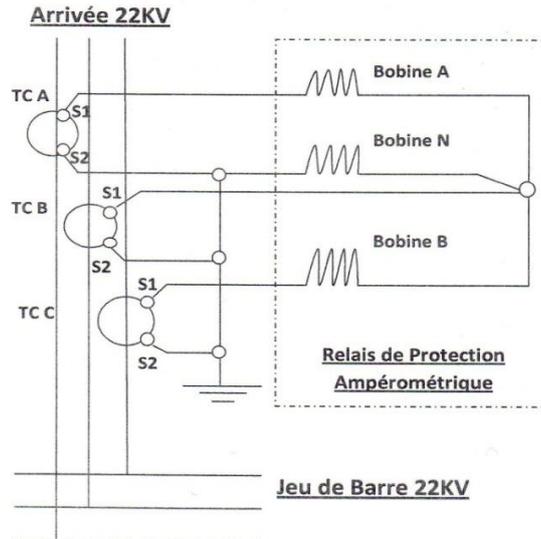


Fig. 12 : Schéma du circuit alternatif de la protection ampérométrique d'arrivée

1. Protection contre les surintensités et les courts circuits entre phases :

Les deux arrivées sont équipées de protections à maximum de courant entre phase réglées sélectivement avec les départs à valeur t_A .

Un défaut sur l'arrivée MT provoque l'ouverture de disjoncteur de l'arrivée du transformateur avec un retard t_A mais puisqu'il est toujours alimenté par le transformateur HT/MT à l'instant $t_A + \Delta t$, le disjoncteur de l'arrivée HT s'ouvre suite à l'action de la protection à maximum de courant qui l'équipe.

Cette protection est assurée par des relais qui protègent le jeu de barre 22KV contre les courts circuits et contre la surcharge, par l'intermédiaire de deux transformateurs de courant placés sur les phases A et C.

2. Protection homopolaire:

Réalisée par un relais homopolaire désensibilisé à l'harmonique 3 alimenté par la somme des courants secondaires de trois transformateurs de courant placés sur les phases A, B et C.

Il faut savoir que le courant vu par la protection homopolaire de l'arrivée n'est pas le même que celui vu par la protection du départ en défaut, il est en général plus faible. La temporisation est réglée en général à 2 s.

VI. PROTECTION DES LIGNES MT (Départs 22KV):

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter un défaut électrique et de mettre hors tension la portion du réseau qui est le siège de ce défaut (portion la plus limitée possible après l'apparition du défaut). Il convient de prévoir toujours deux systèmes de protections : l'un pour les défauts entre phases et l'autre pour les défauts à la terre.



Fig. 13 : Relais ampérométrique type numérique

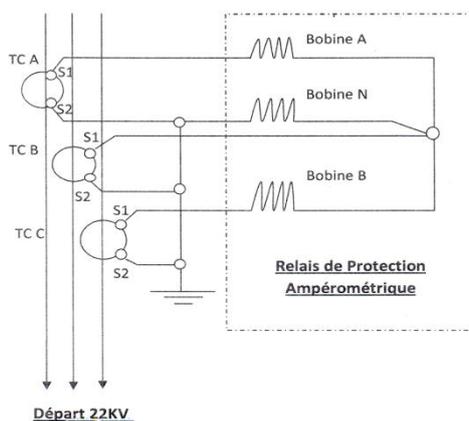


Fig. 14 : Schéma du circuit alternatif de la protection Ampérométrique Départ 22KV

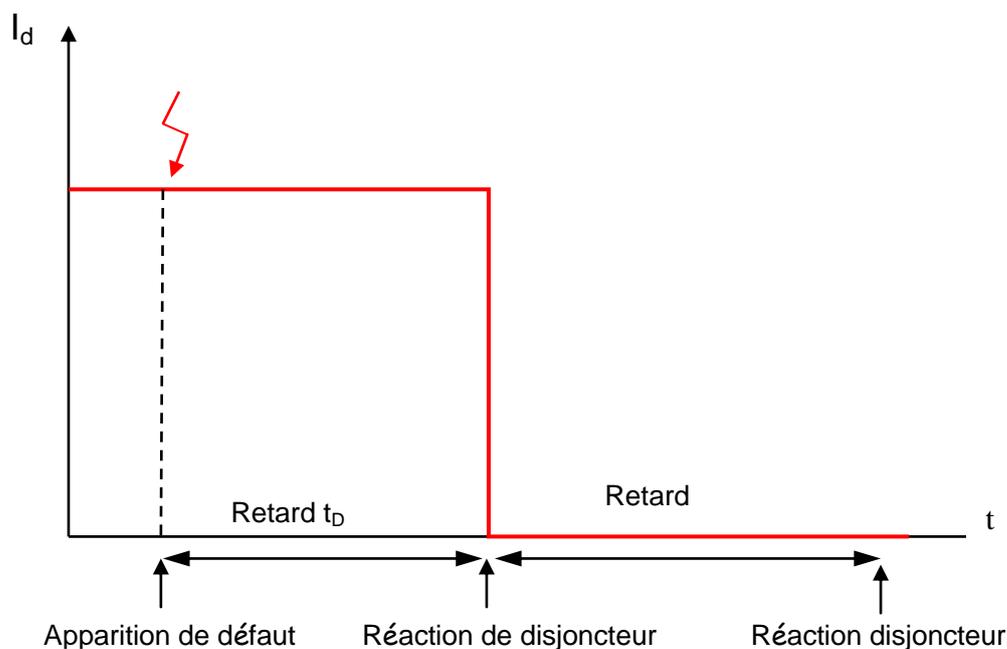
Les principales protections installées au niveau des départs MT sont :

1. Protection contre les surintensités et les courts circuits **circuits entre phases :**

La protection contre les courts circuits et les surcharges est assurée par deux relais ampérométriques alimentés par les courants secondaires de deux TC placés sur deux phases, A et C, du départ. Un seul seuil est réglé, il assure les deux fonctions surcharge et court circuit. Le réglage généralement adopté est le courant maximum de charge majoré de 20%.

La protection de court circuit doit être indépendante de la protection de surcharge. Pour cela les nouvelles générations de protections disposent de deux seuils, un seuil de surcharge et un seuil de court circuit. Le réglage du courant de court circuit est le courant minimal de défaut biphasé.

⇒ Fonctionnement de la protection :



- Les départs sont équipés de protections à maximum de courant entre phases dont la temporisation est réglée à la valeur t_D .
- Un défaut sur le départ est éliminé par l'ouverture de disjoncteur de départ 22 KV avec un retard t_D .

2. Protection contre les courts-circuits monophasés à la terre :

Réalisée par un relais homopolaire alimenté par la somme des trois courants de phase selon le schéma du circuit alternatif ci-dessus.

Le seuil de ce relais devrait être théoriquement nul mais il y a deux phénomènes qui influencent le réglage de ce seuil à savoir :

- L'effet capacitif de la ligne protégée.
- La consommation propre du relais de protection en fonction de la puissance de précision du TC.

Les connexions de mise à la terre du neutre sont équipées de protections à maximum de courant homopolaire dont le seuil est supérieur aux réglages des protections des arrivées et des courants et dont la temporisation $t_N > t_A + \Delta t$

3. Protection homopolaire :

Elle est réalisée par la somme des courants secondaires des 3 TC placés sur les phases A, B et C.

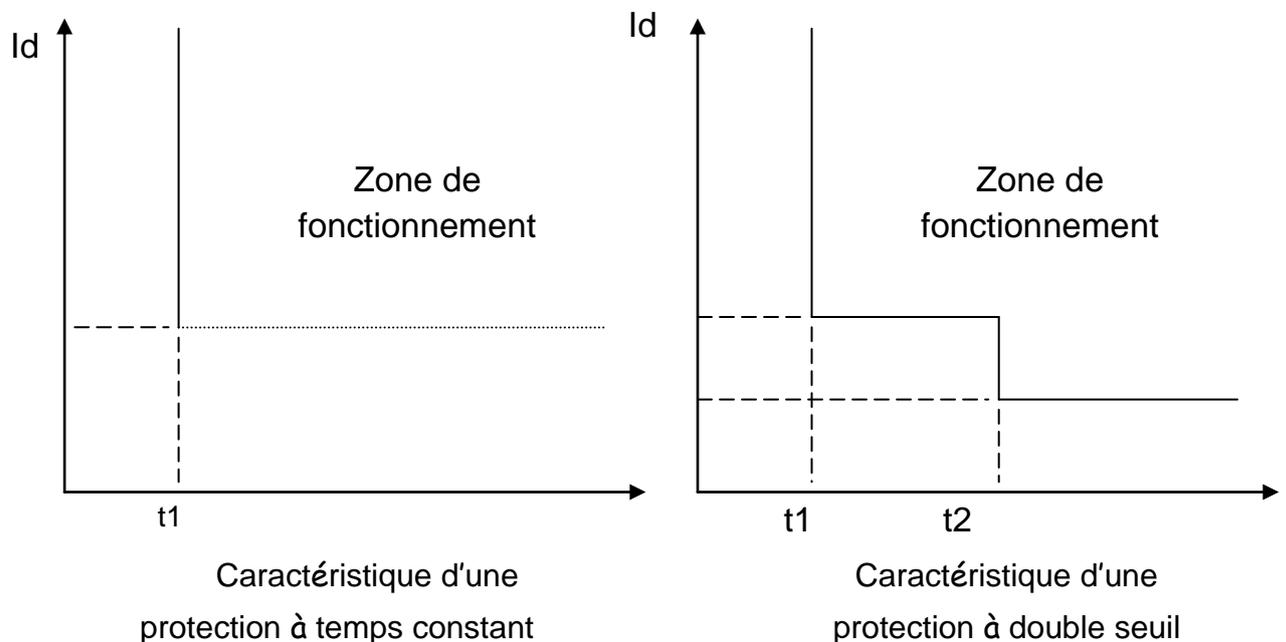


Fig. 15 : Protections ampérométrique à deux seuils homopolaires à temps constant

Il s'agit d'une protection ampérométrique à temps constant à laquelle on a ajouté un deuxième seuil homopolaire S2 inférieur au premier S1, avec sa propre temporisation égale à 1.3s et venant en complément de la temporisation associée au premier seuil.

Dans le régime du neutre, un défaut résistif affectant un départ entraîne sur les départs sains un courant résiduel nettement plus faible que le seuil de réglage de ces départs sains.

Un défaut monophasé apparaissant sur le départ et entraînant un courant supérieur à S1 sera éliminé au bout du temps t2.

Les courants capacitifs qui circulent dans les départs sains sont bien détectés par le deuxième seuil S2, mais ils ne provoquent pas de déclenchement puisqu'ils sont éliminés dans le temps t1 (ils devraient atteindre t2 pour provoquer le déclenchement).

Par contre, si le courant de défaut est faible, il sera détecté par le seuil S1 et le défaut sera éliminé au bout de temps t2)

4. Protection terre résistante individuelle :

Cette protection concerne les départs équipés de protections numériques.

Elle est réalisée par un TC tore englobant les trois phases A,B et C du départ, selon le schéma de la figure :

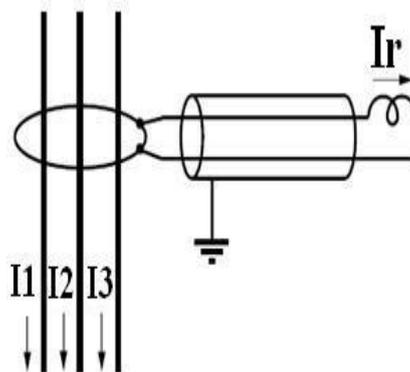


Fig. 16 : Mesure de courant résiduel par un TC tore

5. Protection à maximum de courant de phase et homopolaire

Dès qu'un défaut se produit sur le départ protégé un des relais détecteurs fonctionne et ferme ces deux contacts.

L'un de ces contacts excite le relais de temporisation qui provoque le déclenchement à la fin de sa temporisation.

L'autre contact met en route le réenclencheur qui provoque le déclenchement instantané du disjoncteur avant que le relais temporisé achève sa temporisation.

ANALYSE DES DECLENCHEMENT DU TRANSFORMATEUR 60/22KV

I. INTRODUCTION:

Les déclenchements du transformateur de puissance 40 MVA sont comme suit :

- ⇒ Déclenchement par défauts externes
- ⇒ Déclenchement par surcharge
- ⇒ Déclenchement par défauts internes
- ⇒ Déclenchement par surintensité homopolaire

II. DECLENCHEMENT PAR DEFAUTS EXTERNES:

Il existe pratiquement deux types de déclenchements par défauts externes

a. Déclenchements réels : Jeu de barres :

Généralement le transformateur ne déclenche qu'après défaut détecté dans le jeu de barres 22kV ; en effet la sélectivité chronométrique empêche le déclenchement du transformateur.

- ⇒ Un défaut sur le jeu de barres est éliminé par l'ouverture de disjoncteur de l'arrivée du transformateur avec un retard $t_A = t_D + \Delta t$.

b. Déclenchements intempestifs : Le cumul de temps

Les déclenchements intempestifs sont incontrôlables, ils sont éliminés par l'installation des dispositifs numériques, il y a le déclenchement par cumul de temps et par sympathie suite à un défaut franc (phase terre), ce dernier n'affecte que les départs ; en l'occurrence on va analyser le déclenchement par cumul de temps.

La sélectivité mise en service au niveau du poste saïs repose sur deux types de sélectivités ; en premier lieu chronométrique en deuxième lieu ampérométrique

Pour assurer la sélectivité chronométrique entre l'arrivée et départs 22 KV, le choix de la temporisation de l'arrivée doit représenter le double de celle des départs 22KV ($T_a = 2xT_d$) ; C'est le cas d'un cumul de temps qui est en général causé par la succession de deux défauts sur deux départs MT différents ; il est l'une des conséquences majeures de la non sélectivité.

La figure suivante montre le cumul de temps :

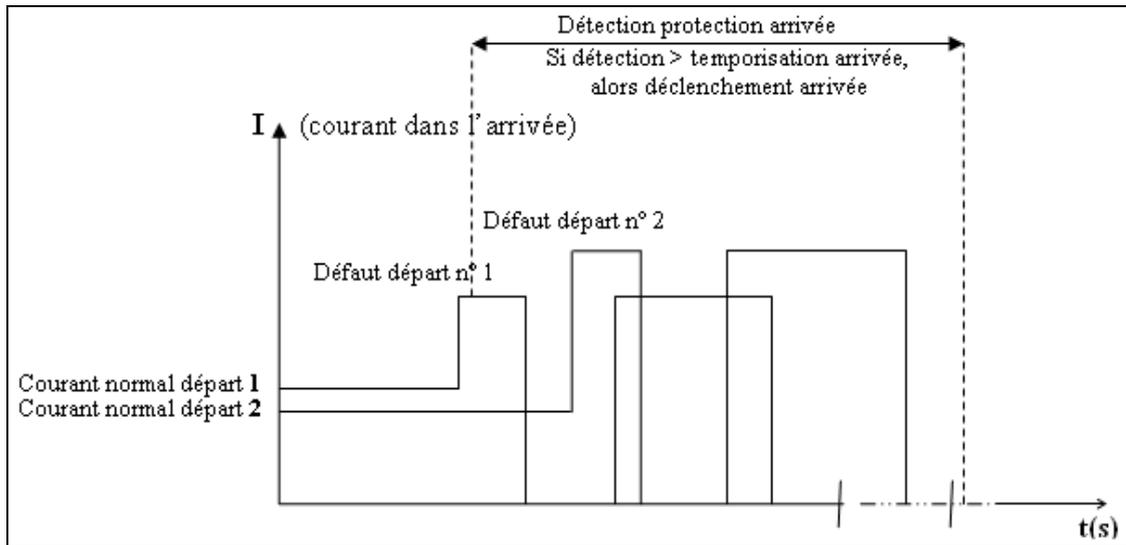


Fig. 17 : Cumul de deux défauts entraînant un déclenchement de l'arrivée

Pour éviter le déclenchement de l'arrivée dû à un cumul de temporisation créée par une succession de deux défauts sur deux départs différents, il est nécessaire de vérifier :

- La fiabilité des relais de temps (disponible dans les protections numériques)
- le réglage de la temporisation de déclenchement de l'arrivée est $2x T_d$ (la temporisation de déclenchement des départs).

⇒ Etude d'un cas de dysfonctionnement de la protection installée au poste SAISS 60/22KV à cause d'un cumul de temps :

Le déclenchement par cumul de temps est l'un des déclenchements souvent rencontrés dans les poste HT/MT.

On propose l'analyse d'un rapport d'incident qui a causé le déclenchement du transformateur en service par cumul de temps au niveau du poste SAISS 60/22KV :

RAPPORT D'INCIDENT

INCIDENT : DECLENCHEMENT TRANSFORMATEUR 40 MVA N°2 AU POSTE SAISS

Date : 15/04/2010

Date de déclenchement	11/04/2010
Horaire	00h25mn 530 ms
PT 60/22KV SAISS	SAISS
Incident Poste	Déclenchement du transformateur 60/22KV -40 MVA N°2
Incident Lignes MT	Déclenchements répétitifs du départ 22 kV
Cause de l'incident poste	Déclenchement transformateur N°2 suite à un cumul de temps causé par deux défauts succins sur départs 22 KV Sefrou et Imouzzer

Constations :

- Le transformateur 60/22KV N°2 en service a subit un déclenchement par fonctionnement de protection Max I homopolaire bushing (terre résistante) le 11/042010 à 00h25mn09s040ms (ouverture disjoncteur 60 KV transfo puis ouverture disjoncteur arrivée 22KV après 30ms)
- La protection ampérométrique arrivée 22KV n'a pas fonctionné et puisque le relais de protection JB installée est d'une conception numérique, une remise à zéro du temps écoulé a été effectuée probablement suite à un très court creux presque visualisé sur diagramme de DT.
- Le transfert automatique au transformateur N°1 de secours verrouillé à 00h 25mn 09s 030ms (conformément au schéma type de protection)
- Un cumul des temps écoulés de deux défauts terre résistante successives survenus sur les départs 22KV Sefrou et Imouzzer.
- Le départ Sefrou a enregistré 20 cycles de réenclenchement rapide durant le 09, 10 et le 11/04/2010.

Réglages Bushing affichés :

- Max I Phase = 1000 A de temporisation $t=2,5$ s
- Max I Homopolaire = 96 A de temporisation $t=2,5$

Solutions proposées :

- 1- Revoir les valeurs de réglage courant homopolaire du réseau MT Sefrou et Imouzzer suivant les longueurs du réseau MT actuelles
- 2- Afficher les déclenchements rapides à 0,6 s au lieu de 1s sur les 7 départs 22KV
- 3- Afficher les déclenchements instantanés ou temporisations à 200 ms chez les postes MT/BT protégés par disjoncteurs MT.
- 4- Lancer l'installation des protections numériques Max I Bushing et terre résistante du transformateur 40 MVA en remplacement de la protection électromécanique MIC 4530.

Les différents événements enregistrés au consignateur d'état suite au défaut causé par le cumul de temps dans le poste SAISS, sont comme suit :

⇒ Le libéré de signalisation est le suivant :

MICROCENTRALOG	POSTE 60/22KV SAISS	11/04/2010
* 00 H 07 MN 02 S 370 MS DIS T.MT 006		CYCLE EN COURS
* 00 H 25 MN 06 S 530 MS APP S/T.COM. 002		TERRE RESISTANTE S/T
* 00 H 25 MN 07 S 390 MS APP T.MT 012		DECL.PROT.SEFROU
* 00 H 25 MN 07 S 450 MS APP D.MT 001		DISJ.SEFROU OUV
* 00 H 25 MN 07 S 870 S APP D.MT 002		DISJ.SEFROU FER
* 00 H 25 MN 07 S 900 MS APP T.MT 013		DECL.PROT.IMOUZZER
* 00 H 25 MN 07 S 960 MS APP D.MT 005		DISJ.IMOUZZER OUV
* 00 H 25 MN 08 S 350 MS APP D.MT 006		DISJ.IMOUZZER FER
* 00 H 25 MN 08 S 870 MS APP T.MT 006		CYCLE EN COURS
* 00 H 25 MN 08 S 870 MS APP T.MT 012		DECL.PROT.SEFROU
* 00 H 25 MN 08 S 930 MS APP D.MT 001		DISJ.SEFROU OUV
* 00 H 25 MN 08 S 940 MS APP TR.2 011		DECL.MAX.I TR
* 00 H 25 MN 09 S 030 MS APP TR.2 015		ENCL.TFERT.AUT.TR
* 00 H 25 MN 09 S 030 MS APP TR.2 019		ATLT VERROUILLE
* 00 H 25 MN 09 S 040 MS APP ARR.TR 005		DISJ.OUV TR2
* 00 H 25 MN 09 S 060 MS APP TR.2 017		DISJ.HT.OUV
* 00 H 25 MN 09 S 060 MS DIS S/T.COM. 002		TERRE RESISTANTE S/T
* 00 H 25 MN 25 S 050 MS APP D.MT 002		DISJ.SEFROU FER
* 00 H 25 MN 27 S 430 MS DIS T.MT 006		CYCLE EN COURS

⇒ Le cycle de déclenchement de l'incident survenu au poste SAISS 60/22KV est le suivant sachant que :

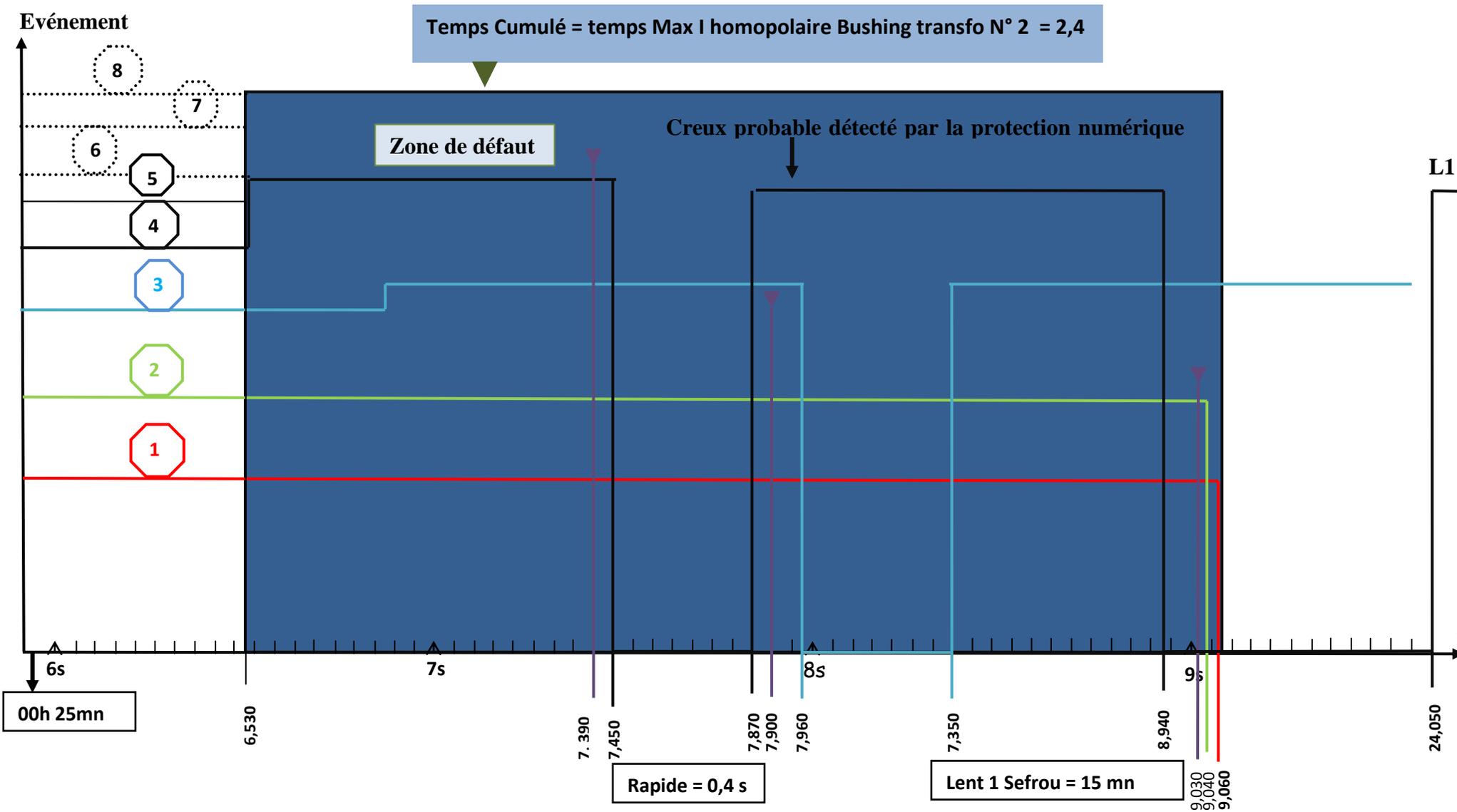
Incident Poste : Déclenchement du transformateur 60/22 KV - 40 MVA N° 2

Incident Lignes MT : Déclenchement répétitif du départ 22 KV Sefrou

Cause de l'incident poste : Déclenchement du transformateur 60/22 KV suite à un cumul de temps causé par deux défauts successifs sur départs 22 KV Sefrou et Imouzzer

ANALYSE DE L'INCIDENT SURVENU LE 11/04/2010 AU POSTE 60/22 KV SAIS

COURBE DE DECLENCHEMENT



LEGENDE :

	Position disjoncteur HT		Déclenchement protection Imouzzer
	Position disjoncteur arrivée		Position disjoncteur Sefrou
	Déclenchement Max I transformateur		Déclenchement protection Sefrou
	Position disjoncteur Imouzzer		Terre résistante

III. *DECLENCHEMENT PAR SURCHARGE :*

Le dépassement du courant assigné de l'installation provoque la surcharge et ceci est dû à l'accroissement de la puissance demandée. Elle a des effets purement thermiques et les équipements les plus atteints par ce phénomène sont les lignes et parfois les transformateurs.

La surcharge du transformateur 40 MVA est généralement traduite par une saturation du transformateur.

En effet chaque transformateur a une charge nominale I_n et la saturation ou l'atteinte de I_n est interprétée par la valeur de la puissance du transformateur (installée) 40MVA.

La surcharge est généralement due à un appel continu du courant dépassant la valeur nominale du courant aux côtés primaire et secondaire du transformateur, c.-à-d. la consommation excessive du courant par les clients surtout pendant les heures de pointe.

NB : Le transformateur ne déclenche pas immédiatement quand il dépasse sa puissance nominale, c'est pourquoi on a une marge de puissance de 20% P_n au bout de 20min.(cette condition est donnée selon le constructeur)

Dans le poste 60/22 KV SAISS :

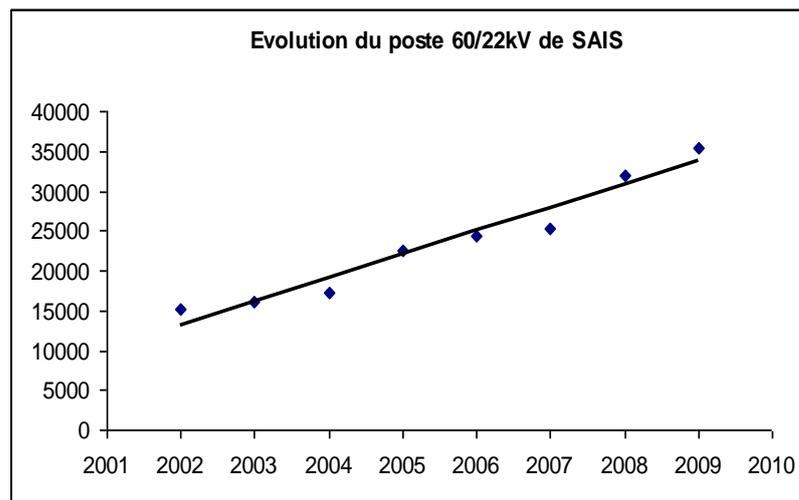
- La Puissance installée : 1 X 40 MVA
- La Puissance Appelée : 35,35 MVA
- Le Taux Saturation : 88%

⇒ Analyse de l'évolution de charge aux postes saïs :

On donne l'évolution de la charge au poste concerné durant les 8 ans passés :

Evolution de la charge aux poste de SAIS en KVA								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Poste de SAIS	15240	16000	17200	22420	24456	25256	32000	35351

A partir de tableau ci-dessus on trace la courbe évolutive de la charge dans le poste :



Durant ces 8ans, la puissance appelée n'a pas cessé d'augmenter, elle atteint 35,35 MVA en 2009, sachant que la puissance nominale du transformateur est 40MVA, donc ce dernier risque d'être saturé.

IV. DECLENCHEMENT PAR DEFAUTS INTERNES :

Les défauts internes peuvent provoquer le déclenchement du transformateur.

A titre d'exemple : les défauts Buchholz et température.

1. Fonctionnement :

Le Buchholz subi les actions suivantes

a. Dégagement gazeux :

En cas d'avarie interne du transformateur, un flotteur va se déplacer à l'intérieur du corps tubulaire du relais buchholz en faisant basculer un contact. Ce contact peut être exploité en alarme ou en déclenchement.

b. Augmentation de pression :

Lors d'une avarie interne grave, il se produit un violent dégagement gazeux qui provoque à l'intérieur du transformateur un gonflement du diélectrique et un mouvement ascendant de celui ci. Cette surpression est détectée et va provoquer le basculement d'un contact. Ce contact sera exploité uniquement en déclenchement.

c. Augmentation de température :

Un échauffement anormal d'huile diélectrique peut être détecté par des sondes de température dans les cas suivants :

- ⇒ Dégagement des pertes par effet joule dû à une surcharge excessive du transformateur.
- ⇒ Mauvais rendement du système de refroidissement dû à une montée excessive de température ambiante dans la région.

Deux seuils différents sont affichés grâce aux deux thermostats installés indépendamment.

Pour le contrôle de la tendance de la température du diélectrique un thermomètre est installé sur le transformateur.

2. Schéma de principe :

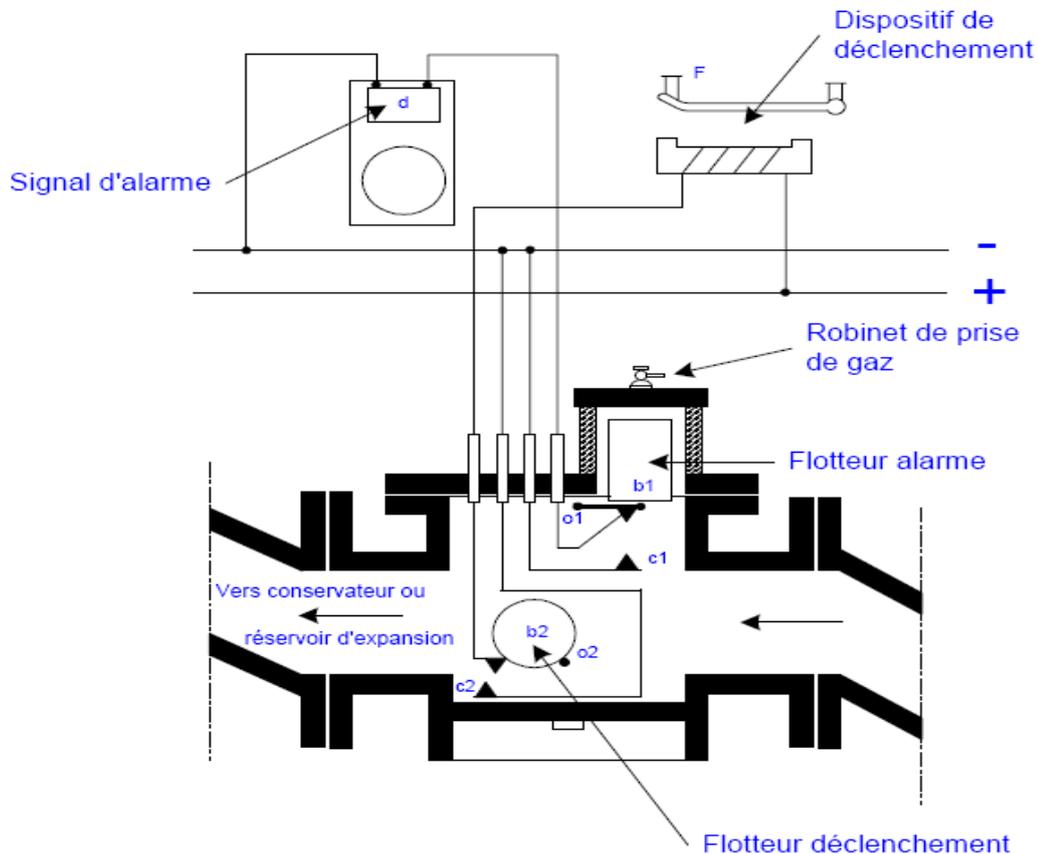


Fig. 18 : schéma de fonctionnement de la protection buchholz en cas de défaut

Le corps du relais (Voir figure ci-dessus) renferme deux flotteurs b1 et b2 qui peuvent pivoter respectivement autour des axes o1 et o2 et commander ainsi les contacts à mercure c1 et c2. Ces deux contacts ferment (ou ouvrent sur demande) chacun un circuit.

Le circuit du contact c1 actionne un signal d'alarme. Le circuit du contact c2 actionne le dispositif de déclenchement.

Le relais « Buchholz » protège toujours le transformateur en cas de fuite du diélectrique à condition qu'elle se manifeste au-dessous du relais.

Les degrés d'avarie de transformateur diffèrent ; on a les 3 cas d'avaries suivantes :

1. Cas d'avaries peu graves

Lors d'une avarie de faible importance, le dégagement de bulles de gaz provenant du transformateur est recueilli par le « Buchholz ». Le niveau d'huile s'abaisse dans le corps du relais d'où une rotation du flotteur b1 autour de son axe o1 et, pour un volume de gaz déterminé, la fermeture du contact c1.

Le fonctionnement du signal d'alarme « d » se produit ainsi dans un temps diminuant avec l'importance et la vitesse du dégagement gazeux et, par conséquent, avec la gravité du défaut. Le flotteur b2 baignant toujours dans l'huile n'est pas sollicité par ce phénomène.

2. Cas d'une avarie grave

Un dégagement gazeux violent, résultant de défauts graves à l'intérieur du transformateur provoque un mouvement d'huile du transformateur vers le conservateur qui fait basculer le flotteur b2, produisant ainsi la fermeture du contact c2 dont l'action sur le circuit de la bobine de déclenchement ordonne l'ouverture des disjoncteurs.

Cette action des deux contacts, fonction du dégagement gazeux accompagnant un défaut, permet donc la détection rapide de toute avarie susceptible de se produire dans un transformateur ou autre appareil électrique immergé.

3. Cas d'un niveau d'huile insuffisant

Si le niveau d'huile diminue progressivement, le flotteur b1 fonctionne le premier en donnant une alarme, puis le flotteur b2 bascule à son tour, provoquant le déclenchement des disjoncteurs.

V. DECLENCHEMENT PAR SURINTENSITE HOMOPOLAIRE:

Le défaut d'une phase parmi les trois à la terre donne naissance à un courant homopolaire indésirable traversant le neutre, en conséquence il peut provoquer le déclenchement du transformateur par le défaut homopolaire.

Etude des cas de défauts :

1. Défauts francs résistant à la terre dus à un corps étranger reliant la phase à la terre :

Exemples :

- Rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne
- Amorçages dus aux contacts de branches ou d'oiseaux avec les conducteurs
- Mise en contact des conducteurs par le vent ou la neige
- Défauts des enroulements des transformateurs provoquant des arcs...

2. court circuit franc à la terre :

Ce défaut composé est appelé défaut de surintensité homopolaire, passant par la phase (défaillie) en traversant ainsi le terre, puis la ou les phases du transformateur, qui est, immédiatement mis hors service afin de le protéger.

Le schéma suivant montre le passage du courant homopolaire et l'ouverture des disjoncteurs après détection de défaut menaçant la stabilité du système, et qui peut entraîner une coupure de l'électricité.

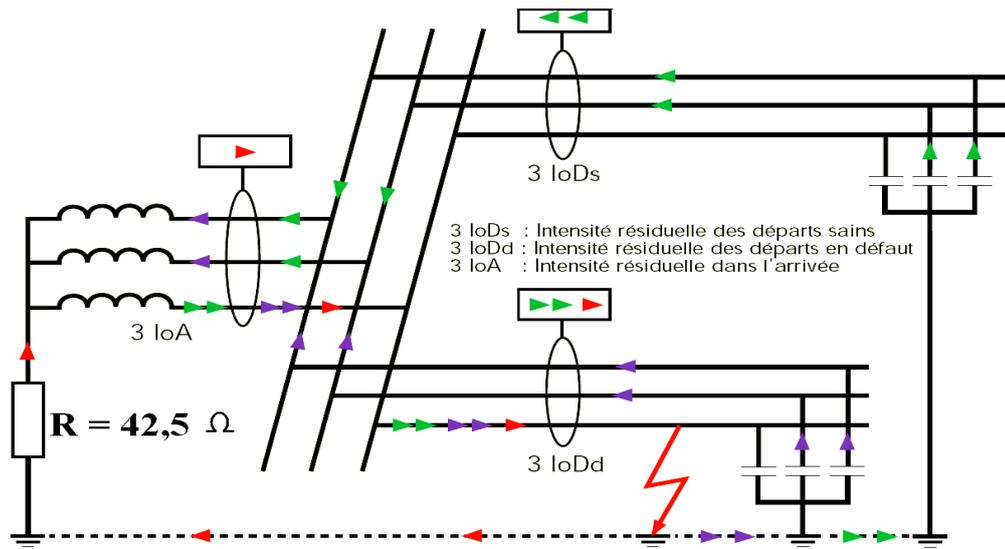


Fig. 19 : Circulation des courants en cas de défaut franc monophasé

Lors d'un défaut franc phase-terre sur un départ MT, les départs voisins vont voir circuler un courant capacitif résiduel important sur les phases correspondantes aux phases seines.

Ainsi les nombres de déclenchements par surintensité homopolaire depuis 2003 sont donnés selon le tableau suivant :

Nbr Déclenchements	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
Dt par surintensité homopolaire	18	23	27	43	41	51	206

On tire l'histogramme suivant :

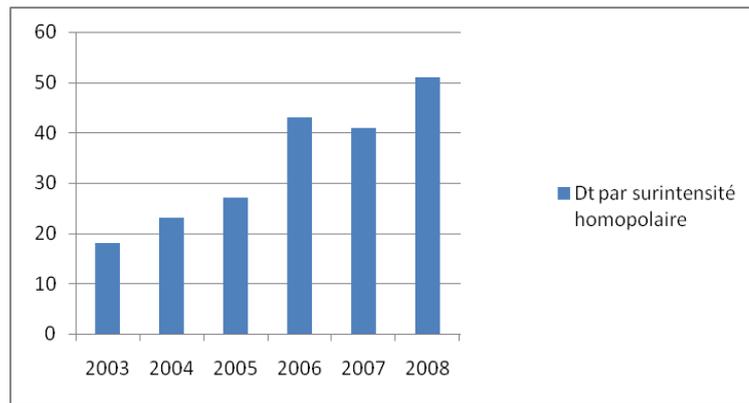


Fig. 21 : Déclenchement par surintensité homopolaire

On remarque que les défauts par surintensité homopolaire depuis 2003 sont en croissance importante, cela est dû à l'augmentation continue du nombre des clients.

Parmi les conséquences éventuelle du nombre exorbitant des clients, on a le vieillissement du transformateur ce qui diminue sa durée de vie.

VI. CONCLUSION DE L'ANALYSE :

1. La comparaison de nombre de déclenchements des transformateurs 40 MVA au poste HT/ MT de SAISS dus au cumul de temps et aux défauts internes, depuis 2003 est donnée par le tableau suivant :

Nbr Déclenchements	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Dt par protection internes	0	2	0	0	1	1	0	4
Dt jeux des barres (Cumul de temps)	3	3	0	5	2	2	3	18

On tire l'histogramme du tableau ci- dessus :

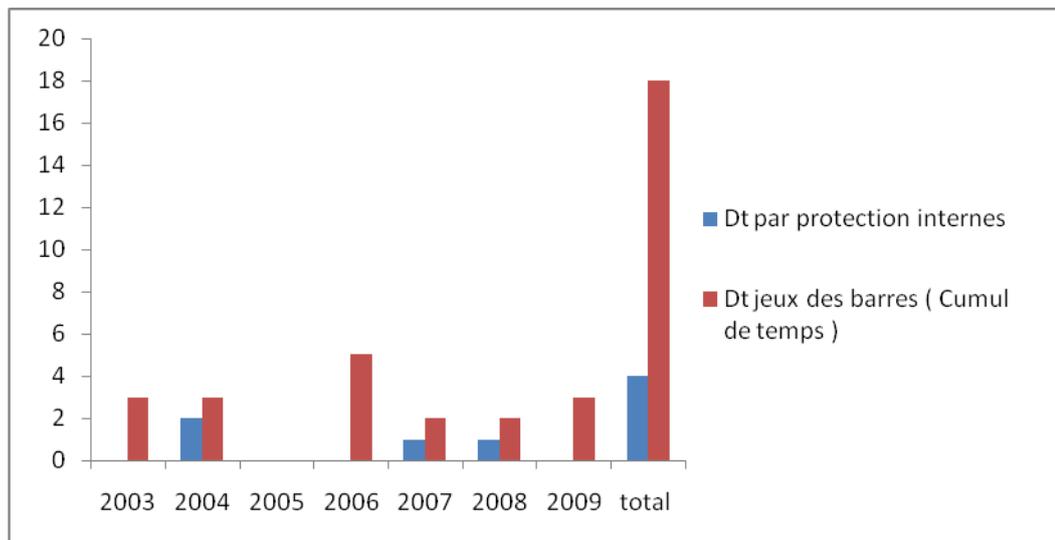


Fig. 20 : Comparaison du déclenchement par défauts internes et le cumul de temps

D'après l'histogramme on peut conclure que le déclenchement du transformateur est provoqué dans la plupart des cas par des défauts externes, en effet pour les défauts internes plusieurs dispositions nécessaires sont prises avant tout déclenchement.

SOLUTIONS

I. CUMUL DE TEMPS :

D'après l'analyse effectuée sur le déclenchement causé par le cumul de temps au niveau du poste 60/22KV SAISS, on propose les deux solutions suivantes :

1. Changement de la valeur de temporisation de la protection sur chaque départ MT déjà affichée de 1s (voir schéma ci-dessous) à 0,7s.

Cette solution exige le fait que le temps cumulé soit de l'ordre de 1.48s, en effet elle fait appel aux différentes temporisations installées au poste :

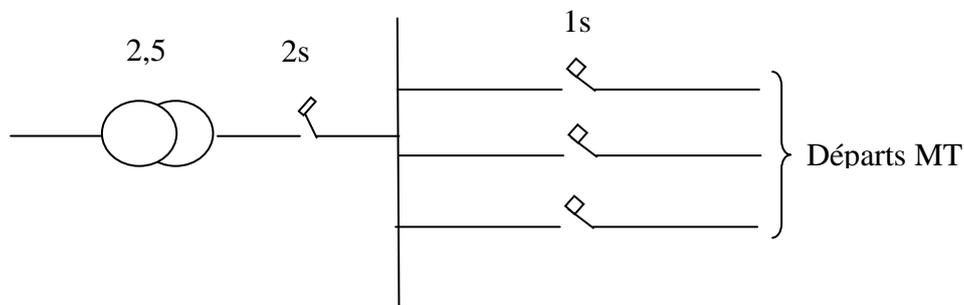


Fig. 20 : La sélectivité chronométrique

$$0,08+0,7+0,7 = 1,48 \text{ s} < 2\text{s} \quad (0,08 = 2 \times 0,04 \text{ ou } 0,04 \text{ est le temps de réponse de disjoncteur})$$

2. Remplacer les protections électromécaniques par des protections numériques fiables en mesure de temps.

II. SURCHARGE :

La surcharge est l'une des problématiques les plus rencontrées selon l'historique des déclenchements selon les dernières années.

Face au déclenchement par défaut de surcharge on propose les solutions suivantes :

1. L'automatisation d'un relais numérique programmable c.-à-d., l'insertion d'un programme permettant la permutation de la mise en service des deux transformateurs quand la puissance appelée est moindre que celle appelée en heures de pointe.

2. L'ajout d'un troisième transformateur dans le poste SAISS ,pour évacuer la surcharge de l'un des deux transformateurs, les soulager et garantir un bon fonctionnement, en utilisant un automate programmable qui permet la mise en parallèle de deux transformateurs parmi les trois, tout en déconnectant le troisième qui a fonctionné pendant une durée plus critique .

3. Création d'une autre source d'alimentation en répartissant les départs du poste étudié sur les deux postes, cette solution empêchera la saturation du poste SAISS et plus précisément le déclenchement des transformateurs installés.

4. le délestage :

Le délestage consiste à stopper volontairement l'approvisionnement d'un ou de plusieurs consommateur, pour rétablir rapidement l'équilibre entre la production et la consommation du réseau.

Il s'agit d'une mesure de sauvegarde destinée à éviter les risques d'effondrement en tension ou en fréquence qui pourraient entraîner la coupure de la totalité du sous réseau ou le déclenchement du transformateur.

5. Exploiter la marche en parallèle des deux transformateurs par l'installation de deux régulateurs numériques de tension.

Le régulateur numérique permet le maintien de la tension MT constante pour le réseau quelque soit les variations de la charge.

Le régulateur de tension MT est un boîtier de relais numérique permettant de donner des ordres au régleur en charge d'augmentation ou diminution des prises au niveau du transformateur HT/MT suivant la variation de tension MT et de charge

⇒ **Les fonctionnalités du régulateur de tension numérique :**

- Assure la régulation de tension MT et la remettre au seuil de fonctionnement normal
- Compensation pour les courants de circulation pour les transformateurs en parallèle
- Compensation des chutes de tension ligne
- Enregistrement des données et d'événements
- Echech de changement des prises
- Affichage des mesures et des valeurs calculées

⇒ **Avantages:**

- Récupération de deux transformateurs de tension de 80MVA pour utilisation dans un poste de 2x 40 MVA saturé
- Réduction de taux de saturation ($\frac{1}{2}$), en d'autre terme soulager les transformateur.

⇒ **Inconvénients :**

Exploitation particulière qui ne permet pas de garantir la puissance de secours.

CONCLUSION

Après l'analyse effectuée sur les défauts provoquant le déclenchement du transformateur 60/22 KV, on a proposé des solutions, citées ci-dessus, parmi ces solutions il y a ceux qui sont applicables, d'autres qui ne le sont pas.

L'ONE ne peut pas supporter le financement lourd, comme l'ajout d'un troisième transformateur qui est couteux ; en l'occurrence, l'entreprise a recours à appliquer la solution (à long terme) qui consiste à créer un autre poste.

Actuellement, la solution pratiquement applicable est celle de la réduction de la temporisation.

Généralement les défauts internes sont maîtrisables car l'ONE dispose des moyens nécessaire pour l'entretien et la maintenance des équipements (moyens : personnels, appareillage ...). Cependant les défauts externes ne sont pas contrôlables ; spécialement dans les zones rurales ; en effet il faut une bonne ingénierie, bonne fiabilité (appareillage numérique) et un bon choix de valeurs de réglage.

ANNEXE

Abréviation :

THT : Très haute tension

HT : Haute tension

MT : Moyenne tension

BT : Basse tension

TC : Transformateur de courant

TT : Transformateur de tension

I_{ph} : courant de phase

I_n : courant nominal

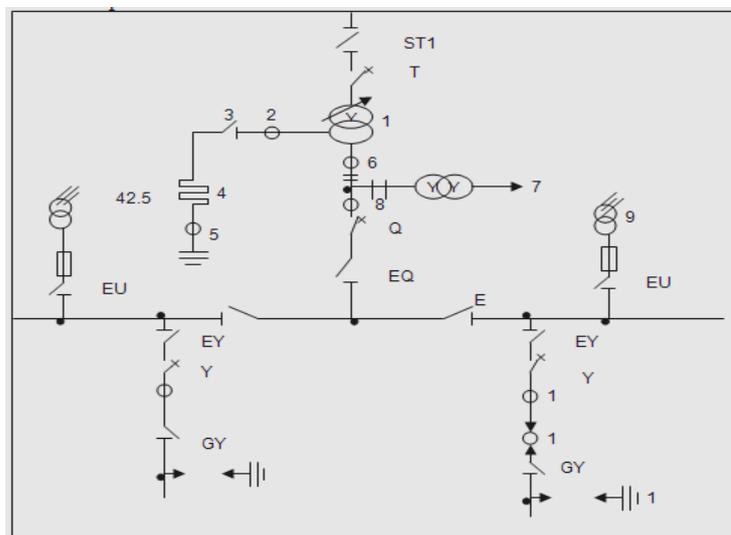
Max I : Maximum d'intensité

DDI : Division de Distribution

SF6 : Hexafluorure de soufre

TST : Travaux sous tension

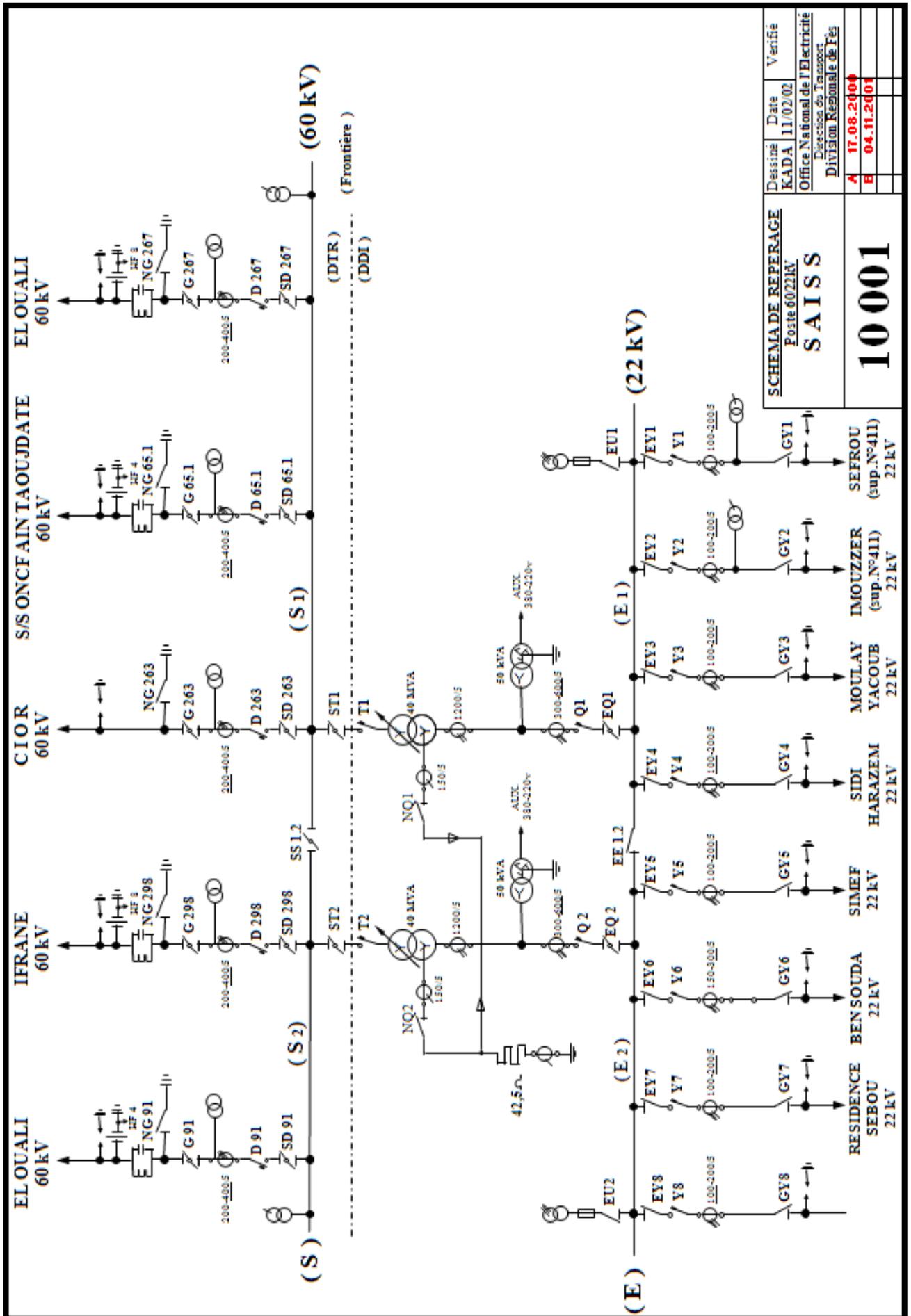
Schéma électrique de protection :



⇒ **Description du schéma unifilaire :**

- ST1** : Le sectionneur d'aiguillage
- T1** : Le disjoncteur d'arrivée 60KV
- 1** : Le transformateur HT/MT
- 2** : Le TC du neutre
- 3** : Le sectionneur de terre
- 4** : La résistance de mise à la terre
- 5** : Le TC spécial lié au dispositif de recherche de terre résistance
- 6** : Le TC Busching qui transmet les mesures des courants de phases à la protection à maximum de courant
- 7** : Le Transformateur des Services Auxiliaires (TSA)
- 8** : Le TC d'arrivé qui transmet les mesures des courants de phases et du courant homopolaire à la protection à maximum de courant
- Q1** : Le disjoncteur de l'arrivée du transformateur
- EQ1**: Le sectionneur attaché au jeu de barres
- 9** : Le TT barres contrôle et mesure la tension barre 22KV, réducteur de mesure qui alimente les protections manque de tension
- EE** : Le sectionneur qui sépare le jeu de barre en deux ou plusieurs tronçons de barres
- EY2** : Le premier sectionneur du départ du départ 22KV
- Y2** : Le disjoncteur du départ 22KV
- 10** : Le TC du départ 22KV qui transmet les mesures des courants de phases et homopolaires aux protections à maximum de courant
- 11** : Le TC lié au dispositif de recherche de terre résistante individuelle
- GY** : Le deuxième sectionneur du départ 22KV (sectionneur tête de ligne)
- 12** : L'éclateur du départ 22KV

Schéma du poste SAISS 60/22KV



SCHEMA DE REPERAGE		Dessiné	Date	Vérifié
Poste 60/22KV <td>KADA</td> <td>11/02/02</td> <td></td>		KADA	11/02/02	
SAISS		Office National de l'Electricité Direction du Transport Division Régionale de Fès		
A	17.08.2009			
E	04.11.2001			

10001

60 kV	22 kV
EL OUALI	SEFROU (sup. N°411)
S/SONCFAIN/AOUDATE	IMOUZZER (sup. N°411)
CIOR	MOULAY YACOUB
IFRANE	SIDI HARAZEM
	SIMEF
	BENSOUDA
	SEBOU