



LICENCE SCIENCES ET TECHNIQUES
Génie Electrique



RAPPORT DE FIN D'ETUDES

Intitulé :

**Etude critique des circuits de protections
des lignes 60KV et compensation de
l'énergie réactive du poste FOUM-TIZI
«Cas du départ n°40 »**

Réalisé Par :

**SEYIDY Mohamed Mahmoud
BOUTABA Lamiae**

Encadré par :

Pr N.EL IDRISSI EL AMRANI

(FST FES)

Mr AIT BAADI Driss

(OCP Khouribga)

Soutenu le 17 Juin 2015 devant le jury

Pr N.EL IDRISSI EL AMRANI

(FST FES)

Pr T.LAMHAMDI

(FST FES)

Pr M.BOUAYAD

(FST FES)

Remerciement

Au terme de ce rapport, nous aimons remercier toutes les personnes qui nous ont aidés pour mener à bien ce projet, Nous formulons notre gratitude particulièrement pour :

Mr JORIO Mohammed responsable de la filière Génie électrique et toute l'équipe pédagogique de cette formation à la Faculté des Sciences et Techniques de Fès -FSTF-

Monsieur AIT BAADI Driss, l'ingénieur chef de service INK/GE/217, pour nous avoir fait partager toute son expérience et ses compétences, pour le temps qu'il nous a consacré tout au long de cette période de stage, sachant répondre à toutes nos interrogations.

Monsieur Noureddine OUHAHOU, responsable de la section automatisme, pour sa coopération professionnelle et pour nous avoir guidé et conseillé au cours de nos différentes missions ; sans oublier sa participation à la réalisation de ce rapport

Nos sincères remerciements vont ensuite à Mme.N. EL IDRISSE EL AMRANI, notre encadrante de la FSTF, pour son suivi, en lui exprimant notre profonde reconnaissance pour son soutien et le temps qu'elle a consacré pour que nous puissions mettre en ordre toutes les idées contenues dans ce rapport.

Nous exprimons nos sincères remerciements à Mr. HABBA Lehcen, chef de poste FOUM-TIZI pour l'accueil qu'il nous a accordé, et pour ses conseils judicieux qui nous ont soutenus tout au long de notre stage.

Enfin, mes remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Sommaire

Introduction	7
Chapitre I : Présentation Générale.....	9
I.Présentation du groupe OCP	9
I.1. Historique	9
I.2. Activités	9
I.3. Organisation	9
I.4. La direction des exploitations minières de Khouribga IDK/GE/R	10
I.5. Mission de la section INK/GE/R.....	11
II.Présentation du réseau électricité haute tension.....	11
II.1 .Historique du réseau électrique de la zone Khouribga.....	12
II.2 .Description du réseau haute tension.....	13
II.3 Présentation des postes alimentés par le départ 40	16
Chapitre II : Redimensionnement du départ n°40	17
I.Calcul du courant de court circuit	18
I.1. Types de défauts de court-circuit	18
I.2. Calcul des courants de court-circuit par la méthode des composantes symétriques.....	19
II.Modélisation des postes du départ n°40	19
II.1.Détermination des impédances des éléments du réseau électrique.....	19
II.2.Calcul du courant de court circuit I_{cc} selon les types de défaut	22
II.3.Pouvoir de coupure des disjoncteurs.....	23
II.3.1. Calcul de pouvoir de coupure	23
II.3.2. Vérification de pouvoir de coupure	24
Chapitre III : Etude critique des protections.....	25
I.Composantes d'un système de protection	25
II.Description des protections existantes.....	25
II.1. Les protections des lignes du réseau 60KV	25
II.1.1. Les protections de distance.....	25
II.1.2. Les protections ampérométriques	26
II.2. Les protections des transformateurs 2,5 MVA	27
III.Réglage des protections.....	31
III.1.Réglage ampérométrique de phases	31
III.1.1. Réglage de surcharge.....	31
III.1.2. Réglage du courant de court circuit:.....	31
III.1.3. Réglage du courant homopolaire	32

IV.Application au réseau du départ n°40	32
IV.1.Protections des transformateurs 2,5 MVA	32
IV.2.Protections du départ n°40	33
IV.2.1. Protection ampèremétrique	33
IV.2.2. Protection de distance	34
V.Étude critique de la sélectivité.....	35
V.1.Types de sélectivité	35
V.2.Vérification de la sélectivité.....	35
V.2.1. Sélectivité de la protection contre la surcharge	35
V.2.2. Sélectivité de la protection contre le court circuit :	36
V.2.3. Sélectivité de la protection contre le courant homopolaire	37
Chapitre IV : Proposition d'une amélioration des protections	39
I.Aspect technologique des protections.....	39
I.1. Comparaison entre les technologies	39
I.2. Impact des relais électromécaniques sur les départs 60KV	41
II.Description des nouveaux relais de protection	42
II.1. Conception de base	42
II.2.Relais de protection ligne D60.....	43
II.2.1. Fonction protection de distance	43
II.2.2. Fonction protection directionnelle de terre à base de puissance	44
II.2.3. Fonction amorçage ligne	44
II.2.4. Fusion fusible.....	44
II.3. Le relais F650.....	44
II.4. Schéma unifilaire	45
Chapitre V : Compensation d'énergie réactive	47
I.Généralité sur la compensation	47
I.1.Introduction.....	47
I.2.Facteur de puissance	48
I.3.Les effets de la circulation de l'énergie réactive	48
I.4.Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance.....	49
I.5.Principe de la compensation	50
II. Etude critique.....	50
III. Moyens de compensation	53
III.1.Types de compensation.....	53
III.2. Avantages et Inconvénients des différents types de compensation.....	54

III.3.Principe et intérêt de la compensation automatique.....	55
IV. Action et modification à apporter au système de compensation actuel de l'énergie réactive	56
V.1. Compensation réel	56
Conclusion général.....	59

LISTE DES FIGURES:

Figure 1: Organigramme général de l'O.C.P.....	10
Figure 2 : Réseau électrique 60KV.....	12
Figure 3 : Poste FOUM TIZI-150KV/60KV.....	13
Figure 4: Schéma du réseau redimensionner.....	17
Figure 5: Schéma de principaux types de court-circuit.....	18
Figure 6: Schéma unifilaire équivalent du réseau.....	22
Figure 7: Courbe déterminant le coefficient K.....	23
Figure 8 : Relais PSA221.....	26
Figure 9 : Relais PAK4.....	26
Figure 10 : Protections transformateurs.....	27
Figure 11 : Schéma de masse cuve.....	28
Figure 12 : Fonctionnement du relais BUCHHOLZ.....	29
Figure 13 : Thermostat.....	30
Figure 14: Régulateur de tension.....	30
Figure 15: courbes de temporisation PSA.....	33

Figure 16: Schéma bloc du réseau universel.....	42
Figure 17 : Portée de réglage du 5 zones de la protection D60.....	43
Figure 18 : Schéma unifilaire du nouveau système de protection.....	45
Figure 19 : Composition vectorielle des courants.....	47
Figure 20 : Composition vectorielle des puissances.....	47
Figure 21 : Influence de \cos sur la valeur puissance apparente.....	48
Figure 22 : Principe de compensation automatique d'une installation.	55

LISTE DES TABLEAUX :

Tableau 1: Historique du réseau électrique.....	12
Tableau 2: Liste des postes électriques.....	15
Tableau 3: Impédance des éléments du réseau électrique 60KV.....	21
Tableau 4: Courants de courts circuits.....	22
Tableau 5: Puissances de court-circuit et pdc (pouvoir de coupure) des disjoncteurs.....	23
Tableau 6: Pdc des disjoncteurs calculés avec ceux installés.....	24
Tableau 7: Réglages actuels et calculés du poste P8(Transformateur).....	32
Tableau 8: Réglages actuels et calculés du poste P8(Les lignes)	33
Tableau 9: Caractéristiques de la ligne 60KV.....	34
Tableau 10: Données du réglage de protection de distance actuel.....	34
Tableau 11 : sélectivité actuelle de protection contre la surcharge.....	36
Tableau 12: Sélectivité proposé de protection contre la surcharge.....	36
Tableau 13 : sélectivité actuelle de protection contre le court-circuit.....	37
Tableau 14: Sélectivité proposée de protection contre le court-circuit.....	37
Tableau 15: Sélectivité actuelle de protection le courant homopolaire.....	37

Tableau 16: Sélectivité proposée de protection le courant homopolaire.....	38
Tableau 17: Comparaison entre les technologies.....	40
Tableau 18: Les arrêts des départs 60KV de l'année 2014.....	41

GLOSSAIRE :

BT : Basse Tension

EDF : Electricité de France

FSTF : Faculté des Sciences et Techniques de Fès.

HTA : Haute Tension A.

HTB : Haute Tension B.

Icc : Courant de court-circuit

IHM : Interface Homme Machine

JDB : Jeux De Bars

M.C.C : Moteur à courant continu

MT : Moyenne Tension

OCP : Office Chérifien des Phosphates.

ONEE: Office National d'Eau et d'Électricité

Pdc : Pouvoir de coupure

TC : Transformateur de Courant

TT : Transformateur de Tension

THT : Très Haute Tension

Introduction

Dans le cadre de sa stratégie de développement, le groupe OCP pratique une gestion rigoureuse sur les énergies pour avoir une disponibilité importante du réseau électrique, télécommunication et eaux potables soient les outils de production qui servent comme indicateurs de la performance au niveau son site de Khouribga.

Notre projet de fin d'étude s'inscrit globalement dans ce cadre et plus particulièrement dans le cadre de rénovation du réseau électrique 60 KV, suite à des extensions faites pour satisfaire le besoin continu en énergie électrique.

Sachant que le réseau de transport est soumis à des défauts électriques assez fréquents, ces défauts peuvent compromettre son fonctionnement normal du réseau en cas de défaillance ou de dysfonctionnement du système de protection.

La sûreté, la fiabilité et la sélectivité des protections sont par conséquent des facteurs majeurs que nous préconisons de plus en plus pour garantir la sécurité de fonctionnement du réseau.

La protection sélective s'est développée en un corps de doctrine complexe mais cohérent qui a pu maintenir jusqu'à présent une permanence suffisante de la fourniture d'électricité. Cela s'est fait par l'utilisation du matériel électromécanique d'abord, puis numérique avec le développement spectaculaire des microprocesseurs. Ceci constitue un nouveau tournant dans les techniques de conduite et de protection des réseaux électriques.

Le but recherché par ce groupe est d'assurer une bonne gestion du réseau électrique en optimisant le plus possible le temps d'intervention en cas des défauts.

Le site de Khouribga consomme annuellement une puissance de 283 GWH, (sans les projets lancés actuellement). Une puissance jugée importante pour assurer une production dans les conditions optimales, en permanence sans rupture d'énergie, ce qui exige une bonne qualité de service.

Le réseau 60 KV de la zone de Khouribga d'une étendue de 180 Km, comporte 7 départs 60 KV pour l'alimentation de 25 postes de transformation, se caractérise par :

- Une consommation en énergie changeante en fonction du programme de production.
- Une charge variable au niveau des départs alimentant les machines d'extraction des phosphates.

Le départ n°40, qui sera l'objet de notre étude présente le nombre le plus grand en termes de déclenchement et de consommation par rapport aux autres départs. De plus les cinq postes électriques alimentés par ce départ ont subi des modifications, particulièrement les protections des transformateurs 60KV/5,5KV qui sont remplacées par des protections numériques qu'on va aborder par la suite.

L'analyse de l'historique des déclenchements du départ n°40 montre que parfois la poste mère du réseau HTB ; FOUM-TIZI se déclenche suite à un défaut dans l'un des 5 postes alimenté par le départ n° 40. Ceci contredit le principe de sélectivité que doit assurer un réseau électrique afin de limiter la propagation du défaut vers les autres postes non affectés.

Tenant compte de ces données, une révision globale des systèmes de protections s'avère nécessaire. Cela sera conduit en suivant les étapes suivantes :

- Calcul des courants de court-circuit pour vérifier les pouvoirs de coupure des disjoncteurs.
- Recalcul des seuils de réglages à afficher.
- Assurer une bonne sélectivité des différents types de protection

Par ailleurs l'OCP dispose d'un parc important de machines électriques (Moteurs asynchrones, moteurs synchrones, M.C.C etc.). L'énergie consommée par ces machines, est composée d'une partie "active", transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie "réactive" transformée pour créer des champs électromagnétiques.

L'OCP ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie "active". La partie "réactive" ne peut pas être éliminée, mais elle est compensée par des dispositifs à condensateurs.

L'OCP a mis en place des salles de contrôle et de surveillance du facteur de qualité, pour prévenir la mise en ligne des compensateurs (batteries de condensateurs). Toutefois ce système de compensation présente des inconvénients, d'où la nécessité de penser à un autre système automatique assurant une bonne compensation de l'énergie en minimisant au maximum l'intervention humaine et assurant une longue durée de vie du matériel électrique.

Dans notre étude, on va traiter à la mise en place du système de compensation automatique en temps réel présente la meilleure solution.

Le présent rapport détaille ces points à travers 5 chapitres :

Chapitre I : Présentation générale de l'OCP.

Chapitre II : Redimensionnement du départ n°40 –FOUM TIZI.

Chapitre III : Etude critique des protections.

Chapitre IV : Proposition d'une amélioration des protections.

Chapitre V : Compensation de l'énergie réactive du départ n°40.

Avant d'aborder l'étude du projet, il est utile de faire une présentation du réseau électrique zone Khouribga en totalité et du départ n°40 en particulier.

Chapitre I : Présentation Générale de l'OCP.

I. Présentation du groupe OCP :

I.1.Historique :

Les phosphates marocains sont exploités dans le cadre d'un monopole d'État confié à un établissement public créé en août 1920, l'Office Chérifien des Phosphates, devenu Groupe OCP en 1975. Mais c'est le 1^{er} mars 1921 que l'activité d'extraction et de traitement démarre à BOUJNIBA, dans la région de Khouribga.

En 1965, avec la mise en service de Maroc Chimie à Safi, le Groupe devient également exportateur de produits dérivés. En 1998, il franchit une nouvelle étape en lançant la fabrication et l'exportation d'acide phosphorique purifié.

I.2.Activités :

Le Groupe Office Chérifien des Phosphates (OCP) est spécialisé dans l'extraction, la valorisation et la commercialisation de phosphate et de produits dérivés. Chaque année, plus de 23 millions de tonnes de minerais sont extraites du sous-sol marocain qui recèle les trois-quarts des réserves mondiales.

Principalement utilisé dans la fabrication des engrais, le phosphate provient des sites de Khouribga, Ben Guérir, Youssoufia et Boucraâ-Laâyoune. Selon les cas, le minerai subit une ou plusieurs opérations de traitement (criblage, séchage, calcination, flottation, enrichissement à sec...). Une fois traité, il est exporté tel quel ou bien livré aux industries chimiques du Groupe, à Jorf Lasfar ou à Safi, pour être transformé en produits dérivés commercialisables : acide phosphorique de base, acide phosphorique purifié, engrais solides.

Premier exportateur mondial de phosphate sous toutes ses formes, le Groupe OCP écoule 95% de sa production en dehors des frontières nationales. Opérateur international, il rayonne sur les cinq continents de la planète et réalise un chiffre d'affaires annuel de 1,3 milliard de dollars.

Moteur de l'économie nationale, le Groupe OCP joue pleinement son rôle d'entreprise citoyenne. Cette volonté se traduit par la promotion de nombreuses initiatives, notamment en faveur du développement régional et de la création d'entreprise.

I.3.Organisation :

L'organigramme du Groupe OCP se présente comme suit :

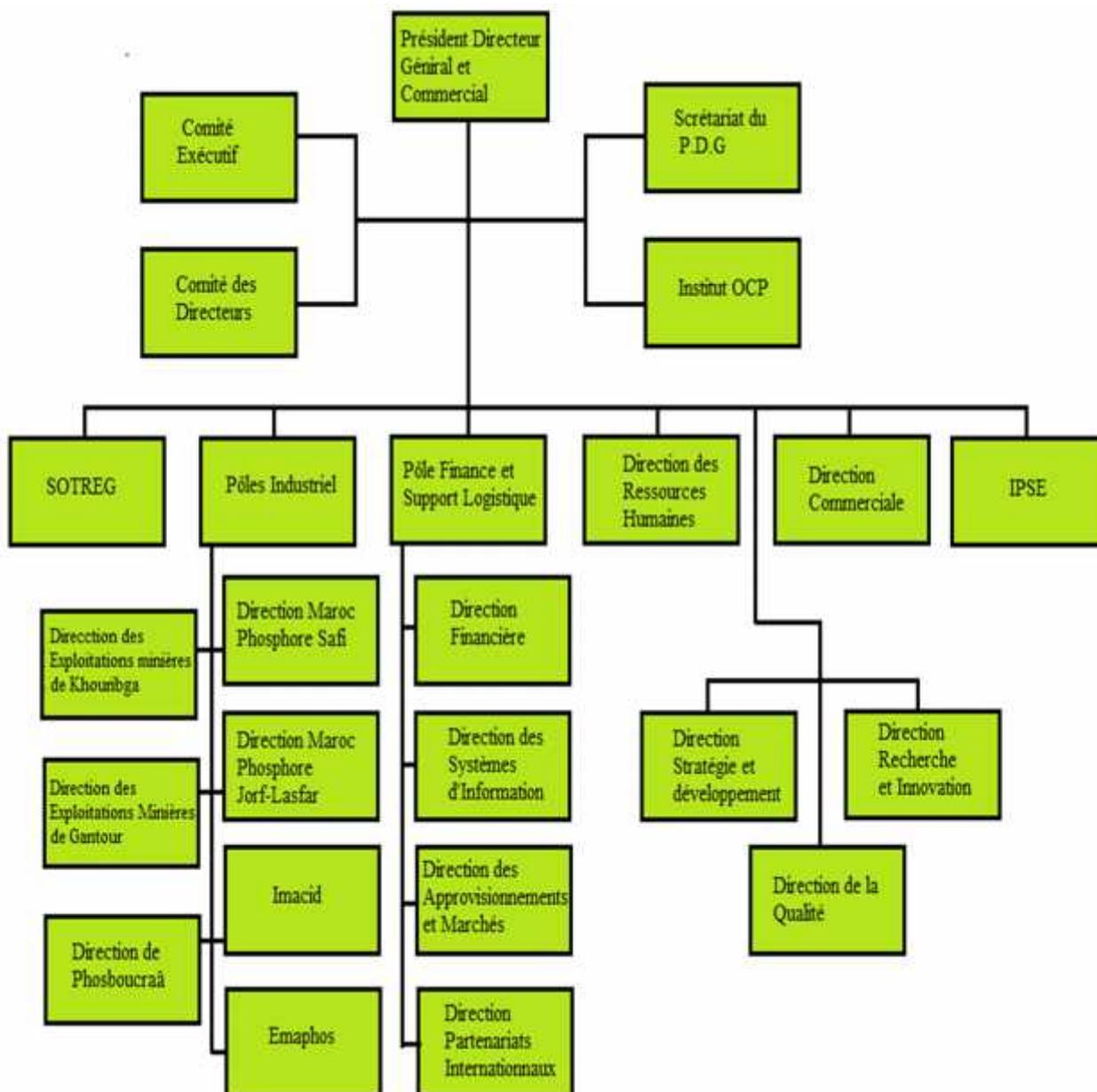


Figure 1: Organigramme du groupe OCP

I.4.La direction des exploitations minières de Khouribga INK/GE/R :

Le service électrique et eau INK/GE a pour fonction principale la maintenance électrique, il se compose des sections suivantes :

- **La section réseau électrique INK/GE/R:** qui assure les fonctions principales suivantes : le transport de l'énergie électrique à partir de FOUM TIZI et sa distribution sur la zone de

Khouribga, la maintenance & l'entretien de tous les postes de transformation de l'énergie, des réseaux haute tension et basse tension de la même zone.

- **Section instrumentation INK/GE/RI:** Ce service veille sur le bon fonctionnement et la maintenance des équipements électroniques (capteur de niveau, de pression, automate, il assure en plus la maintenance des climatiseurs de tout le groupe OCP.
- **Le réseau de télécommunication INK/GE/T:** muni d'un réseau téléphonique il assure l'entretien et les communications téléphoniques dans la zone de Khouribga.
- **L'atelier de bobinage INK/GE/RA:** ou on re-bobine machines et climatisation. L'activité principale de l'atelier bobinage est la réparation et l'entretien des machines électriques statiques et tournants propres à l'OCP. Actuellement, la direction des exploitations minières de Khouribga possède environ 5000 moteurs électriques.
- **Réseau eau INK/GE/E:** il a pour fonction principale le pompage et l'alimentation en eau potable des différents usines et établissements sociaux de la zone de Khouribga, et ce via l'ancienne et la nouvelle adduction. de plus il assure la maintenance du matériel hydraulique.
- **Les services généraux :** c'est une section qui se compose de quatre sous sections : Le secrétariat du service, le contrôle du matériel, le magasin et pools.

I.5.Mission de la section INK/GE/R :

La section réseau électrique a pour mission :

- Maintenance des postes électriques, automatismes, PC (protection cathodique) et études.
- Maintenance des postes et lignes BT, HTA et HTB.
- Surveillance des postes FOUM-TIZI (FT) et Passerelle Khouribga (P0).
- Maintenance des installations industrielles.
- Gestion du personnel et comptage.
- Visite, intervention et dépannage des postes et lignes électriques BT/MT/HT.
- Manutention du matériel électrique.

II. Présentation du réseau électrique haute tension :

Le rôle principal du réseau électrique 60KV de l'OCP-KHOUIBGA est le transport de l'énergie électrique vers L'usage industriel ou social.

L'alimentation de ce réseau est assurée à partir de l'ONEE par une ligne de 150KV partant de l'usine de production de AFOURER sur une longueur de 86.25 km jusqu'au point de livraison « POSTE FOUM TIZI » nommé aussi P10, qui se trouve au centre du triangle constitué par les trois points stratégique OCP qui sont MEA, Sidi Chennane et Béni-Idir, il est considéré comme le cœur du réseau électrique, en desservant toute la zone de Khouribga.

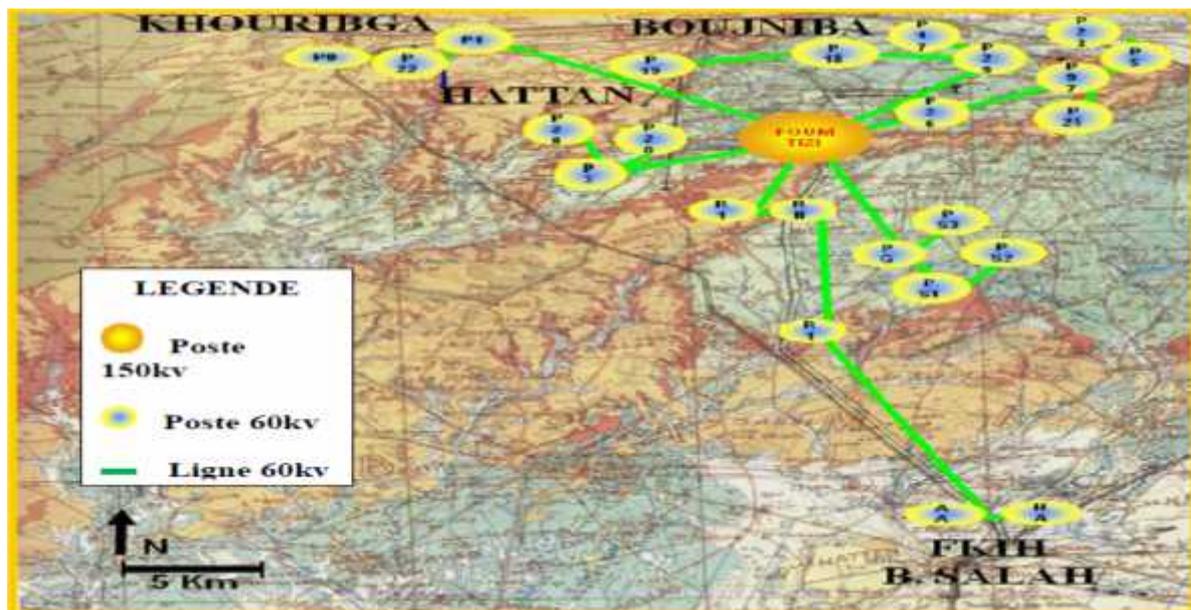


Figure 2: Réseau électrique 60KV

La carte précédente présente la situation géographique entre la zone de Khouribga et la zone de Fkih Ben Salah. La distance entre ces deux villes est de 50 Km ; l'altitude de la ville de Khouribga est de 800 m et celle de Fkih Ben Salah est de 400m.

II.1.Historique du réseau électrique de la zone Khouribga :

Tableau 1: Historique du réseau électrique

1921	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Alimentation du poste électrique PO à partir du réseau ONE 60 KV venant de Casablanca à travers le village de Mrizig. ➤ Acquisition d'un groupe électrogène 1500 KW/5500V, assurant l'alimentation secours,
1950	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Réalisation de la boucle électrique 22 KV
1965	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Alimentation du poste de répartition de Foum-Tizi à partir du réseau 60 KV ONE d'Oued-Zem
1967	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bouclage de la ligne 60Kv pour assurer l'alimentation 60 KV à partir des 3 postes électriques secours de l'ONE (Oued-Zem - Khouribga et Fquih Ben Salah).
1970	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Arrêt des groupes électrogènes ; ➤ Acquisition de deux transformateurs 2 x 40 MVA et réalisation de la ligne 150 KV AFOURER-FOUM-TIZI longue de 80 Km, alimentée en 150Kv par l'ONE à AFOURER et transformation en 60Kv par le poste de transformation 150Kv/ 60 KV de Foum-Tizi.
1988	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Installation d'un troisième transformateur 40MVA, 150KV/60KV.
1985	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Installation d'un troisième transformateur 40MVA, 150KV/60KV
2001	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cession de la boucle 22KV à l'ONE.
16/02/2003	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Transfert du point d'alimentation électrique ONE à FOUM TIZI.

II.2.Description du réseau haute tension :

Ce réseau de distribution électrique s'étendant sur toute la zone, est constitué d'un ensemble de postes de transformation et de lignes de transport d'énergie électrique.

En annexe 1, nous retrouverons le schéma unifilaire du réseau 60KV.

II.2.1.Poste FOUM TIZI-150KV/60KV:

La puissance de court-circuit au jeu de barres 150KV du poste FOUM TIZI est 430MVA, ce jeu de barres alimente 3 transformateurs :

- Deux de puissance 40MVA et un de puissance 60MVA.
- Couplage étoile-étoile.
- Rapport de tension 150/60KV.
- Le régime de neutre THT et HT est : neutre lié directement à la terre.

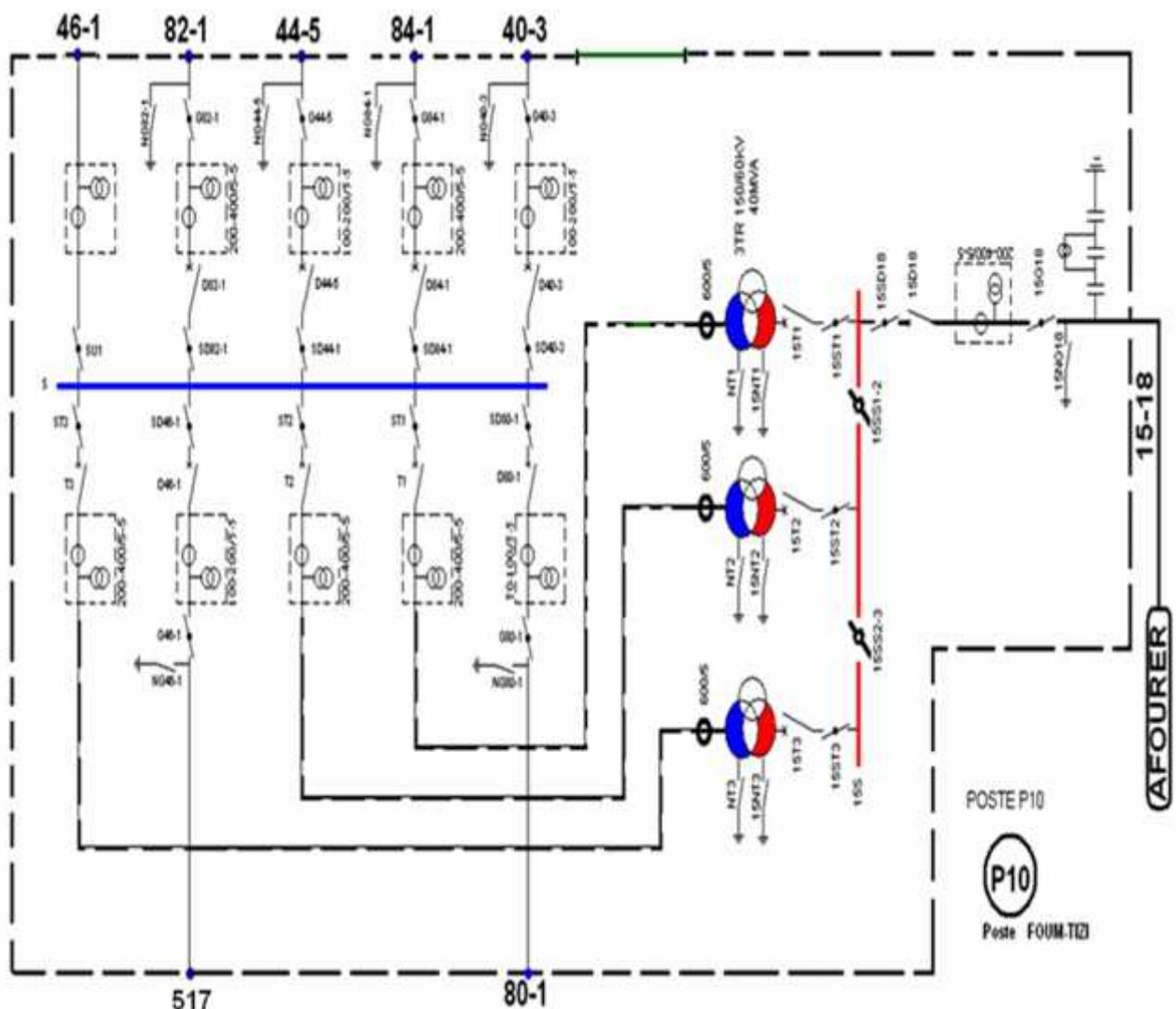


Figure 3:Poste FOUM TIZI-150KV/60KV. « [1] »

Souvent un seul transformateur 40MVA a suffi pour l'alimentation de tout le réseau, sinon si la demande en énergie augmente les deux transformateurs 40MVA sont accouplés ou la mise en marche du transformateur 60MVA parfois suffit.

Le ou les deux transformateur (s) débitent dans un jeu de barres 60KV qui alimente 7 départs pour l'alimentation de 25 postes électriques HTB/HTA (annexe 2), on trouve :

- 3 départs en boucle.
- 4 départs en antenne.

➤ Les départs en boucle:

Il existe 3 points de sectionnement 60KV assurent un secours mutuel entre l'ONE et l'OCP, en cas d'indisponibilité de l'arrivée générale 150KV. Ces points de secours de puissance totale égale à 24MVA sont à Khouribga, Oued-Zem et Fkih ben Salah, notamment les 3 départs en boucle sont :

- Départ 46 : alimentant Béni Idir et Khouribga.
- Départ 44 : alimentant les installations fixes de la recette IV, DAOUI, et l'usine de séchage .
- Départ 40 : Alimentant le réseau adducteur d'eau.

➤ Les départs en antenne sont :

- Départ 80 : Alimentant Mera EL Arech
- Départ 82 : Alimentant le point B (Laverie DAOUI, Parc Elwafi, Ateliers et bureaux).
- Départ 84 : Alimentant Sidi Chennane.
- Départ 517 : Alimentant la laverie Mera.

II.2.2. Lignes électriques aériennes HTB :

Les lignes électriques aériennes HTB, sont destinées principalement à l'alimentation d'unités productives telle que:

- Les unités d'extraction du phosphate.
- Les unités de traitement du phosphate.
- Les stations de pompage d'eau potable, destinées aux unités de lavage de phosphate.

Les dites lignes qui assurent l'alimentation électrique des différents postes électriques de la zone Khouribga ont les longueurs suivantes :

- 86 Km pour la tension 150 KV.
- 180 Km pour la tension 60 KV, pour plus de précision voici les longueurs

correspondantes à chaque départ :

- 1) Ligne aérienne HTB Départ 40, étalée sur une distance de 44870 m.
- 2) Ligne aérienne HTB Départ 44, étalée sur une distance de 15475 m.
- 3) Ligne aérienne HTB Départ 46, étalée sur une distance de 21420 m.
- 4) Ligne aérienne HTB Départ 80, étalée sur une distance de 15920 m.
- 5) Ligne aérienne HTB Départ 82, étalée sur une distance de 13339 m.
- 6) Ligne aérienne HTB Départ 84, étalée sur une distance de 24653 m.
- 7) Ligne aérienne HTB Départ 517, étalée sur une distance de 86250 m.

II.2.3. Liste des postes Electriques 60KV :

Le réseau électrique 60KV dispose de 25 postes électriques qui assurent la distribution de l'énergie électrique affectée à l'utilisation industrielle et sociale de toute la zone OCP K HOURIBGA.

Tableau 2: Liste des postes électriques.

Départ	Poste	Position	Nombre de transformateurs	Puissance
46	P0	KHOURIBGA	5 :2x60/22 KV 3x60/5,5 KV	2x 5 MVA 3x 25 MVA
	P22	Recette 8	2 :1x60/22 KV 1x60/5,5 KV	1x 5 MVA 1x 2,5 MVA
	P1	BENI IDIR	3 :60/5,5 KV	3x 10 MVA
82	P19	Liaison Daoui –Béni Idir	1 :60/5,5 KV	2,5 MVA
	P18	Liaison Daoui -Béni Idir	2 :60/5,5 KV	2x 2,5 MVA
	P17	Laverie Daoui	2 :60/5,5 KV	2x 10 MVA
	P29	Parc El Wafi	1 :60/5,5 KV	10 MVA
44	P97	Secteur Daoui	1 :60/5,5 KV	2,5 MVA
	P25	Croupe TS	2 :60/5,5 KV	2x 2,5 MVA
	P23	COZ	1 :60/5,5 KV	7,5 MVA
84	PD	Secteur Sidi Chennane	1 :60/5,5 KV	6 MVA
	PB	Secteur Sidi Chennane	1 :60/5,5 KV	4 MVA
	PG	Secteur Sidi Chennane	1 :60/5,5 KV	5 MVA
	PS1	Secteur Sidi Chennane	1 :60/5,5 KV	5 MVA
	PS2	Secteur Sidi Chennane	1 :60/5,5 KV	8 MVA
	PS3	Secteur Sidi Chennane	1 :60/5,5 KV	5 MVA
40	P8	Station Relais	1 :60/5,5 KV	2,5 MVA
	P8'	Station Relais II	1 :60/5,5 KV	2,5 MVA
	St.RI	Station Relais I	1 :60/5,5 KV	2,5 MVA
	P9	Station Principale AA F.B.S	1 :60/5,5 KV	2,5 MVA
	P9'	Station Principale NAF.B.S	1 :60/5,5 KV	2,5 MVA
80	P3	Carreau Mera	1 :60/5,5 KV	2,5 MVA
	P28	Zone centrale	1 :60/5,5 KV	10 MVA
517	HT/MT1	Laverie MERA	3 :60/5,5 KV	3x10 MVA
	HT/MT2	Laverie MERA	2 :60/5,5 KV	2x10 MVA

II.3.Présentation des postes alimentés par le départ 40 :

Le départ 40 alimente le poste électrique P8 via une ligne aérienne, en aluminium de longueur 7925m, et à travers le portique PR5, le poste P8' ainsi que le portique PR6 sont alimentés respectivement via des lignes de longueur 3m et 11414m.

Le portique PR6, de son tour fait connecter au réseau électrique 60KV, d'une part, le poste St.R (station relais) par une ligne de longueur 75m, et d'autre part les postes P9 et P9' par l'intermédiaire du portique PR7, via une ligne de longueur 19235m.

Il est à noter que toutes les lignes de ce départ sont aériennes en aluminium de section 181 mm².

Le schéma unifilaire du départ n°40 est présenté en annexe 3. La qualité majeure de ce départ 40 est sa disponibilité, alors en cas de défaillance du poste mère P10 (Poste FOUM TIZI), l'ONE-F.B.S (Fkih Ben Saleh) assure ce besoin via le portique PR7, et non pas seulement ça mais aussi il rend le départ 84 opérationnel par l'intermédiaire du portique PR5.

➤ Poste de transformation P8 :

Ce poste est constitué d'un transformateur 60/5.5KV de puissance nominale 2,5MVA, destiné à alimenter la station relais de l'ancienne adduction.

➤ Poste de transformation P9 :

Le poste P9 alimente la station principale de l'ancienne adduction par le biais d'un transformateur 60/5.5KV de puissance nominale 2,5MVA.

➤ Poste de transformation St.R:

Ce poste se compose aussi d'un seul transformateur 60/5.5KV de puissance égale à 2,5 MVA, pour assurer la charge demandée à la station relais I de la nouvelle adduction.

➤ Poste de transformation P8':

Le poste P8' alimente la station relais II de la nouvelle adduction, à l'aide d'un transformateur 60/5.5KV de puissance nominale 2,5 MVA.

➤ Poste de transformation P9'

Finalement le poste P9' assure l'alimentation des équipements de la station principale-2 de la nouvelle adduction par le biais d'un transformateur 60/5.5KV, aussi de puissance nominale égale à 2,5 MVA.

Chapitre II : Redimensionnement du départ n°40 FougTizi_Fkih Ben Saleh

Introduction :

Avant de procéder au calcul des courants de court-circuit aux différents étages des réseaux P10 à FougTizi, P8, P8', Poste St.R, P9 et P9' à Fkih Ben Saleh, on procédera à la modélisation de leurs différents éléments constitutifs. Ces derniers contribuent soit à l'alimentation du point du défaut soit à la limitation du courant résultant de celui-ci.

Les éléments limitant le courant de court-circuit peuvent être des transformateurs, des liaisons électriques, des jeux de barres.

Les sources alimentant le point de défaut sont le réseau amont, les moteurs synchrones et asynchrones.

Ceci va nous permettre par la suite de redimensionner le réseau (voir la figure ci-dessous) par calcul des puissances de court-circuit aux différents points de défaut des cinq réseaux électriques alimentés par le poste source FougTizi.

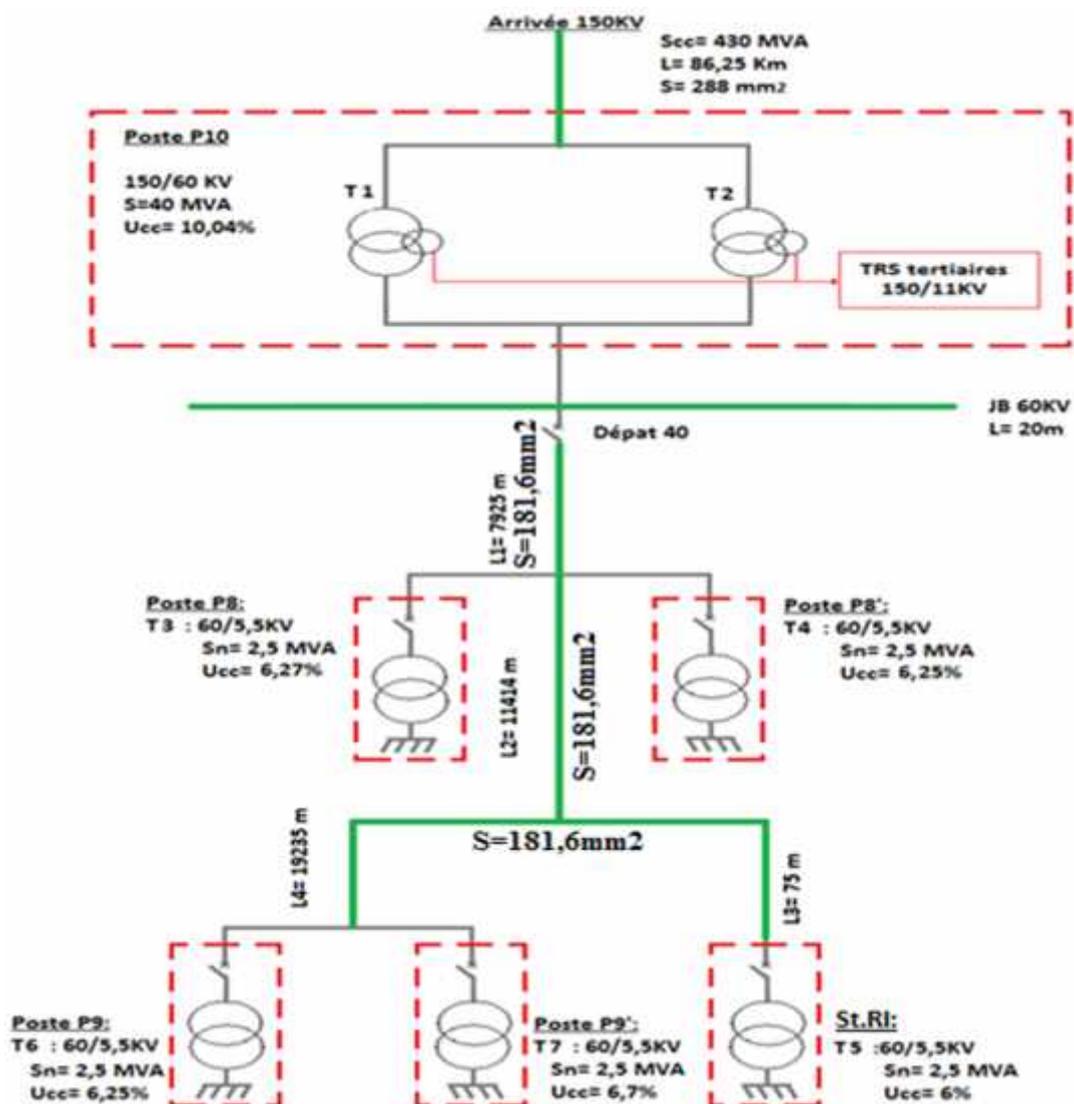


Figure 4: Schéma du réseau à redimensionner « [1] »

I. Calcul du courant de court-circuit :

I.1 Types de défauts de court-circuit :

I.1.1. Caractéristiques des courts-circuits:

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique triphasé :

- court-circuit triphasé : il correspond à la liaison accidentelle des trois phases ; provoquant généralement les courants les plus élevés.
- court-circuit monophasé terre : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent.
- court-circuit biphasé isolé : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.
- court-circuit biphasé terre : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.

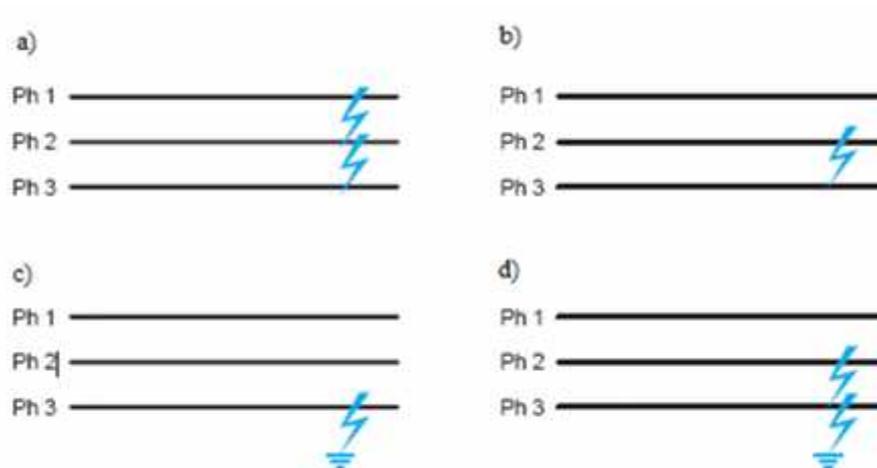


Figure 5: Schéma des principaux types de court-circuit. « [2] »

La fréquence varie selon les types. Ainsi pour :

- a) court circuit triphasé (5% des cas).
- b) court circuit biphasé isolé.
- c) court circuit monophasé (80% des cas).
- d) court circuit biphasé terre.

I.1.2. Conséquences des courts-circuits:

Les conséquences des court circuits sont souvent graves voire même catastrophiques:

Le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne, il contraint à mettre hors service, par le jeu des protections appropriées, une partie souvent importante du réseau. Tous les matériels et liaisons (câbles, lignes) traversés par le court-circuit subissent une forte contrainte mécanique (efforts électrodynamiques) qui peut entraîner des ruptures. Il s'agit aussi de contraintes thermiques pouvant entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants. Très souvent, il se manifeste au point de défaut un arc

électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

Malgré la probabilité de plus en plus faible d'apparition d'un court-circuit dans les installations modernes, bien conçues et bien exploitées, les conséquences graves qui peuvent en résulter incitent à tout mettre en œuvre pour détecter et éliminer très rapidement tout court-circuit.

I.2.Calcul des courants de court-circuit par la méthode des composantes symétriques :

Pour le calcul de ces courants de court-circuit, nous avons opté pour la méthode des composantes symétriques, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants, appelés :

- système direct (d) ou séquence positive,
- système inverse (i) ou séquence négative,
- système homopolaire ou séquence nulle.

Pour chaque système d, i, 0, sont liés respectivement les tensions Vd, Vi, V0 et les courants Id, Ii, I0 par les impédances Zd, Zi, Z0.

II. Modélisation des postes du départ n°40 :

II.1.Détermination des impédances des éléments du réseau électrique :

II.1.1.Impédance du réseau amont:

Dans la pratique on ne remonte pas au-delà du point de livraison de l'énergie. Le réseau amont est caractérisé par une puissance de court-circuit Scc (en MVA) définie par le distributeur : L'ONEE pour notre cas.

L'impédance du réseau amont ramenée au secondaire du transformateur vaut :

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

Avec :

Scc : la puissance de court-circuit exprimée en (MVA). Elle est donnée par le distributeur dans notre cas Scc=430MVA.

U : tension composée à vide du réseau.

Ce qui donne $Z_a = \frac{(60 \times 10^3)^2}{(430 \times 10^6)} = 8,37$

La résistance et la réactance amont se déduisent à partir de Ra / Za en HT par :

Ra / Za 0,3 en 6 kV,

Ra / Za 0,2 en 20 kV,

Ra / Za 0,1 en 150 kV.

$$\text{Or : } X_a = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2}$$

Pour notre cas la tension au niveau du réseau amont vaut 150 kV.

II.1.2.Impedance du transformateur:

L'impédance du transformateur se calcule à partir de la tension de court-circuit U_{cc} exprimée en %

$$Z_T = \frac{u_{cc}}{100} \times \frac{U^2}{S_n}$$

Avec :

U : Tension composée du secondaire du transformateur.

S_n : puissance apparente du transformateur en MVA.

De plus : $Z_T \ll X_T$, de l'ordre de 0.2 X_T : $Z_T = 0.2X_T$

II.1.3.Impedance des lignes aériennes:

Les lignes aériennes sont caractérisés par leur résistance qui se calcul par la formule :

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

Avec :

S : section du conducteur (Elle vaut 181,6mm² pour la ligne 60KV).

ρ : résistivité du conducteur. Les lignes aériennes sont en aluminium dans notre cas. Donc

$$\rho = 0,0294 \Omega \text{mm}^2 / \text{m}$$

L : longueur du conducteur

La réactance d'une ligne aérienne HTA ou HTB est définie par

$$X = 0.4 \Omega / \text{Km}$$

II.1.4.Les impédances des différents éléments du réseau électrique 60KV :

En appliquant les formules précitées pour chaque composant du réseau, on obtient les résultats consignés dans le tableau suivant :

Tableau 3: Impédance des éléments du réseau électrique 60KV.

Éléments	R(Ω)	X(Ω)	Z(Ω)
Réseau amont	1.408	8.25	8.3712
Transformateurs : T1 et T2	1.87	8.946	9.036
Jeu de barre	0	0.003	0.003
Ligne L1	1.287	3.17	3.421
Ligne L2	1.847	4.565	4.925
Ligne L3	0.0121	0.03	0.0323
Ligne L4	3.114	7.694	8.300
Transformateur T3	17.87	89.394	90.288
Transformateur T4	17.82	89.10	90
Transformateur T5	17.10	85.54	86.4
Transformateur T6	17.82	89.10	90
Transformateur T7	19.104	95.52	96.48

II.1.5.Schéma unifilaire équivalent des postes P8, P8', P9, P9'et PSt.R à partir de P10 :

On modélise nos cinq postes électriques partant du poste distributeur FoumTizi par trois schémas équivalent monophasé direct, inverse et homopolaire. Ce qui va nous permettre de déterminer les courants et puissances de court-circuit au niveau du jeu de barres des réseaux et par la suite comparer ces valeurs avec les valeurs des pouvoirs de coupure des disjoncteurs.

On commence par présenter le schéma monophasé direct (identique à celui inverse), puis le schéma monophasé homopolaire de tout le réseau.

Ces représentation sont obtenus en se basant sur le schéma présenté sur la figure 7, qui résume les caractéristiques des différents composants du réseau électrique.

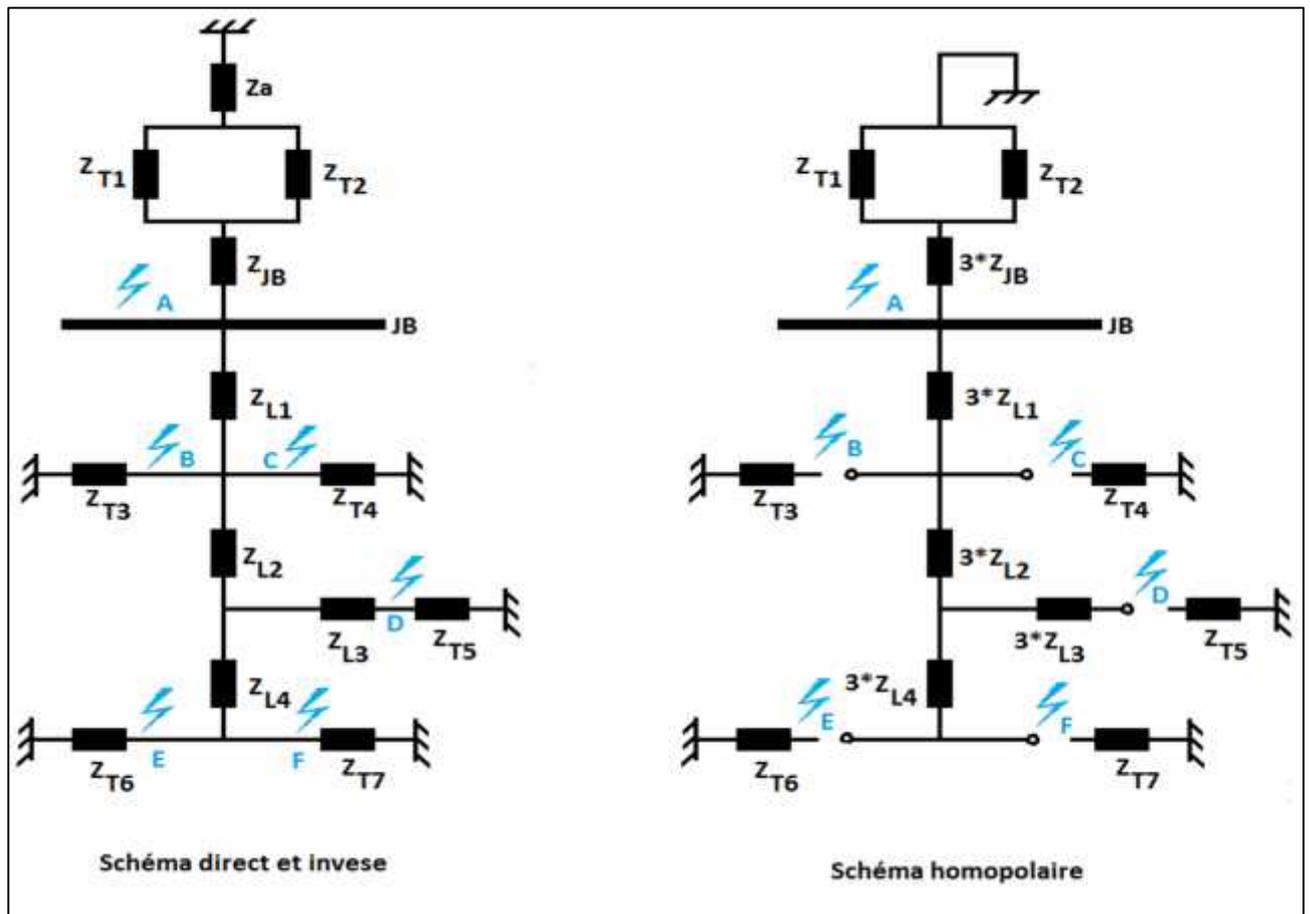


Figure 6 : Schéma unifilaire équivalent du réseau. « [1] »

II.2. Calcul du courant de court circuit I_{cc} selon les types de défaut :

Les résultats du calcul des différents types de court circuit aux principaux jeux de barres du réseau sont regroupés dans le tableau suivant

Tableau 4: Courants de courts circuits.

Défaut en	Zd()	Zi()	Zh()	Icc3(A)	Icc2(A)	Icc1(A)
A	12.892	12.892	4.566	2679.534	2320.544	3416.049
B	16.292	16.292	14.773	2126.259	1841.394	2196.315
C	16.292	16.292	14.773	2126.259	1841.394	2196.315
D	21.2	21.2	29.638	1634.010	1415.094	1442.614
E	29.424	29.424	54.447	1177.304	1019.575	917.278
F	29.424	29.424	54.447	1177.304	1019.575	917.278

Dans l'annexe 4 on trouve les schémas unifilaires de l'impédance directs, inverses et homopolaires des différents points.

II.3.Pouvoir de coupure des disjoncteurs :

II.3.1.Calcul de pouvoir de coupure:

Le pouvoir de coupure des disjoncteurs se calcule par la relation suivante :

$$pdc = K \times \sqrt{2} \times \text{MAX}(I_{cc1}; I_{cc2}; I_{cc3})$$

Avec : K coefficient déterminé selon la courbe suivante en fonction de R/X.

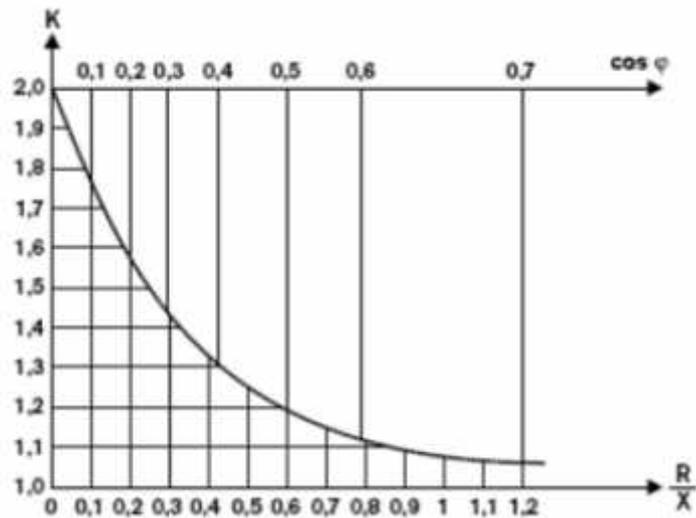


Figure 7 : Courbe déterminant le coefficient K « [2] »

Ou encore d'après la relation suivante : $K = 1,02 + 0,98 \times \ell^{-3 \times \frac{\sum R}{\sum X}}$

Tableau 5: Puissances de court circuit et pdc des disjoncteurs.

Point	K	Icc MAX (A)	pdc (A)	Pcc(MVA)
A	1,200000086	3416,049	5797,227804	602,465586
B	1,754768075	2196,315	5450,412226	566,4234539
C	1,754768075	2196,315	5450,412226	566,4234539
D	1,679588152	1634,01	3881,257978	403,352161
E	1,618145901	1177,304	2694,14704	279,9839734
F	1,618145901	1177,304	2694,14704	279,9839734

II.3.2.Vérification de pouvoir de coupure :

On peut conclure que les disjoncteurs déjà installés sont satisfaisants et sont capables de couper le courant en cas d'arrivée d'un défaut de court circuit, c'est ce qu'on note clairement dans le tableau suivant où les pdc calculés sont inférieurs à ceux installés :

Tableau 6 : Pdc des disjoncteurs calculés avec ceux installés.

Point	pdc (A) calculé	pdc (A) installé
A	5797,227804	31500
B	5450,412226	31500
C	5450,412226	31500
D	3881,257978	31500
E	2694,14704	31500
F	2694,14704	31500

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons modélisé les différents éléments de notre réseau, à savoir le réseau amont, les transformateurs, les lignes afin de présenter les schémas monophasés directs, inverses et homopolaires du départ n°40 en entier. Les schémas utilisés pour calculer le courant de court-circuit aux différents points du réseau et comme ça on a pu comparer les pouvoirs de coupures des disjoncteurs calculés avec ceux déjà installés. Dans le chapitre qui suit nous allons déterminer les réglages des appareils de protection installés dans notre réseau électrique afin d'assurer une bonne sélectivité

Chapitre III : Etude critique des protections

Introduction :

L'étude des protections d'un réseau se décompose en 2 étapes distinctes :

La définition du système de protection, appelée encore plan de protection.

La détermination des réglages de chaque unité de protection, appelée aussi coordination des protections ou sélectivité.

La continuité d'exploitation et la limitation au strict minimum des conséquences des défauts de tous types sont obtenues par le choix approprié des dispositifs de protection et de leur réglage.

I. Composantes d'un système de protection :

Tout réseau nécessite d'être protégé (surtension, surintensité, court-circuit, mise à la terre, etc...). Cette fonction est assurée par un ensemble d'appareillages, localisés dans les postes :

- les transformateurs de mesure (tension et courant) fournissant la tension (phase-neutre) et le courant de chaque phase ainsi que le courant dans le neutre éventuellement. Ils ramènent les valeurs courant et tension des valeurs nominales (quelques dizaines ou centaines de kV et d'ampères) à des valeurs conventionnelles (100 V et 5 A) qui peuvent alimenter directement le relais.

Pour les transformateurs de courants TC, on trouve au niveau du départ n°40 un rapport de 100-200/5-5, et au niveau des transformateurs 2,5MVA un rapport de 25-50A/5A, alors que les transformateurs de tensions TT ont un rapport de $\frac{60000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}$.

- les relais de protection : qui détectent l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, et déterminent quels disjoncteurs ouvrir et énergiser les circuits de déclenchement.
- les disjoncteurs : sont des dispositifs mécaniques capables de couper et de refermer un courant sous n'importe quelle condition y compris Le cas où le système est en défaut.

II. Description des protections existantes :

II.1. Les protections des lignes du réseau 60KV :

II.1.1. Les protections de distance:

La protection de distance est la protection la mieux adaptée aux réseaux HT caractérisés par des lignes aériennes assez longues. Elle a pour fonction de détecter la coupure sur la ligne électrique, et de donner au disjoncteur l'ordre d'ouvrir pour mettre hors tension la ligne (déclenchement).

Alors que l'appareil de cette protection a la caractéristique d'agir instantanément quand le défaut est situé dans le domaine qu'il protège et par ailleurs à réagir avec un certain retard souhaité, lorsque le défaut se situe à l'extérieur du domaine qu'il protège et que les autres protections principales restent insensibles aux défauts.

Ces protections sont sensibles:

- Aux courts circuits entre phase.
- A la mise à la terre d'une phase, dans le cas d'un réseau avec neutre à la terre.
- A la mise à la terre de deux phases, dans un réseau sans neutre à la terre.

On trouve les relais :

- ✚ LH-3 : Au nombre de 2, installées à P10 (poste Foum-Tizi) dans les départs n° 80 et 82.
- ✚ RY 2202 : Au nombre de 3, installées à P10 dans les départs n° 40, 44 et 46.
- ✚ LZ31 : Une seule protection est installée à P10, dans le départ n° 84.

Ces relais sont à minimum de réactance, toute fois l'épaisseur du circuit magnétique est doublée pour donner au relais une grande sensibilité, tout en lui conservant une exactitude de mesure suffisante pour une grande étendue de variation.

II.1.2. Les protections Ampérométriques:

Elles sont destinées à la détection de surintensités entre phases ou entre phase et terre, dans les installations biphasées ou triphasées. Elles sont utilisées le plus souvent dans des réseaux de transport- distribution dont le neutre est relié à la terre. Ces protections sont des ensembles groupant dans le même boîtier :

- ✚ Un, deux, ou trois relais ampérométriques de la série RMA 400 (domaine d'utilisation de l'ensemble : de 6 mA à 96 A),
- ✚ Un relais de tout ou rien,
- ✚ Relais temporisé, à temps constant, RT 200 pour les PAK400,
- ✚ Un relais instantané RE 300 pour les PA 200.



Figure 8 : Relais PSA221



Figure 9: Relais PAK400

Ces protections sont des relais de type :

- ✚ PAK 410 : Est une protection ampérométrique à temps constant.
- ✚ PSA 221 : Est une protection à temps inverse.

II.2. Les protections des transformateurs 2,5 MVA :

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau électrique. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager, qu'il soit d'origine interne ou externe, la protection des transformateurs du départ n°40 est assurée par le relais numérique SEPAM.

II.2.1. Description du relais SEPAM:

Il existe trois séries SEPAM, série 20, 40 et 80, les relais déjà installés sont des relais série 80 et c'est la même série qu'on va garder pour la protection de nos postes électriques.

II.2.2. Architecture du Sepam série 80:

Le relais SEPAM série 80 peut être utilisé avec ou sans IHM (interface homme machine) avancée. On peut l'utiliser encore avec IHM synoptique qui permet un contrôle local du disjoncteur par affichage sur un schéma synoptique animé de l'état du disjoncteur surveillé. Davantage de détails sont donnés dans l'annexe 5.

II.2.3. Fonction de protection du Sepam série 80 :

Le relais SEPAM série 80 assure les protections principales suivant du code ANSI (l'annexe 6):

50/51 : protection contre défauts maxi courant c'est-à-dire de court-circuit et de surcharge.

50N/51N : I_0 terre pour la détection du défaut masse cuve, I_0 neutre pour la détection des défauts terre résistants et terre franche alors que I_0 sert à la détection des défauts homopolaire.

49RMS : c'est l'image thermique comme protection contre défaut thermostat.

27/59 : Maximum et/ou minimum de tension

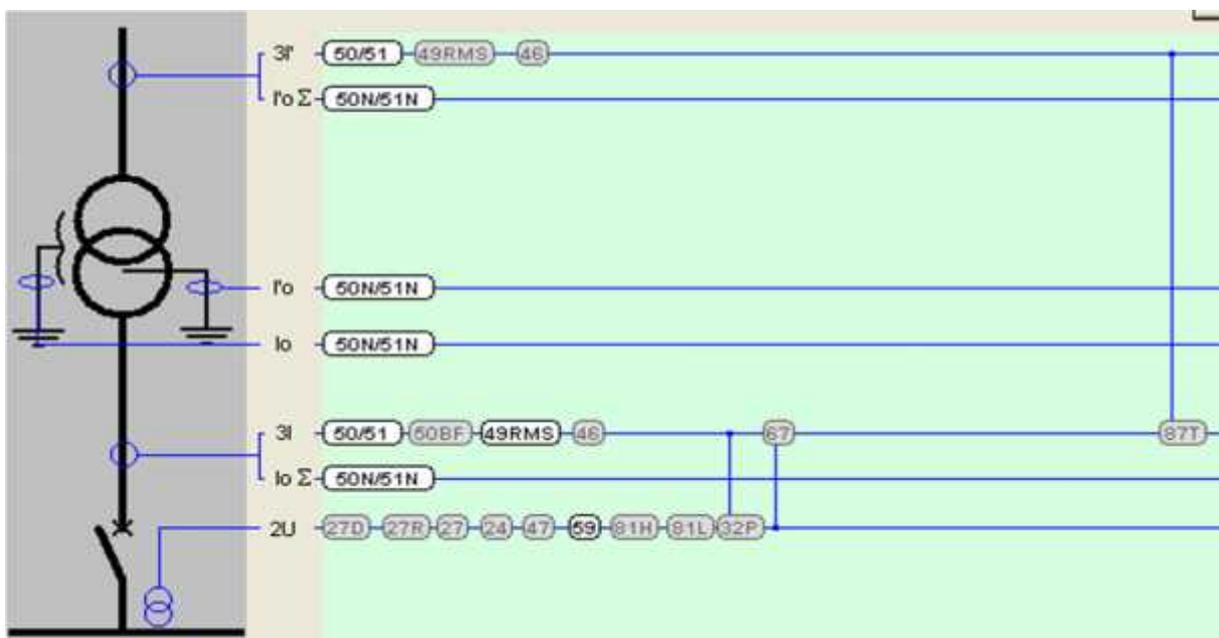


Figure 10: Protections transformateurs « [3] »

II.2.4. Protection contre le défaut maxi courant :

Il y a un défaut maxi courant ou surintensité chaque fois que le courant traversant un circuit est supérieur à son intensité admissible. On distingue 2 types de protection :

➤ **Protection contre les courants de courts circuits : 50P**

Elle assure une protection instantanée de phase contre les courants de courts circuits, qui sont consécutifs à un défaut dans un circuit entre plusieurs conducteurs.

➤ **Protection contre le courant de surcharge : 51P**

Il s'agit d'une protection temporisée contre le courant de surcharge, qui se produit dans un circuit électriquement sain (courant de démarrage d'un moteur asynchrone, surabondance momentanée des récepteurs en fonctionnement).

II.2.5. Protection homopolaire 50N/51N :

Pour la protection contre le courant homopolaire qui intervient lors de la présence d'un défaut à la terre, on peut distinguer les protections suivantes .

➤ **Protection masse cuve :**

Cette protection à maximum de courant temporisée installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite d'isoler le transformateur par rapport à la terre comme illustré sur la figure 11.

- ⊗ Les cuves des transformateurs est isolée de la terre
- ⊗ Un seul point de liaison directe à la terre est réalisé par un conducteur sur lequel est placé un TC.
- ⊗ Le TC alimente un relais ampérométrique

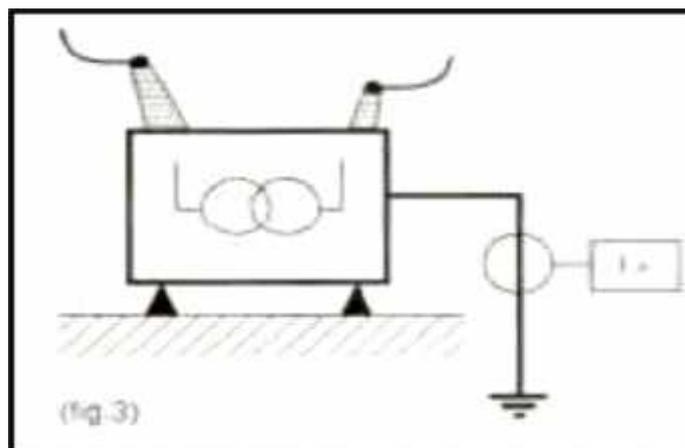


Figure 11 : Schéma de masse cuve.

➤ **Protection terre résistant :**

Par une protection de terre restreinte, on détecte le courant de défaut si la mise à la terre du neutre du réseau aval est arrivée.

➤ **Protection terre franche :**

C'est une protection à maximum de courant. Elle est employée comme un détecteur dont le critère d'action est le courant homopolaire.

II.2.6. Protection contre défaut interne:

On utilise contre les défauts internes des transformateurs dans l'huile les équipements suivants :

➤ **Le relais Buchholz :**

Il est sensible au dégagement de gaz et au déplacement d'huile que provoquent respectivement un court-circuit entre spires d'une même phase et un court-circuit entre phases. C'est un dispositif mécanique, placé dans la conduite d'huile qui relie la cuve du transformateur au conservateur d'huile.



✚ **Fonctionnement :**

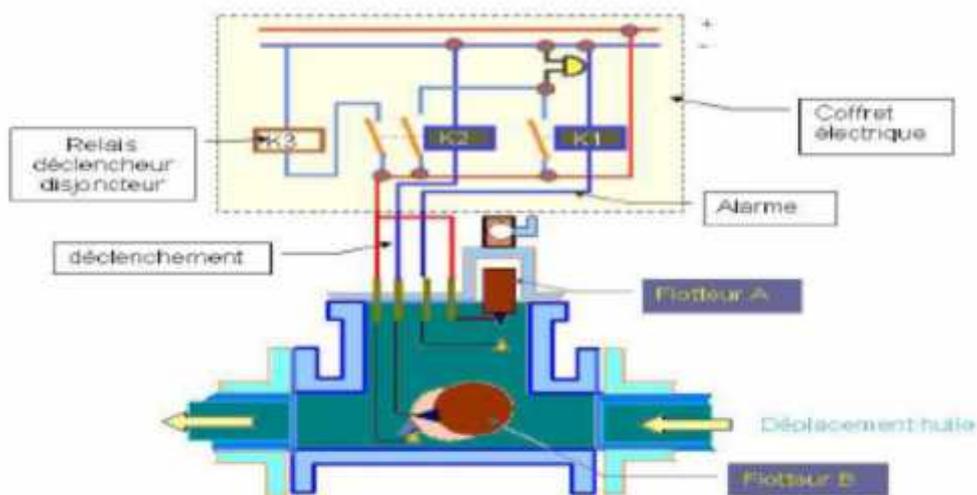


Figure 12 : Fonctionnement du relais BUCHHOLZ.

En fonctionnement normal, le relais est complètement plein d'huile.

Lorsque l'on a une formation de gaz à l'intérieur du transformateur, même si lente, le gaz, qui tend à s'écouler vers le conservateur, s'accumule graduellement à l'intérieur du relais ; faisant baisser le niveau de l'huile. Cet abaissement touche d'abord le flotteur supérieur qui ferme un circuit extérieur d'alarme à travers l'interrupteur solidement connecté à celui-ci.

Si la formation de gaz ne s'arrête pas, le niveau de l'huile baisse encore et touchera le flotteur inférieur, et puis, l'interrupteur correspondant. Cet interrupteur est connecté au circuit qui détermine la coupure de l'alimentation du transformateur.

Ce dernier type de protection se vérifie aussi lorsque, par effet de court-circuit, se forment de forts courants d'huile vers le conservateur. Ces courants agissent sur le petit ventilateur correctement réglé, qui, en, s'abaissant, déclenche le circuit de coupure du transformateur.

Faute d'autre signaux, le relais BUCHHOLZ peut également déceler les pertes d'huile de la cuve du transformateur. Dans ce cas, le niveau général de l'huile baisse entraînant un abaissement des flotteurs et par voie de conséquence, le fonctionnement des circuits extérieurs qui y sont connectés.

➤ **Thermostat : image thermique 49RMS**

Le thermostat surveille la température du transformateur, actionne l'alarme si la température atteint 75°C ou provoque le déclenchement des disjoncteurs correspondants au transformateur dont la température est montée jusqu'à 90°C d'une façon anormale.



Figure 13 : Thermostat.

II.2.7. Protections de tension: 27/59:

C'est une protection à maximum et minimum de tension. En cas de surtension dépassant le seuil de réglage, la mesure volumétrique est excitée. Il ferme son contact ce qui donne l'ordre instantané de déclenchement.



Figure 14 : Régulateur de tension.

III. Réglage des protections :

Les relais de protection doivent être réglés d'une manière précise pour permettre la détection de tous les défauts d'isolement et de court-circuit survenant sur la partie du réseau qu'ils doivent surveiller sans risque de fonctionnement intempestif.

En principe, lorsque des protections sont placées en cascade, la protection amont constitue un secours pour la protection aval. Cependant, compte tenu de la limite inférieure du réglage, le secours peut ne pas être totalement assuré.

La valeur du réglage à adopter résulte d'un compromis entre les risques de déclenchements intempestifs, et la marche du réseau dans des conditions anormales.

III.1. Réglage ampérométrique de phases :

La valeur de réglage du courant de relais de phase doit être inférieure à I_{cc2} (courant de court-circuit minimum pouvant affecter la partie surveillée du réseau). Généralement, on prend un coefficient de sécurité de 2/3 qui tient compte des erreurs des transformateurs de courants (TC) et des incertitudes des caractéristiques des liaisons.

Par suite des possibilités de surcharge des TC au cours du démarrage, on a intérêt à ce qu'il n'y ait pas de déclenchement lors du démarrage, d'où :

$$1,2I_n < I_r < 0,6 * I_{cc2}$$

Avec :

I_n : courant nominal du TC

I_r : courant de réglage

I_{cc2} : courant de court-circuit biphasé au point le plus éloigné du réseau.

III.1.1. Réglage de surcharge:

Le seuil de réglage de surcharge correspond à :

$$I_r = 1,2 * I_n$$

Avec :

I_r : courant de réglage

I_n : courant nominal maximal qui peut traverser la ligne.

III.1.2. Réglage du courant de court-circuit:

L'élimination du courant de court-circuit doit, en règle générale, être effectuée en **0,2 seconde au plus**.

Pour effectuer le réglage de court-circuit, nous retiendrons le cas le plus défavorable. En règle générale :

$$4 * I_n < I_r \quad 6 * I_n$$

Avec :

I_r : courant de réglage

I_n : courant nominal maximal qui peut traverser la ligne.

III.1.3.Réglage du courant homopolaire:

Cette protection de terre détecte le courant de défaut dans le réseau en mesurant la somme vectorielle des 3 courants en utilisant :

- soit 3 capteurs de courant de phase alimentant les protections (c'est la plus utilisée).
- soit un tore.

Le réglage du relais homopolaire vaut :

$$10\% * I_n < I_r \quad 20\% * I_n$$

Avec :

I_r : courant de réglage

I_n : courant nominal maximal qui peut traverser la ligne.

IV. Application au réseau du départ n°40 :

IV.1. Protections des transformateurs 2,5 MVA :

Dans le tableau suivant nous allons simuler un exemple de vérification de réglage des transformateurs THB/THA du poste P8. Car tous les transformateurs reliés au départ n°40 ont les mêmes réglages de protection puisqu'ils possèdent les mêmes caractéristiques. De même tous les postes de ce départ contiennent un seul transformateur.

Tableau 7: réglages actuels et calculés du poste P8.

Protection contre le courant de	Valeur calculée (A)	valeur installée (A)	Observation
Court-circuit	$96 < I_r \leq 144$	96	Réglage a la limite
Surcharge	28,8	28	Réglage précis
Homopolaire	$2,4 < I_r \leq 4,811$	3	Réglage valable

- Pour le réglage de la protection contre le courant de court-circuit, on voit que les valeurs actuelles sont égales à la petite valeur par rapport à celles calculées, on peut le justifier en pratique par la sécurité des équipements, mais pour éviter les déclenchements intempestifs exigeant une élévation de réglage à chaque fois qu'il y a ce type de déclenchement, cette protection sera réglée de ce fait à 144 A.
- Le réglage contre le courant de surcharge est plus approché de la valeur calculée, on remarque qu'il y'a diminution de cette valeur, alors pour les moteurs des stations de pompages cette protection normalement doit être supérieur à $1,2 \times \sum I_d$ avec I_d courant de démarrage égale à 66 A (côté 5,5 KV). Cependant les réglements intérieur exigent que les

moteurs ne démarrent pas simultanément, dans ce cas cette protection doit être supérieure à 79,2 A (côté 60 KV), notamment ce qui est assuré par la valeur installée de 28 A.

En tenant compte du vieillissement des moteurs, et afin qu'il ne se produise au déclenchement pendant le démarrage, cette protection sera réglée à 28,8A.

- Quant à la protection homopolaire, elle respecte l'intervalle de validation des réglages. Pour son réglage ; comme le cas de court-circuit, il faut l'accroître, afin d'éviter les déclenchements intempestifs. Pour cela cette protection sera réglée à 4,811 A.

IV.2. Protections des lignes du réseau 60 kV :

IV.2.1. Protection ampérométrique :

Le relais ampérométrique PSA est à temps dépendant et limité, et sont destinés à la protection des circuits à courant alternatif. Son retard au déclenchement est une fonction décroissante du courant agissant, mais il tend vers une valeur limite pour les courants élevés. Les courbes de temporisation du relais sont présentées sur la figure suivante :

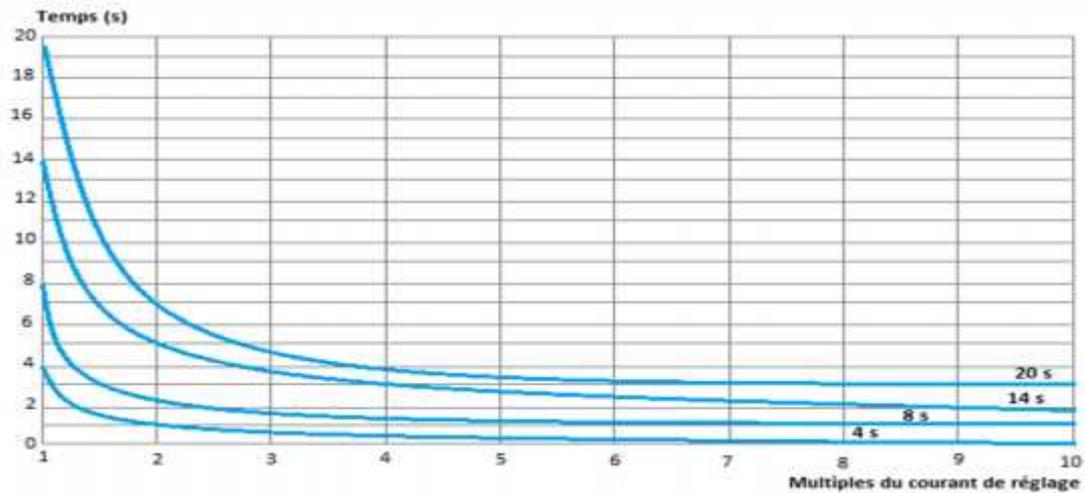


Figure 15: courbes de temporisation PSA

Sur le tableau suivant, on trouve les réglages ampérométrique installés ainsi que ceux calculés :

Tableau 8: Réglages actuels et calculés du poste P8 :

Protection	Valeur calculée (A)	Valeur installée (A)	Observation
Courant de court-circuit	$482,45 < I_r < 723,68$	480	Réglage imprécis
Courant de surcharge	Courbe 8 s	Courbe 14 s	Réglage tolérable
Courant homopolaire	$12,06 < I_r < 24,12$	inexistant	Réglage à ajouter

réglage à adopter pour la protection du départ n°40 est le suivant :

- Pour le courant de court-circuit, la valeur la plus optimale à réglé est de 482,45 A, on remarque qu'il s'agit de la plus petite valeur calculée en prenant en considération le cas de la pleine charge. Ce réglage sensible à l'avantage de protéger les autres départs ainsi que les transformateurs installés au poste P10.
- Pour le courant de surcharge, il s'agit d'une protection à temps inverse, afin de choisir la courbe de temporisation adéquate, il faut tenir compte du courant en pleine charge qui vaut 120,61 A. Le courant de vérification sera donc $I = \frac{1,2 \times 120,61}{40} = 3,61 A$, (40 est le rapport du TC (200/5)), le temps qui doit être supérieur à 1,9s (dû à la sélectivité). C'est deux grandeurs constituent le point (3,61 ; 1,9) qui coïncide avec la courbe de temporisation 8s qu'on garde comme réglage.
- Pour le courant homopolaire, il est impératif d'ajouter cette protection, pour plus de sécurité et pour une protection précise, de ce fait cette protection sera ajustée à 24,12 A (20% In).

IV.2.2. Protection de distance :

➤ Caractéristiques

Le tableau suivant précise les caractéristiques des lignes 60KV du départ n°40

Tableau 9 : Caractéristiques de la ligne 60KV :

LIGNE								
Caractéristiques du câble			Résistance		Réactance		Impédance Directe	
Type	Section (mm ²)	L(Km)	Ω/Km	Total	Ω/Km	Total	Ω/Km	Total
ALAC	181,6	44,2	0,1921	8,490	0,3962	17,512	0,4403	19,462
ALmec	181,6	0,67	0,183	0,122	0,396	0,265	0,4362	0,292
Longueur totale = 44,87 Km			Rt = 8,612 h		Xt = 17,777 h		Zt = 19,754Ω	

➤ Données du réglage actuel

Tableau 10: Données du réglage de protection de distance actuel :

Stade	Longueur protégée	Résistance		Réactance		Impédance		Temporisation (s)	
		HT	BT	HT	BT	HT	BT		
1 ^{er}	35,896 km			14,222	0,948			0,1	
2 ^{ème}	53,844 km			21,332	1,422			0,6	
3 ^{ème}	Directionnel								2
Mise en route						36	2,4	2	

On remarque clairement que la ligne aérienne de 44,87 Km, est subdivisée principalement en deux zones seulement.

V. Étude critique de la sélectivité :

La sélectivité est la coordination automatique des dispositifs de coupure de telle sorte qu'un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, soit éliminé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut, et par lui seul, afin d'isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par le défaut et uniquement cette partie en laissant sous tension les parties saines.

V.1.Types de sélectivité :

➤ Sélectivité ampérométrique :

Pour assurer une sélectivité de type ampérométrique, la grandeur contrôlée est le courant.

Le seuil des relais est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval.

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée ; elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà.

Ce type de sélectivité est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide (déclenchement sans retard).

➤ Sélectivité chronométrique:

Cette sélectivité associe une notion de temps au courant contrôlé. Une temporisation est affectée volontairement à l'action des dispositifs de protection ampérométrique. Pour cela, les seuils d'intervention sont définis avec des temps de fonctionnement croissants de l'aval vers l'amont. Lors d'un défaut seul la protection située immédiatement en amont de celui-ci se déclenche.

➤ Sélectivité logique :

Elle met en œuvre des échanges d'informations entre les unités de protection. La grandeur contrôlée est le courant.

Toutes les unités de protections communiquent via une liaison filaire (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 de cette sélectivité est de pouvoir raccourcir les temps de déclenchement et notamment à proximité de la source.

V.2.Vérification de la sélectivité :

En se basant sur les réglages des protections calculés dans la partie précédente, on peut définir un type de sélectivité adaptée à notre réseau suite aux modifications déjà prédéfinies.

Pour chaque type de protection, on pose un schéma unifilaire de sélectivité sur l'annexe7.

V.2.1.Sélectivité de la protection contre la surcharge :

➤ Sélectivité actuel :

Commençant tout d'abord par présenter le tableau de sélectivité actuel, pour le cas de protection contre surcharge.

Tableau 11: sélectivité actuelle de protection contre la surcharge

Protection conte les surcharges au niveau	réglage actuel	
	Courant	Temps
Départ n°40	Courbe 14s	
Poste	28 A	4,5 s

Il y a présence de deux types de sélectivités chronométrique et ampérométrique, pour cela la différence des temps de fonctionnement entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. Cet intervalle de sélectivité doit être suffisant et doit tenir compte :

- Du temps d'élimination du défaut par les disjoncteurs : t_c
- Des tolérances des temporisations : dt
- Du temps de retour au repos des relais : t_r

Ces trois contraintes amènent à une tolérance de $T = 300$ ms, appelée intervalle de sélectivité.

➤ **Sélectivité proposée :**

La sélectivité ampérométriques n'est pas adaptée à notre cas vu qu'elle n'est pas très étendue, donc les valeurs de réglages contre la surcharge dans ses différents points sont du même ordre de grandeur.

Par contre avec la sélectivité chronométrique, on aura des temporisations assez grande dans les relais de protection les plus en amont du réseau.

C'est pour ces raisons que nous avons adopté la sélectivité chronométrique comme mode de sélectivité de notre réseau.

Donc au niveau des postes, le temps de base de sélectivité est celui de la protection de surcharge juste en aval : côté 5,5 KV qui vaut 1,3s, dans notre cas on dispose de deux étages, donc le premier des postes (ou des transformateurs puisque chaque poste contient un seul transformateur) son temps de sélectivité sera 1,6 s ($1,3s + T$), et le deuxième étage c'est-à-dire celui du départ n°40 son temps de sélectivité sera 1,9 s ($1,6 s + 2 T$), avec le courant calculé précédemment donne la courbe de temporisation inverse 8s.

Tableau 12: Sélectivité proposé de protection contre la surcharge :

Protection conte les surcharges au niveau	réglage proposé:	
	Courant	Temps
Départ n°40	Courbe 8s	
Poste	28,8A	1,6 s

V.2.2.Sélectivité de la protection contre le court circuit :

➤ **Sélectivité actuel**

Le présent tableau montre la sélectivité ampérométrique installé :

Tableau 13 : sélectivité actuelle de protection contre le court-circuit :

Protection conte les surcharges au niveau	réglage actuel	
	Courant	Temps
Départ n°40	480 A	0 s
Poste	96 A	0 s

➤ **Sélectivité proposée**

En respectant l'intervalle de réglage de court-circuit, comme déjà prédéfini (dans le paragraphe III.1.2), qui vaut : $4 \cdot I_n < I_r < 6 \cdot I_n$; on obtient le réglage de sélectivité de protection contre le court-circuit suivant :

Tableau 14: Sélectivité proposée de protection contre le court-circuit

Protection conte les surcharges au niveau	réglage proposé	
	Courant	Temps
Départ n°40	482,45 A	0 s
Poste	144 A	0 s

La sélectivité utilisée est aussi une sélectivité ampérométrique, les courants de court-circuit augmentent au fur et à mesure qu'on s'approche de la source sans faire appel à un temps de déclenchement, parceque les courants de court-circuit sont très élevés et engendrent facilement la fusion des câbles et la détérioration de tout matériel électrique.

V.2.3.Sélectivité de la protection contre le courant homopolaire :

➤ **Sélectivité actuel**

Avec la protection contre le courant homopolaire, la sélectivité n'est pas adoptée.

Il y a manque de sélectivité entre les postes, notamment au niveau des transformateurs et le départ n°40.

Tableau 15 : Sélectivité actuelle de protection contre le courant homopolaire

Protection conte les surcharges au niveau	réglage actuel	
	Courant	Temps
Départ n°40	-----	-----
Poste	3 A	0,6 s

➤ Sélectivité proposée

La sélectivité à adopter est la sélectivité chronométrique.

Le temps augmente de l'aval vers l'amont, l'intervalle de sélectivité T est classiquement de l'ordre de 0,3 seconde, et le temps homopolaire de référence est de 0,8 s qui est évidemment plus grand que le temps installé (0,6s). C'est pour cela on propose la sélectivité suivante :

Tableau 16 : Sélectivité proposée de protection contre le courant homopolaire

Protection conte les surcharges au niveau	réglage proposé	
	Courant	Temps
Départ n°40	24,12	1,4 s
Poste	4,811	1,1 s

Conclusion :

L'objectif de ce chapitre a été, d'une part, de présenter les différentes protections mises en place dans les Postes et le départ n°40, ainsi que leurs réglages, et d'autre part de vérifier la protection existante après les changements. Nous avons développé aussi une étude de la sélectivité des différentes protections de tout le réseau. Ceci a abouti au tracé des schémas de sélectivité des différents relais de protection (sur l'annexe7). Ceci nous a permis de mettre en évidence plusieurs anomalies de sélectivité. On pourrait les résoudre par installation des relais numériques capables d'assurer une sélectivité logique plus sécurisé pour notre réseau, c'est ce qu'on va aborder pour le prochain chapitre.

Chapitre IV : Proposition d'une amélioration des protections.

Introduction :

Il a été montré dans le chapitre précédent, les réglages sont modifiés au court du temps afin d'aboutir à une bonne sélectivité en absence des déclenchements intempestifs, ceci est dû à l'imprécision des relais classiques surtout avec le vieillissement.

C'est pourquoi une nouvelle technologie des relais de protection numérique est proposée afin de garantir la disponibilité et la continuité de distribution de l'énergie électriques aux différents récepteurs.

Nous procéderons dans ce chapitre, à une comparaison entre les protections classiques et numériques puis nous donnerons une description des relais de protection proposés, ainsi que leurs fonctions principales.

I. Aspect technologique des protections :

La technologie de la protection ne cesse d'évoluer suite aux exigences de fonctionnements du réseau d'énergie électrique et aux contraintes imposées au système de protection du réseau.

La structure d'un équipement dépend largement de la technologie de réalisation. Différentes technologies sont utilisées :

-  La technologie électromécanique : elle tend à disparaître à l'heure actuelle en raison de son coût de fabrication élevé et de ses performances insuffisantes.
-  La technologie statique : elle utilise des circuits intégrés analogiques et logiques à moyen niveau d'intégration.
-  La technologie numérique : elle permet de convertir les signaux issus des réducteurs de mesure, dès l'entrée, en grandeurs numériques et l'ajout d'autres fonctionnalités que les deux autres technologies ne permettaient pas. Elle se caractérise aussi par une réduction significative du coût.

Aujourd'hui, tirant parti du développement des communications numériques et de la supervision, la fonctionnalité des équipements de protection s'étend dans le domaine du contrôle commande pour une gestion optimisée de la distribution électrique.

Les équipements de protection qui utilisent les microprocesseurs ont permis un progrès important, en agissant essentiellement sur la fiabilité et la disponibilité.

I.1. Comparaison entre les technologies :

Le tableau suivant précise les points forts et faibles de chaque technologie. A souligner qu'il y a cependant une forte croissance du champ d'application de la technologie numérique.

Tableau 17: comparaison entre les technologies

Technologie	Avantage	Inconvénient
Electro-mécanique	<p>Robuste.</p> <p>Filtre naturel des régimes transitoire.</p> <p>Excellente tenue aux surtensions.</p> <p>Maîtrise de cette technologie par le personnel.</p>	<p>Lente.</p> <p>Fragilité des contacts.</p> <p>Matériel nécessitant trop de câblage.</p> <p>Durs mécanique pour parties mobiles.</p> <p>Difficulté de modeler la caractéristique de déclenchement fixe.</p> <p>Consommation élevée des relais.</p> <p>Sélectivité limitée.</p> <p>Manque de moyen de communication pour la centralisation des informations</p>
Statique	<p>Rapidité de réponse.</p> <p>Charge réduite sur les réducteurs de mesure.</p> <p>Faible consommation sur les sources auxiliaires.</p>	<p>Chère.</p> <p>Sensibilité aux transitoires rapides du réseau.</p> <p>Sensibilité des circuits aux perturbations haute fréquences.</p> <p>Difficulté de réalisation de la caractéristique de fonctionnement.</p>
Numérique	<p>Puissance de traitement très importante</p> <p>Précision.</p> <p>Coût réduit.</p> <p>Procédure de communication simple.</p> <p>Facilité d'extension et de modification.</p> <p>Autodiagnostic aisé et efficace.</p> <p>Modification de fonction par programmation.</p>	<p>En cas de panne, tout le boîtier est à remplacer, sauf pour certains relais modulaires.</p>

I.2.Impact des relais électromécaniques sur les départs 60KV :

Il arrive des cas significatifs de déclenchements du réseau électrique 60KV, dus à la mauvaise sélectivité, notamment au niveau des disjoncteurs des départs 60KV. Ceci a un impact direct sur la continuité de production. Le tableau suivant rappelle les caractéristiques ceux enregistrés en 2014

Tableau 18: Les arrêts des départs 60KV de l'année 2014 :

Départs	Temps d'arrêt /an (mn)	Fréquence d'arrêt
D40	512	9
D44	200	5
D46	2	2
D80	7	2
D82	3	3
D84	15	2
D517	0,5	1
Total	739,5	24

Le cout financier de ces arrêts est estimé de la façon suivante. Le lavage d'une seule tonne de phosphate vendue à 300 DH nécessite $1,1\text{m}^3$ d'eau, avec une consommation de 1,6KWh. Sachant que la consommation en énergie électrique du départ n°40 vaut 5MWh (1MWh par poste), l'arrêt d'une seule minute engendre une consommation de 8,3KWh équivalant à une perte de $5,2\text{m}^3$ en eau et donc de 4,73 T en phosphates. Une minute d'arrêt coûterait de ce fait 1419DH ce qui impacte considérablement la production.

Ainsi l'imprécision des appareils de protection due à leurs vieillissements, entraine une mauvaise sélectivité. Par ailleurs, l'encombrement dans une cellule de protection rend l'opération de recherche des pannes de plus en plus difficile, avec une augmentation la durée de diagnostic. C'est pour cette raison que les déclenchements doivent être réduits au maximum.

Conclusion :

En raison de ses performances insuffisantes la technologie conventionnelle, n'autorise l'emploi que des fonctions simples et en nombre limité et sans redondance. Elle tend à être remplacée par la technologie numérique. A l'heure actuelle tous les constructeurs abandonnent le conventionnel et s'orientent vers le numérique qui permet une réduction significative des coûts de conception, d'installation et de maintenance.

II. Description des nouveaux relais de protection :

Les nouveaux relais numériques se sont révélés multifonctionnels, réduisant le filage et les auxiliaires de façon significative. Ces dispositifs peuvent aussi transférer les données à des centres de contrôle et des interfaces homme-machine utilisant des communications électroniques. Les fonctions effectuées par ces produits sont tellement élargis que plusieurs utilisateurs réfèrent maintenant le terme «DEI» (Dispositif Électronique Intelligent).

Les dispositifs numériques dont nous aurons besoin pour le contrôle et la commande du départ 60KV n°40 sont les Relais universels UR suivants:

- ✚ Relais de distance de ligne D60 qui assure la protection de ligne de transmission à haute vitesse pour déclenchement triphasé et monophasé.
- ✚ Contrôleur Numérique de Position F650 comme protection complémentaire, appelé aussi calculateur de tranche

II.1. Conception de base :

Les relais numériques universels D60 et F650 sont des dispositifs ayant la même conception à base numérique muni d'une unité de traitement centrale qui prend en charge de multiples types de signaux d'entrée et de sortie. Le relais universel UR peut communiquer sur un réseau local «LAN» avec interface d'opérateur, dispositif de programmation ou tout autre dispositif UR. La figure suivante illustre le schéma.

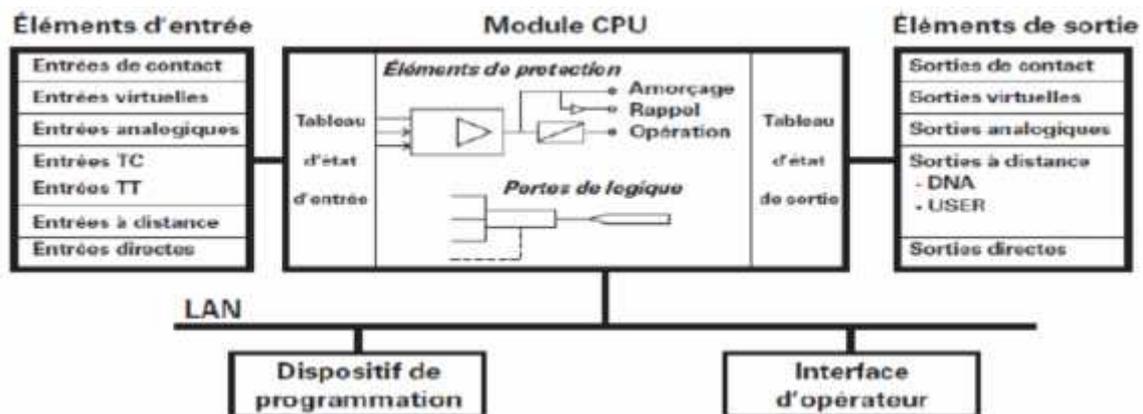


Figure 16: Schéma bloc du relais universel. « [5] »

II.2. Relais de protection ligne D60 :



D60 présente un nombre de fonction variable selon la complexité du réseau et sa configuration. En général nous trouvons entre autres les fonctions suivantes :

II.2.1.Fonction protection de distance :

La principale fonction de la protection numérique D60 est la protection de distance. Elle assure la protection contre les défauts monophasés et polyphasés avec généralement quatre zones de mesure. Son réglage se fait comme le montre la figure suivante :

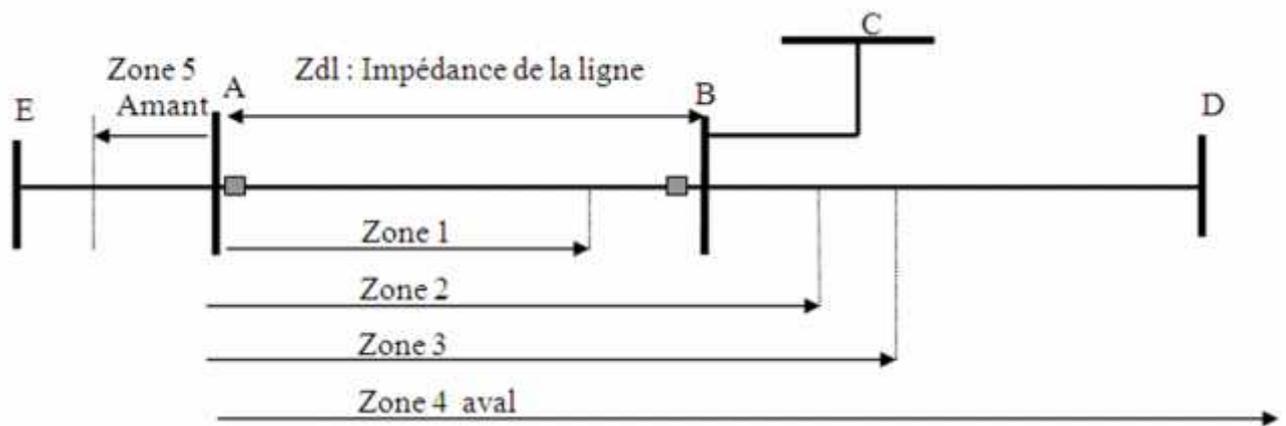


Figure 17 : Portée de réglage des 5 zones de la protection D60« [5] »

Zone 1 :

Orientées vers l'aval pour déclencher rapidement pour tous défauts survenus sur la ligne protégée. Réglée généralement à 80% de l'impédance directe Z_{dl} de la ligne AB et non pas à 100% pour éviter l'empiétement sur des défauts survenant au début des lignes adjacentes (erreurs induites par TT, TC et protection). Le déclenchement est instantané.

Zone 2 :

Orientées aussi vers l'aval se déclenchement rapidement pour tous défauts survenus sur la ligne protégée. Réglée à 120% de l'impédance directe de la ligne et non pas à 100% pour éviter le non fonctionnement en cas de défaut survenant au bout de la ligne à protéger (erreurs introduites par TT, TC et protection). Le déclenchement est temporisé en général à 300 ou 400ms.

Zone 3 :

Puisque la D60 dispose seulement de 5 zones de protections, la zone 3 sera réglée en aval à 160% de l'impédance directe de la ligne avec une temporisation de 1sec.

Zone 4 :

Orientée vers l'aval pour assurer les secours de lignes adjacentes, Sa temporisation est de 2sec.

Zone 5 :

Pour détecter les défauts survenus en zone amont de la protection et déclencher éventuellement si le défaut n'est pas éliminé par la protection concernée.

Z mise en route amont sera réglée à 20% de Z mise en route aval.

Aussi sa temporisation est de 2sec

II.2.2.Fonction protection directionnelle de terre à base de puissance :

C'est une fonction complémentaire à la protection de distance. Son rôle est d'assurer le déclenchement de la ligne en cas de non fonctionnement de la protection de distance suite à l'apparition d'un défaut résistant. Elle fonctionne en cas de dépassement de seuils de courant et puissance résiduelle générés par le défaut. Elle mesure en permanence la puissance résiduelle :

$$Pr = Vr * Ir * \cos (Vr, Ir).$$

II.2.3.Fonction amorçage ligne :

Cette fonction utilise une combinaison d'absence des courants et d'absence des tensions pour identifier une ligne qui a été mise hors service. Trois éléments de surtension instantanée sont utilisés pour identifier une ligne précédemment mise en service qui a été fermée sur un défaut. Les caractéristiques de coordinations sont incluses pour assurer une opération satisfaisante lorsque le réenclencheur automatique à haute vitesse est utilisé.

II.2.4.Fusion Fusible :

Chaque source de signal comprend une configuration de panne de fusible. Le détecteur de panne du fusible TT peut être utilisé pour augmenter une alarme et/ou bloquer les éléments qui pourraient opérer de façon inadéquate pour une perte partielle ou totale du potentiel causée par un ou plusieurs fusibles explosés. Certains éléments qui peuvent être bloqués (par l'intermédiaire de l'entrée BLOCK) sont la distance, la surintensité restreinte par la tension, et le courant directionnel. Il existe deux classes de défaillance de fusible qui pourraient survenir:

A: Perte d'une ou deux phases.

B: Perte de toutes les trois phases.

Les indications de défaillance de fusible observé peuvent aussi se produire lorsque les défauts existent dans le système, conséquemment un moyen de détection de défaut et d'inhibition de déclaration de défaillance de fusible durant ces événements est fourni. Une fois que la condition de défaillance de fusible est déclarée, elle sera scellée jusqu'à ce que la cause qui l'a générée disparaisse.

II.3.Le relais F650 :



C'est un relais numérique de : Protection, de contrôle, de mesure, de surveillance, d'analyse et de gestion de l'énergie

Le F650 peut être utilisé pour:

Les lignes de transmission de n'importe quel niveau de tension ou comme composant dans un système de commande complet

Fonctionnement :

- Protection de secours pour les transformateurs, les JDB, les générateurs et les moteurs.
- Les fonctions de contrôle comprennent synchrocheck, réenclencheur et la défaillance disjoncteur.
- Les fonctions de surveillance sont assurées par des :
 - ✚ Oscillographie
 - ✚ Enregistreur d'événements
 - ✚ Enregistreur des défauts
 - ✚ Enregistreur des données

II.4. Schéma unifilaire :

En somme la protection du départ n°40 correspond à ce qui est illustrée sur le schéma unifilaire suivant, en utilisant les relais numérique universel D60 et F650.

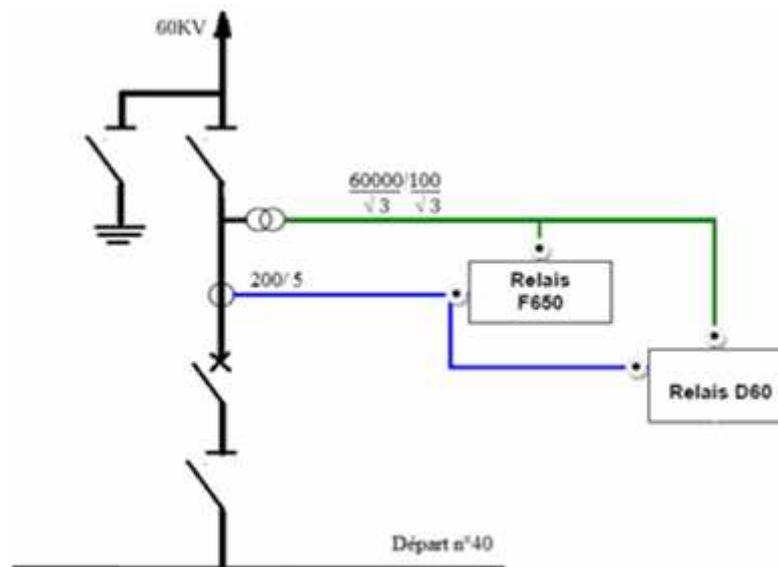


Figure 18 : Schéma unifilaire du nouveau système de protection

Les fonctions principales assurées par le relais universels UR F650 sont :

- ✚ 51P : Protection à maximum de courant de phase temporisé
- ✚ 50P : Protection à maximum de courant de phase instantanée
- ✚ 51N : Protection à maximum de courant temporisé (neutre)

Les fonctions activées pour le relais D60 sont :

- ✚ 21P : Protection de distance phase
- ✚ 21G : Protection de distance terre
- ✚ 32N : Protection wattmétrique homopolaire directionnelle

Conclusion :

Les apports des technologies numériques qui ont commencé à s'imposer sur le marché implique le déploiement de plus en plus d'effort pour les intégrer dans les nouveaux postes numériques. Les points de différence par rapport à ceux électromécaniques et statiques sont plus discernables. Nous avons par la suite montré comment maîtriser leur réglage.

Ces réglages s'avèrent important ; sur le plan pratique ; dans la mesure où ils permettront à l'ensemble des agents contrôle commande de la Direction de effectuer les calculs de réglages sur les principales protections numériques installées dans les nouveaux postes numériques.

Dans le chapitre suivant nous montrerons comment réaliser l'exploitation des systèmes de compensation réel afin d'avoir un facteur de puissance supérieur à 0.9 pour minimiser la consommation d'énergie.

Chapitre V : Compensation de l'énergie réactive du départ n°40,

I. Généralités sur la compensation :

I.1.Introduction :

Toute machine électrique utilisant le courant alternatif (moteur, transformateur) met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive.

L'énergie active consommée (kWh) résulte de la puissance active P (kW) des récepteurs. Elle se transforme intégralement en puissance mécanique (travail) et en chaleur (pertes).

L'énergie réactive consommée (kvarh) sert essentiellement à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques. Elle correspond à la puissance réactive Q (kvar) des récepteurs.

L'énergie apparente (kVAh) est la somme vectorielle des deux énergies précédentes. Elle correspond à la puissance apparente S (kVA) des récepteurs, somme vectorielle de P (kW) et Q (kvar).

A chacune des énergies active et réactive, correspond un courant. Le courant actif (I_a) est en phase avec la tension du réseau. Le courant réactif (I_r) est déphasé de 90° par rapport au courant actif, soit en retard (récepteur inductif), soit en avance (récepteur capacitif). Le courant apparent (I_t) est le courant résultant qui parcourt la ligne depuis la source jusqu'au récepteur. Si les courants sont parfaitement sinusoïdaux (absence d'harmoniques), on peut les représenter vectoriellement en valeurs efficace comme indiqué ci-dessous.

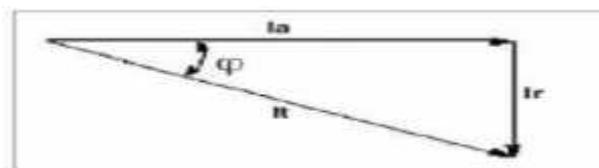


Figure 19 : Composition vectorielle des courants

En l'absence d'harmonique, la puissance consommée elle-même peut être décomposée en puissance active et réactive selon le diagramme ci-dessous.

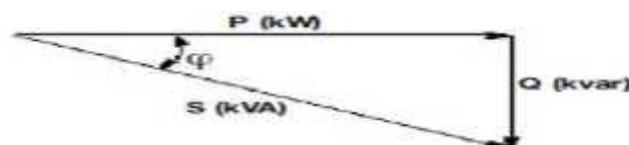


Figure 20: Composition vectorielle des puissances

I.2.Facteur de puissance :

Le facteur de puissance de l'installation est le quotient de la puissance active en kW consommée par l'installation sur la puissance apparente en kVA fournie à l'installation.

Il est égal au cosinus de l'angle de déphasage entre la puissance active et la puissance apparente.

le facteur de puissance = $\cos \phi = P/S$. Le $\cos \phi$ est compris entre 0 et 1.

Un facteur de puissance proche de 1 optimise le fonctionnement d'une installation.

I.3.Effets de la circulation de l'énergie réactive :

La circulation de l'énergie réactive a des influences importantes sur le choix des matériels et le fonctionnement des réseaux. Elle a par suite des incidences économiques.

Ainsi ; pour une même puissance active P utilisée, il faut fournir d'autant plus de puissance apparente ($S_2 > S_1$) que le $\cos \phi$ est faible. Ce qui est illustré par la figure 21

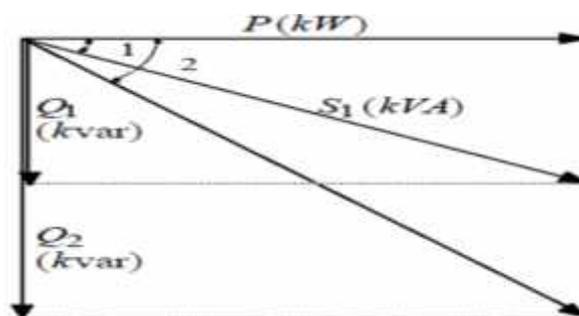


Figure 21 : Influence du $\cos \phi$ sur la valeur de la puissance apparente

De part l'augmentation du courant apparent, la circulation d'énergie réactive provoque divers effets dont:

- Des surcharges et des échauffements supplémentaires dans les transformateurs et les câbles ayant pour conséquence des pertes d'énergie active ;
- Des chutes de tension ;
- Des Surdimensionnement et précaution au niveau des protections ;
- Une dégradation de la qualité de l'installation électrique ;

- Application par l'ONEE (cas du Maroc) d'une pénalisation dans le cas où le facteur de puissance est inférieur à 0.9.

Pour ces raisons, il est nécessaire de produire l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle "**compensation de l'énergie réactive**".

I.4. Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance :

L'amélioration de facteur de puissance se traduit par plusieurs avantages dont :

I.4.1. Diminution de la facture d'électricité

En France le distributeur d'énergie électrique, de EDF, propose des tarifs de facturation différents suivant la consommation de l'abonné :

- tarif jaune pour des puissances souscrites entre 36 et 250 kVA avec livraison en BT .
- tarif vert pour des abonnés livrés en HT avec des puissances souscrites supérieures à 250 kVA.

Pour les deux tarifs la diminution de la consommation d'énergie réactive, avec l'amélioration du facteur de puissance, est très sensible au niveau de la facture. L'opérateur EDF pénalisant les abonnés pour un $\cos < 0,93$ ($\text{tg} = 0,4$), dans le tarif vert, comptage en HT.

I.4.2. Optimisation des choix technico-économiques :

Cela se traduit par une diminution de la section des câbles. La puissance active transportée par un câble diminue lorsque le facteur de puissance s'éloigne de 1.

Pour une même puissance active à fournir, la diminution du facteur de puissance impose le choix de câbles de plus grande section.

➤ Diminution de la section des câbles :

La puissance active transportée par un câble diminue lorsque le facteur de puissance s'éloigne de 1. Pour une même puissance active à fournir la diminution du facteur de puissance impose le choix de câbles de plus grande section.

➤ Diminution des pertes en ligne :

Un bon facteur de puissance permet une diminution des pertes en ligne à puissance active constante. Les pertes wattées (dus à la résistance des conducteurs) sont intégrées dans la consommation enregistrée par les compteurs d'énergie active (kWh) et sont proportionnelles au carré du courant transporté.

➤ **Réduction de la chute de tension :**

L'amélioration du facteur de puissance diminue l'énergie réactive transportée et de ce fait diminue les chutes de tension en ligne.

➤ **Augmentation de la puissance disponible :**

La puissance active disponible au secondaire d'un transformateur est d'autant plus grande que le facteur puissance de l'installation est élevé.

I.5. Principe de la compensation :

Compenser une installation consiste à installer une source d'énergie réactive de compensation qui permet d'améliorer de facteur de puissance de l'installation.

Ceci est démontré par :

Méthode du triangle de puissances :

On peut aussi calculer avec le triangle de puissances. La puissance réactive du condensateur compensant ainsi:

$$Q_C = Q_0 - Q = P_0 \operatorname{tg}(\varphi_0) - P_0 \operatorname{tg}(\varphi) = U^2 \omega C$$

Donc :

$$C = \frac{P_0 (\operatorname{tg}(\varphi_0) - \operatorname{tg}(\varphi))}{U^2 \omega}$$

➤ **Travail demandé :**

1. Faire une étude critique de l'amélioration du facteur de puissance actuel.
2. Proposer une solution pour améliorer le cos ϕ à une valeur de 0.9 au niveau des différents départs.

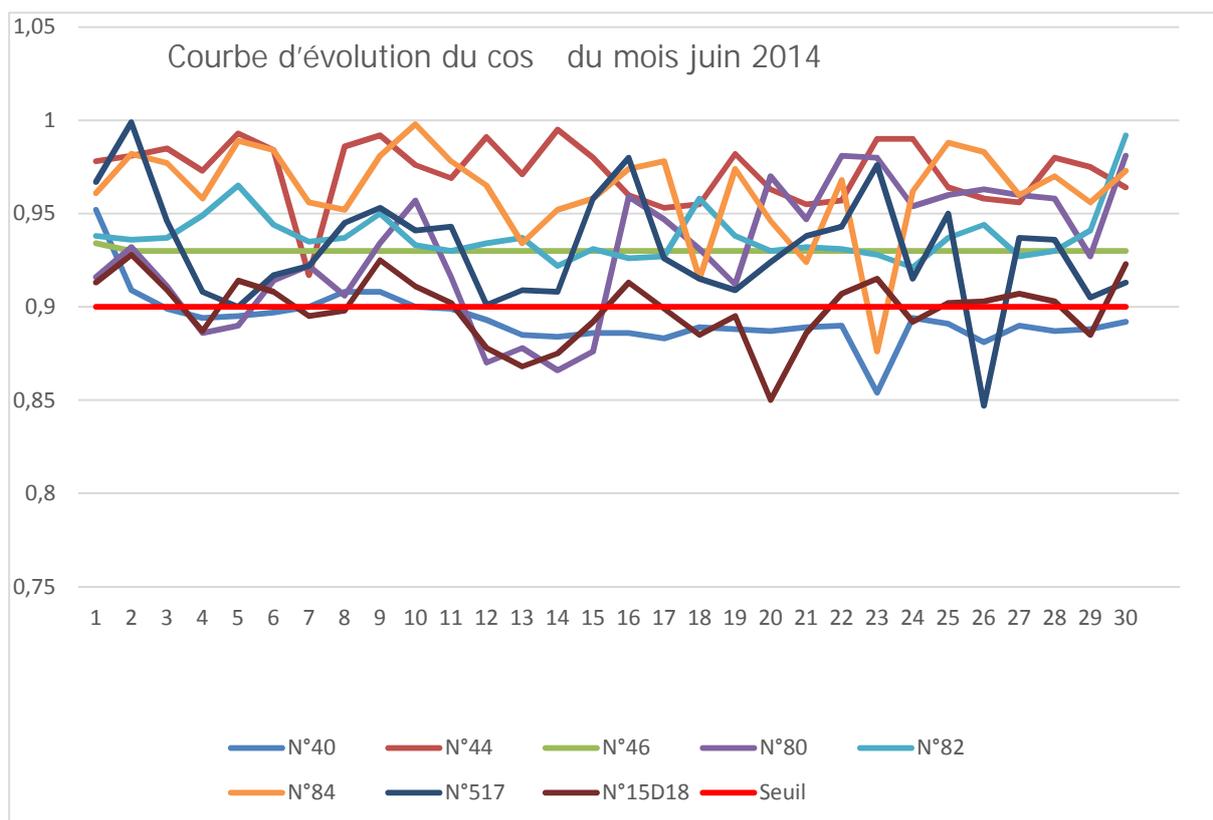
II. Etude critique :

II.1. Tableau des valeurs du cos ϕ du mois de juin 2014 des différents départs :

Jour	N°40	N°44	N°46	N°80	N°82	N°84	N°517	N°15D18	Seuil
1	0,952	0,978	0,934	0,916	0,938	0,961	0,967	0,913	0,9
2	0,909	0,981	0,93	0,932	0,936	0,982	0,999	0,928	0,9
3	0,899	0,985	0,93	0,911	0,937	0,977	0,946	0,909	0,9
4	0,894	0,973	0,93	0,886	0,949	0,958	0,908	0,902	0,9
5	0,895	0,993	0,93	0,89	0,965	0,989	0,9	0,914	0,9
6	0,897	0,984	0,93	0,914	0,944	0,984	0,917	0,908	0,9
7	0,9	0,917	0,93	0,922	0,935	0,956	0,922	0,895	0,9
8	0,908	0,986	0,93	0,906	0,937	0,952	0,945	0,901	0,9
9	0,908	0,992	0,93	0,934	0,95	0,981	0,953	0,925	0,9
10	0,9	0,976	0,93	0,957	0,933	0,998	0,941	0,911	0,9
11	0,899	0,969	0,93	0,916	0,93	0,978	0,943	0,902	0,9
12	0,893	0,991	0,93	0,87	0,934	0,965	0,901	0,958	0,9

13	0,885	0,971	0,93	0,878	0,937	0,934	0,909	0,898	0,9
14	0,884	0,995	0,93	0,866	0,922	0,952	0,908	0,875	0,9
15	0,886	0,98	0,93	0,876	0,931	0,958	0,958	0,892	0,9
16	0,886	0,96	0,93	0,959	0,926	0,974	0,98	0,913	0,9
17	0,883	0,953	0,93	0,947	0,927	0,978	0,926	0,899	0,9
18	0,889	0,955	0,93	0,931	0,958	0,915	0,915	0,885	0,9
19	0,888	0,982	0,93	0,912	0,938	0,974	0,909	0,895	0,9
20	0,887	0,963	0,93	0,97	0,93	0,946	0,924	0,950	0,9
21	0,889	0,955	0,93	0,947	0,932	0,924	0,938	0,886	0,9
22	0,89	0,957	0,93	0,981	0,931	0,968	0,943	0,907	0,9
23	0,854	0,99	0,93	0,98	0,928	0,876	0,976	0,915	0,9
24	0,894	0,99	0,93	0,954	0,921	0,962	0,915	0,892	0,9
25	0,891	0,964	0,93	0,96	0,937	0,988	0,95	0,902	0,9
26	0,881	0,958	0,93	0,963	0,944	0,983	0,847	0,903	0,9
27	0,89	0,956	0,93	0,96	0,927	0,96	0,937	0,907	0,9
28	0,887	0,98	0,93	0,958	0,93	0,97	0,936	0,903	0,9
29	0,888	0,975	0,93	0,927	0,941	0,956	0,905	0,94	0,9
30	0,892	0,964	0,93	0,981	0,992	0,973	0,913	0,923	0,9

II. 2. Courbe représentatif de l'évolution de chaque départ :



↳ D'après l'analyse de la courbe d'évolution du cos de chaque départ on remarque une chute du facteur pour les 5 départs suivants : N° 40, N° 17, N° 80, N° 84 et N° 15D18.

D'après le Calcul du facteur de puissance moyen de chaque Départ On Trouve à la fin que le

Départ N°40 (cos moy = 0.893) est le seul qui ne respecte pas le seuil ONEE du cos (< 0.9) !

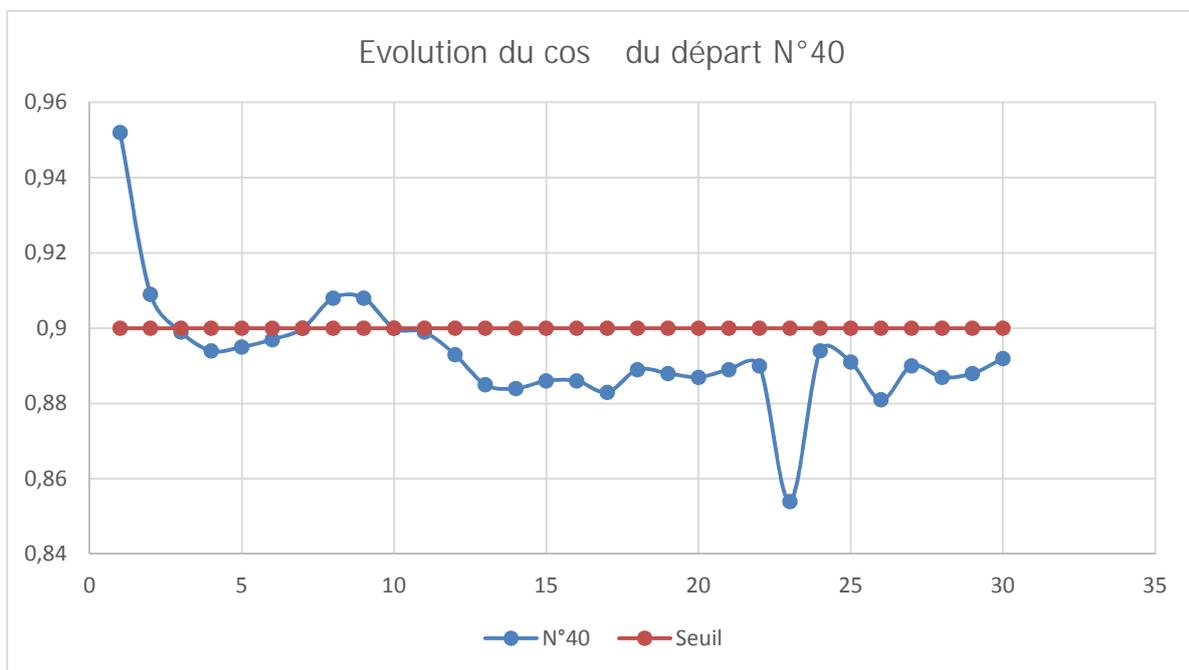
Remarque :

Comme précédemment annoncé, le départ n° 40 alimente cinq postes électriques qui sont : P8, P8', P9, P9' et St-R.

Et après nos visites de contrôle effectuées au niveau des cinq postes, nous avons relevés que le facteur de puissance est mauvais au niveau du poste P9.Ceci influence le départ n° 40 dans son ensemble, nécessitant une amélioration de facteur de puissance, afin d'avoir une «cos » qui respecte le seuil de l'ONEE. C'est ce qu'on s'attelle à faire.

II.3. Calcul de batterie de condensation pour départ N° 40 :

- Départ n°40 :



↳ Calcule des batteries de condensation :

Pour l'application du triangle de puissance en prend les données suivante :

- Cos =0.893 : Valeur du cos actuelle.
- Cos '=0.9 : Valeur du cos demandé.
- U=60kv : tension du départ.
- P=2936500 W : puissance active consommé.
- =2 f : pulsation du réseau.
- f=50Hz : fréquence du réseau.

Nous avons : $Q_c = -3CWU^2$

$$D'o\grave{u} : C = \frac{P (\tan\phi - \tan\phi')}{3WU^2}$$

En faisant l'application num\u00e9rique nous avons : $C = 0.12198 \mu F$ et $Q_c = 413868.389 W$

Aussi, pour am\u00e9liorer le facteur de puissance a ce niveau il nous faut des batteries de condensateur mont\u00e9s en triangle dont la capacit\u00e9 est \u00e9gal \u00e0 $C = 0.12198 \mu F$.

III. Moyens de compensation :

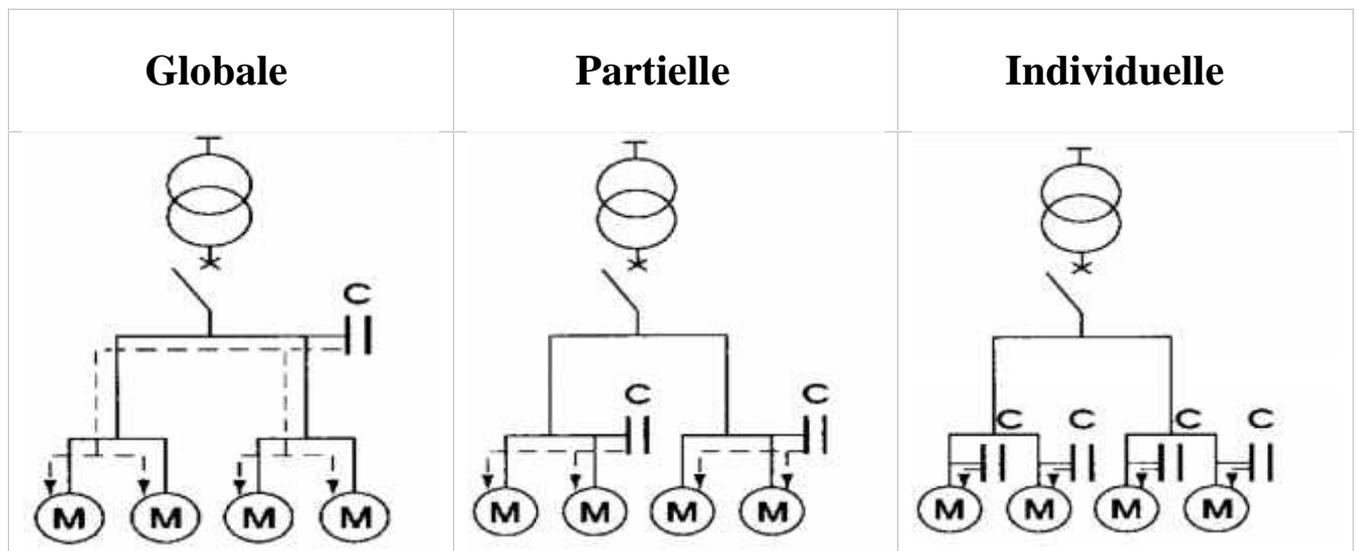
La compensation peut se faire en utilisant des condensateurs en basse tension ou en haute tension. En basse tension la compensation est r\u00e9alis\u00e9e avec deux familles de produits :

- * les condensateurs de valeurs fixes ou condensateurs fixes,
- * les \u00e9quipements \u00e0 r\u00e9gulation automatique ou batteries automatiques qui permettent d'ajuster en permanence la compensation aux besoins de l'installation.

Lorsque La puissance \u00e0 installer est sup\u00e9rieure \u00e0 800 kvar avec une charge stable et continue il peut \u00eatre plus \u00e9conomique de choisir des batteries de Condensation haute tension \u00e0 installer sur le r\u00e9seau. Pour Rappel : $Q = U^2 C$ d'o\u00f9 pour une m\u00eame valeur de Q r\u00e9duction de la capacit\u00e9 et co\u00fbt moins \u00e9lev\u00e9 du condensateur.

III.1.Types de compensation :

La compensation peut-\u00eatre :



- **Globale** : La batterie de condensateurs est raccord\u00e9e en t\u00eate de l'installation et reste en service de fa\u00e7on permanente. Ce mode de compensation convient lorsque la charge est stable et continue.

- **Partielle** : la batterie de condensateurs est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier ou par groupe de récepteur. Ce mode de compensation convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

- **Individuelle** : La batterie de condensateurs est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur du type inductif, notamment les moteurs. Elle convient lorsque la puissance de certains récepteurs est très importante par rapport à la puissance totale, et offre ainsi le plus d'avantages.

III.2. Avantages et inconvénients des différents types de compensations :

Type de Compensation	Avantages	Inconvénients
Compensation globale	<p>La batterie de condensateurs est raccordée en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. elle permet :</p> <ul style="list-style-type: none"> • de supprimer les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive. • d'ajuster le besoin réel de l'installation (kW) à la souscription de la puissance apparente (kVA). • de soulager le poste de transformation (une partie de l'énergie réactive est fournie par les condensateurs). 	<p>Toutefois ce mode de compensation ne soulage pas les installations en aval car la totalité du courant réactif est présente dans les câbles jusqu'aux récepteurs. Ce qui engendre des pertes joule dans les câbles.</p>
Compensation partielle	<p>Les condensateurs sont installés aux départs de chaque atelier. Cette compensation est conseillée lorsque la puissance est importante ou lorsque les ateliers fonctionnent à des régimes différents.</p> <p>Ce type de compensation en plus des avantages de la compensation globale permet de soulager les câbles alimentant les différents ateliers. La totalité du courant réactif n'est plus présente que dans les câbles allant de l'armoire de distribution de l'atelier aux récepteurs.</p>	<p>Risque de surcompensation en cas de variations importantes de la charge et qui provoquerait des élévations anormales de la tension.</p>

<p>Compensation Individuelle</p>	<p>La batterie de condensateurs est raccordée directement aux bornes du récepteur. Ce type de compensation est techniquement idéal, puisque il introduit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée.</p>	<p>Le nombre de condensateurs dans ce cas est généralement très important. Il en résulte un investissement élevé.</p>
----------------------------------	--	---

III.3.Principe et intérêt de la compensation automatique :

Type de compensation mis en œuvre par le site OCP Khouribga :

Pour compenser l'énergie réactive, le site OCP de Khouribga met en œuvre une Compensation partielle avec batteries fixes enclenchées et déclenchées manuellement par des agents.

La compensation automatique partielle est utilisée aussi sur certains sites. Elle est installée en tête de l'ensemble de la distribution BT ou d'un secteur important, les batteries de condensateurs sont divisées en gradins. La valeur du $\cos \phi$ est détectée par un relais var-métrique qui commande automatiquement l'enclenchement et le déclenchement des gradins en fonction de la charge et du $\cos \phi$ Désiré. Le transformateur de courant doit être placé en amont des récepteurs et des batteries de condensateurs comme illustré sur le schéma suivant.

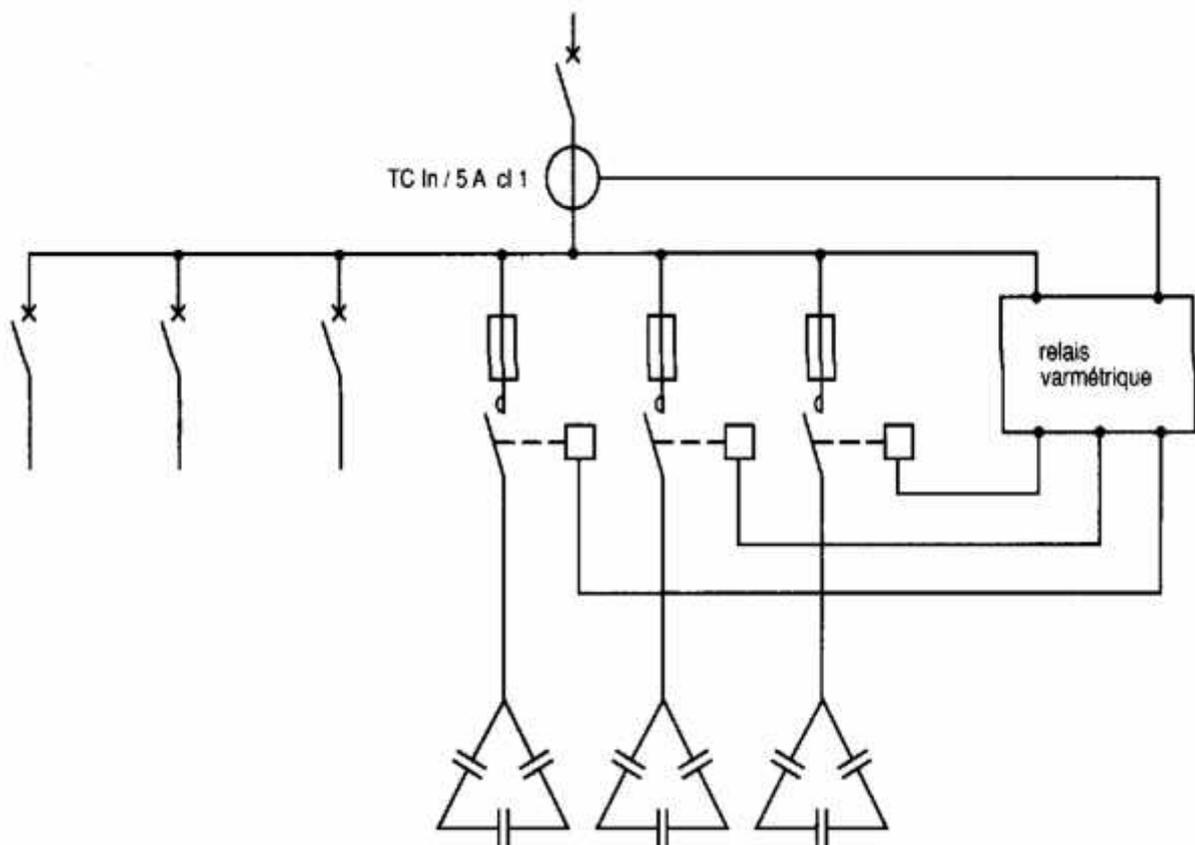


Figure 21: Principe de compensation automatique d'une installation

- **Bilan énergétique du premier semestre année 2014 :**

Le tableau ci-après en précise quelques indications

<i>la puissance active moyenne</i>	<i>la puissance apparent</i>	<i>la puissance totale moyenne</i>
53360822.9MW	60023422.83	21262995,9 MVAR

- $\text{Cos moy} = \frac{533608229}{6002342283} = 0.889$

On constate que, malgré la mise en œuvre de systèmes de compensation, on n'arrive pas à avoir un

Cos moy = 0.9

IV. Inconvénients des systèmes de compensation actuels :

Pertes du temps lors de la recherche du départ du mauvais Cos .

Par manque d'information en temps réel sur sites, il y a des interventions retardées des agents pour résoudre les défauts et les pannes de fonctionnement des systèmes de compensation. Il y a également d'autres conséquences :

- Le maintien des condensateurs en service (cas de compensation fixe) ; lors de l'arrêt d'une Installation ; provoquerait une surtension sur le réseau de distribution, due à une Surcompensation.
- L'enclenchement des batteries de condensateurs provoque des surintensités et des Surtensions importantes dans le réseau. Celles-ci sont contraignantes pour les appareils de manœuvre des condensateurs et pour les protections.
- Déploiement de plus d'agents (cas de compensation fixe), pour assurer la mise en Ligne

ou

- la coupure de la compensation.
- Méconnaissance de la situation de chaque site (consommation en énergie réactive, nombre de gradins mis en ligne, l'état des gradins etc.).

V. Actions et modifications à apporter au système de compensation actuel de l'énergie réactive :

V.1. Compensation réel :

Une batterie de condensateurs est constituée généralement de plusieurs condensateurs unitaires, monophasés ou triphasés, assemblés et interconnectés pour réaliser des ensembles de puissances importantes appelées « Batteries de condensateurs ».

La société LEGRAND conçoit et fabrique différents types de batteries de condensateurs définis par:

- La puissance réactive totale à installer.
- La tension nominale du réseau
- Les contraintes électriques : Présence d'harmoniques et batteries automatiques avec régulateur varométrique.
- L'installation : Intérieure (dans un local électrique) et l'extérieure (dans un poste électrique).

Nous donnons ci-après une description de quelques batteries de condensateurs :

V.1.1. Les condensateurs ALPIVAR2 :



- **Présentation :**

Monobloc ou modulaire, le condensateur Alpivar2 satisfait toutes les exigences des utilisateurs. La solution modulaire permet ; en particulier ; et sa simplicité et sa rapidité d'assemblage, la réalisation

d'appareils de différentes puissances, entraînant une réduction importante des coûts de stockage par les intégrateurs ou distributeurs locaux.

- **Installation :**

Sa forme compacte facilite son installation et diminue sensiblement les coûts des armoires ou châssis.

L'enveloppe résiste particulièrement à tous les solvants et aux agents atmosphériques (pluie, soleil, air salin...). Le condensateur Alpivar2 est parfaitement adapté pour les installations :

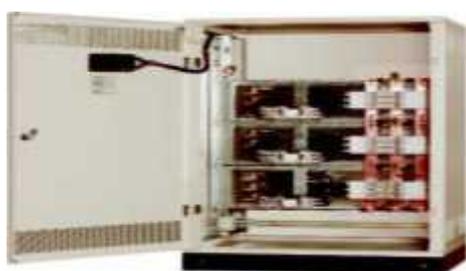
- En atmosphère corrosive.
- En type extérieur sur demande.

V.1.2. Les batteries fixes ALPIBLOC :



Alpibloc est un condensateur Alpivar2 avec disjoncteur intégré. Ensemble monté et câblé dans un coffret ou une armoire, Cet Equipement livré prêt à raccorder destiné à la compensation en système fixe des appareils électriques de petite et moyenne puissance. Pour certaines applications (commande à distance...) le disjoncteur peut être remplacé par un contacteur associé à des fusibles.

V.1.3. Les batteries de condensateurs automatiques ALPIMATIC :



- **Présentation :**

Alpistatic est un système de compensation en temps réel, avec un temps de réponse 40 ms. Il est spécialement conçu pour les sites utilisant des charges à variation rapide, ou aux processus sensibles aux harmoniques et intensités transitoires Tous les niveaux peuvent être connectés ou déconnectés en une seule fois, afin de correspondre exactement à la demande d'énergie réactive.

Le dispositif se compose de plusieurs armoires statiques en fonction du modèle de batterie de condensateurs et du courant nominal. Les batteries de condensateurs ALPIMATIC sont des batteries automatiques à commutation par contacteurs électromécaniques. Elles sont composées de racks : - types standard et H pour la série M, - type SAH pour la série MS. L'ensemble est piloté par un régulateur varmétrique et intégré en armoire.

Conclusion :

Dans l'environnement industriel actuel, la prolifération des charges « déphasantes » sur les réseaux de distribution électrique entraîne une dégradation du facteur de puissance. Ce dernier a des impacts économiques très importants sur les consommateurs potentiels. Une bonne maîtrise de la composition de la puissance appelée permet de limiter ces impacts. e passe, entre autres, par la compensation de l'énergie réactive. Le site OCP de Khouribga est un grand consommateur de l'énergie réactive. Dans ses activités d'extraction et de traitement, il met en œuvre un nombre

considérable de machines électriques (moteurs asynchrones, M.C.C ...). Les solutions proposées dans l'étude effectuée permettent surmonter les problèmes dus à l'énergie réactive en la produisant à proximité des lieux de consommation. En effet, La compensation en temps réel ajuste automatiquement la puissance réactive fournie en fonction des variations de la consommation.

Conclusion général

Au terme de notre travail, il convient de rappeler que l'objectif de ce projet porte sur la rénovation du réseau électrique HTB, et spécialement les 7 départs 60KV du poste mère FoumTizi. Le cas étudié concerne un réseau électrique composé des 5 postes alimentés par le départ n°40, à savoir P8,P8', P9,P9' et St.-RI en vue de réaliser une sélectivité compatible avec une continuité de service plus fiable.

Pour arriver à cette fin, nous avons établi une étude de l'état actuel du réseau électrique, en focalisant sur différents axes :

- La simplification et la modélisation des réseaux électrique.
- La détermination des courants de court-circuit en différents points du réseau global.
- La mise en évidence des concepts théoriques sur les protections et leurs réglages.
- L'étude critique du système de protection existant.
- La proposition du système contrôle-commande numérique comme amélioration à apporter à ce système.
-

Dans l'objectif d'assurer une gestion en temps réel des 7 départs 60KV et d'améliorer la fiabilité des équipements et la productivité du personnel, un recours à la centralisation de l'information était nécessaire.

En effet, une étude de l'implantation d'un système de télégestion dans le réseau électrique haute tension montre le besoin d'utiliser:

- Des relais de protections D60 et F650 pour chaque départ.

Plus de ça Le site OCP de Khouribga est un grand consommateur de l'énergie réactive. Dans ses activités d'extraction et de traitement, il met en œuvre un nombre considérable de machines électriques (moteurs asynchrones, M.C.C ...). Les solutions proposées dans l'étude effectuée permettent surmonter les problèmes dus à l'énergie réactive en la produisant à proximité des lieux de consommation.

En effet, La compensation en temps réel ajuste automatiquement la puissance réactive fournie en fonction des variations de la consommation.

Ce projet nous donnés une grande opportunité de nous intégrer facilement dans l'environnement du travail, et de participer avec l'équipe de maintenance aux interventions en cas d'arrivée des

défauts dans les postes électriques 60KV, ce projet nous permis aussi de nous intégrer dans la filière technique et particulièrement dans le domaine du contrôle commande et de développer nos connaissances sur les protections et automatismes numériques pour l'élaboration de leurs réglages ainsi que leurs télégestions.

Bibliographie :

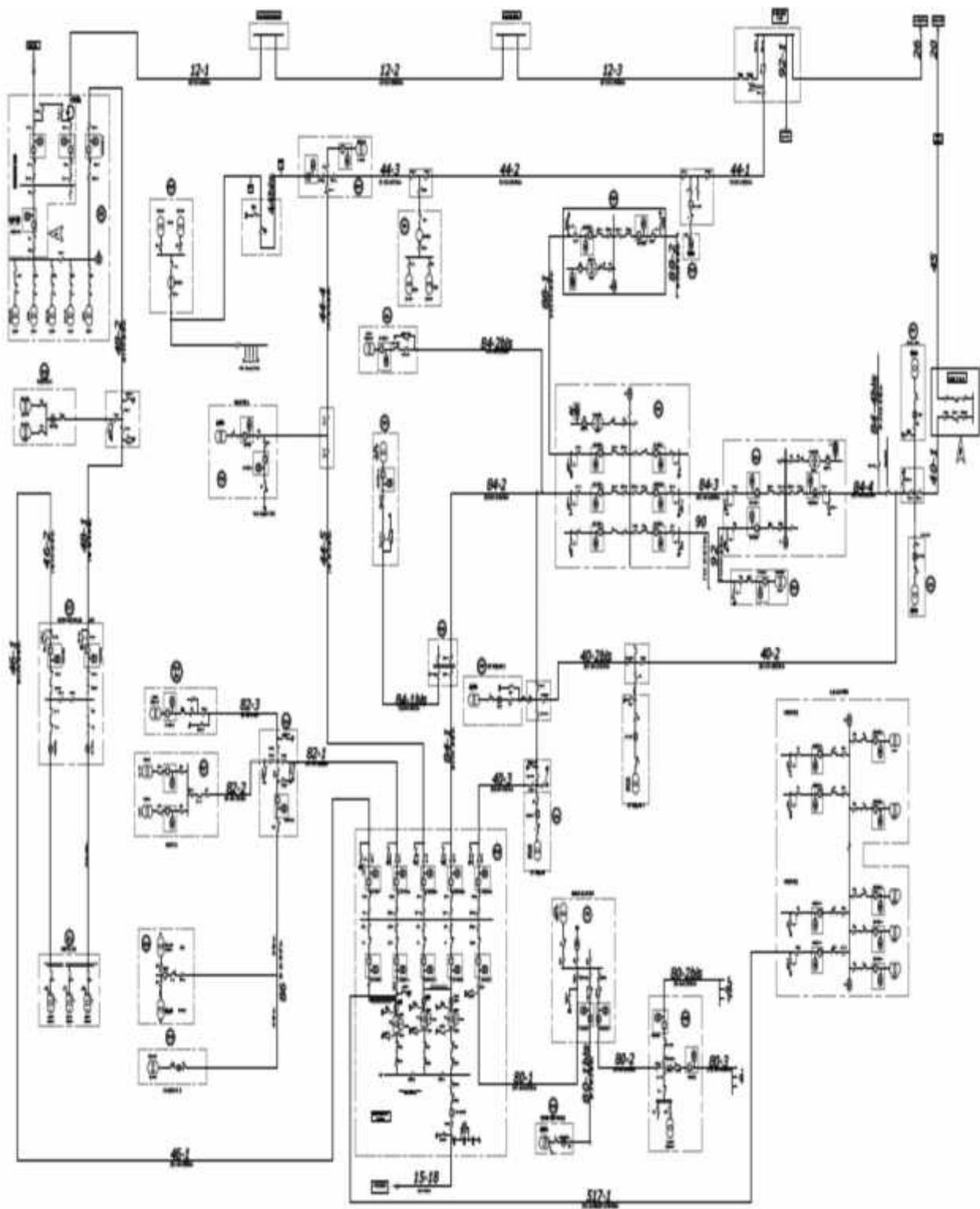
- [1] : Cahier technique de l'OCP.
- [2] : Calcul des courants de court-circuit ; Cahier technique n°158 « Schneider »
- [3] : Relais SEPAM ; Cahier technique « Schneider ».
- [4] : Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique.
- [5] : Manuel d'instructions pour Relais de distance de ligne D60 et pour Contrôleur Numérique de Position F650.
- [6] : « Les réseaux électriques électrotechniques » cours année universitaire 2013-2014 de H. El MERKHI.

Webographie:

- www.schneiderelectric.com : consulter le 20/05/2015
- <http://www.motorola.com/Business/US-EN/Business+Product+and+Services/Wireless+Broadband+Networks/>

ANNEXE

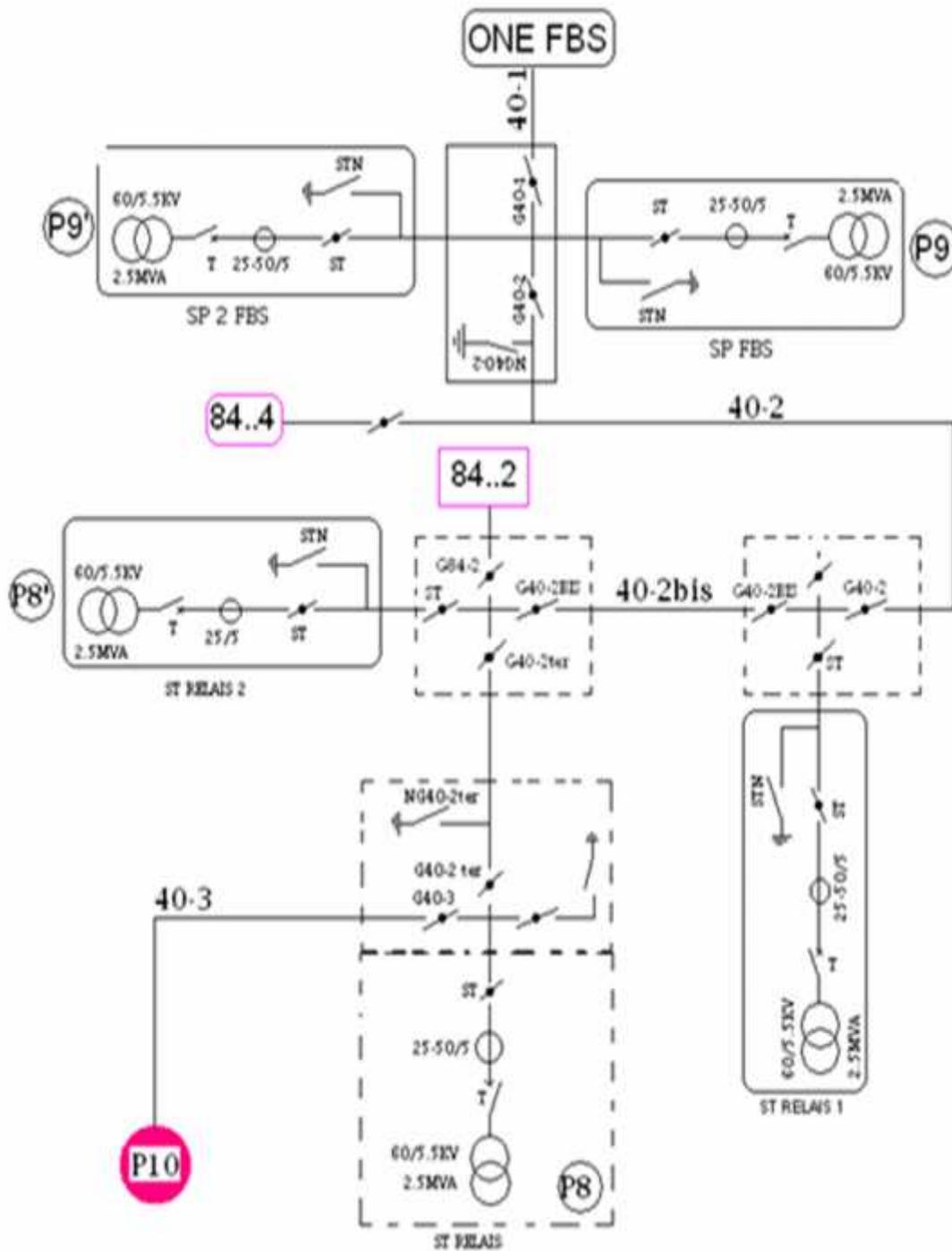
Annexe 1 : le schéma unifilaire du réseau 60KV



Annexe 2 : départs 60KV

Annexe 3 : Le schéma unifilaire du départ n°40

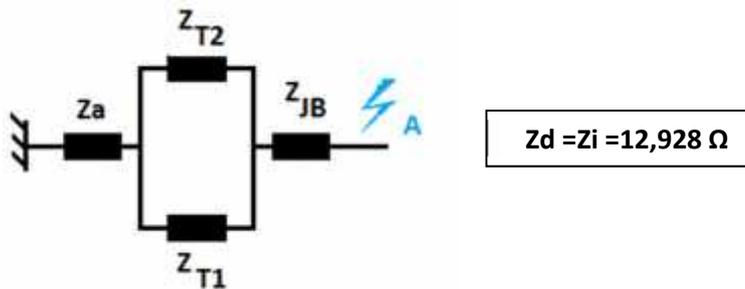
DEPART D40 FBS



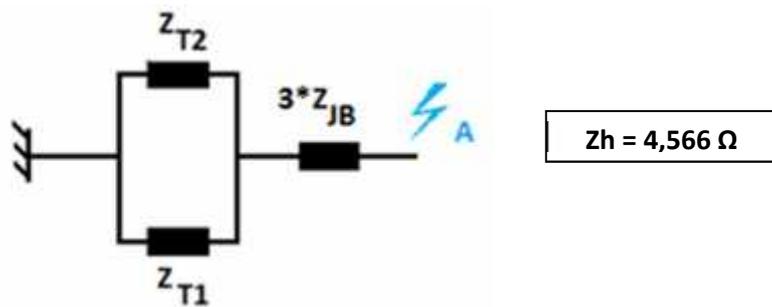
Annexe4 : Schéma des impédances direct et inverse et homopolaire des différents points:

- Au point A :

Impédance directe et inverse :

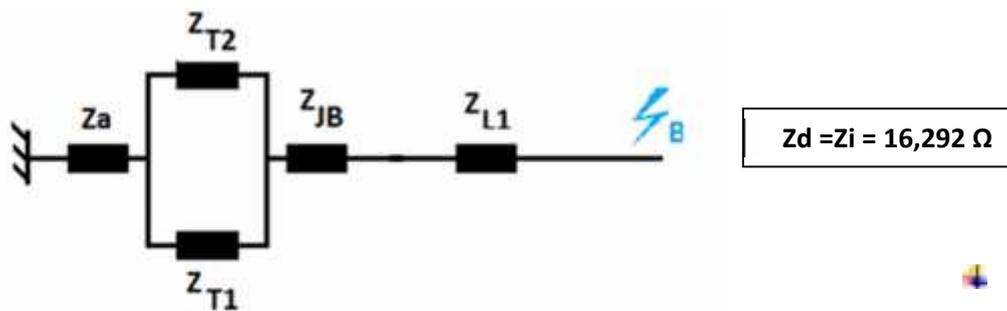


Impédance homopolaire :



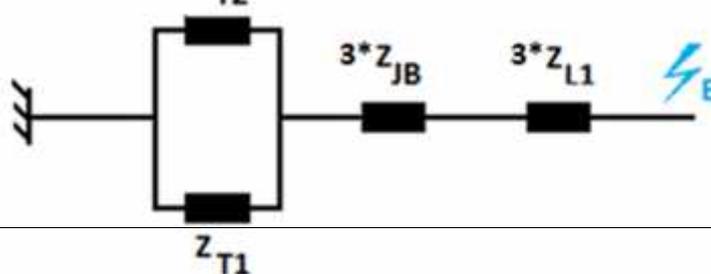
Au point B :

Impédance directe et inverse :



Impédance

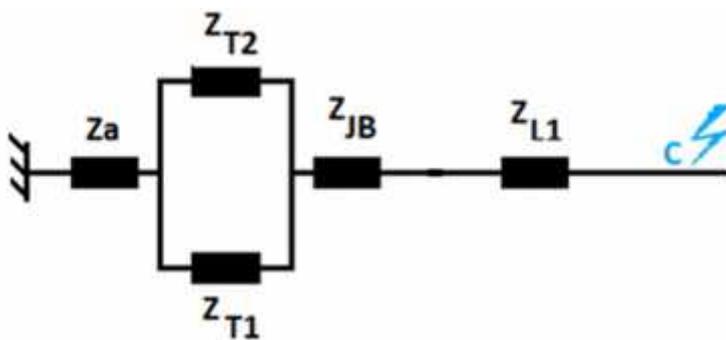
homopolaire :



$$Z_h = 14,773 \Omega$$

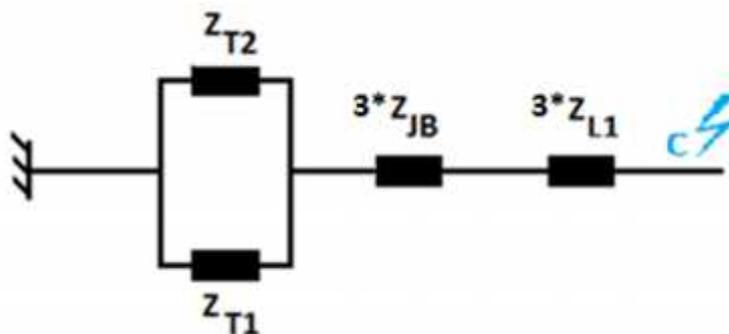
Au point C :

⚡ Impédance directe et inverse :



$$Z_d = Z_i = 16,292 \Omega$$

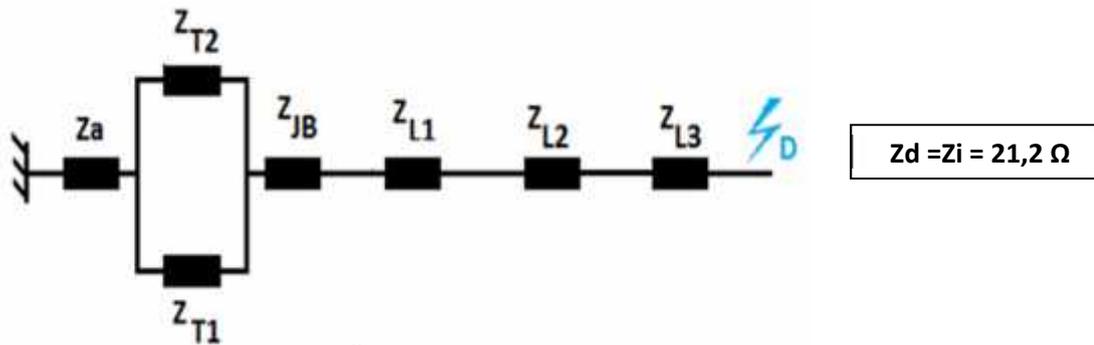
⚡ Impédance homopolaire :



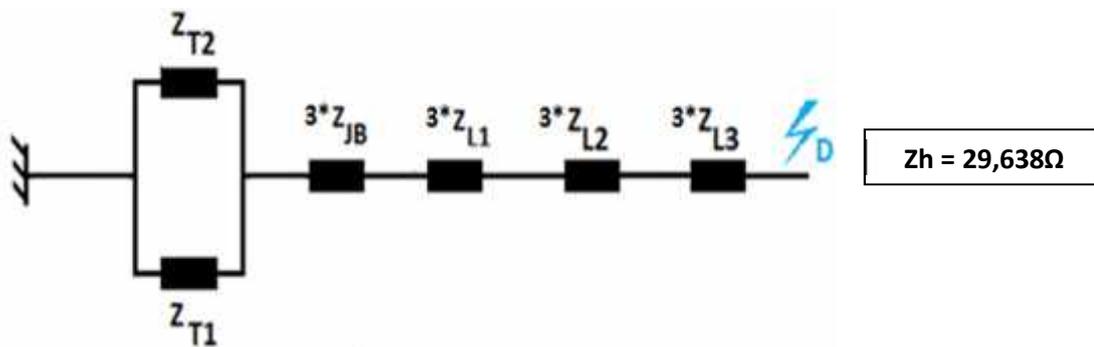
$$Z_h = 14,773 \Omega$$

Au point D :

Impédance directe et inverse :

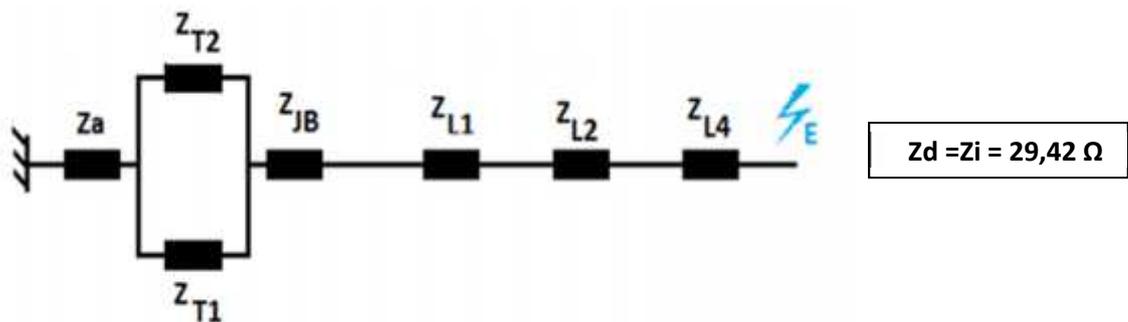


Impédance homopolaire :

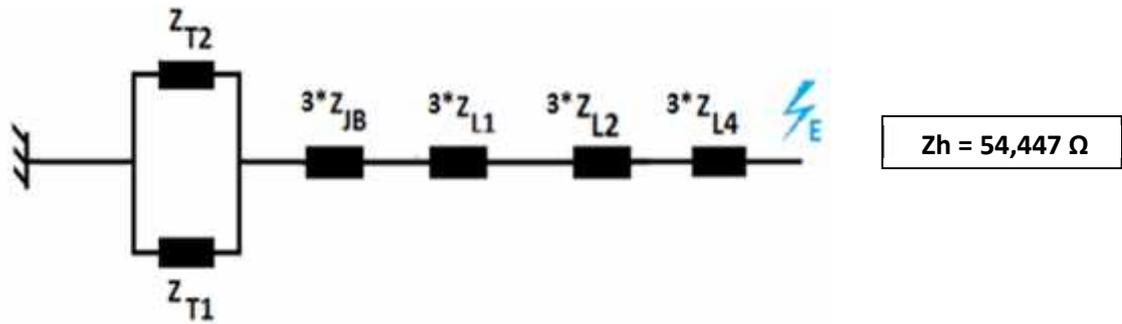


Au point E :

Impédance directe et inverse :

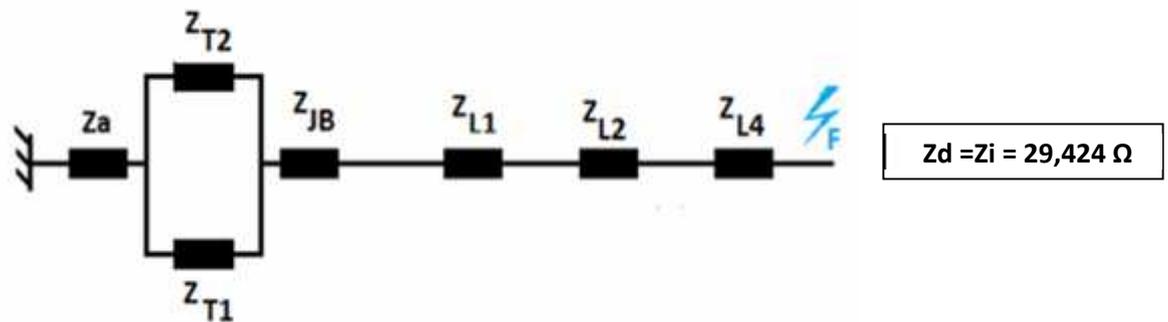


Impédance homopolaire :

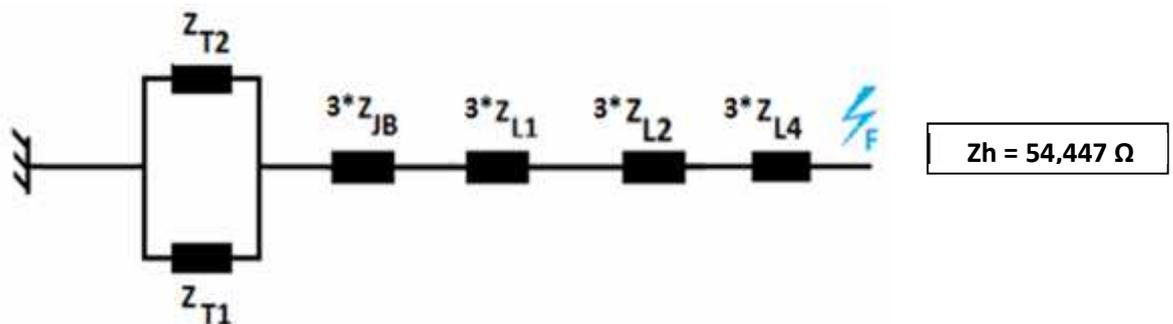


Au point F :

👉 Impédance directe et inverse :

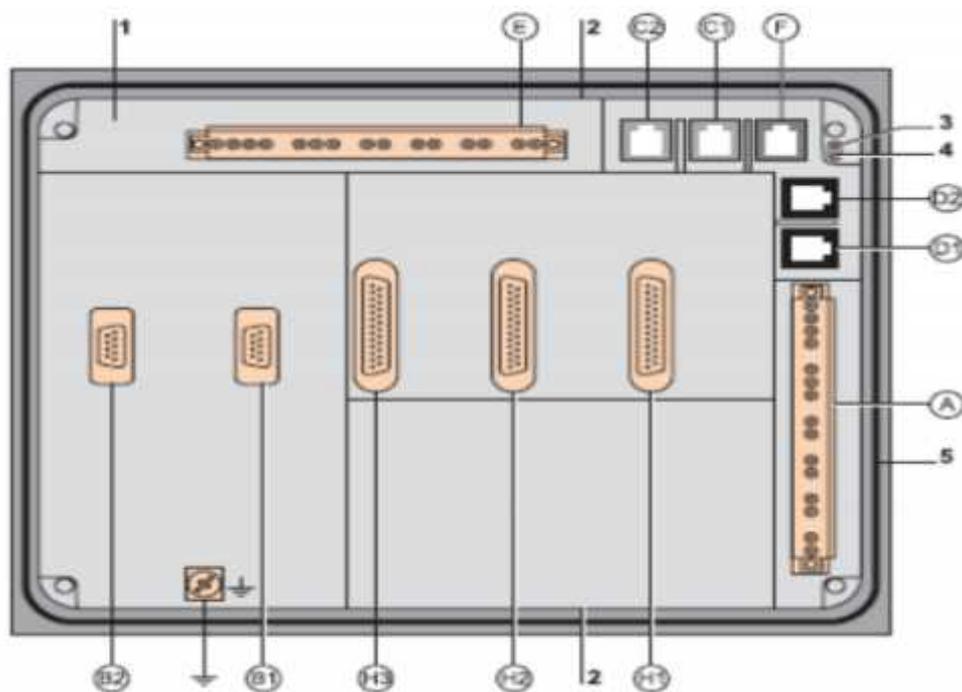


👉 Impédance homopolaire :



Annexe 5 : caractéristiques SEPAM série 80

- Connecteur A
 - alimentation auxiliaire 24 V CC - 250 V CC
 - 5 sorties relais : 1 sortie logique pour commande du disjoncteur
O1: déclenchement de l'organe de coupure
- Connecteur E
 - 4 entrées analogiques de tension V1, V2, V3 et Vo
 - 2 entrées analogiques de courant résiduel Io et I'o
- 2 ports Modbus C1 et C2
- 2 ports D1 et D2 pour modules déportés
- 1 port F en réserve
- Connecteur B1
 - 3 entrées courant phase I1, I2, I3
 - pour tous les types
- Connecteur B2
 - 3 entrées courant phase I'1, I'2, I'3 pour les 6 applications suivantes (T87, M87, M88, G87, G88, C86new)
- 1 module MES120
 - 14 entrées +1 sortie de commande et 5 relais de sorties de signalisation
- Un maximum de 3 modules MES120, 42 entrées (3 x 14) et 23 sorties (3 x 6 + 5) :
 - H1: I101 à I114, O101 à O106
 - H2: I201 à I214, O201 à O206
 - H3: I301 à I314, O301 à O306
- Entrée / Sortie utilisées pour la logique de contrôle du disjoncteur
 - I101: position disjoncteur fermé
 - I12: position



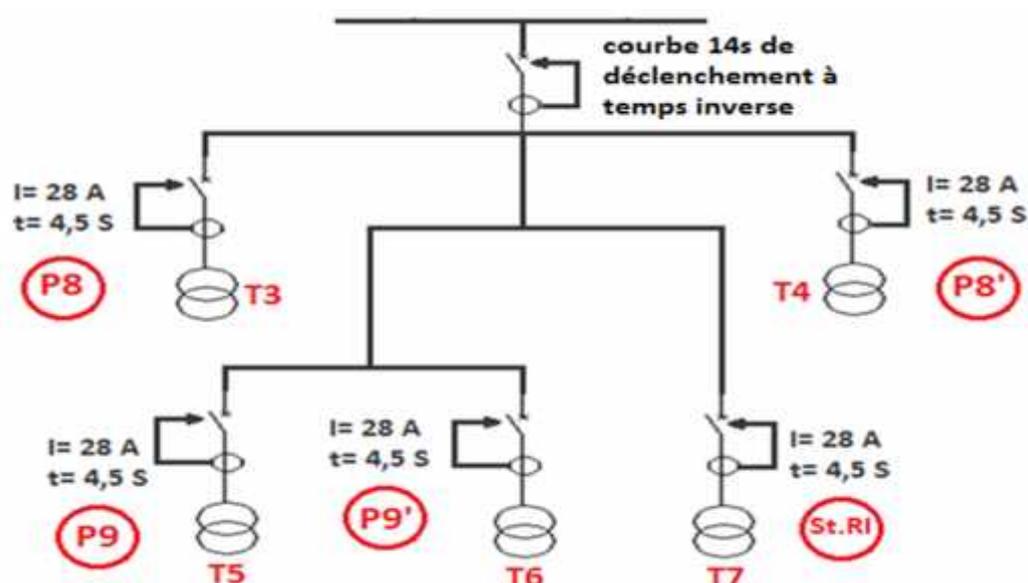
Annexe 6 : Code ANSI

CODE	FONCTION	CODE	FONCTION
25	Synchronisme	51PV	Surintensité temporisée de phases avec freinage par tension (deux éléments, High et Low)
27P	Tension minimale de phase	51SG	Surintensité temporisée de terre pour systèmes de terre sensible (mesurée depuis le 5e transformateur de courant)
27X	Tension minimale auxiliaire	59N	Tension maximale de neutre (deux éléments, High et Low)
32	Puissance directionnelle sensible	59P	Tension maximale de phase
32FP	Puissance directe	59X	Tension maximale auxiliaire
32N	Directionnel de puissance de séquence zéro	67P	Contrôle directionnel pour phases
46	Surintensité temporisée de séquence négative	67N	Contrôle directionnel pour neutre
47	Tension maximale de séquence négative	67G	Contrôle directionnel pour terre
48	Blocage de rotor	67SG	Contrôle directionnel pour terre sensible

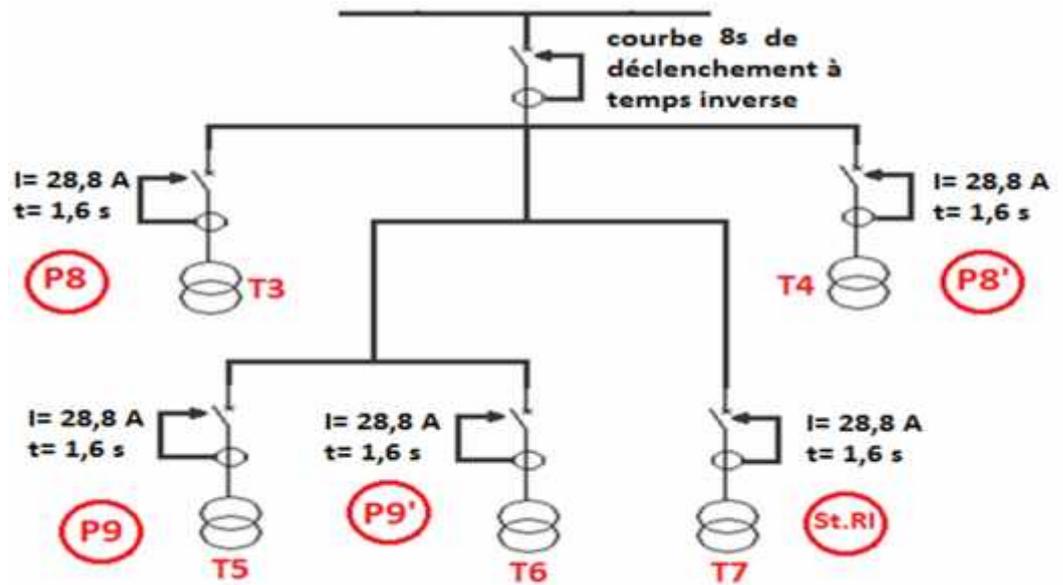
49	Protection contre les surcharges par modèle thermique	79	Réenclencheur automatique (réenclencheur de quatre essais)
50G	Surintensité instantanée de terre (mesurée depuis le 4e transformateur de courant)	810	Fréquence maximale
50N	Surintensité instantanée de neutre (calculée à partir des courants de phase)	81U	Fréquence minimale
50P	Surintensité instantanée de phase (deux éléments, High et Low)	81R	Dérivée de fréquence
50SG	Surintensité instantanée de terre pour systèmes de neutre sensible (mesurée depuis le 5e transformateur de courant)	I2/I1	Rupture de conducteur
50ISG	Surintensité instantanée pour systèmes de neutre isolé (mesurée depuis le 5e transformateur de courant)	50BF	Défaut de disjoncteur
51G	Surintensité temporisée de terre (mesurée depuis le 4e transformateur de courant)	VTFF	Défaut de fusible
51N	Surintensité temporisée de neutre (calculée à partir des courants de phase)		

Annexe 7 : schéma unifilaire de sélectivité

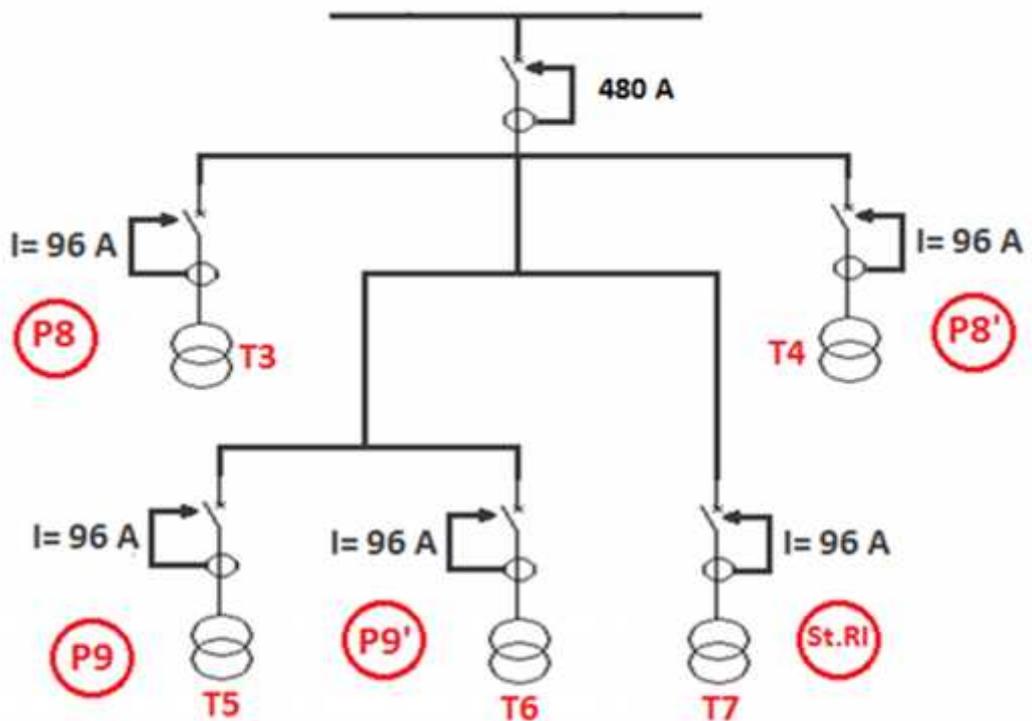
- Schéma unifilaire actuel de sélectivité de protection contre la surcharge



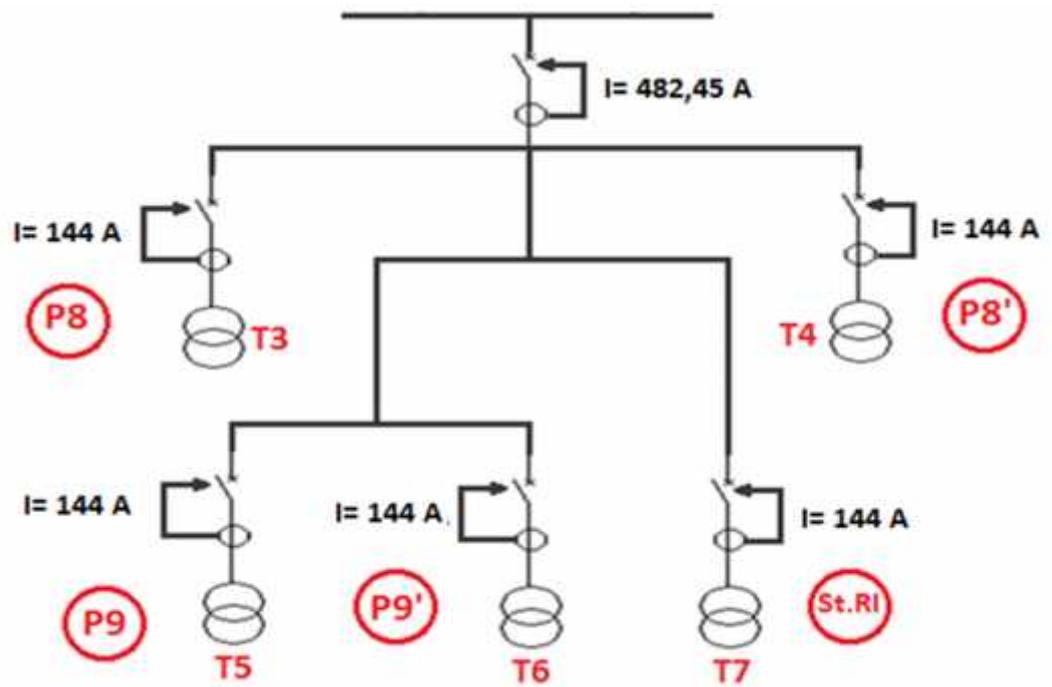
- Schéma unifilaire de la sélectivité proposée de la protection contre la surcharge



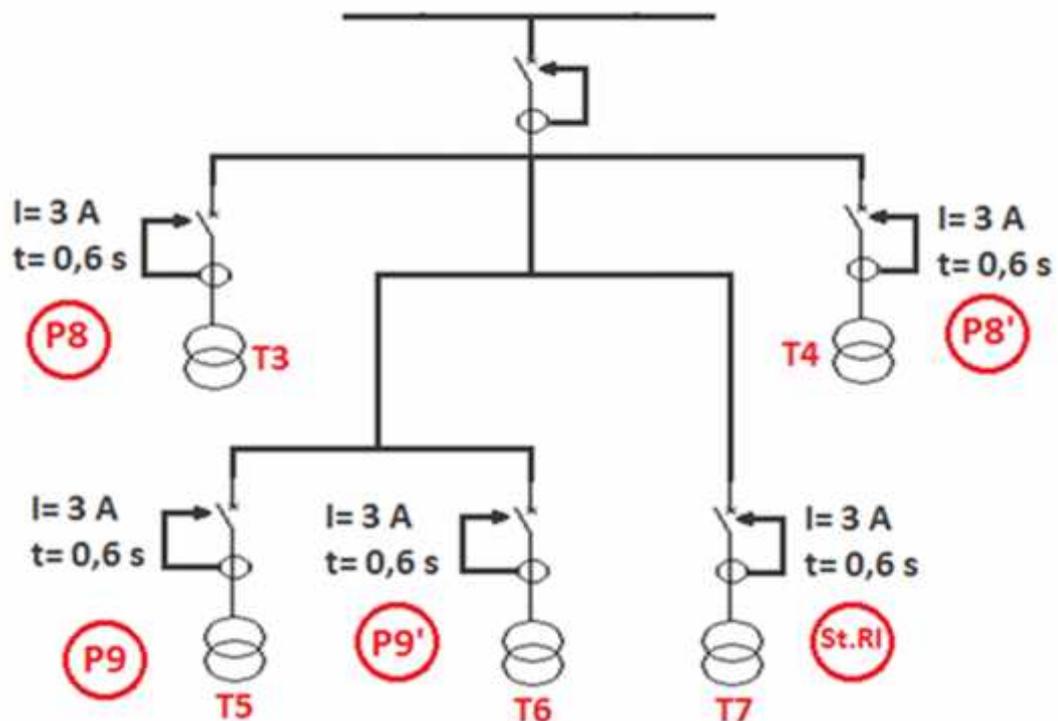
- Schéma unifilaire actuel de sélectivité de protection contre court circuit



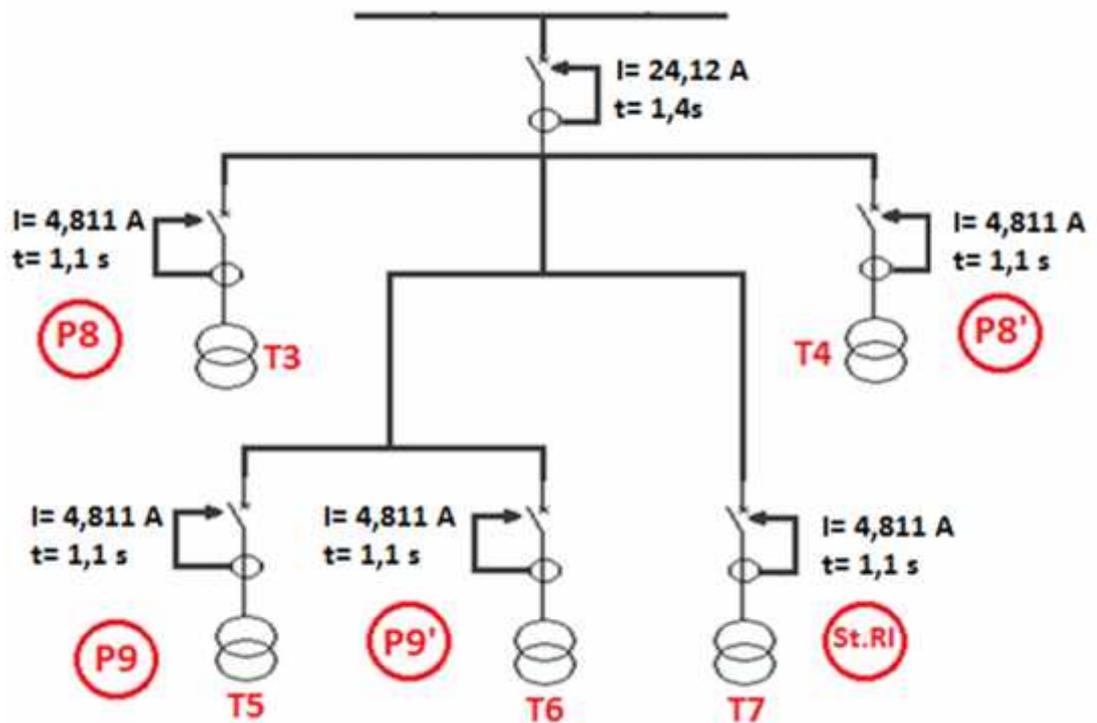
- Schéma unifilaire de la sélectivité proposé de la protection contre court circuit



- Schéma unifilaire actuel de sélectivité de protection contre le court circuit homopolaire.



- Schéma unifilaire de la sélectivité proposé de la protection contre le court homopolaire.



Annexe 8 : réglage de F650

Réglages généraux :

Réglages Système -> Réglages généraux

Réglages généraux

Nom	Valeur	
Rapport TC Phase	40	[1 : 6000]
Rapport TC Terre	1	[1 : 6000]
Rapport TC Terre Sens	1	[1 : 6000]
Rapport TT Phase	600	[1 : 6000]
Connexion TT Phase	ETOILE	▼
Tension nominale	100,0 V	[1,0 : 250,0]
Fréquence nominale	50 Hz	▼
Rotation de phase	ABC	▼
Fréquence de référence	VI	▼
Tension auxiliaire	VX	▼
Évènements Instantanés	HORS SERV	▼

Accepter
 Annuler
 Ecrire
 >>
 <<
 Imp. l'écran

Courants de courts circuits :

Éléments de protection -> Courant de phase -> MaxI phase inst haut

MaxI phase inst haut 1 | MaxI phase inst haut 2 | MaxI phase inst haut 3

Nom	Valeur	
Fonction	EN SERV	
Entrée	RMS	
Niveau de démarrage	12,06	A [0,05 : 160,00]
Temp déclenchement	0,00	s [0,00 : 900,00]
Temporisation de RàZ	0,00	s [0,00 : 900,00]
Évènements Instantanés	HORS SERV	

Accepter
 Annuler
 Ecrire
 >>
 <<
 Imp. l'écran

Courants de surcharges:

Éléments de protection -> Courant de phase -> MaxI phase temp haut

MaxI phase temp haut 1 | MaxI phase temp haut 2 | MaxI phase temp haut 3

Nom	Valeur	
Fonction	EN SERV	
Entrée	RMS	
Niveau de démarrage	3,61	A [0,05 : 160,00]
Courbe	Mod Inv IEEE	
Facteur mult. GR	1,09	s [0,00 : 900,00]
Rappel	INSTANTANE	
Contrainte de tension	HORS SERV	
Évènements Instantanés	HORS SERV	

Accepter
 Annuler
 Ecrire
 >>
 <<
 Imp. l'écran

Courant homopolaire:

MaxI de terre temp 1 | MaxI de terre temp 2 | MaxI de terre temp 3 |

Nom	Valeur	
Fonction	EN SERV	▼
Entrée	RMS	▼
Niveau de démarrage	0,06	A [0,05 : 160,00]
Courbe	Temps defini	▼
Facteur mult. GR	1,40	s [0,00 : 900,00]
Rappel	INSTANTANE	▼
Événements Instantannés	HORS SERV	▼

 Accepter

 Annuler

 Ecrire

>>

<<

 Imp. l'écran