



Mémoire de Projet de fin d'étude

Préparé par

**MAZIANE Anass**

Pour l'obtention du diplôme

Ingénieur d'Etat en

**SYSTEMES ELECTRONIQUES & TELECOMMUNICATIONS**

Intitulé

**Aménagement de la puissance coté 60 KV &  
modernisation du système contrôle commande  
au poste de LAAWAMER**

Encadré par :

**Pr M.LAHBABI (FSTF)**

**Mr S.EL ALAMI (ONEE)**

Soutenu le **21 Juin 2016**, devant le jury composé de :

**Pr M.LAHBABI.....: Encadrant (FSTF)**

**Mr S.El ALAMI.....: Encadrant (ONEE)**

**Mr A. El Makrini.....: Examineur (ONEE)**

**Pr N.ES-SBAI.....: Examineur (FSTF)**

**Pr T.LAMHAMDI.....: Examineur (FSTF)**

## Dédicaces

---

Je dédie ce mémoire de projet de fin d'étude à:

- ☞ Ma mère & mon père avec tous mes sincères sentiments de respect, d'amour, de gratitude et de reconnaissance pour leur patience illimitée, leurs sacrifices déployés pour m'élever dignement en assumant mon éducation dans les meilleures conditions ;
- ☞ Mes frères, Noureddine & Abdelaziz et leurs femmes, mes sœurs, Hafida, Fatima et son mari Mostapha, vraiment aucune dédicace ne saurait exprimer mon attachement, mon amour et mon affection, je vous offre ce modeste travail en témoignage de toute l'immense tendresse dont vous avez toujours su me combler, que Dieu vous protège et vous prête longue santé et longue vie ...
- ☞ Mes ami(e)s en témoignage de ma sincère amitié.

Et tous ceux qui ont veillé de près ou de loin pour que ce travail soit à la hauteur, que Dieu le tout puissant vous préserve tous et vous procure sagesse, bonheur, santé et prospérité...

## Remerciements

---

A Dieu, le très miséricordieux pour m'avoir permis d'arriver au terme de ces études en surmontant toutes difficultés.

Mon vif remerciement accompagné de toute ma gratitude s'adresse à mon encadrant externe Mr. M'Hamed Lahbabi pour son aide, son encadrement, ses conseils, sa disponibilité et son indulgence.

Mes sincères remerciements également s'adressent à mon encadrant interne Mr Sabir El Alami pour son accueil et la confiance qu'il m'a raccordé durant cette période de stage, son encadrement efficace, et pour les nombreux débats et discussions que nous avons eus durant ce stage.

A Mr Rachid ZORGANE, Chef de la Division Exploitation Transport Casablanca pour son soutien et ses encouragements.

Mon respect en témoignage de mes sincères remerciements à Mr Said Boucetta et son fils Youssef Boucetta pour leur soutien et leur sympathie.

A tout le personnel de l'ONEE

Au corps professoral de la FSTF pour leur inestimable contribution à notre formation.

A toute personne ayant contribué de loin ou de près à la réussite de ce stage, qu'elle reçoive l'expression de mes sincères reconnaissances et gratitude.

## Table des matières

<b>DEDICACES.....</b>	<b>1</b>
<b>REMERCIEMENTS .....</b>	<b>2</b>
<b>LISTE DES FIGURES.....</b>	<b>8</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX .....</b>	<b>9</b>
<b>LISTE DES ABREVIATIONS.....</b>	<b>10</b>
<b>RESUME .....</b>	<b>11</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>12</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE 1 : PRESENTATION DE L'ORGANISME D'ACCUEIL ET DU PROJET.....</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>3</b>
<b>I. ORGANISME D'ACCUEIL .....</b>	<b>3</b>
1. PRESENTATION DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ELECTRICITE ET DE L'EAU POTABLE (ONEE) : .....	3
2. L'OFFICE NATIONAL DE L'ELECTRICITE ET DE L'EAU POTABLE – BRANCHE L'ÉLECTRICITE (ONEE-BE) : .....	3
3. PRESENTATION DE LA DTC.....	4
3.1. Direction Centrale Transport.....	4
3.2. Missions de la DTCC .....	5
3.3. Organigramme de la DTCC .....	5
4. DESCRIPTION DE LA DIVISION EXPLOITATION TRANSPORT CASABLANCA .....	6
4.1. Missions du Service Conduite & Exploitation.....	6
4.2. Missions du Service Maintenance .....	6
<b>II. CONTEXTE DU PROJET ET CAHIER DES CHARGES CONFIE .....</b>	<b>6</b>
<b>III. PLANIFICATION DU PROJET .....</b>	<b>7</b>
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>9</b>
<b>CHAPITRE 2 : GENERALITES SUR LES POSTES ELECTRIQUE ET ETUDE COMPARATIVE ENTRE SYSTEME CONTROLE COMMANDE CONVENTIONNEL ANALOGIQUE ET NUMERIQUE.....</b>	<b>10</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>10</b>

<b>I. GENERALITES SUR LES POSTES ELECTRIQUES .....</b>	<b>10</b>
1. TYPES DES POSTES ELECTRIQUES .....	10
1.1 Les fonctions d'un poste électrique .....	11
1.2 Les niveaux de tensions dans un poste électrique .....	11
1.3 Technologie de fabrication .....	11
2 LES ELEMENTS CONSTITUANT UN POSTE ELECTRIQUE : .....	12
2.1 Description de la Partie Haute tension .....	12
2.2 Equipements Télécoms .....	16
2.3 Description de la Partie Basse tension .....	16
<b>II. PROTECTIONS ET AUTOMATISMES .....</b>	<b>17</b>
1. LES FONCTIONS DE PROTECTION .....	17
1.1 Les principaux défauts de fonctionnement .....	17
1.2 Protection des lignes .....	17
1.2 Protection du transformateur .....	19
1.3 Protection des jeux de barres « code ANSI (87B) » .....	20
2. LES AUTOMATISMES .....	21
2.1. Réenclencheur .....	21
2.2. Contrôle de synchronisme « code ANSI (25) » .....	22
2.3. Manque de tension .....	22
2.4. Délestage .....	22
2.5. Régulateur de tension « code ANSI (90) » .....	22
<b>III. LES SERVICES AUXILIAIRES .....</b>	<b>23</b>
1. DEFINITION .....	23
2. DESCRIPTION DE L'INSTALLATION DES SERVICES AUXILIAIRES ET GROUPE ELECTROGENE .....	23
2.1 Les services auxiliaires alternatif «réseau » .....	23
2.2 Services auxiliaires continus .....	24
2.3 Groupe électrogène .....	24
<b>IV. ETUDE COMPARATIVE ENTRE LE SYSTEME DE CONTROLE COMMANDE CONVENTIONNEL ANALOGIQUE ET NUMERIQUE .....</b>	<b>24</b>
1. ETUDE DU SYSTEME DE CONTROLE COMMANDE CONVENTIONNEL ANALOGIQUE .....	24
1.1 Le tableau de commande .....	26
1.2 Le consignateur d'état .....	26
1.3 L'oscilloperturbographie .....	27
1.4 Câblage Basse Tension .....	27
2. ETUDE DU SYSTEME DE CONTROLE COMMANDE NUMERIQUE : .....	27
2.1 Les calculateurs de tranche .....	27
2.2 Les protections numériques .....	28
2.3 Poste d'ingénierie et perturbographes .....	28
2.4 Poste de conduite .....	28
2.5 Réseaux de communication .....	29
3. SYNTHESE COMPARATIVE : .....	30

**CONCLUSION..... 30**

**CHAPITRE 3 : PALLIATION AUX DEFAUTS JEU DE BARRES ET AMENAGEMENT DE LA PUISSANCE COTE 60 KV DU POSTE DE LAAWAMER..... 31**

**INTRODUCTION..... 31**

**I. DESCRIPTION GENERALE DU POSTE LAAWAMER..... 31**

- 1. GENERALITES..... 31
- 2. LA CONFIGURATION HT DU POSTE..... 32

**II. PRESENTATION DE LA PROBLEMATIQUE..... 33**

**III. PRESENTATION DE LA SOLUTION ET LES CONTRAINTES LIEES A CETTE SOLUTION ..... 34**

- 1. ILLUSTRATION DE LA SOLUTION..... 34
- 2. PRESENTATION DES CONTRAINTES ..... 34
  - 2.1 Contrainte lié à l'espace ..... 34
  - 2.2 Contrainte lié à la répartition des charges ..... 35

**IV. PRESENTATION DE LA SOLUTION FINALE ..... 37**

**V. EVALUATION FINANCIERE D'AMENAGEMENT DE LA PUISSANCE COTE 60 KV..... 38**

**CONCLUSION..... 38**

**CHAPITRE 4 : ETUDE DU SYSTEME DE CONTROLE COMMANDE DU POSTE DE LAAWAMER ..... 39**

**INTRODUCTION..... 39**

**I. PRESENTATION DE L'ETAT ACTUEL DU SYSTEME DE CONTROLE COMMANDE DU POSTE LAAWAMER ET RELEVÉ DES CONTRAINTES..... 39**

- 1. PRESENTATION DE L'ETAT ACTUEL DU POSTE DE LAAWAMER ..... 39
  - 1.1 Tableau de commande ..... 39
  - 1.2 Tranches électriques ..... 40
  - 1.3 Signalisations du consignateur d'état ..... 40
  - 1.4 Câblage ..... 41
- 2. LES CONTRAINTES DU SYSTEME CONTROLE COMMANDE DU POSTE LAAWAMER : ..... 41
  - 2.1 Contrainte liée au matériel : ..... 41
  - 2.2 Contrainte liée au milieu ..... 41
  - 2.3 Contrainte liée à la main d'œuvre..... 42
  - 2.4 Contrainte liée au coût : ..... 42
  - 2.5 Contrainte liée à la méthode : ..... 42
  - 2.6 Contrainte après l'installation du départ 400 KV ..... 42

**II. INVENTAIRE DU MATERIEL EXISTANT DANS LE POSTE LAAWAMER :..... 43**

**CONCLUSION..... 47**

**CHAPITRE 5 : MODERNISATION ET ADAPTATION DU SYSTEME CONTROLE COMMANDE DU POSTE DE LAAWWAMER ET ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE ..... 48**

**INTRODUCTION ..... 48**

**I. PRESENTATION DES VARIANTES ..... 48**

1. LE CHOIX DE LA TOPOLOGIE DE COMMUNICATION ET PROTOCOLE UTILISE POUR LA COMMUNICATION.....	48
1.1 Avantages et inconvénients des topologies.....	48
1.2 Conclusion.....	49
1.3 Les protocoles utilisés.....	49
2. PRESENTATION DE LA PREMIERE VARIANTE:.....	49
2.1 Présentation des différentes tranches.....	49
2.2 Présentation de l'architecture générale de la première variante.....	50
3. PRESENTATION DE LA DEUXIEME VARIANTE.....	50
4. PRESENTATION DE LA TROISIEME VARIANTE.....	50
4.1 Présentation des différentes tranches.....	50

**II. EVALUATION FINANCIERE DES SOLUTIONS ET CHOIX DE LA VARIANTE OPTIMALE ..... 51**

1. ESTIMATION DES COUTS.....	51
1.1 Variante 1.....	51
1.2 Variante 2.....	51
1.3 Variante 3.....	52

**III. ANALYSE MULTICRITERE DES VARIANTES DE LA MODERNISATION ET ADAPTATION DU SYSTEME DE CONTROLE COMMANDE DU POSTE DE LAAWAMER..... 52**

1. DEFINITION DES CRITERES DE CHOIX.....	52
2. ESTIMATION DE POIDS DES CRITERES.....	53
3. ECHELLES DE NOTATION.....	53
3.1 Echelle de coût :.....	53
3.2 Echelle de technologie approuvée :.....	53
3.3 Echelle de condition opératoire :.....	54
3.4 Echelle de flexibilité :.....	54
3.5 Echelle de durée de vie des équipements :.....	54
4. NOTATION DES CONFIGURATIONS.....	54
5. SELECTION DE LA VARIANTE.....	55

**IV. EVALUATION FINANCIERE PROGRAMME DE REALISATION ET CAHIER D'INVESTISSEMENT DU PROJET..... 56**

1. EVALUATION FINANCIERE DU PROJET.....	56
---	----



2. LE PROGRAMME DE REALISATION DU PROJET .....	56
3. DOSSIER D'INVESTISSEMENT ET CAHIER DES CHARGES FINAL DU PROJET .....	56
<b><u>CONCLUSION.....</u></b>	<b><u>57</u></b>
<b><u>CONCLUSION GENERALE .....</u></b>	<b><u>58</u></b>
<b><u>BIBLIOGRAPHIE .....</u></b>	<b><u>59</u></b>
<b><u>ANNEXES.....</u></b>	<b><u>60</u></b>

## Liste des figures

---

Figure 1: Direction centrale de transport.....	4
Figure 2 : Organigramme de la Direction de Transport Centre .....	5
Figure 3:planification du projet.....	8
Figure 4:les parties du réseau électrique .....	10
Figure 5:poste ouvert.....	11
Figure 6:poste blindé .....	12
Figure 7:poste préfabriqué.....	12
Figure 8:jeux de barres .....	13
Figure 9:disjoncteur.....	13
Figure 10:sectionneur .....	14
Figure11:parafoudre .....	14
Figure 12:circuit bouchon .....	15
Figure 13:réducteurs de mesure .....	15
Figure 14:Transformateur de puissance .....	16
Figure 15:Protection différentielle des jeux de barres .....	21
Figure 16:Synoptique simplifié d'un système de contrôle commande conventionnel analogique .....	25
Figure 17:Synoptique simplifié d'un système de contrôle commande numérique.....	27
Figure 18:poste de LAAWAMER.....	31
Figure 19:position géographique du poste .....	32
Figure 20:Schéma unifilaire de LAAWAMER.....	32
Figure 21:défaut jeu de barres coté 60 KV.....	33
Figure 22:travée inter barre & combiné de mesure .....	34
Figure 23:contrainte de l'espace pour installation de la solution .....	35
Figure 24:courbe de charges des départs 60 KV en 2016 .....	36
Figure 25:déséquilibre des charges des deux sommets.....	36
Figure 26:différentes étapes de la solution finale.....	37
Figure 27:schéma unifilaire coté 60 KV après l'installation de la solution finale.....	37

## Liste des tableaux

---

Tableau 1:Niveau des tensions .....	11
Tableau 2:les principaux défauts de fonctionnement .....	17
Tableau 3:paramétrage de la protection maximum de tension.....	18
Tableau 4:paramétrage de la protection de tension homopolaire.....	19
Tableau 5:réglage du contrôle de synchronisme .....	22
Tableau 6:synthèse comparative entre système CC conventionnel analogique et numérique .	30
Tableau 7:moyennes de la puissance appelée en KV/mois.....	35
Tableau 8:Evaluation financière de la solution d'aménagement.....	38
Tableau 9:inventaire des équipements des tranches départ 60 KV .....	44
Tableau 10:inventaire des équipements des tranches transformateur .....	45
Tableau 11:inventaire des équipements des tranches départs 225KV .....	46
Tableau 12:inventaire des équipements de diverses tranches .....	47
Tableau 13:Topologies de communication .....	48
Tableau 14:Evaluation financière de la Variante1 .....	51
Tableau 15:Evaluation financière de la Variante2 .....	51
Tableau 16:Evaluation financière de la Variante 3 .....	52
Tableau 17:Choix des critères de sélection .....	53
Tableau 18: Les poids des critères .....	53
Tableau 19:Echelle de technologie approuvée.....	53
Tableau 20:Echelle de condition opératoire .....	54
Tableau 21:Echelle de condition flexibilité.....	54
Tableau 22:Tableau d'analyse multicritère .....	54
Tableau 23:Evaluation financière du projet .....	56

## Liste des abréviations

Indice	Mot clé
<b>CEI</b>	Commission Electrotechnique International
<b>ONEE</b>	Office National de l'électricité et de l'eau potable
<b>DTC</b>	Direction centrale de Transport
<b>DTCC</b>	Direction centrale Transport de Casablanca
<b>ONE</b>	Office National de l'électricité
<b>ONEP</b>	Office National de l'eau potable
<b>ONEE-BE</b>	Office National de l'électricité et de l'eau potable-branche électrique
<b>THT</b>	Très Haute tension
<b>HT</b>	Haute tension
<b>MT</b>	Moyenne tension
<b>BT</b>	Basse tension
<b>AIS</b>	Air Insulated Switchgear
<b>GIS</b>	Gaz Insulated Switchgear
<b>TT</b>	Transformateur de tension
<b>TC</b>	Transformateur de courant
<b>HF</b>	Haute Fréquence
<b>PA</b>	Poste Asservie
<b>EVP</b>	Essai vérification des protections
<b>SCC</b>	Système de Contrôle commande
<b>CPL</b>	Courant porteur de ligne

## Résumé

---

Le MAROC connaît une évolution croissante sur différents secteurs et Parmi autres, on trouve l'électricité, ce dernier-secteur de l'électricité-occupe une grande importance dans la vie quotidienne de chaque personne, ainsi pour la stabilité de notre Pays.

Le renforcement et la protection des ouvrages et des lignes de transport du réseau électrique marocaines, notamment les postes très haute tension(THT), reste un défi majeur de l'office de l'Electricité et de l'eau potable-Branche Electrique (ONEE-BE) que s'élabore le présent rapport qui est une synthèse de mon projet de fin d'études.

Ma mission au sein de la Division Exploitation et Transport de Casablanca était d'analyser les défauts jeu de barres coté 60 KV, ainsi que le système de contrôle commande en relevant les contraintes du poste de LAAWAMER à savoir, vieillissement des équipements de protections, manque de souplesse d'exploitation et l'augmentation de la consommation de l'énergie électrique.

Cependant, j'ai proposé d'intégrer une travée inter barre avec une protection différentielle barre pour pallier aux défauts jeu de barres. Ainsi pour trouver une solution à la numérisation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER, j'ai suggéré trois variantes et pour choisir la variante optimale, j'ai utilisé la méthode de décision multicritère TOPSIS. Ainsi, en calculant le coût de cette solution, et les travaux pour remédier aux défauts jeu de barre, j'ai déduit l'évaluation financière du projet .Vers la fin, j'ai élaboré un programme de réalisation avec l'outil Microsoft Project pour faire face aux difficultés qui peuvent apparaître lors de la réalisation de ce projet.

## Abstract

---

Our country have known a growing evolution in different sectors, electricity had a big part of this evolution because of the importance that holds in the daily life of every person, and also for the stability of Morocco.

Strengthening and protection of works and transmission lines of the Moroccan electricity network, including high voltage substations (THT), remains a major challenge for the Office of Electricity and drinking water Branch Electric (ONEE -BE) that is elaborated in this report is a synthesis of my project graduation.

My mission in the Operating and Transportation Division of Casablanca was to analyze the busbar faults listed 60 KV and the command control system within the constraints of post LAAWAMER such as, aging protective equipment, lack operational flexibility and increased consumption of electric energy. However, I have proposed to include a cross bar span bar with a differential protection to mitigate the busbar faults.

Also in order to find a solution to the digitization of the control system of the post LAAWAMER, I suggested three alternatives to eventually choose the optimal variant, I used multi-criteria decision method TOPSIS. Thus, by calculating the cost of this solution, and work to correct defects busbar I deduced the financial evaluation of the project .at the end, I developed an implementation program with Microsoft Project tool to address difficulties that may occur during the development of this project

# Introduction générale

---

L'électricité joue un rôle central dans la vie toute entière. Son utilisation nécessite la conduite, la gestion, l'interconnexion et la distribution, pour cela on a besoin d'un élément primordial à savoir le poste électrique.

Cet élément est défini comme la partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et éventuellement, des transformateurs selon la Commission Electrotechnique Internationale (CEI).

Il est donc constitué généralement des équipements haute tension (HT) tel que des jeux de barres, disjoncteur, transformateur. Ainsi des équipements basse tension (BT) comme les protections, les automates, qui constituent le système de contrôle commande, responsable à la continuité et la bonne qualité du service; d'où son importance pour la performance, et la stabilité du fonctionnement du réseau électrique.

La majorité des anciens postes électriques stratégiques au Maroc, sont équipées de matériels HT qui présente plusieurs contraintes, ainsi de systèmes de contrôle commande conventionnels analogiques, Ceci présente un inconvénient majeur car l'existence de ce genre de système dans des installations stratégiques peut impacter directement la sécurité du réseau et donc du pays.

C'est dans ce sens que l'office national de l'électricité et de l'eau potable-Branche Electrique (ONEE-BE)-le responsable du secteur de l'électricité au Maroc- représenté par sa Direction Centrale Transport Casablanca (DTCC), a développé une vision stratégique dont le but de maintenir les performances d'exploitation de ses ouvrages critiques. Pour mettre en œuvre cette vision, la Division Exploitation transport Casablanca a procédé dernièrement à une opération de renouvellement de ses postes stratégiques de transformation.

Dans le cadre des études pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état à la FST de Fès, mon projet de fin d'étude s'intitule : « **Aménagement de la puissance coté 60 KV & modernisation du système contrôle commande au poste de LAAWAMER** ».

Les objectifs de ce projet sont :

- Proposer une solution pour pallier aux défauts liés au jeu de barres & aménagement de la puissance coté 60 KV
- Illustration d'une étude comparative entre le système de contrôle commande conventionnel analogique et le système de contrôle de commande numérique.
- Etude de la modernisation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER.
- Présentation de l'état actuel des installations BT du poste de LAAWALER.
- Relevé des contraintes liées et faire inventaires des équipements.
- Proposition des solutions et études technico-économique de ces solutions.
- Elaboration du dossier d'investissement et cahier des charges du projet.

**Ce travail est groupé dans le présent rapport et a été effectué selon le plan suivant :**

- Le premier chapitre consiste à présenter l'organisme d'accueil et le contexte général du projet.
- Le deuxième chapitre a pour but de donner une vision générale des équipements constituant un poste électrique et présenter une étude comparative du système de contrôle commande conventionnel et numérique
- Le troisième chapitre illustre la problématique du côté jeu de barres 60 KV, et propose une solution pour pallier à ce problème.
- Le quatrième sera consacré à présenter l'état actuel du poste de LAAWAMER et relevé des contraintes dans ce poste.
- Le cinquième chapitre est dédié à proposer des solutions ainsi de décider une solution optimale, de présenter l'évaluation financière, le programme de réalisation et le cahier d'investissement de ce projet.

# Chapitre 1 : Présentation de l'organisme d'accueil et du projet

---

## Introduction

Ce chapitre a pour objectif de présenter l'organisme d'accueil à savoir l'ONEE, la DTC,DTCC et leurs services, ainsi d'illustrer le cadre général du projet et les exigences du cahier des charges ,Puis montrer le planning suivi pour atteindre les objectifs de ce projet.

## I. Organisme d'accueil

### 1. Présentation de l'office national de l'électricité et de l'eau potable (ONEE) :

L'office National de l'Électricité et de l'Eau potable ONEE est un établissement public marocain à caractère industriel et commercial doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière, il a été créé le 24/04/2012. Il se compose de deux branches :

- Branche Électricité, nommée avant la fusion par l'Office National de l'Électricité (ONE) ;
- Branche Eau, nommée avant la fusion par l'Office National de l'Eau Potable (ONEP).

### 2. L'office National de l'électricité et de l'Eau potable – Branche l'Électricité (ONEE-BE) :

Cette branche qui était connue par l'Office National de l'Électricité (ONE), avant la fusion, est créée en 1963 selon le Dahir N°1 -63-225 du 5 Août 1963 dont le but d'organiser, de soutenir et de garantir le service public en matière d'électricité. Au cœur d'un service public stratégique et essentiel pour la compétitivité du pays, l'ONEE – Branche Électricité est l'opérateur de référence du secteur électrique du royaume dont la mission principale est de satisfaire la demande en électricité du Maroc aux meilleures conditions du et de la qualité de service.

L'ONEE-BE veille continuellement à développer les quatre métiers de l'électricité, à savoir :

#### ➤ La production

L'ONE-BE a pour mission la fourniture sur tout le territoire national, et en continu, d'une énergie de qualité dans les meilleures conditions. Il assure cette fourniture à travers un parc de production d'une puissance de 7342,2 MW, composé de centrales thermiques, d'usines hydrauliques et d'éoliennes.

En tant que producteur national, l'ONEE – BE a la responsabilité de fournir sur tout le territoire marocain et à tout instant une énergie de qualité et qui répond à la consommation nationale.

### ➤ Le transport

L'Office dispose d'un réseau de transport THT/HT d'une longueur totale de près de **23 332 km** en **2014**, est constitué de lignes de **400 kV**, **225 kV**, **150 kV**, et **60 kV**, permettant d'évacuer l'énergie produite vers les centres de consommation. Ce réseau est interconnecté au réseau Espagnol et Algérien. L'ONEE-BE gère en continu, via son dispatching national, les flux d'énergie pour assurer l'équilibre offre/demande.

### ➤ La distribution

A travers le métier de distribution, l'ONEE-BE couvre toutes les activités nécessaires à la gestion et au développement des réseaux de distribution moyenne et basse tension du Maroc à l'exception de quelques agglomérations urbaines qui sont gérées par des régies de distribution publiques ou des distributeurs privés à titre d'exemple la LYDEC.

### ➤ La commercialisation

L'Office œuvre sans relâche pour offrir à ses clients des satisfactions en service et en qualité qui répondent à leurs attentes.

## 3. Présentation de la DTC

### 3.1. Direction Centrale Transport

L'organisation de la Direction Centrale Transport s'articule autour de 4 directions régionales.

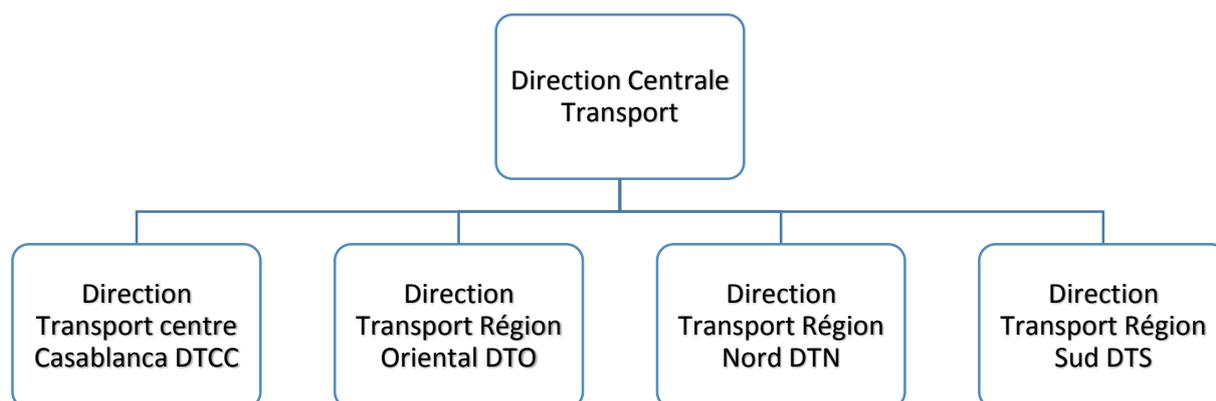


Figure 1: Direction centrale de transport

### 3.2. Missions de la DTCC

La Direction Transport Centre Casablanca, est un organisme bien structuré qui vise à réaliser un certain nombre de missions, à savoir :

- Le développement du réseau de transport ;
- Le transport de l'énergie électrique des centres de production vers les centres de consommation;
- La gestion globale de la consommation des différentes catégories de clients ;
- La sécurité d'alimentation assurée par une topologie optimisée et une bonne qualité de maintenance des ouvrages de transport (postes de transformation et lignes HTB) et l'optimisation de l'exploitation.

### 3.3. Organigramme de la DTCC

L'organisation de la DTCC est présentée dans l'organigramme suivant :

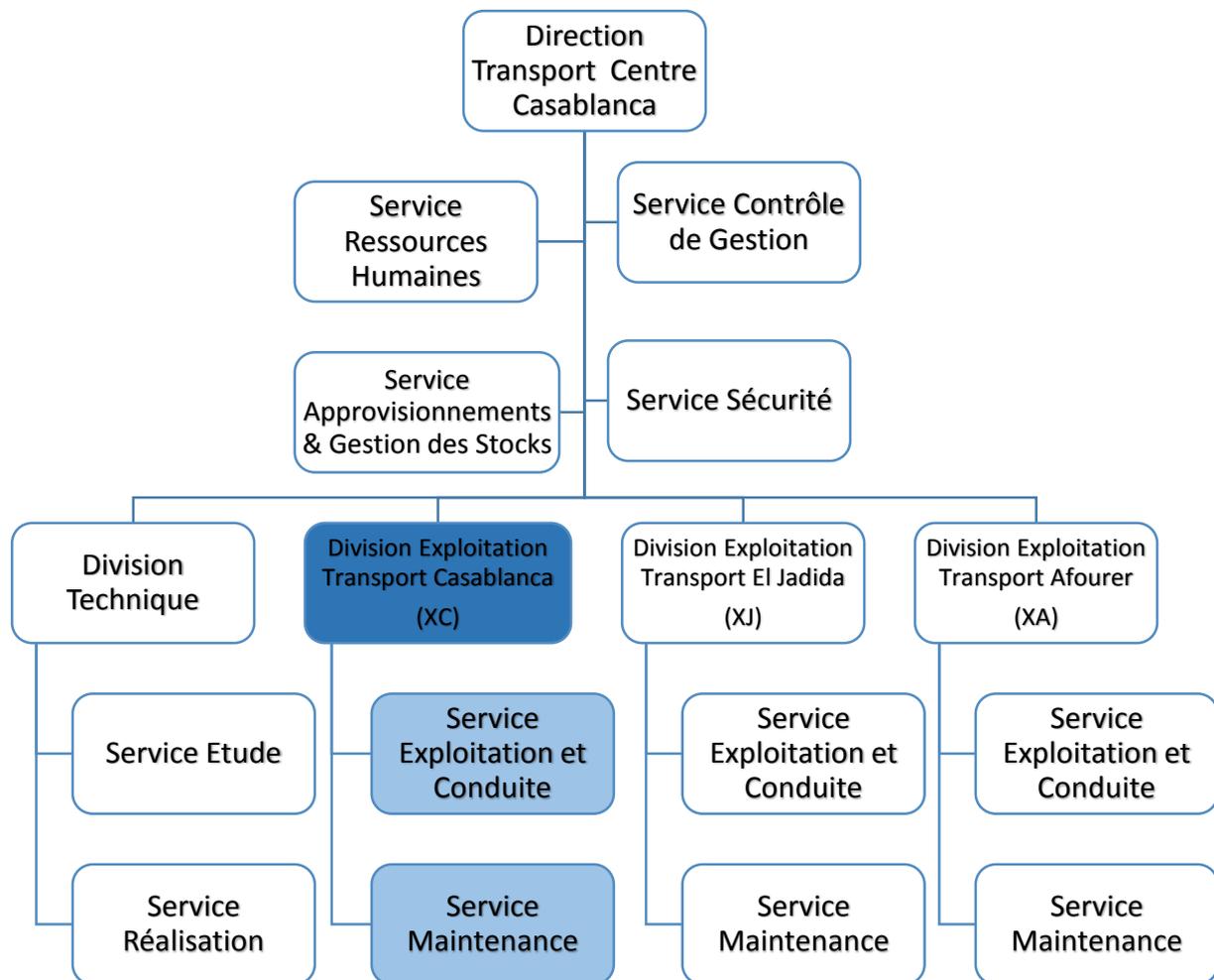


Figure 2 : Organigramme de la Direction de Transport Centre

## 4. Description de la Division Exploitation transport Casablanca

La Division Exploitation Transport de Casablanca a pour mission la conduite et la maintenance du réseau de transport dans la région de Casablanca.

Elle réalise non seulement les actions quotidiennes sur le terrain, mais elle est également responsable de son propre développement. Elle intervient dans les axes suivants :

- Effectuer la réception et la mise en service des nouveaux ouvrages THT et HT ;
- Assurer l'entretien et la maintenance corrective et préventive de l'ensemble des installations ;
- Assurer la sécurité du personnel et des installations électriques par un suivi rigoureux de chaque activité.

La Division Exploitation Transport de Casablanca est composé de 2 services :

- Service Conduite & Exploitation ;
- Service Maintenance.

### 4.1. Missions du Service Conduite & Exploitation

Le Service Conduite & Exploitation a plusieurs missions parmi lesquelles :

- Assurer la conduite des postes THT/HT ;
- Etablir les consignes particulières d'exploitation et les notes de mises en service ;
- Programmer les indisponibilités mensuelles des installations de Transport.

### 4.2. Missions du Service Maintenance

Le Service Maintenance est chargé, comme son nom l'indique, de la maintenance des installations THT, HT et BT. Il a pour mission :

- La réalisation du programme de maintenance des installations électriques selon les critères de qualité et de sécurité des ouvrages ;
- L'entretien et la maintenance des différentes installations ;
- La réception et la mise en service des nouveaux ouvrages.

Il est constitué de 4 sections : Section Lignes, Section Postes, Section Contrôle commande et Section Télécommunications

## II. Contexte du projet et cahier des charges confié

Pour assurer le bon fonctionnement des équipements dans un poste électrique que soit HT ou BT, il est nécessaire de suivre une politique de modernisation, d'adaptation et de renouvellement des divers équipements, et de suivre une stratégie qui s'adapte au développement.

C'est à cette approche que L'ONEE vise à moderniser les postes électriques pour avoir une meilleure performance des équipements.

A ce propos, la Division Exploitation Transport Casablanca a annoncé un projet d'extension du réseau THT à travers un dossier d'investissement pour le développement du réseau 400 KV et aussi d'extension du réseau 225 KV pour le poste de LAAWAMER et afin

de garantir la sécurité, la qualité et la continuité du service. Il est nécessaire d'abord pallier aux défauts jeu de barres coté 60 KV et d'adapter les protections en numérisant le système de contrôle commande.

Cependant, le poste de LAAWAMER est un poste de transformation, vue son importance dans le réseau électrique national, il était obligatoire de renouveler ses ouvrages HT ainsi BT de contrôle commande.

Ainsi, l'objectif de ce projet est d'aménager la puissance et limiter les défauts coté 60, ainsi de réaliser une numérisation du système contrôle commande du poste de LAAWAMER 225KV/60KV qui va permettre le passage de la technologie de contrôle commande-conventionnelle analogique (électromécanique, statique) vers la technologie numérique.

Dans ce contexte, le projet doit répondre aux exigences du cahier des charges suivantes :

▪ **Proposer une solution pour pallier aux défauts liés au jeu de barres et aménager la puissance coté 60 KV.**

▪ **Faire une étude comparative entre le système de contrôle commande conventionnelle et numérique.**

- Etude critique du système conventionnelle ;
- Etude critique du système numérique ;
- Elaborer une synthèse comparative.

▪ **Etude de la modernisation du système de contrôle-commande du poste de LAAWAMER**

- Description des tranches du poste de LAAWAMER actuel ;
- Proposer des solutions techniques compatibles à la modernisation ;
- Etude de la solution optimale
- Elaborer le cahier d'investissement et cahier des charges du projet.

### III. Planification du projet

La planification du projet est une étape très importante pour atteindre les objectifs et avoir une vision pour les différents stades et parties du projet. En outre il nous permet de gérer le temps dédié à l'étude du projet, pour répondre aux exigences du cahier des charges.

L'outil choisi pour la gestion du projet est GANT PROJECT et les images suivantes montrent les différentes tâches avec les durées dédiées.

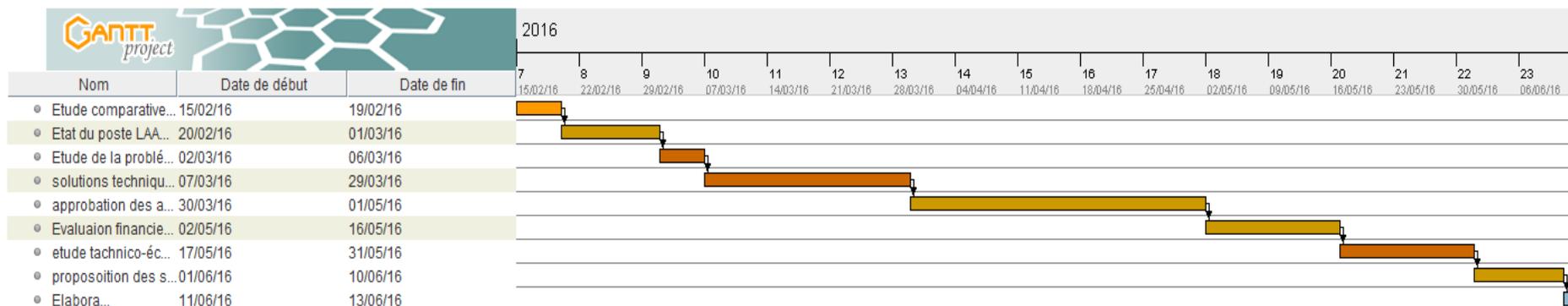


Figure 3: planification du projet

## Conclusion

À l'issue de ce chapitre, nous avons présenté l'entité d'affectation et les exigences du cahier des charges du projet.

Dans le chapitre suivant on va présenter les postes électriques THT/HT et on va aborder une étude comparative entre système de contrôle commande conventionnel analogique et numérique.

# Chapitre 2 : Généralités sur les postes électrique et étude comparative entre système contrôle commande conventionnel analogique et numérique

## Introduction

L'objectif de ce chapitre est de décrire les différents équipements constituant un poste électrique. Pour cela, nous allons consacrer la première partie du chapitre à présenter les équipements haute tension, ensuite dans la deuxième les équipements de Télécoms, puis dans la troisième les équipements basse tension dont nous allons présenter les protections électrique, les automatismes, les services auxiliaires et leurs rôle. Enfin nous allons illustrer une étude comparative entre le système de contrôle commande conventionnel analogique et numérique.

## I. Généralités sur les postes électriques

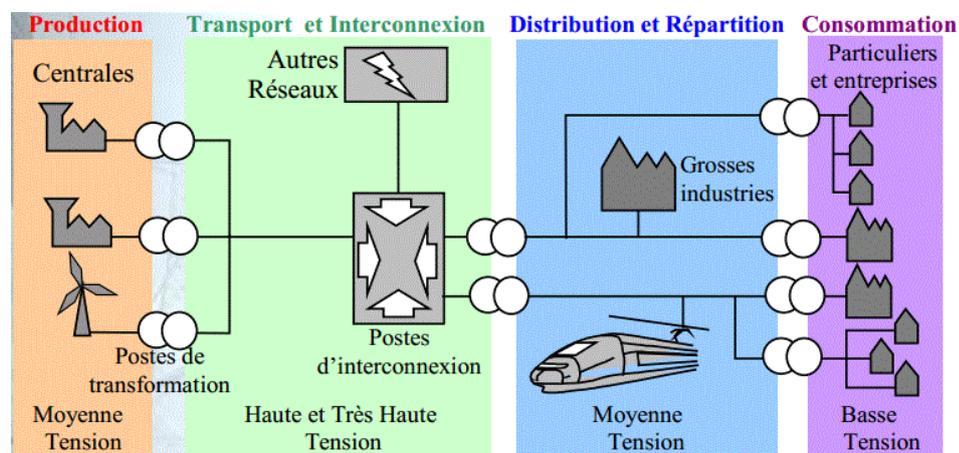


Figure 4: les parties du réseau électrique

### 1. Types des postes électriques

Un réseau électrique est composé de quatre grandes parties : la production, le transport et interconnexion, la distribution et répartition et enfin la consommation [1], alors qu'un poste électrique est un élément du réseau électrique servant à la fois la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels) [2].

On peut préciser les types des postes électriques à partir trois axes à savoir leurs fonctions, les niveaux de tension et les technologies utilisées.

## 1.1 Les fonctions d'un poste électrique

### 1.1.1 Postes à fonction d'interconnexion

Ce sont des postes qui comprennent un ou plusieurs jeux de barres sur lesquels différents départs de même tension peuvent être aiguillés.

### 1.1.2 Postes de transformation

Ce sont des postes dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs.

### 1.1.3 Postes mixtes

Ce sont des postes qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en addition un ou plusieurs étages de transformation.

## 1.2 Les niveaux de tensions dans un poste électrique

Les niveaux de tension sont différents d'un pays à un autre et les valeurs liées aux expressions de tension BT, MT, HT et THT n'obéissent pas à des critères rigoureux mais on pourra cependant admettre le classement suivant :

<b>BT</b>	<b>380 V ou 220V</b>
<b>MT</b>	<b>10Kv - 15KV -20KV</b>
<b>HT</b>	<b>60KV</b>
<b>THT</b>	<b>150 KV-225KV-400 KV</b>

Tableau 1:Niveau des tensions

## 1.3 Technologie de fabrication

On distingue trois types des technologies de fabrication :

### 1.3.1 Poste ouvert (AIS : Air Insulated switchgear)

Mise en œuvre d'équipements HT séparés ; montés à l'air libre qui joue le rôle de diélectrique. Cette technologie est principalement utilisée en extérieur.



Figure 5:poste ouvert

### 1.3.2 Poste blindé (GIS : Gaz Insulated Switchgear)

Les équipements HT sont installés dans des caissons étanches utilisant le gaz SF<sub>6</sub>, comme diélectrique. L'installation peut aussi bien être réalisée en intérieur qu'en extérieur.



Figure 6: poste blindé

### 1.3.3 Cellule préfabriquée :

Ils sont majoritairement utilisés en MT. Ils font appel au matériel compact installé dans les armoires métalliques étanches par travée. L'installation est principalement faite à l'intérieur.



Figure 7: poste préfabriqué

## 2 Les éléments constituant un poste électrique :

On distingue plusieurs éléments qui constituent un poste électrique qui sont regroupés généralement en trois grandes parties : une haute tension (HT), une basse tension (BT) et des équipements de communication.

### 2.1 Description de la Partie Haute tension

#### *Appareillage électrique HT*

L'appareillage électrique est un élément essentiel qui permet d'obtenir la protection et une exploitation sûre et sans interruption d'un réseau à haute tension.

L'appareillage électrique à haute tension peut être classé en plusieurs catégories selon sa fonction [3].

#### a. Jeux de barres

Dans la distribution électrique un jeu de barres désigne un conducteur de cuivre ou d'aluminium qui conduit de l'électricité dans un tableau électrique, à l'intérieur de l'appareillage électrique ou dans un poste électrique [4].



Figure 8: jeux de barres

#### b. Disjoncteur

Un disjoncteur à haute tension est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège), selon la définition donnée il opère à la fois :

- dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique;
- dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit dans le réseau provoqué par la foudre ou d'autres causes [5].



Figure 9: disjoncteur

### c. Sectionneur

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement. L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique ou bien d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties. [6]



Figure 10:sectionneur

### d. Parafoudre

Un parafoudre est un « appareil destiné à protéger le matériel électrique contre les surtensions transitoires élevées et à limiter la durée et souvent l'amplitude du courant de suite ». [7]



Figure11:parafoudre

### e. Circuit Bouchon

C'est un filtre qui reçoit un signal quelconque (qui est la somme des signaux sinusoïdaux de fréquences différentes) et ne laisse passer que les signaux d'une fréquence donnée ou dont la fréquence est située dans un intervalle donné.

Dans les lignes de transport, la communication avec le dispatching est faite via des signaux HF superposés par CPL au signal 50 Hz.



Figure 12:circuit bouchon

### f. Les réducteurs de mesure

Transformateur de courant (TC) et transformateur de tension (TT) qui donnent une image aussi fidèle que possible du courant et de la tension HT.

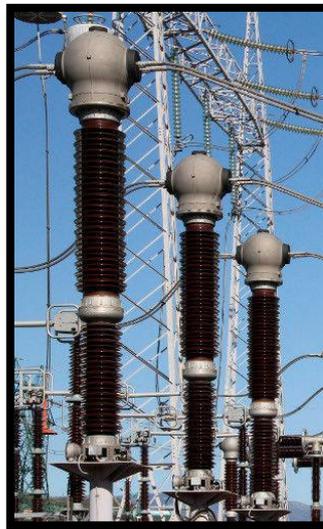


Figure 13:réducteurs de mesure

### g. Transformateur de puissance

Un transformateur de puissance est un composant électrique haute-tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante : « Appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique.[8]



Figure 14: Transformateur de puissance

## 2.2 Equipements Télécoms

Parmi les équipements d'interface avec le monde extérieur installés dans un poste on trouve :

- Salle HF ;
- Equipement de transmission HF ;
- Equipements de couplage ;
- Autocommutateur téléphonique d'exploitation ;
- Equipements de transmission fibre optique ;
- Circuit bouchon ;
- PA ;
- Equipements de transmission faisceau hertzien ;
- Câble fibre optique ;

## 2.3 Description de la Partie Basse tension

Après la description de la partie haute tension et les équipements de télécommunications dans les paragraphes précédent nous allons découvrir la partie basse tension qui comprend :

- Un système de conduite et surveillance (contrôle commande) ;
- Un système de protection au niveau des tranches BT ;
- Des auxiliaires et servitudes (éclairage, Climatisation, Ventilation des Transformateurs, alimentation des organes de la motorisation des disjoncteurs et des sectionneurs) ;

Dans les deux paragraphes suivant, nous allons détailler en proche les protections et automatisme ainsi les services auxiliaires.

## II. Protections et automatismes

### 1. Les fonctions de protection

Selon La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) la protection électrique est l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations. Les dispositifs de protection donc surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension c'est-à-dire l'ouverture du disjoncteur, lorsque ces éléments ... d'une perturbation indésirable : court-circuit, surtension, surcharge...etc.

#### 1.1 Les principaux défauts de fonctionnement

Défauts	Causes	Conséquences
<p><b>Court-Circuit :</b> C'est la mise en connexion de deux points ou plus d'un circuit électrique entre lesquels il y a une différence de potentiel, par un conducteur de faible résistance.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Coup de foudre</li> <li>▪ Contact intempestif</li> <li>▪ Claquage d'isolant</li> <li>▪ Fausse manœuvre</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Surintensité</li> <li>▪ Chute de tension</li> <li>▪ Déséquilibre</li> <li>▪ Echauffement</li> <li>▪ Chute de fréquence</li> </ul>
<p><b>Surtension :</b> On parle d'une surtension lorsque le réseau se trouve accidentellement porté à une tension supérieure à sa tension nominale.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Défaut phase-terre</li> <li>▪ Manœuvre</li> <li>▪ Foudroiement d'une ligne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vieillesse de l'installation électrique.</li> <li>▪ Déclenchement intempestif</li> <li>▪ Pertes d'exploitation</li> </ul>
<p><b>Surcharge :</b> La surcharge est une surintensité de nature progressive qui se produit dans un circuit sain suite à une augmentation de la charge.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Appareil utilisé au-delà de sa puissance nominale (volontaire ou accidentelle)</li> <li>▪ Mauvais fonctionnement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Surintensité</li> <li>▪ Echauffement</li> <li>▪ Déséquilibre</li> <li>▪ Chute de fréquence</li> </ul>

Tableau 2:les principaux défauts de fonctionnement

#### 1.2 Protection des lignes

Les lignes électriques constituent les liens entre les différentes parties du système d'alimentation et les équipements associés (charges). La protection des lignes dépend de la topologie du réseau électrique et le niveau de la tension [9].

### 1.2.1. Protection de distance « code ANSI (21) »

Une protection de distance est un relais de protection destiné à surveiller l'état de certains éléments d'un réseau électrique, en particulier les lignes ou câbles haute tension, mais également les transformateurs de puissance et les générateurs. Elle a pour fonction de détecter les défauts électriques (court-circuit sur la ligne), et de donner au disjoncteur l'ordre d'ouvrir pour mettre hors tension la ligne.

Son nom vient de sa capacité à estimer à quelle distance du début de la ligne se trouve le court-circuit [9].

### 1.2.2. Protection directionnelle de terre code « ANSI (67N, 32N) »

La protection directionnelle de terre est complémentaire à la protection de distance. Elle est sensible à des défauts résistants donnant naissance à un courant de terre inférieur au seuil de mise en route de la protection de distance qui élimine surtout les défauts francs.

Plusieurs types de protections existent, parmi celles les plus utilisées on trouve [9].

#### ▪ La protection à courant résiduel « code ANSI (67N) »

Elle fonctionne en cas de dépassement de seuils de courant résiduels pour les protections (électromécaniques, statiques) [9].

#### ▪ La protection à puissance résiduelle « code ANSI (32N) »

Pour les protections numériques. Son principe est basé sur la mesure de la puissance résiduelle générée pas un défaut résistant à la terre, si  $P \geq P_{\text{seuil}}$  alors elle donne l'ordre de déclenchement au disjoncteur de départ [9].

### 1.2.3. Protection minimum de tension « code ANSI (27) »

A la suite de déclenchement dus aux protections les situations anormales de réseau. Il peut arriver que des disjoncteurs se trouvent mis-en hors tension. En cas de manque de tension générale, cette protection assure l'ouverture de tous les disjoncteurs des départs [9].

### 1.2.4. Protection maximum de tension « code ANSI (59) »

Cette protection est utilisée pour protéger les matériels contre une tension anormalement élevée. Elle est temporisée pour éviter son fonctionnement suite aux surtensions transitoires et aux défauts fugitifs [9].

Paramètre	Réglage
Seuil de Tension	1,25 x Un
Temporisation	30 s

Tableau 3: paramétrage de la protection maximum de tension

### 1.2.5. Protection de tension homopolaire « code ANSI (59N) »

Cette fonction est utilisée pour détecter une surtension au niveau du neutre du transformateur de tension causée par un défaut à la terre ou par la perte d'une ou de deux phases. Pour cette fonction en préconise une alarme après une temporisation de 2s sans déclenchement. [9]

Paramètre	Réglage
Seuil de Tension	10 V
<i>Temporisation</i>	<i>2 s</i>

Tableau 4: paramétrage de la protection de tension homopolaire

### 1.2.6. Protection différentielle ligne « code ANSI (87L) »

La protection différentielle de ligne est basée sur le contrôle de la différence des courants traversant les deux extrémités de la ligne. Chaque phase est dotée de part et d'autre d'un dispositif différentiel relié entre eux par deux fils pilotes contrôlés en permanence par un appareil qui élabore une signalisation en cas de leur coupure [9].

### 1.2 Protection du transformateur

Un transformateur de puissance peut être soumis à deux types de défauts :

- Les défauts internes ;
- Les défauts externes ;

#### 1.3.1. Protections contre les défauts internes

Ces défauts internes peuvent être dus à un court-circuit entre spires ou enroulement et la cuve du transformateur, défaut sur le circuit magnétique ou mauvais fonctionnement du système de refroidissement ou défaut sur le régulateur en charge. Parmi ces protections, on trouve:

##### a. Protection masse cuve « code ANSI (64) »

Lorsqu'un défaut se produit entre les bobinages du transformateur et la cuve, on isole la cuve par rapport au sol par l'intermédiaire de plaques isolantes. Un transformateur de courant est placé en série avec la cuve et la terre par un conducteur en cuivre. Ce TC alimente un relais qui provoque le déclenchement instantané des disjoncteurs encadrant le transformateur. Cette protection du type ampèremétrique à une action instantanée

##### b. Protection Buchholz « code ANSI (95) »

Cette protection permet la détection du dégagement gazeux provoqué par la décomposition de l'huile à l'intérieur du transformateur- augmentation grave de la pression ou une augmentation de la température- ou par l'augmentation de la vitesse de circulation d'huile entre le conservateur et la cuve. Cette protection offre deux seuils : un seuil d'alarme et un seuil de déclenchement

##### c. Protection contre le manque de circulation de l'huile

Ce relais assure la détection d'arrêt total des pompes de circulation de l'huile où baignent les bobines du transformateur.

### **1.3.2. Protections contre les défauts externes**

Un court-circuit sur le réseau qu'alimente le transformateur, surcharge, surtension due à la foudre ou défaut du système régulation présentent les principaux défauts externes d'un transformateur de puissance.

#### **a. Protection différentielle du transformateur « code ANSI (87T) »**

Elle est basée sur la comparaison des courants primaire avec les courants secondaire du transformateur. Dans le cas du fonctionnement normal ces courants sont identiques. Elle est à pourcentage de courant à 3 entrées pour les transformateurs équipés du tertiaire.

#### **b. Protection maximum courant « code ANSI (50-51-51N) »**

Cette protection est constituée par un relais qui réalise les fonctions : maximum de courant phase et maximum de courant terre.

#### **c. Protection Incendie**

Pour des raisons de sécurité, les transformateurs 225/60/11kv sont équipés de protection incendie. Elle est munie des détecteurs thermostatiques à billes de quartz 120°C placés sur la partie supérieure du transformateur.

L'extinction se fait, au bout d'une minute, à l'eau pulvérisée par du gaz CO<sub>2</sub> et les surfaces à couvrir comprennent la cuve, le conservateur d'huile et les aéroréfrigérants

#### **d. Autres protections**

Selon le plan de protection de l'ONEE, le transformateur 225/60/11kv est équipé d'autres protections. Parmi ces protections on trouve :

- Protection de distance;
- Protection de tension homopolaire;
- Protection maximum de tension;
- Défaillance du disjoncteur [9].

### **1.3 Protection des jeux de barres « code ANSI (87B) »**

Les jeux de barres constituent les nœuds des réseaux dans le poste, leurs pertes peuvent mettre hors services une grande partie du réseau. Selon l'importance et la criticité des jeux de barres on choisit la technique la mieux adaptée pour les protéger.

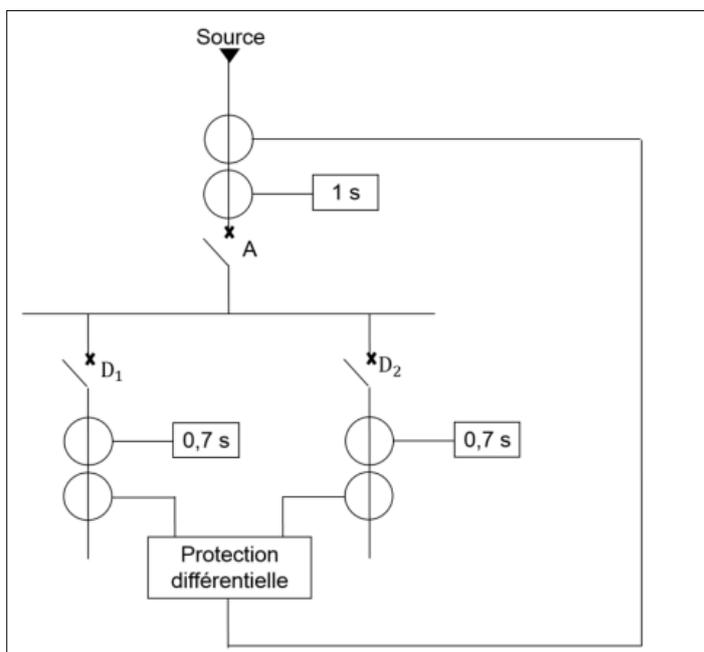


Figure 15: Protection différentielle des jeux de barres

La protection différentielle compare en permanence la somme des courants du départ 1 et du départ 2 avec le courant entrant. Si la différence est nulle alors le jeu de barre est sain, sinon il est défectueux et la protection différentielle envoie instantanément l'ordre de déclenchement aux disjoncteurs A, D1 et D2 [9].

## 2. Les automatismes

### 2.1. Réenclencheur

Pratiquement la plupart des défauts affectant les réseaux THT sont fugitifs. La durée minimale de mise hors tension qui permet à l'isolation de se rétablir spontanément sur le trajet de l'arc de défaut est de l'ordre de 0.2 à 0.3 s. Après ce délai, il est possible de remettre sous tension l'ouvrage atteint. Cette opération peut être automatisée, elle s'appelle le réenclenchement.

Dans les réseaux THT on utilise le **réenclenchement monophasé**. C'est un déclenchement –réenclenchement phase par phase, on ne déclenche et réenclenche que le pôle du disjoncteur de la phase atteinte par le court-circuit. Ce mode nécessite d'équiper les disjoncteurs de dispositifs de commande pôle par pôle, donc plus complexe et plus coûteux. Son cycle est réglé à 1,5 s.

Dans les réseaux HT on utilise le **réenclenchement triphasé**. Du fait du maillage du réseau HT, une brève coupure par déclenchement – réenclenchement triphasé permet l'extinction de l'arc sans gêne pour l'exploitation du réseau. Le cycle de réenclenchement triphasé est réglé à 3 s.

## 2.2. *Contrôle de synchronisme « code ANSI (25) »*

Le contrôleur de synchronisme surveille les tensions des deux cotées du disjoncteur, pour autoriser ou interdire la fermeture manuelle ou automatique du disjoncteur. Ce dernier procède à un contrôle de synchronisme entre les tensions barres et ligne ( $\Delta U$  ;  $\Delta F$  ;  $\Delta \varphi$ ), le rebouclage ne s'effectue qu'après un temps T réglable. Les réglages adoptés sont comme suit [9].

Ecart de tension	$\Delta U \leq 20\%V_n$
Ecart de fréquence	$\Delta f \leq 0,1\text{Hz}$
Ecart de phase	$\Delta \varphi \leq 20^\circ$
Temporisation	$\Delta T = 0,5 \text{ sec}$

Tableau 5:réglage du contrôle de synchronisme

## 2.3. *Manque de tension*

Cet automatisme surveille en permanence les deux niveaux de la tension d'un disjoncteur du côté ligne et du côté barre, afin de décider d'envoyer ou non un ordre de déclenchement au disjoncteur.

Si ces deux tensions descendent simultanément d'un seuil pré-réglé, cet automatisme ouvre automatiquement le disjoncteur et surveille le retour de la tension pour fermer le disjoncteur [9].

## 2.4. *Délestage*

Cet automatisme a pour objectif la protection du transformateur ou des lignes contre les surcharges (alléger le fonctionnement). Quand il détecte une surcharge dangereuse, il commence à isoler les charges par ordre de criticité croissante. Cette fonction est réalisée par des relais à minimum de fréquence ou des protections à minimum de tension [9].

## 2.5. *Régulateur de tension « code ANSI (90) »*

Le régulateur de tension commande automatiquement le régulateur en charge associé au transformateur de puissance selon l'écart entre la tension mesurée et la tension de consigne de façon à obtenir sur le jeu de barres relié au secondaire du transformateur une tension de valeur constante 60 KV [9].

### III. Les services auxiliaires

#### 1. Définition

Les services auxiliaires d'un poste assurent la distribution et la production des différentes formes d'énergie (courant continu ou courant alternatif), dont il est nécessaire de disposer, afin de garantir le fonctionnement de l'appareillage du poste.

Les services à assurer sont relatifs à l'alimentation des :

- Moteurs des disjoncteurs ;
- Circuits de chauffage des coffrets et armoires du matériel extérieur et des locaux ;
- Equipements de conduite et de contrôle (protections, automates) ;
- Equipements de télécommunications ;
- Redresseurs (charge des batteries) ;
- Equipements de télécommande ;
- Circuits d'éclairage des installations extérieures et des bâtiments [10].

#### 2. Description de l'installation des services auxiliaires et groupe électrogène

La constitution des services auxiliaires est définie pour chaque ouvrage, par un schéma établi à partir des principes généraux valables pour tous les postes HTB.

Les services auxiliaires comprennent :

- Les services auxiliaires alternatif "réseau" ;
- Les services auxiliaires alternatifs "secouru" ;
- Les services auxiliaires 127 V et 48 V continu [10].

##### *2.1 Les services auxiliaires alternatif «réseau»*

L'alimentation est assurée en triphasé 380/220 V par un ou deux transformateurs MT/BT appelés transformateurs des services auxiliaires TSA. (Un seul transformateur fonctionne, l'autre est en arrêt, lorsqu'un défaut arrive, ce dernier prend la relève à l'aide de la permutation automatique).

Ceux-ci sont, en règle générale, raccordés aux bornes MT d'un transformateur de puissance THT/HT/MT [10].

##### *2.1.1. Permutation de source*

Lorsque l'installation comporte deux transformateurs des services auxiliaires, un dispositif automatique assure, lors d'un manque de tension sur un transformateur, la permutation de l'alimentation sur le second. Ce dispositif doit comporter un verrouillage électrique et mécanique afin d'interdire une mise en parallèle des transformateurs de services auxiliaires qui doivent avoir une puissance suffisante pour alimenter l'ensemble des auxiliaires [10].

##### *2.1.2. Distribution de l'énergie*

La répartition des services auxiliaires se fait à partir d'une armoire principale située en général dans la salle de relayage du bâtiment de commande regroupant les circuits alternatif réseau, alternatif secouru et continu ainsi que la permutation automatique entre transformateurs de services auxiliaires [10].

### **2.1.3. Services auxiliaires alternatif « secours »**

Il est nécessaire de secourir certains circuits alternatifs. Dans ce cas, ceux-ci sont alimentés par un jeu de barres particulier commuté sur un groupe électrogène à démarrage automatique, en cas de manque de tension sur le jeu de barres principal.

Le groupe et son armoire de démarrage sont installés dans un local spécialisé séparé du bâtiment de commande.

La répartition des services auxiliaires « alternatif secours » sera réalisée dans un élément d'armoire située dans le bâtiment de commande et accolée aux armoires de services auxiliaires alternatif et continu [10].

## **2.2 Services auxiliaires continus**

Les organes de commande, de contrôle et de protection des postes doivent fonctionner de façon absolument sûre et permanente. Leur alimentation doit donc être assurée par une source indépendante et ayant une réserve d'énergie suffisante pour pallier les défaillances du réseau, autoriser les reprises de services en attendant l'intervention du personnel d'exploitation [10].

### **Sources du courant continu**

- Les alimentations en courant continu sont assurées par des ensembles constituées d'une batterie d'accumulateurs et d'un redresseur.
- Les installations principales de commande et de contrôle sont alimentées sous la tension 127 V ou 48 V [10].

## **2.3 Groupe électrogène**

Chaque poste dispose d'un groupe électrogène qui se met en fonction automatiquement en cas d'interruption de la distribution électrique du réseau 220 – 380 V. Ce groupe assure l'alimentation de l'armoire des services auxiliaires secourus [10].

## **IV. Etude comparative entre le système de contrôle commande conventionnel analogique et numérique**

L'objectif principal de cette étude est d'illustrer en proche la problématique et d'extraire les avantages et les inconvénients du système de contrôle commande conventionnelle analogique et numérique.

### **1. Etude du système de contrôle commande conventionnel analogique**

Les postes actuelles dont le système de contrôle de commande est conventionnel sont presque réalisées en technologie électromagnétique ou statique pour la partie protection, contrôle, commande et supervision.

Le schéma suivant présente une architecture générale d'un système de contrôle commande conventionnel analogique.

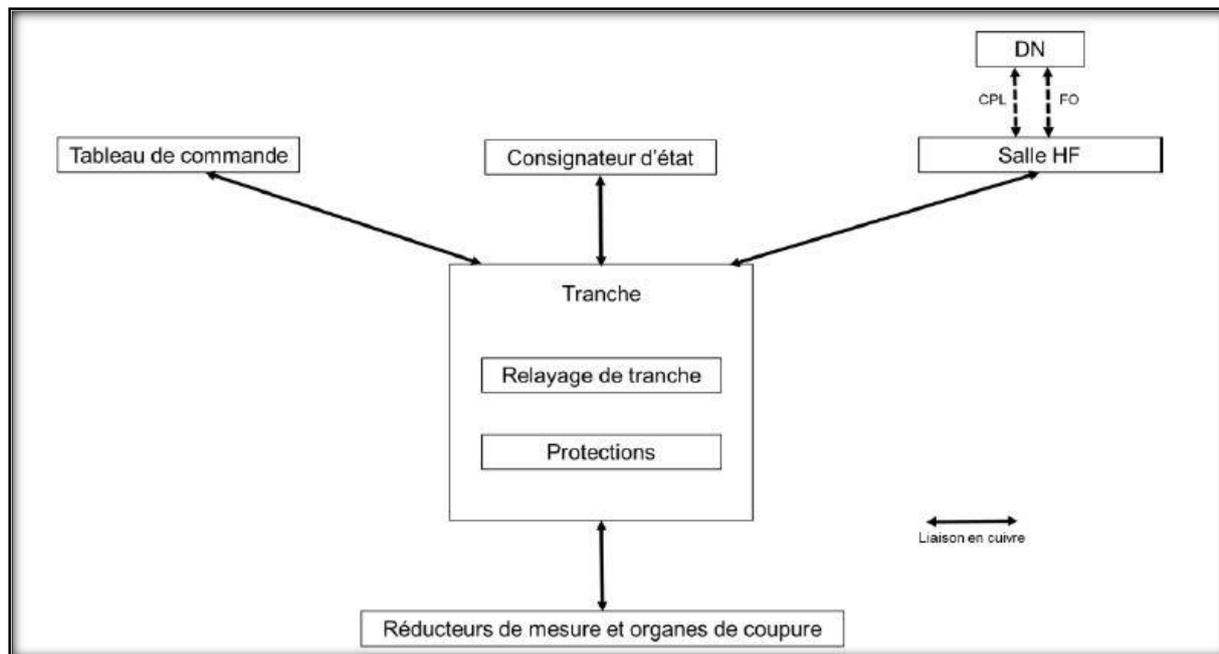


Figure 16: Synoptique simplifié d'un système de contrôle commande conventionnel analogique

Dans un poste THT/HT, on trouve les tranches suivantes :

- Tranche générale ;
- Tranche départ THT ;
- Tranche transfert ;
- Tranche barres THT ;
- Tranche inter-barres ;
- Tranche transformateur THT/HT ;
- Tranche barre HT ;
- Tranche départ HT ;
- Tranche couplage HT ;
- Tranche services auxiliaires

Toutes les tranches BT d'un poste sont constituées par les éléments suivants :

- Un relayage de tranche et un relayage complémentaire chargés de l'élaboration de toutes les fonctions liées à cette tranche à savoir :
  - Signalisations des défauts ;
  - Positions des appareils de coupure ;
  - Télécommandes ;
  - Télésignalisations
- Des unités de protection et de contrôle qui ont pour mission de :
  - Réaliser les fonctions de protection des ouvrages et les automatismes de reprise de service associés ;
  - Mesurer les grandeurs électriques ;
  - Commander les organes de coupure ;

Ces unités de protections sont des relais électromécaniques ou statiques.

- Des unités de contrôle ayant pour but de réaliser :
  - La conduite locale à partir d'un tableau de commande ;
  - La télé conduite du poste via la SHF.
- La partie commande est installée sur le tableau de commande. Elle regroupe l'ensemble des commandes et des informations nécessaires à l'exploitation du poste. Cette partie comprend :
  - L'appareillage de commande et de signalisation du matériel HT ;
  - Les appareils de mesure indicateurs ;
  - Les enregistreurs. [10]

### ***1.1 Le tableau de commande***

Le tableau de commande est généralement constitué par des platines ajustées sur un châssis support possédant à l'arrière une rangée verticale de bornes.

On distingue entre la partie mesure et la partie commande :

#### ***1.1.1. Partie mesure***

Les agents de conduite locale disposent d'un ensemble d'indicateurs et d'enregistreurs qui indiquent les valeurs des grandeurs électriques à savoir :

- Les ampèremètres affichant la mesure des courants des trois phases de la ligne;
- Les voltmètres affichant la mesure de la tension de la ligne ;
- Les wattmètres affichant la mesure de la puissance transmise dans la ligne ;
- Les vars mètres affichant la mesure de la puissance réactive. [10]

#### ***1.1.2. Partie commande***

Cette partie comprend tous les éléments nécessaires à la conduite du poste à savoir :

- Les commutateurs utilisés pour la commande des organes de coupure ;
- Les boutons poussoirs utilisés pour l'acquiescement de l'alarme, l'effacement de défaut..;
- Les boutons poussoirs de l'ARS ;
- Le boîtier de signalisation ;
- Colonne de synchronisation. [10]

### ***1.2 Le consignateur d'état***

Cet équipement est chargé de faire l'acquisition de toutes les signalisations de fonctionnement des organes, des protections et automatismes ainsi que des équipements de transmission et de surveillance du poste.

L'armoire du consignateur d'état est généralement installée dans la salle de relayage.

Cet équipement est relié à un PC et une imprimante.

Pour chaque signalisation, deux possibilités se présentent :

- Enregistrement sur consignateur d'état sans mise en route de l'alarme ;
- Enregistrement sur consignateur d'état avec mise en route de l'alarme.

Pour chaque mise en route, l'appareil inscrit un texte donnant l'information sur l'évènement comprenant la date, l'heure et le numéro de la voie permettant ainsi au chef de poste d'identifier immédiatement les signalisations qui sont apparues sur la bande d'enregistrement.

### 1.3 L'oscilloperturbographie

Chaque poste est équipé d'un oscilloperturbographe pour l'enregistrement des perturbations.

Il permet de transcrire sous forme de fichiers informatiques les variations des grandeurs électriques analogiques pendant des durées déterminées. [10]

### 1.4 Câblage Basse Tension

Tous les équipements de protection, d'automatisme, de surveillance et conduite locale du poste sont raccordés en câblage de cuivre autour des interfaces à relais.

## 2. Etude du système de contrôle commande numérique :

La synoptique général du système de contrôle commande numérique va nous guider à savoir les différents éléments constituant ce système et d'avoir une comparaison avec le système de contrôle commande conventionnel pour extraire la synthèse de comparative vers la fin de ce paragraphe.

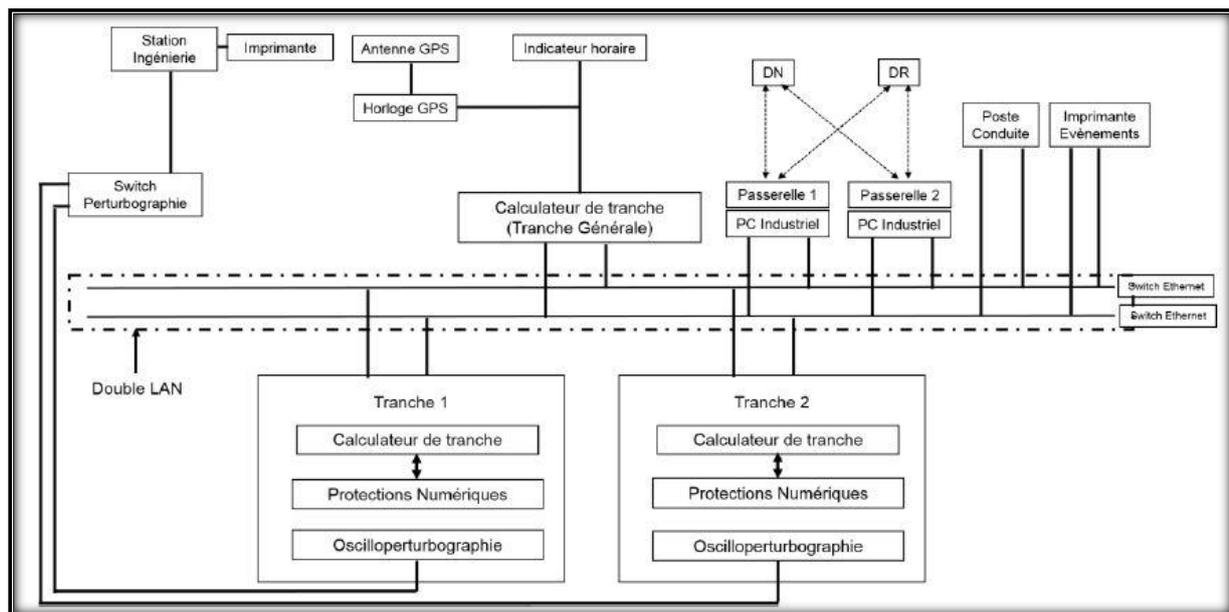


Figure 17: Synoptique simplifié d'un système de contrôle commande numérique

### 2.1 Les calculateurs de tranche

Le calculateur de tranche (ou l'Unité de Contrôle Local) est un dispositif numérique multifonction destiné à automatiser le contrôle commande de la travée. Il est dimensionné pour permettre le traitement de toutes les informations nécessaires à l'exploitation de l'ensemble de la travée et à être capable de communiquer avec les dispositifs de protection et le système de conduite du poste ainsi que la commande et surveillance des parties BT et HT d'une travée.

Les calculateurs de tranche sont généralement munis de cartes d'entrées sorties numériques et d'entrées analogiques.

Les entrées et sorties numériques servent à surveiller et contrôler :

- Les relais de protection ;
- La position des prises de transformateur ;
- L'état des appareils de coupure.

Les sorties numériques permettent :

- L'ouverture ou la fermeture des appareils de coupure ;
- L'augmentation ou diminution des prises de transformateur [10].

## 2.2 Les protections numériques

Contrairement aux protections conventionnelles analogiques où chaque fonction est dissociée, un équipement numérique peut associer à la fois plusieurs fonctions de protection.

Les équipements numériques peuvent aussi enregistrer au moins 4 groupes de réglage.

Ainsi les protections numérique sont caractérisé par :

- **Ajustement des paramètres plus souple** : Les gammes d'ajustement des relais numériques sont généralement plus larges que celles des relais statiques ; les pas d'ajustement sont plus fins.
- **Possibilité d'accès à distance inclus dans le relais** : Cette caractéristique découle directement de la technologie numérique, qui permet des accès en interne au poste ou en externe, à partir de réseaux de télécommunications privés ou public (internet).
- **Détection des pannes, autocontrôle** : elles sont apparues dans les dernières générations des protections statiques avec un succès modéré.
- Mesure de puissance disponible
- Localisateur de la distance du défaut
- Enregistreur de perturbations : Ces possibilités se trouvent sur les protections numériques alimentées en tensions et en courants.
- Rapidité et précision [10].

## 2.3 Poste d'ingénierie et perturbographes

Le Poste d'ingénierie possède les mêmes caractéristiques que les postes opérateurs et assez suffisantes pour traiter les différentes informations et les stocker sur le disque dur. [10]

## 2.4 Poste de conduite

La conduite du poste est effectuée à l'aide de deux postes redondants, l'un actif et l'autre en veille.

Ces postes contiennent en permanence les données actualisées du système. Ils Permettent à l'opérateur la conduite et la supervision de l'ensemble des installations du poste.

Un poste opérateur assure les fonctions suivantes :

- Visualisation et surveillance de l'état du poste en temps réel ;
- Commande locale des appareils de coupure, des prises régulateurs...
- Consignation d'état :
  - Traitement des alarmes ;
  - Mesure, affichage des grandeurs électriques ;
  - Archivage de l'enregistrement des mesures ;
  - Perturbographie ;
  - Dialogue avec les équipements numériques des tranches.
- Accès à distance pour des raisons de service et entretien par le constructeur
  - Hiérarchisation du droit d'accès ;

➤ Synchronisation horaire par système GPS [10].

## ***2.5 Réseaux de communication***

On distingue entre :

- Réseau Niveau Tranche : il comprend les bus qui permettent l'interconnexion des calculateurs de tranches, protections.... Ces bus assurent des trafics horizontaux nécessitant des performances garantissant le temps de transfert et l'intégrité des données.
- Réseau Niveau Poste et Niveau SCADA : c'est le niveau des postes opérateurs. Les bus transportent un lot important d'information qui ne sont pas forcément à temps critiques, par exemple des fichiers. Ces bus peuvent être de type informatique par exemple Ethernet. [10]

### 3. Synthèse comparative :

Après cette étude qui nous a mené à savoir en détail les différents éléments du système de contrôle commande numérique et conventionnel, le tableau suivant montre la synthèse comparative entre les deux systèmes.

Elément d'évaluation	Système conventionnel	Système numérique	conclusion
protection	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 1 groupe de réglage</li> <li>▪ Consommation élevée</li> <li>▪ Moins rapide</li> <li>▪ Moins précise</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 4 groupes de réglages</li> <li>▪ Consommation faible</li> <li>▪ Rapide</li> <li>▪ précise</li> </ul>	Le système numérique est avantageux
Matériel	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vieillessement</li> <li>▪ Manque de pièce de rechange</li> </ul>	Disponibilité des équipements sur le marché	Le système numérique est avantageux
Conduite et supervision	Moins aisée	aisée	Le système numérique est avantageux
Coût de la maintenance	Elevée (EVP annuel)	Bas (EVP chaque 4 ans)	Le système numérique est avantageux

Tableau 6: synthèse comparative entre système CC conventionnel analogique et numérique

## Conclusion

En rassemblant les éléments cités avant dans un tableau synthétique, il est clair que le système de contrôle commande numérique dépasse largement le système conventionnel analogique en termes d'avantages et possibilités. D'où l'importance du système numérique et la nécessité de passer du conventionnel analogique vers le numérique.

# Chapitre 3 : Palliation aux défauts jeu de barres et aménagement de la puissance coté 60 KV du poste de LAAWAMER

## Introduction

Dans le cadre de l'adaptation et la modernisation du poste de LAAWAMER et afin d'avoir une meilleure exploitation, ainsi pour assurer une bonne souplesse de fonctionnement du poste et une bonne répartition des charges du poste, ce chapitre traite les défauts d'aménagement de la puissance du coté 60 KV et Répartition des charges du poste de LAAWAMER. Pour cela nous allons présenter la problématique et les contraintes confrontées, et puis nous allons proposer la solution adéquate.

## I. Description générale du poste LAAWAMER

### 1. Généralités

Le poste THT/HT de LAAWAMER est un poste de type extérieur, à isolement par air (AIS), c'est un poste de transformation puisqu'il transforme les différents types de tension, l'utilisation appropriée et aussi poste d'interconnexion pour son appartenance au réseau national. [11]



Figure 18:poste de LAAWAMER

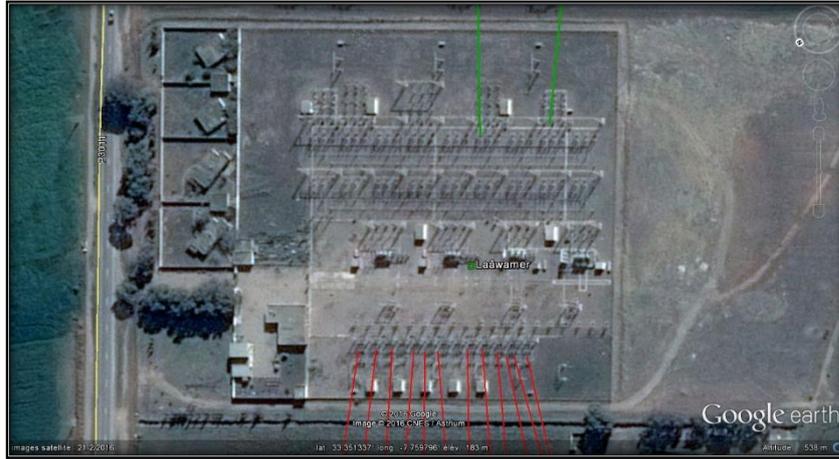


Figure 19: position géographique du poste

Le site se trouve entre BOUSKOURA et BERRCHID, région de Chaouia-Ouardigha, à environ 30 km Direction Transport Région Centre DTC de Casablanca.

## 2. La configuration HT du poste

Le schéma unifilaire du poste de LAAWAMER est présenté dans la figure suivante :

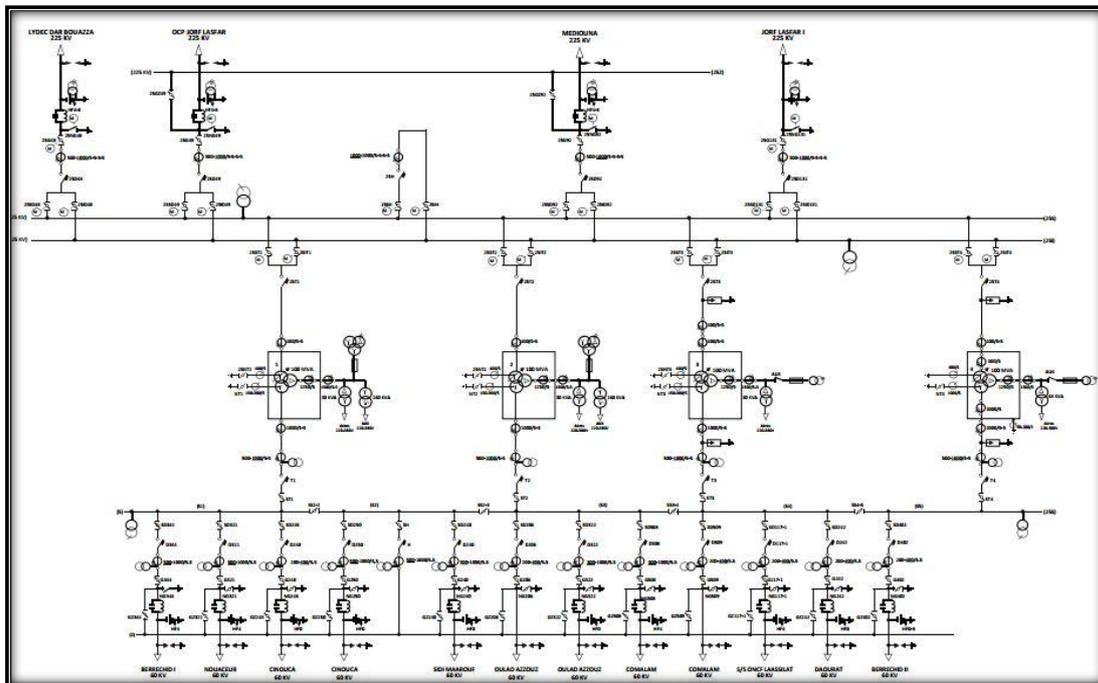


Figure 20: Schéma unifilaire de LAAWAMER

Le poste de LAAWAMER est composé de :

- Quatre départs 225KV :
  - N°25-131 « Jorf Lasfar ».
  - N° 25-49 « Ocp Jorf LASfar».
  - N°25-92 « Mediona».
  - Dar BOUAZZA
    - Un jeu de barre principale supérieur 225KV
    - Un jeu de barre de couplage inférieur 225kv
    - Quatre transformateurs de puissance 225kv/60kv
    - Un jeu de barre principale 60 KV
    - Douze départs 60 kV
- N°240 « Sidi MAAroutf »
- N°242 «DOUARAT »
- N°321 « NOUACER »
- N°117 « ONCF LAASILAT »
- N°344 « BERCHID I »
- N°402 « BERCHID II »
- N°206 « OULAZ AZZOUZ »
- N°322 « OULAZ AZZOUZ »
- N°248 « CINOUCA »
- N°250 « CINOUCA »
- N°508 « COMALAM I »
- N°509 « COMALAM II »
  - Une travée transfert 60 KV
  - Un jeu de barre de transfert 60 KV. [11]

## II. Présentation de la problématique

Au niveau du jeu de barre principale 60 KV. Il suffit d'un seul défaut au niveau, pour que tous les départs seront affectés. Par suite un seul défaut jeu de barre quelques soit sa position entraine une coupure pour tous les réseaux du 60 KV et provoque ce qu'on appelle le blackout. La figure suivante montre ce cas de problème

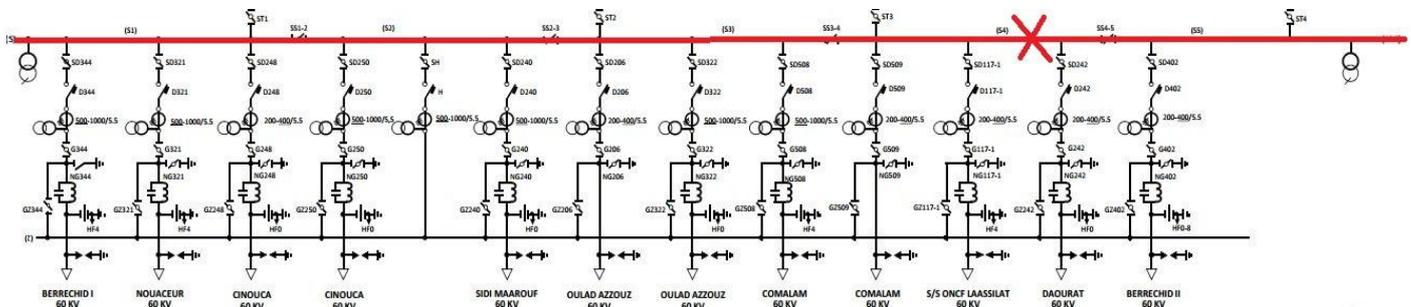


Figure 21: défaut jeu de barres coté 60 KV

### III. Présentation de la solution et les contraintes liées à cette solution

#### 1. Illustration de la solution

On propose d'ajouter une travée inter barre avec une protection différentielle barre.

Alors, On va exploiter le poste en deux sommets raccordés par un disjoncteur inter-barre, l'apparition d'un défaut sur l'un des deux jeux de barres entraîne, par suite du fonctionnement des protections, l'ouverture automatique du disjoncteur inter-barre et on perd l'ensemble des cellules raccordées à la partie du jeu de barres en défaut seulement.

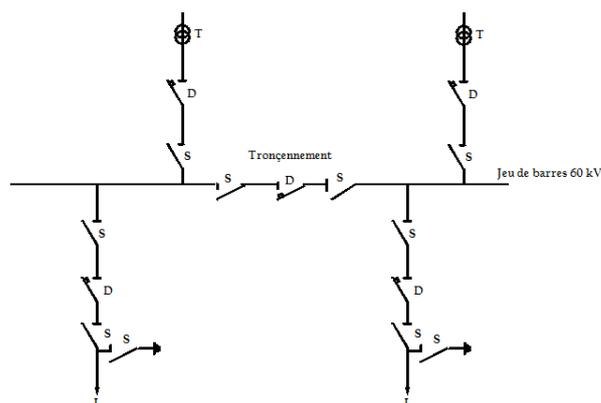


Figure 22:travée inter barre & combiné de mesure

Pour vérifier la possibilité de réaliser cette solution, on a visité le poste de LAAWAMER, et on remarque que pour concrétiser cette solution réellement des contraintes apparaissent.

#### 2. Présentation des Contraintes

##### 2.1 Contrainte lié à l'espace

Le disjoncteur inter-barre doit être mis en place de façon à avoir 2 transformateurs de chaque côté du jeu de barres pour éviter la surcharge des transformateurs en cas de défaut de l'un des deux parties du jeu de barres. cependant, le poste actuellement est en exploitation et l'espace nécessaire pour la mise en place de la travée inter barres est déjà occupé par les travées départ.

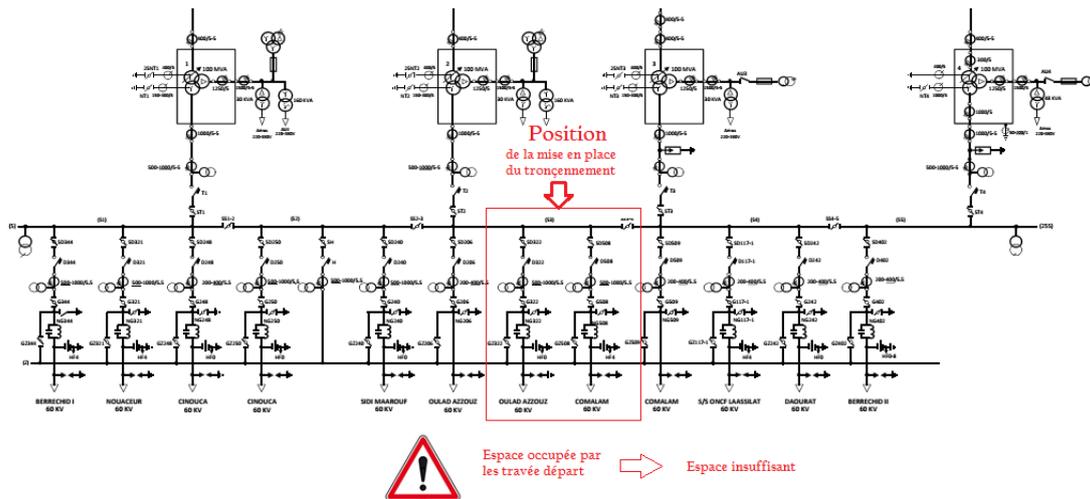


Figure 23: contrainte de l'espace pour installation de la solution

## 2.2 Contrainte lié à la répartition des charges

En se basant sur le relevé des charges journalier des départs 60 kV de cette année (du janvier 2016 à Mai 2016) du poste LAAWAMER, on a noté la puissance journalière appelée par chaque départ durant les heures de pointe (10h, 20h). Le tableau suivant résume en moyenne la puissance appelée mensuellement par chaque départ :

		Moyennes de la puissance appelée en kVA /Mois					
		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Pointe
Départs	<b>BERRECHID I 402</b>	278,096774	277,444444	281,714286	262,453704	281,5	281,7143
	<b>NOUACEUR 242</b>	112,61828	91,7460317	103	113,97619	107,047619	113,9762
	<b>CINOUCA I 117</b>	266,387097	244,777778	247,890212	266,848214	280,814815	280,8148
	<b>CINOUCA II 322</b>	220,419355	214,722222	220,714286	226,517857	222,452381	226,5179
	<b>SIDI MAAROUF 206</b>	219,919355	213,333333	219,5	225,491071	216,809524	225,4911
	<b>OULAD AZZOUC I 240</b>	389,516129	345,5	364,12037	328,28125	349,244048	389,5161
	<b>OULAD AZZOUC II 250</b>	126,521505	158,222222	162,5	166,527778	115,703704	166,5278
	<b>ONCF LAASILAT 248</b>	130,438172	157,333333	159,5	193,942308	116,107143	193,9423
	<b>DAOURAT 321</b>	336,744624	333,194444	333,214286	316,267361	329,535714	336,7446
<b>BERRECHID II 344</b>	275,021505	271,277778	274,925926	262,366071	275,52381	275,5238	

Tableau 7: moyennes de la puissance appelée en KV/mois

Les courbes des charges des départs 60 kV sont présentées dans la figure suivante :

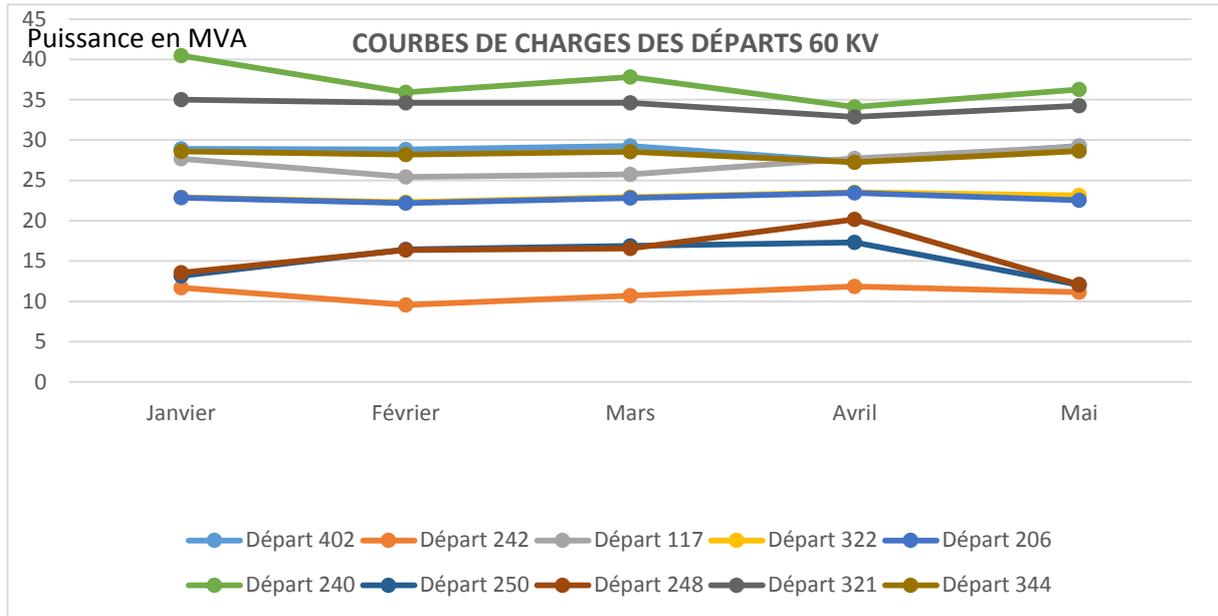


Figure 24: courbe de charges des départs 60 KV en 2016

Pour les deux départs Comalam I et Comalam II sont actuellement hors tension par demande du client et d'après l'historique de l'année précédente, la pointe de chaque départ est de l'ordre de 3 MVA.

D'après ces courbes de charges, on conclut que la répartition des charges à l'état actuel est déséquilibrée, ainsi la puissance appelée par les deux premiers transformateurs est supérieures à celles des deux derniers. Donc, les charges ne sont pas réparties d'une façon équitable entre les 4 transformateurs du poste.

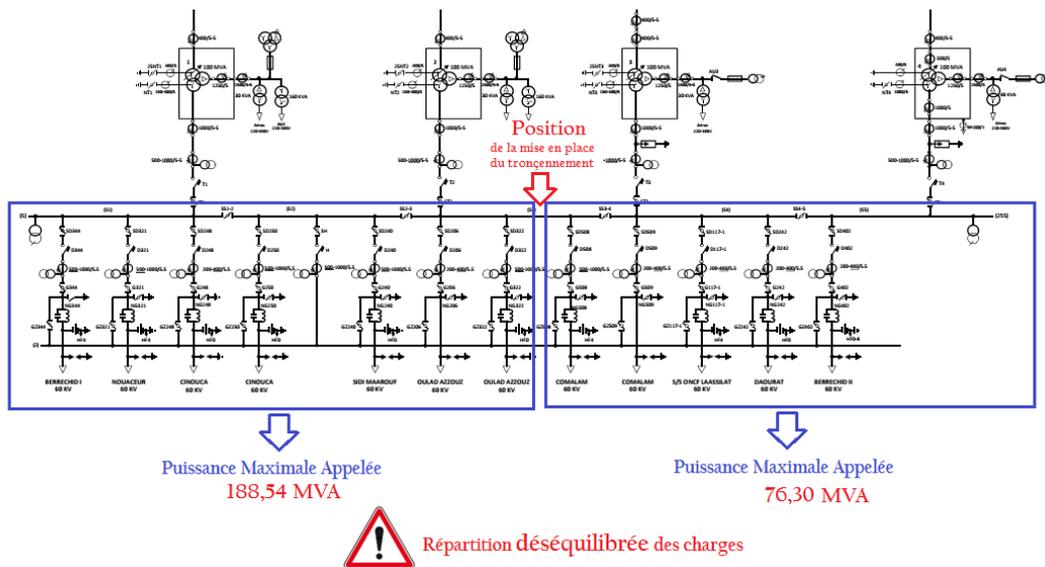


Figure 25: déséquilibre des charges des deux sommets

## IV. Présentation de la solution finale

La solution proposée consiste à :

- Installer 3 travée 2 seront exploitées pour réaliser un décalage appelé le ripage des départs OULAD AZZOUZ I, COMALAM I, COMALAM II, ONCF LAASILAT, DAOURAT et BERRECHID II, et le troisième sera exploité comme une travée de transfert.
- Libérer et transformer la travée départ BERRECHID I en travée de transfert ;
- Libérer et transformer la travée de transfert en travée départ ;
- Un décalage, appelé ripage, à droite pour les départs BERRECHID I, NOUACER, CINOUCA I et CINOUCA II ;
- La mise en place de la travée inter barre en ajoutant un disjoncteur et un sectionneur et en exploitant le sectionneur SS3-4 déjà existant.

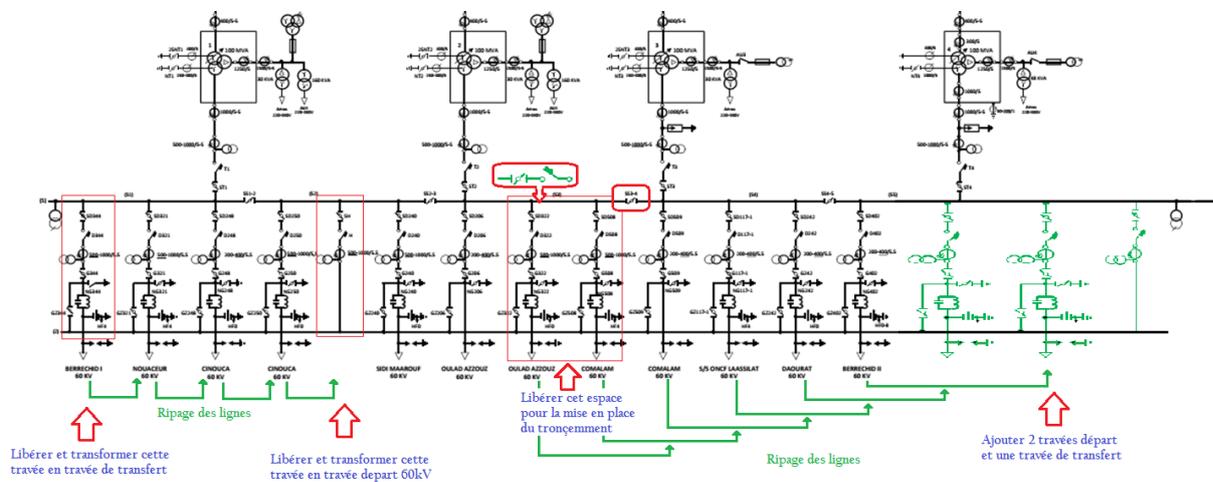


Figure 26:différentes étapes de la solution finale

Ainsi pour avoir une répartition équilibrée des charges 60 kV, il est recommandé d'alimenter le départ NOUACER qui a une appelle de courant considérable par la deuxième partie du jeu de barres en condamnant la travée de transfert en fonctionnement normal du poste. Le schéma de la partie 60 kV du poste après la mise en place de la solution proposée est présentée dans la figure ci-dessous

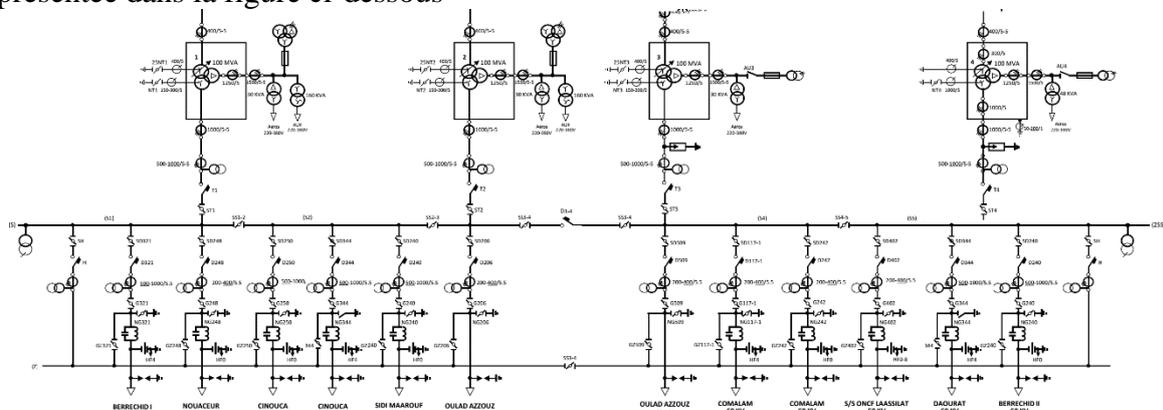


Figure 27:schéma unifilaire coté 60 KV après l'installation de la solution finale

Selon le relevé des charges de cette année, la puissance maximale appelée par les deux sommets de la partie 60 kV est de l'ordre de **130,00 MVA** et **134,83 MVA** respectivement.

## V. Evaluation financière d'aménagement de la puissance coté 60 KV

En se basant sur l'annexe A2-1 qui présente les détails de calcul de l'évaluation financière de la solution pour le remède au défaut jeux de barres et aménagement de la puissance coté 60 KV du poste de LAAWAMER, le prix total de cette solution est présenté dans le tableau suivant :

Désignation	Prix	Prix total de la solution (DH)
Estimation de la travée transfert 60 kV (DH)	961599	7947514
Estimation de Protection Diff. barres 60 kV	2904640	
Estimation de la travée inter-barres 60 kV (DH)	961599	
Estimation des travaux communs	868838	
Estimation des 2 travées départ 60 KV	2250838	

Tableau 8: Evaluation financière de la solution d'aménagement

## Conclusion

A l'issue de ce chapitre, une solution proposée a été pour résoudre la problématique au niveau du jeu de barres coté 60 KV. Cette solution présente l'avantage de nous permettre d'avoir une bonne répartition des charges, une bonne exploitation, une souplesse de fonctionnement du poste.

# Chapitre 4 : Etude du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER

## Introduction

Dans le cadre de l'opération de renouvellement et remise à niveau des infrastructures de transport, ce chapitre sera consacré à l'étude de la modernisation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER. Pour cela, nous allons décrire l'état actuel du système de contrôle commande, à savoir ses caractéristiques, ses compositions, et par suite nous allons extraire les contraintes liées au système de contrôle commande qui vont nous guider pour faire un inventaire des équipements existants et ceux à remplacer.

## I. Présentation de l'état actuel du système de contrôle commande du poste LAAWAMER et relevé des contraintes

### 1. Présentation de l'état actuel du poste de LAAWAMER

#### 1.1 Tableau de commande

D'après ce qui est cité au deuxième chapitre le tableau de commande nous permet la conduite locale du poste, il est constitué de l'Appareillage de commande, et d'appareils de mesure.

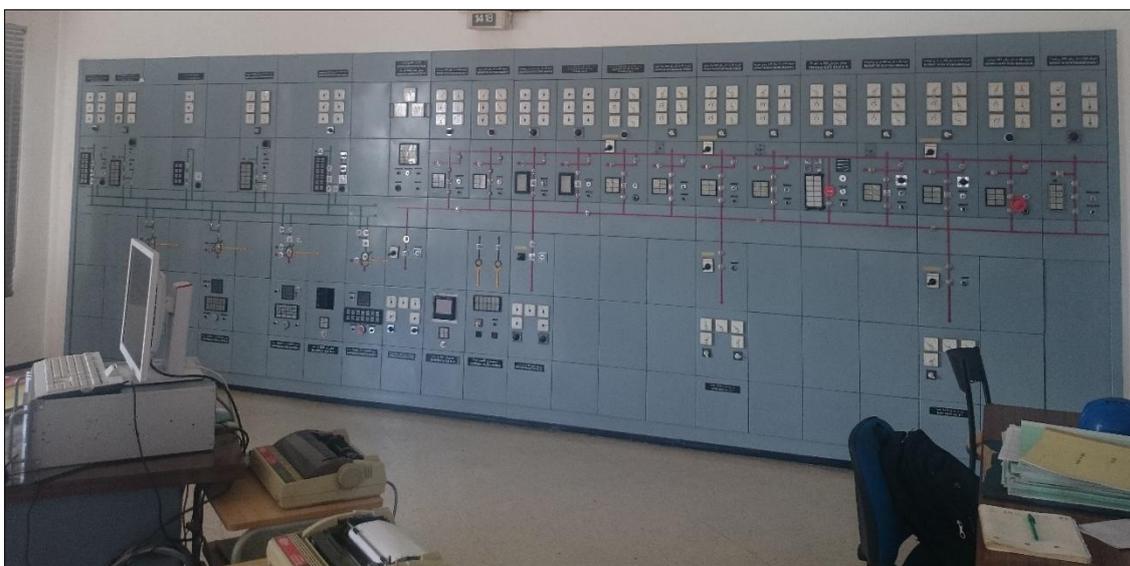


Figure 23: Tableau de commande de LAAWAMER

## 1.2 Tranches électriques

Les tranches électriques dans la salle de relayage de LAAWAMER sont conventionnelles analogiques avec un mélange des protections majoritairement électromécaniques et statiques occupant un espace important.

Par conséquent, la télé conduite n'est pas faisable avec la situation actuelle étant donné que les équipements BT ne sont pas adaptés à la télé conduite.

En addition, les tranches départ HT sont équipées actuellement par une seule protection de distance.

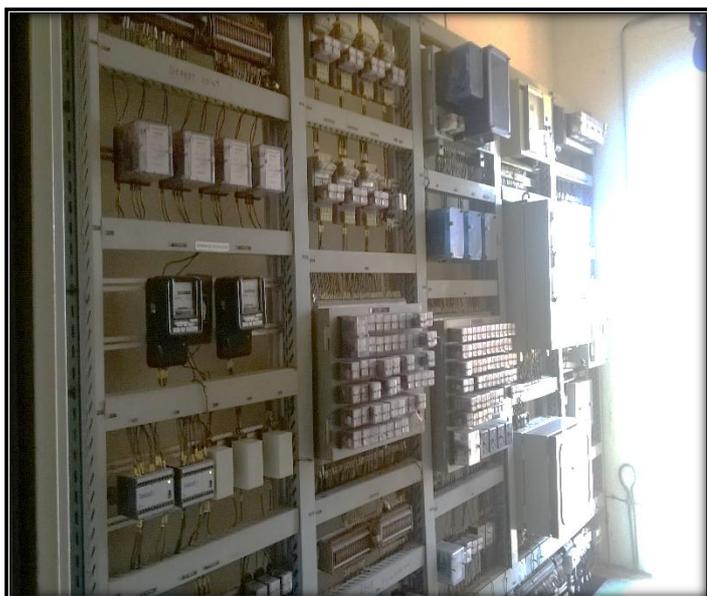


Figure 24:Tranche départ 60KV



Figure 25:Tranche départ  
225KV

## 1.3 Signalisations du consignateur d'état

Cet équipement est chargé de faire l'acquisition de toutes les signalisations de fonctionnement des organes, des protections et automatismes ainsi que des équipements de transmission et de surveillance du poste.

L'armoire du consignateur d'état est généralement installée dans la salle de relayage. Cet équipement est relié à un **PC** et une **imprimante**.

Le pc est lié avec un automate Siemens, cet automate permet de remonter les télésignalisations au dispatching national.

Le consignateur d'état permet une supervision locale du poste via une imprimante (alarme et événements à file de l'eau).



Figure 26: Consignateur d'état & PC et imprimante

### ***1.4 Câblage***

Tous les équipements de protection, d'automatisme, de surveillance et conduite locale du poste sont raccordés en câblage de cuivre autour des interfaces à relais.

On note que les câbles raccordés à l'arrière du tableau de commande sont de types et sections différentes. Les câbles arrivant des circuits de mesure sont de section importante

## **2. Les contraintes du système contrôle commande du poste LAAWAMER :**

### ***2.1 Contrainte liée au matériel :***

Les matériels conventionnels présentent les difficultés suivantes :

- Vétusté ;
- Non fonctionnement de l'équipement à cause du vieillissement ;
- Manque de pièces de rechange ;
- Technologie abandonnée par les constructeurs

### ***2.2 Contrainte liée au milieu***

Les fonctions de protection dans le système conventionnel sont généralement dissociées.

Par conséquent, chaque protection est associée à son propre relais de protection. Et donc le milieu occupé par une seule tranche est énorme et le câblage reste important.

### ***2.3 Contrainte liée à la main d'œuvre***

Les équipements conventionnels, vu leur quantité et leur situation en cascade pour Exécuter une seule fonction, présente des multiples interventions en cas de défaillance. Pour les interventions on trouve que Les protections électromécanique et statique ne permettent pas une souplesse dans les réglages de protections, outre l'absence d'un autocontrôle de l'équipement.

### ***2.4 Contrainte liée au coût :***

Le de consommation des protections statique et électromécanique est généralement élevé, ainsi des additionnels de maintenance, en effet, l'EVP doit se faire annuellement pour les technologies électromécanique et statique. Par contre, la technologie numérique nécessite un EVP chaque deux an après découlement de 4 ans à partir de la mise en service.

Ainsi le système utilisé pour la gestion des ressources humaines est celui de quart (rotation) donc le nombre des responsable à la maintenance et la supervision du poste est énorme ce qui est couteux.

### ***2.5 Contrainte liée à la méthode :***

On remarque que la résolution des boutons est insuffisante qui risque de provoquer des Déclenchements intempetifs, ajoutant une limitation d'utilisation due aux seuils minimaux de réglages possibles.

### ***2.6 Contrainte après l'installation du départ 400 KV***

Il est prévu d'installer un départ de 400 KV totalement numérique, alors que si on garde les mêmes protections on sera obligé d'installer un nouveau poste de conduite dissocié, numérique et indépendant, ce qui présente une contrainte majeur vue les additions résultantes au niveau du matériel et de la main d'œuvre ....

## II. Inventaire du matériel existant dans le poste LAAWAMER :

L'inventaire du matériel dans le poste de LAAWAMER a pour rôle de découvrir les équipements du système contrôle commande, leur nature, quantité, ce qui doit être déposé et ce qui pourra être récupéré.

Le matériel à enlever est choisis selon le critère qu'il est conventionnel analogique et présente une des contraintes cité dans le paragraphe précédent.

Tranche départ 60KV	Matériel existant	Matériel à remplacer
<b>Départ NOUACER 321</b>	Relayage de tranche : ST 195 PX1 : ABB REL670 PW : PSEL 3000 ARS : ARSTS 3	Relayage de tranche : ST 195 ARS : ARSTS 3 PW : PSEL 3000
<b>Départ BERRCHID I 344</b>	Relayage de tranche : ST 195 PX1 : LZ 31 PW : PSEL 3000 ARS: ARSTS 3	Tout le matériel doit être enlevé
<b>Départ CINOUCA I 248</b>	Relayage de tranche : ST 195 PX1 : LZ 31 PW : PSW 163 ARS : ARSTS 3	Tout le matériel doit être enlevé
<b>Départ CINOUCA II 250</b>	Relayage de tranche : ST 195 PX1 : LZ 31 PW : PSW 163 ARS : ARSTS 3	Tout le matériel doit être enlevé
<b>Départ SIDI MAAROUF 240</b>	Relayage de tranche : ST 195 PX1 : LZ 31 PW : PSW 163 ARS : ARSTS 3	Tout le matériel doit être enlevé
<b>Départ OULAD AAZOUZ 206</b>	Relayage de tranche : ST 195 PX1 : LZ 31 PW : PSW 163 ARS : ARSTS	Tout le matériel doit être enlevé
<b>Départ BERRCHID 2 402</b>	Calculateur de tranche : MICOM C264 PX1 : MICOM P442 : F21-1+32N PX2: MICOM P442 : F21-2+ F78+F27	
<b>Départ Comalam II 509</b>	Relayage de tranche (analogique) PX1 D60 : F21-1+F78+ F27 PX2 MICOM P442 : F21-2+32N	Relayage de tranche

<b>Départ ONCF LAASSILAT 117</b>	Relayage de tranche (analogique) PX1 D60 : F21-1+F78+ F27 PX2 MICOM P442 : F21-2+32N	Relayage de tranche
<b>Départ DAOURAT 242</b>	Calculateur de tranche : MICOM C264 PX1 : MICOM P442 : F21-1+32N PX2: MICOM P442 : F21-2+ F78+F27	
<b>Départ Comalam I 508</b>	PX1. : PXL P 3000 PW : PSW 163 Relayage de tranche : ST 195 ARS : ARSTS 3	Tout le matériel doit être enlevé

Tableau 9:inventaire des équipements des tranches départ 60 KV

<b>Tranchetransformateur225/60kv</b>	<b>Matériel existant</b>	<b>Matériel à remplacer</b>
<b>La tranche transformateur N°1 est identique à celle N°2</b>	<p>MAXI<sub>ph</sub> + MAXI<sub>N</sub> SURCHARGE 60KV : 7SJ61( SANS CARTE DE COMMUNICATION) MAXI<sub>ph</sub> + MAXI<sub>N</sub> SURCHARGE 225KV : 7SJ61 MAXI<sub>ph</sub> 11KV : 7SJ61 MAXU 60 KV : SV8 U HOMOPOLAIRE 60 KV : MUH3 U HOMOPOLAIRE 11KV : 6TH4 Défaillances Disjoncteur : 7SS52 Régleur automatique de prise transfo Buchholz + MASSE CUVE + ARRET POMPES : MIT 16 Relayage ST 190 Relayage de ré enclenchement MAXI : MIC 21 (non mise en service) Relais de télécommande Relayage position transformateur Convertisseurs</p>	<p>Régleur automatique de prise transformateur Convertisseurs Relayage position transfo U HOMOPOLAIRE 11KV : 6TH4 U HOMOPOLAIRE 60 KV : MUH3 MAXU 60 KV : SV8 Relayage ST 190 Relayage de ré enclenchement MAXI : MIC 21 (non mise en service)</p>
<b>Tranche transformateur N°3</b>	<p>ID Transformateur : ALSTOM TDT34 Défaillance disjoncteur : 7SS52</p>	<p>ID Transformateur : ALSTOM TDT34 MAXI<sub>ph</sub> + MAXI<sub>n</sub> 60 KV : MICH S2200</p>

	<p>MAXI<sub>ph</sub> + MAXI<sub>n</sub> 60 KV : MICH S2200 MAXI<sub>ph</sub> + MAXI<sub>n</sub> 225 KV : 7SJ61 MAXI+ HOMOPOLAIRE 11 KV : TPT.1-R01-S026 MAXU+ HOMOPOLAIRE 60 KV: TS8H-R01-S025 Régleur automatique transformateur : TART 1.5-S20135 Buchholz + MASSE CUVE + ARRET POMPES : TST 1900 CONVERTISSEURS P, Q Surcharge 60 KV MICH 2222</p>	<p>MAXI+ HOMOPOLAIRE 11 KV : TPT.1-R01-S026 MAXU+ HOMOPOLAIRE 60 KV: TS8H-R01-S025 Régleur automatique transformateur : TART 1.5-S20135 Buchholz + MASSE CUVE + ARRET POMPES : TST 1900 CONVERTISSEURS P, Q Surcharge 60 KV MICH 2222</p>
<b>Tranche transformateur N°4</b>	<p>ID Transformateur : 7UT61 MAXI 225 KV : 7SJ61 MAXI+ MAXU+ U HOMOPOLAIRE+ SURCHARGE 60 KV : 7SJ64 MASSE CUVE+ ARRET POMPE+ Buchholz : 7SJ61 MAXI+ HOMOPOLAIRE : 7SJ62 ID Barres : 7SS52 CALCULATEUR DE TRANCHE : SICAM BC 1703</p>	

Tableau 10:inventaire des équipements des tranches transformateur

Tranche départ 225KV	Matériel existant	Matériel à enlevé
<b>Départ 25-49 OCP Jorf lasfar</b>	<p>Relayage de tranche PX1 : LZ92 PX2 : PXL P 3000 PW : PSW 163 Réenclencher : ARS 1 MAXU : SV8 Convertisseurs P, Q OP : S41N50 Défaillances Disjoncteur : 7SS5</p>	<p>Relayage de tranche PX2 : PXL P 3000 PW : PSW 163 Réenclencher : ARS 1 MAXU : SV8 Convertisseurs P, Q OP : S41N50</p>

<b>Départ 25-131 Jorf lasfar</b>	Calculateur de tranche Siemens SICAM PX1 : SIPROTEC 7SAB12 PX2 + PW : MICOM P 444 ARS + MAXU : 7VK61 SIPROTEC OP : NUM Défaillances Disjoncteur : 7SS52	
<b>Départ DAR BOUAZZA</b>	Calculateur de tranche Siemens SICAM PX1 : SIPROTEC 7SAB12 PX2 + PW : MICOM P 444 ARS + MAXU : 7VK61 SIPROTEC Défaillances Disjoncteur : 7SS52 OP : NUM	

Tableau 11: inventaire des équipements des tranches départs 225KV

Divers Tranche	Matériel existant	Matériel à enlevé
<b>Tranche transfert 60 KV</b>	Relayage de tranche : ST 195 PX1 : LZ 31 PW : PSEL 3000 ARS: ARSTS	Tout le matériel doit être enlevé
<b>Tranche Barres 60 KV</b>	Télé délestage IME ( Maroc – Espagne) Délestage par minimum de fréquence Asservissement, surcharge transformateur D248/ D250 D322/D206 D508/D509 Etat des sectionneurs d'inter barre 60KV Mesure de la tension Barre 60 KV Signalisations fusible TT barre Relayage de tranche ST1810	
<b>Tranche Barres 225 KV (I)</b>	Mesure de la tension barre 225 KV Signalisation de la protection différentielle Barre 225 KV Signalisation des fusibles TT barre Relayage ST0810 Relayage SG 122 Alarme des postes 225 KV 60 KV Signalisation de la présence des polarités 48 V	
<b>Tranche Barrs 225 KV(s)</b>	127 V DC 220 AC Défaut consignateur Masse-batterie Défaillances Disjoncteur : 7SS52 MAXI : SIPROTEC 7SJ62	

	CALCULATEUR DE TRANCHE : SICAM BC 1703 Relayage de tranche service auxiliaire Relayage de tranche générale	
--	---	--

Tableau 12:inventaire des équipements de diverses tranches

## Conclusion

La présentation de l'état actuel du système contrôle commande, nous a amené à extraire des contraintes, ainsi l'inventaire des équipements BT du poste nous a guider vers une nécessité d'adaptation et de modernisation du poste LAAWAMER en numérisant le système de contrôle commande.

# Chapitre 5 : Modernisation et adaptation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER et étude technico-économique

## Introduction

Après l'illustration de l'état actuel du matériel et relever les dites contraintes, dans ce chapitre nous allons proposer des solutions qui concernent la numérisation du poste de LAAWAMER, ensuite nous allons procéder à une étude de choix multicritère pour choisir la solution optimale, après nous allons présenter une évaluation financière et un programme de réalisation de ce projet.

## I. Présentation des variantes

Avant de présenter les trois variantes de la modernisation et adaptation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER, nous allons choisir la topologie et le protocole de communication.

### 1. Le choix de la topologie de communication et protocole utilisé pour la communication

#### 1.1 Avantages et inconvénients des topologies

Topologie	Avantages	Inconvénients
Etoile	<ul style="list-style-type: none"> <li>la précision d'envoi</li> <li>L'ajout facile des postes</li> <li>Diffusion facile</li> <li>la suppression de poste(s) n'affecte pas le fonctionnement du réseau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépend du nœud central (Switch ou hub)</li> <li>Coûteux (nécessite plusieurs câbles)</li> <li>collision</li> </ul>
Anneau	<ul style="list-style-type: none"> <li>Plusieurs transmissions sont possibles</li> <li>Pas de collision puisqu'on parle que lorsque l'on n'est en possession du jeton diffuseur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Disfonctionnement d'un poste celui du réseau</li> <li>Diffusion longue</li> <li>Nombre de machine influençable dans le temps de transmission du de l'information</li> </ul>
Bus	<ul style="list-style-type: none"> <li>Diffusion facile</li> <li>Suppression facile</li> <li>Mise en place facile</li> <li>Coût faible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pas de transfert privé</li> <li>Bus principal trop sensible</li> </ul>

Tableau 13: Topologies de communication

## ***1.2 Conclusion***

D'après la comparaison des trois topologies, on peut dire que chaque topologie présente des avantages et des inconvénients, sauf que la topologie étoile reste largement avantageuse et plus pratique, surtout avec l'intégration de l'architecture double étoile.

## ***1.3 Les protocoles utilisés***

Le protocole CEI 61850 est utilisé pour la communication entre le matériel de protection et les équipements du système. Ce protocole intègre tous les autres protocoles tel que (mod bus, le protocole 60870-5-103....)

C'est ce protocole qui gère l'ensemble des équipements intervenants dans l'architecture du système contrôle commande.

## **2. Présentation de la première variante:**

Cette variante consiste à faire une numérisation totale du système contrôle commande de telle sorte qu'on va placer un nouveau matériel.

### ***2.1 Présentation des différentes tranches***

En se basant sur les plans de protection numérique utilisée dans les postes gérés par l'ONEE, on déduit que, pour chaque tranche, le boîtier des protections associées.

L'architecture de communication utilisée, est double étoile ainsi que la liaison se fait à travers le câble Ethernet RJ45.

Il faut noter que le choix de la liaison Ethernet RJ 45 résulte de la courte distance entre les relais des protections et le calculateur de la tranche associée.

## ***2.2 Présentation de l'architecture générale de la première variante***

Le switch fibre optique raccorde les différentes sorties du calculateur de tranche ;

La fibre optique est un support de transmission caractérisé par sa performance de transmission des données. Et vu que les traitements des données doivent être en temps réel, et la longue distance entre les différents switch et le poste de conduite local, ainsi que la distance entre les postes et les DN est énorme.

Le choix de la liaison entre les différents calculateurs de tranche et le switch, entre les switch et le poste local de conduite et entre le switch et DN, est exigé.

L'architecture générale de cette variante sera représentée dans **l'annexe A1-1**.

## **3. Présentation de la deuxième variante**

Cette variante consiste à se débarrasser du PA, consignateur d'état et tout le matériel qui a la caractéristique conventionnel analogique.

Cependant au niveau de chaque tranche, les boîtiers de protections sont raccordés à un calculateur de tranche, ce dernier est lié à un calculateur général, à son rôle il est lié au poste de conduite local d'un côté, et d'un autre au dispatching national par l'intermédiaire de la fibre optique.

L'architecture générale de cette variante est représentée dans **l'annexe A1-2**

## **4. Présentation de la troisième variante**

Cette variante est une amélioration de l'état actuel du système de contrôle commande, en gardant les protections numériques seulement, et on se débarrassant des protections conventionnelles analogiques et le consignateur d'état.

### ***4.1 Présentation des différentes tranches***

Dans cette variante, chaque tranche doit être traitée séparément ; en se basant sur le plan de protection numérique. Si une tranche est numérique, on étudie la possibilité d'intégrer une carte de communication au niveau du calculateur de tranche sinon on intègre un nouveau calculateur de tranche.

Si la tranche est conventionnelle analogique on relève les relais de protection et on installe une nouvelle tranche numérique.

Si la tranche contient des relais de protection numérique ainsi que d'autres analogiques, on ne garde que les relais de protections numérique et on intègre un calculateur de tranche.

Le support de transmission entre les relais de protection et les calculateurs de tranche ainsi que le câble Ethernet RJ45.

Donc l'architecture des tranches est semblable à celle de la première variante.

L'architecture générale de cette variante est représentée dans **l'annexe A1-3**.

## II. Evaluation financière des solutions et choix de la variante optimale

### 1. Estimation des coûts

Pour évaluer le coût financier de chaque variante, on se réfère aux anciens marchés que l'ONEE à contracté. En plus des bons de commandes passées par des sociétés leader dans le domaine au Maroc comme SPIE Maroc et Siemens SA.

#### 1.1 Variante 1

Le tableau suivant montre les détails des prix de chaque élément de la première variante. Les détails des prix des diverses tranches sont présentés dans l'**annexe A2-2**.

variante	Désignation	prix en DH	prix total de la variante(DH)
1	LES 4 TRANCHES DEPART 225 KV	2 127 600,00	10 910 000,00
	LES 4 TRANCHES transformateurs 225/60 KV	2503 600,00	
	LA TRANCHE BARRES 225 KV	524 900,00	
	LA TRANCHE BARRES 60 KV	524 900,00	
	LES 12 TRANCHES DEPART 60 KV	6382800	
	LA TRANCHE COUPLAGE 225 KV	524 900,00	
	TRANCHE SERVICES AUXILIAIRES	524 900,00	
	12 SWITCH	300 000,00	

Tableau 14:Evaluation financière de la Variante1

#### 1.2 Variante 2

Le tableau suivant montre les détails des prix de chaque élément de la deuxième variante. Les détails des prix des diverses tranches sont présentés dans l'**annexe A2-2 &A2-3**.

variante	Désignation	prix en DH	prix total de la varianteDH
2	LES 4 TRANCHES DEPART 225 KV	1 571 600,00	10 046 900,00
	LES 4 TRANCHES transformateurs 225/60 KV	1887700	
	LA TRANCHE BARRES 225 KV	524 900,00	
	LA TRANCHE BARRES 60 KV	524 900,00	
	LES 12 TRANCHES DEPART 60 KV	3849400	
	LA TRANCHE COUPLAGE 225 KV	524 900,00	
	TRANCHE SERVICES AUXILIAIRES	524 900,00	
	LA TRANCHE GENERALE	638 600,00	

Tableau 15:Evaluation financière de la Variante2

### 1.3 Variante 3

Le tableau suivant montre les détails des prix de chaque élément de la troisième variante. Les détails des prix des diverses tranches sont présentés dans l'annexe A2-2 & A2-3.

variante	Désignation	prix en DH	prix total de la variante DH
3	LES 4 TRANCHES DEPART 225 KV	1 571 600,00	9 408 300,00
	LES 4 TRANCHES transformateurs 225/60 KV	1887700	
	LA TRANCHE BARRES 225 KV	524 900,00	
	LA TRANCHE BARRES 60 KV	524 900,00	
	LES 12 TRANCHES DEPART 60 KV	3849400	
	LA TRANCHE COUPLAGE 225 KV	524 900,00	
	TRANCHE SERVICES AUXILIAIRES	524 900,00	

Tableau 16: Evaluation financière de la Variante 3

## III. Analyse multicritère des variantes de la modernisation et adaptation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER

Pour choisir la meilleure variante à adopter à la numérisation du poste de LAAWAMER, nous allons mener une analyse multicritère des trois variantes.

Pour ce faire, nous avons choisi la méthode TOPSIS. C'est une méthode multicritères qui consiste à choisir la variante qui se rapproche le plus de la variante dite « idéale », et s'éloigne le plus possible de la variante dite « anti-idéale ». La démarche est explicitée dans l'annexe A3.

Suite à une séance de brainstorming avec l'équipe projet tout en se basant sur l'historique des marchés et aussi sur les caractéristiques des équipements numériques, nous avons défini les critères de choix de configurations, leurs poids, les échelles de notation et les scores de chaque critère.

### 1. Définition des critères de choix

Nous avons jugé nécessaire d'inclure les cinq critères suivants dans le choix de la meilleure variante de la modernisation du poste de LAAWAMER :

Critères	Explication
coût	C'est une estimation de chaque variante
Technologie approuvée	C'est un critère de retour d'expérience sur les équipements utilisés dans la variante, ainsi que son existence sur le marché.
Conditions opératoires	C'est un critère qui évalue la sûreté de fonctionnement de la variante étudiée sur ses composantes sécurités, maintenabilité, disponibilité et rapidité des équipements.
Flexibilité	C'est un critère relatif aux équipements utilisés dans chaque variante, afin d'évaluer leurs degrés d'adaptabilité aux contraintes opératoires.

<b>Durée de vie des équipements</b>	C'est un critère de durée de vie des équipements utilisés dans chaque variante.
-------------------------------------	---

Tableau 17: Choix des critères de sélection

## 2. Estimation de poids des critères

Le tableau suivant présente la répartition des poids de la décision sur les différents critères.

Critère	Coût	Technologie approuvée	Condition opératoire	Flexibilité	Durée de vie des équipements
<b>Poids</b>	30 %	15 %	15 %	20 %	20 %

Tableau 18: Les poids des critères

## 3. Echelles de notation

Pour attribuer une notation à chaque critère, nous avons défini des échelles ordinales :

### 3.1 Echelle de coût :

La notation du critère de sera basée sur l'étude des coûts de chaque variante.

### 3.2 Echelle de technologie approuvée :

Score	Critère
1	N'est pas commercialement approuvée
2	Commercialelement approuvée dans différentes industries
3	Commercialelement approuvée dans le domaine de contrôle commande
4	Commercialelement approuvée dans différents postes électriques modernes
5	Commercialelement approuvée dans des postes électriques au Maroc

Tableau 19: Echelle de technologie approuvée

### 3.3 Echelle de condition opératoire :

Score	Critère
1	Condition opératoire dégradée
2	Condition opératoire faible
3	Condition opératoire moyenne
4	Bonne condition opératoire
5	Excellente condition opératoire

Tableau 20: Echelle de condition opératoire

### 3.4 Echelle de flexibilité :

Score	Critère
1	Flexibilité dégradée
2	Flexibilité élémentaire
3	Flexibilité moyenne
4	Bonne flexibilité
5	Excellente flexibilité

Tableau 21: Echelle de condition flexibilité

### 3.5 Echelle de durée de vie des équipements :

La notation du critère de durée de vie des équipements sera basée sur une étude estimative des durées de vie de chaque équipement utilisé dans chaque variante.

## 4. Notation des configurations

Selon les échelles des critères précédemment définis, nous avons attribué des scores à chaque variante selon chaque critère. Le tableau résume les scores attribués.

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
<b>Coût en (DH)</b>	10 910 000	10 046 900	9 408 300
<b>Technologie approuvée</b>	4	3	4
<b>Conditions opératoires</b>	5	4	5
<b>Flexibilité</b>	4	4	4
<b>Durée de vie des équipements</b>	20	13	13

Tableau 22: Tableau d'analyse multicritère

## 5. Sélection de la variante

D'après les scores précédemment attribués, nous obtenons la matrice de décision:

$$E = \begin{bmatrix} 20 & 10910000 & 4 & 5 & 4 \\ 13 & 10046900 & 3 & 4 & 4 \\ 13 & 9408300 & 4 & 5 & 4 \end{bmatrix}$$

Puis, nous obtenons la matrice normalisée :

$$E = \begin{bmatrix} 0.728 & 0.436 & 0.625 & 0.615 & 0.577 \\ 0.485 & 0.462 & 0.469 & 0.492 & 0.577 \\ 0.485 & 0.772 & 0.625 & 0.615 & 0.577 \end{bmatrix}$$

Selon le poids de chaque critère, nous obtenons une matrice pondérée:

$$E = \begin{bmatrix} 0.146 & 0.131 & 0.094 & 0.092 & 0.115 \\ 0.097 & 0.139 & 0.070 & 0.074 & 0.115 \\ 0.097 & 0.232 & 0.094 & 0.092 & 0.115 \end{bmatrix}$$

Les profils  $A^+$  et  $A^-$  :

$A^+$	0,146	0,232	0,070	0,092	0,115
$A^-$	0,097	0,131	0,094	0,074	0,115

Ainsi nous calculons le coefficient de rapprochement de chaque configuration :

$$C_1^+ = 0.336$$

$$C_2^+ = 0.186$$

$$C_3^+ = 0.644$$

Il est clair que le coefficient de rapprochement correspondant à la dernière variante dépasse les autres coefficients.

Le classement des choix de la variante favorise la troisième, puis la deuxième et la première en dernier lieu.

## IV. Evaluation financière programme de réalisation et cahier d'investissement du projet

Cette partie a pour objectif d'illustrer l'évaluation financière de ce projet, ainsi le programme de réalisation, et le dossier d'investissement & cahier des charges final du projet.

### 1. Evaluation financière du projet

Ce projet a suis deux types d'étude qui est en relation avec la partie BT, et d'autre avec la partie HT, cependant le tableau suivant montre le détail de l'évaluation financière du projet :

<b>Evaluation financière de la partie BT</b>	<b>7 947 514 DH</b>
<b>Evaluation financière de la partie HT</b>	<b>9 408 300 DH</b>
<b>Evaluation financière du projet</b>	<b>17 335 814 DH</b>

Tableau 23:Evaluation financière du projet

### 2. Le programme de réalisation du projet

La solution optimale de la modernisation du système de contrôle commande met en situation 8 nouvelles tranches, et 16 tranches seront adaptées. Ainsi la solution qui traite l'aménagement de la puissance coté 60 KV met en situation 3 nouveaux départ : 2 départs 60 KV et un de transfert, avec l'installation de la travée inter barres, cela peut présenter des difficultés en liaison avec la réalisation de ces travaux.

L'objectif est de proposer un chemin optimal afin de contourner ces difficultés. Il est important de noter que le programme de réalisation présenté dans ce paragraphe concerne la remise à niveau de la partie HT et BT du poste de LAAWAMER.

Nous avons pris à titre d'exemple la date de début des travaux sur chantier le 01/10/2016.en prenant en considération que les équipements nécessaires pour la réalisation de ce projet sont disponibles.

Ce programme de réalisation est réalisé par l'outil Microsoft Project et la durée des travaux est de 42 semaines, et les détails de ce programme de réalisation sont présentés dans l'annexe 4.

### 3. Dossier d'investissement et cahier des charges final du projet

Le dossier d'investissement et le cahier des charges final du projet constituent le fruit de cette étude et rassemblent les différents éléments traitées dans le présent rapport.

La version finale du cahier des charges ne sera jointe ni dans ce rapport ni dans les annexes puisqu'il ne représente qu'une reformulation de l'étude effectuée.

Le cahier des charges sera remis automatiquement à la Division Exploitation Transport Casablanca.

## Conclusion

A l'issu de ce chapitre, une présentation des différentes variantes pour la modernisation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER, le calcul des coûts de chaque variante et nous avons utilisé la méthode TOPSIS pour le choix de la solution optimale. Ensuite, une évaluation financière du projet, ainsi une présentation du programme de réalisation pour faire face aux difficultés qui peuvent apparaitre lors de la réalisation.

## Conclusion générale

---

Pour étudier les dysfonctionnements du poste de LAAWAMER nous avons procédé par une analyse des défauts jeu de barres coté 60 KV et la modernisation de contrôle de commande.

Ceci nous a permis de proposer une solution pour pallier aux défauts jeu de barres coté 60 KV et analyser les contraintes liées. Cependant, trois variantes ont été proposées pour la modernisation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER. Pour choisir la solution optimale entre ces trois variantes, nous avons adopté la méthode de décision TOPSIS qui nous a permis de choisir la variante la plus adéquate.

En effet, le programme de réalisation a pris en considération les difficultés susceptibles d'apparaître lors de la réalisation.

D'ailleurs, au terme de cette étude, tous les objectifs de ce projet ont été atteints :

- Présentation du défaut jeu de barres coté 60 KV et analyse des contraintes liées à la solution pour pallier à ce défaut.
- Proposition de la solution finale pour pallier aux contraintes cotées 60 KV.
- Illustration d'une étude comparative entre le système de contrôle commande conventionnel analogique et le système de contrôle de commande numérique.
- Etude de la modernisation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER.
- Présentation de l'état actuel des installations BT du poste de LAAWALER.
- Relevé des contraintes liées et faire l'inventaire des équipements.
- Proposition des solutions et étude technico-économique de ces solutions.
- Elaboration d'un dossier d'investissement et cahier des charges.

Cependant, l'étude de la modernisation du système de contrôle commande du poste de LAAWAMER nous a amené à déduire la nécessité de la numérisation des systèmes de contrôle commande de tous les poste électriques au Maroc.

Et finalement, ce stage a été d'un grand intérêt pour moi dans le parcours de ma formation grâce à différentes missions d'ingénierie qui m'ont été confiées. Il m'a permis d'avoir une image réel sur le domaine d'ingénierie en contrôle commande, de développer et d'enrichir davantage mes connaissances.

J'ai aussi appris que la performance individuelle ne permet pas d'accomplir des grandes choses, contrairement à l'esprit d'équipe et à l'intelligence collective qui mène vers des bons résultats.

## Bibliographie

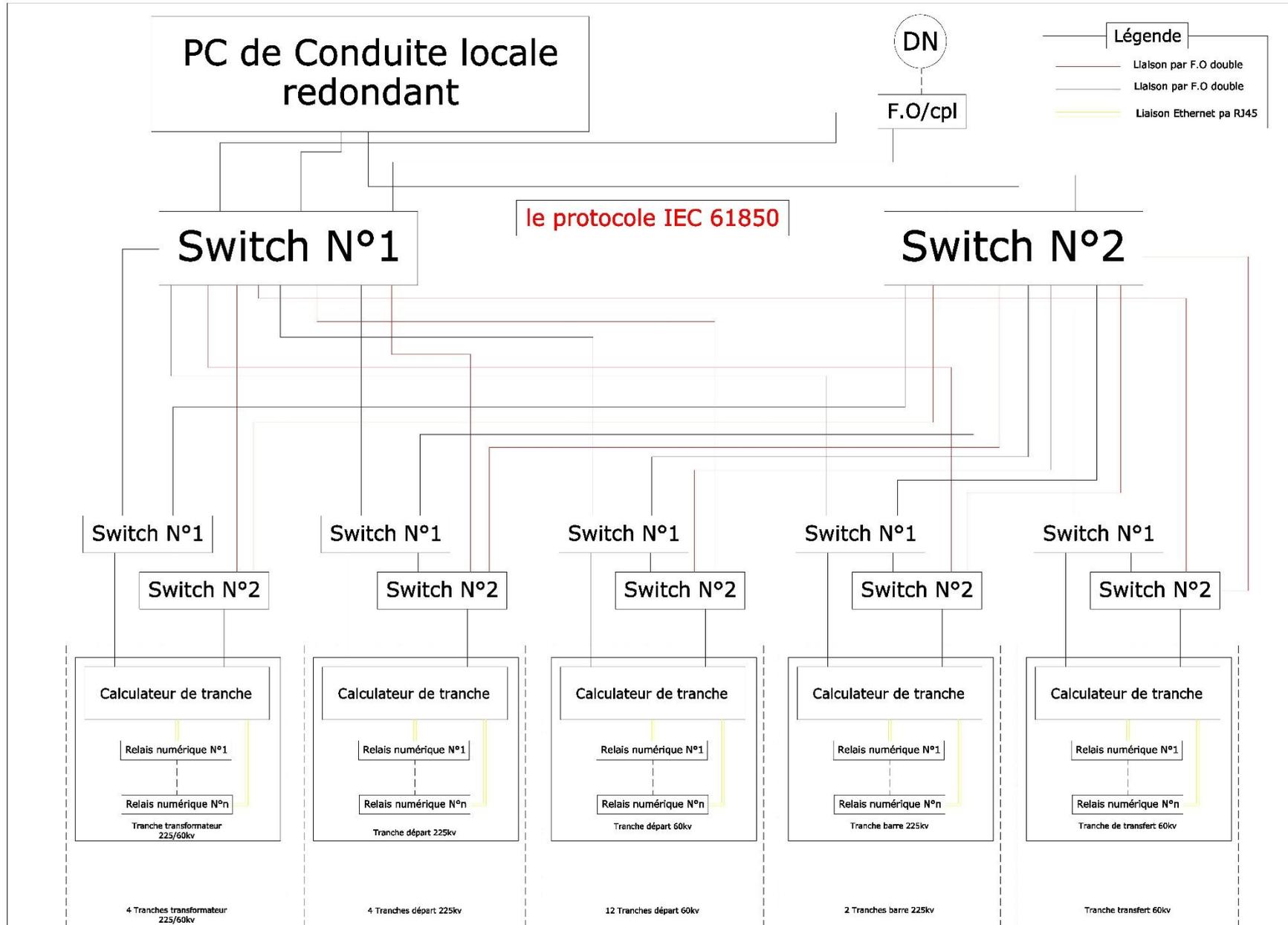
---

- [1] <http://lenergeek.com/2012/02/24/les-differents-niveaux-de-tension-dans-les-reseaux-electriques/>.
- [2] le vocabulaire commission électrotechnique international CEI 60050, Référence : 601-01-02, date de publication: 1985.
- [3] Original document: GB189320069, Référence 20.069, date de publication 1893-11-25.
- [4] Définition CEI : 151-12-30, Référence 151-12-30, date de publication: 2001-07.
- [5] Définition CEI: 441-14-20, Référence 441-14-20, date de publication: 2000-07.
- [6] Référence 441-14-05, date de publication: 2000-07.
- [7] [http://www.schneiderelectric.fr/documents/news/electrical\\_distribution/guideparafoudres.pdf](http://www.schneiderelectric.fr/documents/news/electrical_distribution/guideparafoudres.pdf).
- [8] CEI 60076-1, clause 3.1.1, version 2011.
- [9] le plan de protection réseau électrique 2002 /2010, Division système réseau, PP/06.04.
- [10] rapport : Adaptation et modernisation des postes classiques à base de la technologie Contrôle Commande conventionnelle et l'évolution vers la technologie numérique-cas pratique : poste de TIT MELIL-, Nizar SÂDELLAH ,2014.

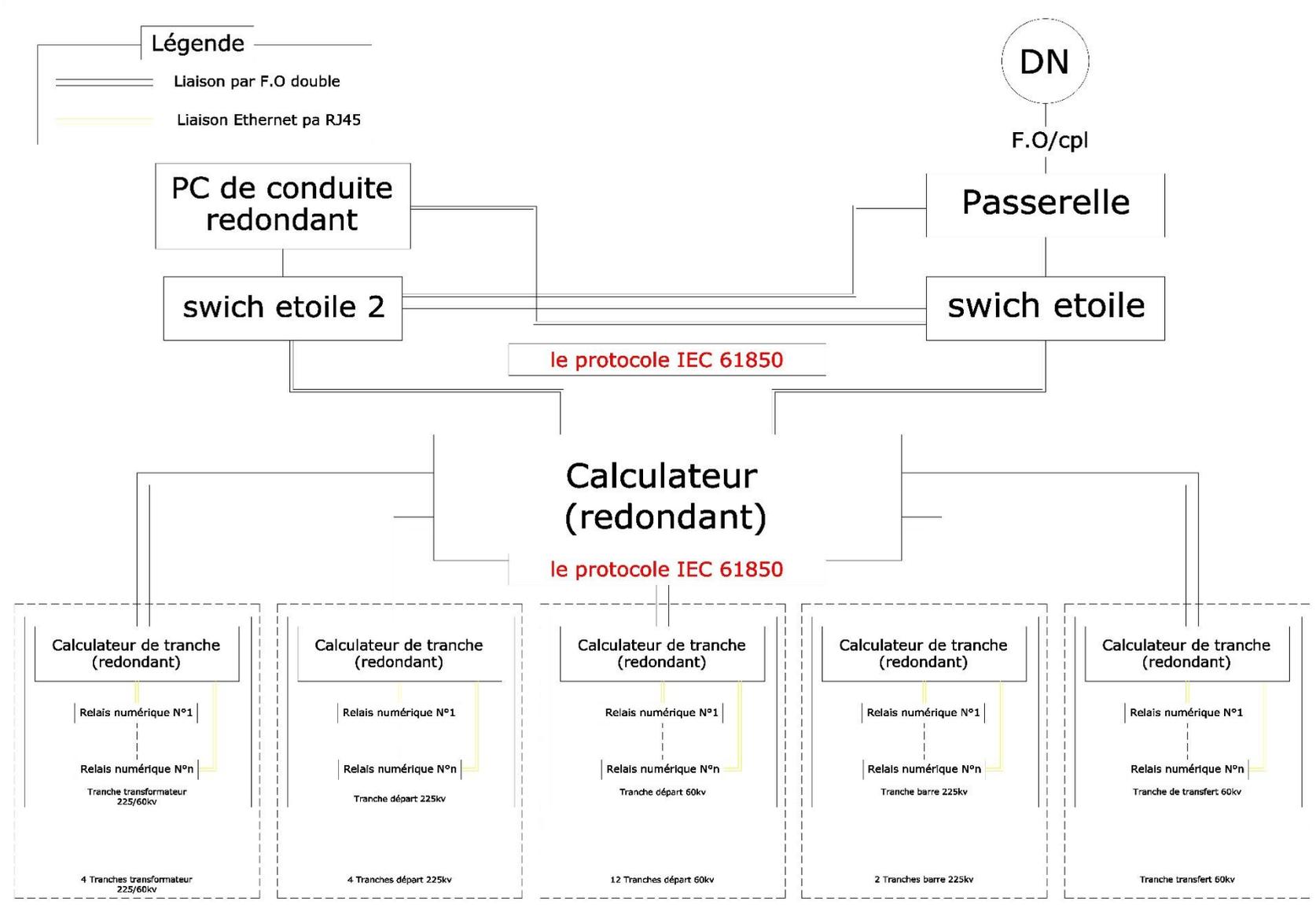
## ANNEXES

---

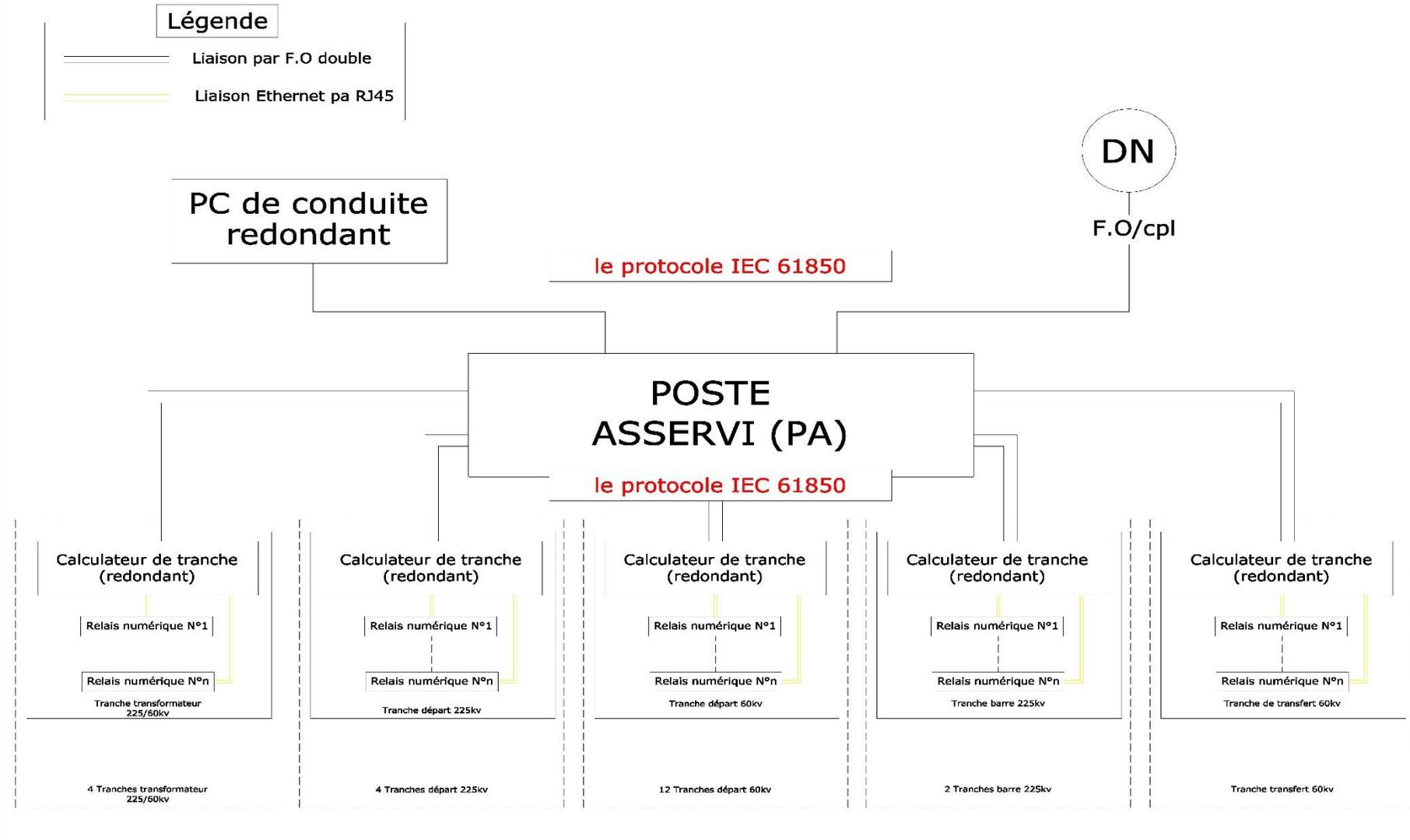
**Annexe N°1 – Figure A1-1**



**Annexe N°1 – Figure A1-2**



**Annexe N°1 – Figure A1**



## Annexe N°2

### Bordereaux des prix travaux d'installation de travée départ 60 KV

2 Travées départ 60 kV			
Désignation	Remarques	Q	Prix (DH)
<b>Fourniture à pied d'œuvre</b>			
<b>Charpentes métalliques</b>			
Charpentes principales			74 598
Charpentes secondaires			31 970
<b>Matériel HT</b>			
Chaines d'isolateurs		3	29 454
Sectionneur tripolaire avec MALT		1	66 340
Combiné de mesure		3	195 039
Disjoncteur tripolaire		1	148601
Sectionneur tripolaire sans malt		2	195 040
<b>Raccords et connexions HT</b>			
Raccords pour appareillage			28 618
Connexions pour appareillage			6 465
<b>Circuit de mise à la terre</b>			
Câble de terre cuivre			25 335
Raccords et accessoires pour la mise à la terre			11 814
<b>Travaux de montage et transport de l'appareillage HT</b>			
Montage et transport BT de la tranche			223 687
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>			
Contrôle, vérifications, essai et mise en service HT			88 458
Estimation de la travée départ 60 kV (DH)			1 125 419,00
Estimation des 2 travées départ 60 kV (DH)			2 250 838,00
Bases d'estimation	Marché N° SR 482376+ Marché N° SR 94747P4 + Devis SPIE Maroc		

### Bordereaux de l'installation de la protection différentielle barres 60 KV

Protection différentielle barres 60 kV			
Désignation	Remarques		Prix (DH)
<b>Equipement BT</b>			
Armoires de relayage + Supports			90 400
Protections, automatismes et contrôle commande complet			1 600 000
Unité centrale		1	
Unité d'acquisition		18	
Câbles BT + Fibre optique + Accessoires			900 000
<b>Travaux de montage et transport de BT</b>			
Montage et transport BT de la tranche			80 000
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>			
Contrôle, vérifications, essai et mise en service BT			234 240
Estimation de Protection Diff. barres 60 kV (DH)			2 904 640,00
Bases d'estimation	Marché N° SR 482376+ Marché N° SR 94747P4 + Devis SPIE Maroc		

### Bordereaux des prix travaux d'installation de travée de transfert 60 KV

Travée de transfert 60 kV			
Désignation	Remarques	Q	Prix (DH)
<b>Fourniture à pied d'œuvre</b>			
<b>Charpentes métalliques</b>			
Charpentes principales			74 598
Charpentes secondaires			31 970
<b>Matériel HT</b>			
Chaines d'isolateurs		3	29 454
Combiné de mesure		3	195 039
Disjoncteur tripolaire		1	148601
Sectionneur tripolaire sans malt		1	97 520
<b>Raccords et connexions HT</b>			
Raccords pour appareillage			28 618
Connexions pour appareillage			6 465
<b>Circuit de mise à la terre</b>			
Câble de terre cuivre			25 335
Raccords et accessoires pour la mise à la terre			11 814
<b>Travaux de montage et transport de l'appareillage HT</b>			
Montage et transport BT de la tranche			<b>223 687</b>
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>			
Contrôle, vérifications, essai et mise en service HT			<b>88 458</b>
<b>Estimation de la travée transfert 60 kV (DH)</b>	<b>961 559,00</b>		
<b>Bases d'estimation</b>	Marché N° SR 482376+ Marché N° SR 94747P4 + Devis SPIE Maroc		

### Bordereaux des prix travaux d'installation de travée inter-barre 60 KV

Travée inter-barre 60 kV			
Désignation	Remarques	Q	Prix (DH)
<b>Fourniture à pied d'œuvre</b>			
<b>Charpentes métalliques</b>			
Charpentes principales			74 598
Charpentes secondaires			31 970
<b>Matériel HT</b>			
Chaines d'isolateurs		3	29 454
Combiné de mesure		3	195 039
Disjoncteur tripolaire		1	148601
Sectionneur tripolaire sans malt		1	97 520
<b>Raccords et connexions HT</b>			
Raccords pour appareillage			28 618
Connexions pour appareillage			6 465
<b>Circuit de mise à la terre</b>			
Câble de terre cuivre			25 335
Raccords et accessoires pour la mise à la terre			11 814
<b>Travaux de montage et transport de l'appareillage HT</b>			
Montage et transport BT de la tranche			<b>223 687</b>
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>			
Contrôle, vérifications, essai et mise en service HT			<b>88 458</b>
<b>Estimation de la travée inter-barres 60 kV (DH)</b>	<b>961 559,00</b>		
<b>Bases d'estimation</b>	Marché N° SR 482376+ Marché N° SR 94747P4 + Devis SPIE Maroc		

### Bordereaux des prix des divers travaux 60 KV

<b>Autres travaux</b>			
Désignation	Remarques	Q	Prix (DH)
<b>Equipements BT</b>			
Etudes détaillées et établissements des schémas			<b>300 000</b>
Dossiers définitifs	Format papier		<b>12 000</b>
Travaux de ripage		<b>10</b>	<b>500 000</b>
Extension des jeux de barres- 8 mètres		<b>6</b>	<b>6 830</b>
Sectionneur inter-barre transfert		<b>1</b>	<b>50 000</b>
<b>Estimation totale (DH)</b>	<b>868 830,00</b>		
<b>Bases d'estimation</b>	Marché N° SR 482376+ Marché N° SR 94747P4 + Devis SPIE Maroc		

### Annexe N°2 – Tableaux A2-2

BORDEREAU DES PRIX POUR LES 4 TRANCHES DEPART 225 KV				
Désignation	Remarques	Q	U	Prix total en (DH)
<b>Equipements BT</b>				
Protections, automatismes et contrôle commande complet		<b>1</b>		<b>400000</b>
Calculateur de tranche				
Synoptique de travée	Intégré dans le calculateur de tranche			
Centrale de mesure	Intégré dans le calculateur de tranche			
Protection de distance N°1 avec Localisateur de défaut et perturbation				
Protection de distance N°1 avec Localisateur de défaut et perturbation	Constructeur différent			
Protection directionnelle à puissance homopolaire	Intégré dans la Protection Distance N°2			
Protection minimum de tension	Intégré dans la Protection Distance N°2			
Protection à manque de tension	Intégré dans la Protection Distance N°2			
Réenclencheur	Intégré dans la Protection Distance N°2			
Contrôle Synchronisme N°1	Intégré dans le calculateur de tranche			
Contrôle Synchronisme N°2	Intégré dans la Protection Distance N°1			
La supervision des circuits de déclenchement	Intégré dans la Protection Distance N°1			
Filerie + Fibre optique			1 FOR	<b>80000</b>
Compteur numérique + Accessoires			1 FOR	<b>7000</b>
<b>Travaux de montage</b>				
Montage BT de la tranche + Renforcement châssis			<b>1</b>	<b>38000</b>
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>				
Contrôle et Vérification BT				<b>4600</b>
Essai et mise en service BT				<b>2300</b>
<b>Estimation totale de la tranche (DH)</b>	<b>531 900,00</b>			
<b>Estimation des 4tranches départ 225 KV (DH)</b>	<b>2 127 600,00</b>			
<b>Bases d'estimation</b>	Marché N° SR 93866 + Marché N° DR 92882P2 + Devis SPIE Maroc			

BORDEREAU DES PRIX POUR LES 4 TRANCHES transformateurs 225/60 KV				
Désignation	Remarques	Q	U	Prix total en (DH)
<b>Equipements BT</b>				
Protections, automatismes et contrôle commande complet				400000
Calculateur de tranche				
Synoptique de travée	Intégré dans le calculateur de tranche			
Centrale de mesure	Intégré dans le calculateur de tranche			
Contrôle de charge				
Protection de surcharge thermique à deux constantes				
Protection Max Courant côté 225 KV à 2 seuils	Intégré dans le contrôle de charge			
Protection Max Courant Neutre 225 KV à 2 seuils	Intégré dans le contrôle de charge			
Protection Max Courant côté 60 KV à 2 seuils	Intégré dans le contrôle de surcharge			
Protection Max Courant Neutre 60 KV à 2 seuils	Intégré dans le contrôle de surcharge			
Protection Max Courant phases 11 KV	Intégré dans le contrôle de charge			
Régulateur de tension				
Protection Masse Cuve	Intégré dans le contrôle de surcharge			
Protection de surtension	Intégré dans le contrôle de surcharge			
Protection Défaillance Disjoncteur				
Protection Différentielle Transformateur				
Protection Voltmétrique homopolaire 11 KV	Intégré dans la Protection Max I phases 11 KV			
Protection Voltmétrique homopolaire 60 KV	Intégré dans la protection de surcharge			
Contrôle Synchronisme N°1	Intégré dans le calculateur de tranche			
Contrôle Synchronisme N°2	Intégré dans la protection de surcharge			
Enregistreur de perturbations				
La supervision des circuits de déclenchement pour 225 KV	Intégré dans le contrôle de charge			
La supervision des circuits de déclenchement pour 60 KV	Intégré dans la protection de surcharge			
Filerie + Fibre optique			1 FOR	80000
Compteur numérique + Accessoires			1 FOR	7000
Armoire de relaying + Support	2 armoires		1 FOR	94000
<b>Travaux de montage</b>				
Montage BT de la tranche			1 FOR	38000
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>				
Contrôle et Vérification BT				4600
Essai et mise en service BT				2300
Estimation totale de la tranche (DH)				625 900,00
Estimation totale des 4 tranches (DH)				2503 600,00
Bases d'estimation				Marché N° SR 93866 + Devis SPIE Maroc

BORDEREAU DES PRIX POUR LA TRANCHE BARRES 225 KV				
Désignation	Remarques	U	Q	prix en DH
<b>Equipements BT</b>				
Protections, automatismes et contrôle commande complet			1 FOR	400000
Filerie + Fibre optique			1 FOR	8000
<b>Travaux de montage</b>				
Montage BT de la tranche + Renforcement châssis			1 FOR	38000
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>				
Contrôle et Vérification BT				
Essai et mise en service BT				
Estimation de la Tranche Barres 225 KV (DH)				524 900,00
Bases d'estimation				Marché N° SR 93866 + Marché N° DR 92882P2 + Devis SPIE Maroc

BORDEREAU DES PRIX POUR LA TRANCHE BARRES 60 KV				
Désignation	Remarques	U	Q	prix en DH
<b>Equipements BT</b>				
Protections, automatismes et contrôle commande complet			1 FOR	400000
Filerie + Fibre optique			1 FOR	8000
<b>Travaux de montage</b>				
Montage BT de la tranche + Renforcement châssis			1 FOR	38000
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>				
Contrôle et Vérification BT				
Essai et mise en service BT				
Estimation de la Tranche Barres 225 KV (DH)	524 900,00			
Bases d'estimation	Marché N° SR 93866 + Marché N° DR 92882P2 + Devis SPIE Maroc			

BORDEREAU DES PRIX POUR LA TRANCHE SERVICES AUXILIAIRES				
Désignation	Remarques	U	Q	prix en DH
<b>Equipements BT</b>				
Automatismes et contrôle commande complet			1 FOR	400000
Calculateur de tranche				
Synoptique de travée				
Filerie + Fibre optique	intégré dans le calculateur de tranche			
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>				
Contrôle et Vérification BT			1 FOR	4600
Essai et mise en service BT			1 FOR	3200
<b>Travaux de montage</b>				
Montage BT de la tranche + Renforcement châssis				38000
Estimation de la Tranche Services Auxiliaires (DH)	524 900,00			
Bases d'estimation	Marché N° SR 93866 + Marché N° DR 92882P2 + Devis SPIE Maroc			

**Annexe N°2 – Tableaux A2-3**

BORDEREAU DES PRIX POUR LES 4 TRANCHES DEPART 225 KV				
Désignation	remarque	Q	U	prix en DH
<b>Equipements BT</b>				
Protections et Automatismes				97000
Centrale de mesure				3000
Protection de distance N°1 avec Localisateur de défaut				3000
Protection de distance N°2 avec Localisateur de défaut	Constructeur différent			3000
Protection directionnelle à puissance homopolaire	Intégré dans la Protection Distance N°1			3000
Protection de Défaillance Disjoncteur				21000
Protection minimum de tension	Intégré dans la protection Distance N°2			
Protection de surtension	Intégré dans la protection Distance N°2			
Protection et automatisme manque de tension	Intégré dans la protection Distance N°2			
Protection de Tension homopolaire	Intégré dans la protection Distance N°2			
Réenclencheur	Intégré dans la protection Distance N°2			
Contrôle Synchronisme N°1	Intégré dans la protection Distance N°2			
Contrôle Synchronisme N°2	Intégré dans la protection Distance N°2			
Enregistreur de perturbations	Intégré dans la protection Distance N°2			
Protection de surcharge thermique				
La supervision des circuits de déclenchement				13000
Boîte d'essai				
Convertisseurs de télémesure				
Filerie + Accessoires + Complément relais auxiliaires				40000
Compteur numérique + Accessoires				47000
<b>Travaux de montage</b>				
Montage BT + Renforcement châssis + Repérage				30000
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>				
Contrôle et Vérification BT				4600
Essai et mise en service BT				2300
<b>Estimation totale de la tranche (DH)</b>	<b>253900</b>			
<b>Estimation totale des 4 tranches de depart 225 KV (DH)</b>	<b>531900*2+277900*2=1571600</b>			

BORDEREAU DES PRIX POUR LES 12TRANCHES DEPART 60 KV				
Désignation	remarques	U	Q	prix total (DH)
<b>Equipements BT</b>				
Protections et automatismes		U	1	33000
Centrale de mesure		U	1	3000
Protection de distance N°1				
Protection de distance N°2 avec Localisateur de défaut et perturbographe		u	1	3000
Protection directionnelle à puissance homopolaire				
Protection minimum de tension				
Protection à manque de tension				
Réenclencheur				
Contrôle Synchronisme				
Boîte de supervision des circuits de déclenchement				
Boîte d'essai				
Convertisseurs de télémesure				
Armoire + Accessoires + Complément relais auxiliaires		U	1	40000
Compteur numérique + Accessoires		U	1	7000
calculateur de tranche			2	10000
<b>Travaux de montage</b>				
Montage BT + Renforcement châssis + Repérage		FOR	1	30000
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>				
Contrôle et Vérification BT		FOR	1	4600
Essai et mise en service BT		FOR	1	3200
Estimation totale de la tranche (DH)	159 500			
Estimation des 12 tranches de départ 60 KV (DH)	$6*531900+2*10000+4*159500=3849400$			

BORDEREAU DES PRIX POUR LES 4 TRANCHES transformateurs 225/60 KV				
Désignation	Remarques	Q	U	Prix total en (DH)
<b>Equipements BT</b>				
Protections, automatismes et contrôle commande complet				400000
Calculateur de tranche				
Synoptique de travée	Intégré dans le calculateur de tranche			
Centrale de mesure	Intégré dans le calculateur de tranche			
Contrôle de charge				
Protection de surcharge thermique à deux constantes				
Protection Max Courant côté 225 KV à 2 seuils	Intégré dans le contrôle de charge			
Protection Max Courant Neutre 225 KV à 2 seuils	Intégré dans le contrôle de charge			
Protection Max Courant côté 60 KV à 2 seuils	Intégré dans le contrôle de surcharge			
Protection Max Courant Neutre 60 KV à 2 seuils	Intégré dans le contrôle de surcharge			
Protection Max Courant phases 11 KV	Intégré dans le contrôle de charge			
Régulateur de tension				
Protection Masse Cuve	Intégré dans le contrôle de surcharge			
Protection de surtension	Intégré dans le contrôle de surcharge			
Protection Défaillance Disjoncteur				
Protection Différentielle Transformateur				
Protection Voltmétrique homopolaire 11 KV	Intégré dans la Protection Max I phases 11 KV			
Protection Voltmétrique homopolaire 60 KV	Intégré dans la protection de surcharge			
Contrôle Synchronisme N°1	Intégré dans le calculateur de tranche			
Contrôle Synchronisme N°2	Intégré dans la protection de surcharge			
Enregistreur de perturbations				
La supervision des circuits de déclenchement pour 225 KV	Intégré dans le contrôle de charge			
La supervision des circuits de déclenchement pour 60 KV	Intégré dans la protection de surcharge			
Filerie + Fibre optique			1 FOR	80000
Compteur numérique + Accessoires			1 FOR	7000
Armoire de relaiage + Support	2 armoires		1 FOR	94000
<b>Travaux de montage</b>				
Montage BT de la tranche			1 FOR	38000
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>				
Contrôle et Vérification BT				4600
Essai et mise en service BT				2300
Estimation totale de la tranche (DH)				625 900,00
estimation totale des 4 la tranches transformateurs 225/60KV (DH)				625900*3+10000=1887700

BORDEREAU DES PRIX POUR LA TRANCHE GENERALE				
Désignation	Remarques	Q	U	prix en DH
<b>Equipement BT</b>				
Armoires de relaiage + Supports			1 FOR	23000
Armoires postes de conduite + Support			1 FOR	23000
Automatisme et contrôle commande complet			1 FOR	34000
Postes de conduite + périphériques			1 FOR	40000
Horloge de précision GPS			1 FOR	11000
Indicateur horaire à synchro par horloge GPS			1 FOR	5700
Filerie + Fibre optique			1 FOR	80000
Station d'ingénierie			1 FOR	17000
<b>Travaux de montage</b>				
Montage BT de la tranche			1 FOR	38000
<b>Contrôle, Vérifications et Essais</b>				
Contrôle et Vérification BT			1 FOR	4600
Essai et mise en service BT			1 FOR	2300
Estimation de la Tranche Générale (DH)				638 600,00
Bases d'estimation	Marché N° SR 93866 + Marché N° DR 92882P2 + Devis SPIE Maroc			

## ANNEXE N°3

**TOPSIS = Technique for Order by Similarity to Ideal Solution**

- Développée par Yoon and Hwang (1981)
- Méthode discrète : **ensemble des actions discret et de cardinalité petite** Approche du critère unique de synthèse:

L'idée fondamentale de TOPSIS est de :

Choisir une solution qui se rapproche le plus possible [Minimise la distance] de la solution idéale, et s'éloigne le plus possible [Maximise la distance] de la solution anti-idéale

### Étapes de la méthode

Soit la matrice de décision

Avec:  $1 \leq i \leq m$  Nombre d'actions

$1 \leq j \leq n$  Nombre de critères (attributs)

$$D = \begin{bmatrix} d_{11} & d_{12} & \dots & d_{1j} & \dots & d_{1n} \\ d_{21} & d_{22} & \dots & d_{2j} & \dots & d_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ d_{i1} & d_{i2} & \dots & d_{ij} & \dots & d_{in} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ d_{m1} & d_{m2} & \dots & d_{mj} & \dots & d_{mn} \end{bmatrix}$$

### Étape 1 : Normalisation

On construit une nouvelle matrice telle que :

$$\forall 1 \leq i \leq m$$

$$\forall 1 \leq j \leq n$$

$$e_{ij} = \frac{d_{ij}}{\sqrt{\sum_{1 \leq i \leq m} d_{ij}^2}}$$

### Étape 2 : Les évaluations pondérées

Soit le vecteur  $w = (w_1, w_2, \dots, w_j, \dots, w_n)$  avec  $w_j$  : Coefficient d'importance relative du critère  $j$  (poids)

On construit une nouvelle matrice  $V = (v_{ij})$  telle que :  $v_{ij} = w_j e_{ij}$

$$V = \begin{bmatrix} v_{11} & v_{12} & \dots & v_{1j} & \dots & v_{1n} \\ v_{21} & v_{22} & \dots & v_{2j} & \dots & v_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ v_{i1} & v_{i2} & \dots & v_{ij} & \dots & v_{in} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ v_{m1} & v_{m2} & \dots & v_{mj} & \dots & v_{mn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} w_1 e_{11} & w_2 e_{12} & \dots & w_j e_{1j} & \dots & w_n e_{1n} \\ w_1 e_{21} & w_2 e_{22} & \dots & w_j e_{2j} & \dots & w_n e_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ w_1 e_{i1} & w_2 e_{i2} & \dots & w_j e_{ij} & \dots & w_n e_{in} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ w_1 e_{m1} & \dots & & w_j e_{mj} & \dots & w_n e_{mn} \end{bmatrix}$$

$$D \rightarrow E \rightarrow V$$

### Étape 3 : Détermination de A+(idéal) et A- (Anti-idéal)

- Le profil Idéal A<sup>+</sup>

$$A^+ = \{ \text{Max}_i (v_{ij}), j \in J1 \mid \text{Min}_i (v_{ij}), j \in J2 \}$$

J1 critère à maximiser

J2 critère à minimiser

$$A^+ = \{u_1^+, u_2^+, \dots, u_n^+\}$$

- Le profil Anti-idéal A<sup>-</sup>

$$A_- = \{ \text{Min}_i (v_{ij}), j \in J1 \mid \text{Max}_i (v_{ij}), j \in J2 \}$$

$$A_- = \{u_{1-}, u_{2-}, \dots, u_{n-}\}$$

$$D \rightarrow E \rightarrow V \rightarrow (A^+, A_-)$$

### Étape 4 : Calcul de la distance euclidienne par rapport aux A+ et A-

$$d(A_i, A^+) = D_i^+ = \sqrt{\sum_j (v_{ij} - u_j^+)^2} \quad \forall i$$

$$d(A_i, A_-) = D_i^- = \sqrt{\sum_j (v_{ij} - u_{j-})^2} \quad \forall i$$

$$D \rightarrow E \rightarrow V \rightarrow (A^+, A_-) \rightarrow (D_i^+, D_i^-)$$

### Étape 5 : Calcul du coefficient de rapprochement à A+

$$C_i^+ = \frac{D_i^-}{D_i^+ + D_i^-} \quad \forall i$$

$$C_i^+ \in [0,1]$$

$$C_i^+ \rightarrow 1 \text{ alors } A_i \rightarrow A^+$$

### Étape 6: Ranger les actions (Ai) en fonction des valeurs décroissantes De C +i.

## ANNEXE N°4

Mode de la tâche	Nom de la tâche	Durée	Début	Fin	Noms ressources
Planifié manuellement	Adaptation de la tranche transformateur N°1 & N°2	1 jour	Sam 08/10/16	Sam 08/10/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la tranche Transformateur N°3	1 jour	Sam 15/10/16	Sam 15/10/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la Tranche Transformateur N° 4	1 jour	Sam 22/10/16	Sam 22/10/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation du départ 60 KV Nouacer 321	1 jour	Sam 29/10/16	Sam 29/10/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Numérisation de la tranche départ 60 KV Berchid 1	1 jour	Sam 05/11/16	Sam 05/11/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Numérisation de la tranche départ 60 KV Cinouca 2	1 jour	Sam 12/11/16	Sam 12/11/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Modernisation des tranches départ 60 KV Oulad Azzouz	1 jour	Sam 19/11/16	Sam 19/11/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la tranche départ 60 Kv ONCF LAASILAT	1 jour	Sam 26/11/16	Dim 27/11/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la Tranche départ 60 KV Comalam 1	1 jour	Sam 03/12/16	Sam 03/12/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la tranche départ 225 KV JORF LASFAR	1 jour	Sam 10/12/16	Sam 10/12/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la tranche départ 225 KV OCP jorf LASFAR	1 jour	Sam 17/12/16	Sam 17/12/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite

Planifié manuellement	Numérisation de la tranche général	1 jour	Sam 24/12/16	Sam 24/12/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la tranche barre 225 KV 1	1 jour	Sam 31/12/16	Sam 31/12/16	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la tranche barre 225 KV 2	1 jour	Sam 07/01/17	Sam 07/01/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	numérisation de la tranche départ 60 KV Berchid II	1 jour	Sam 14/01/17	Sam 14/01/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Numérisation de la tranche Cinouca 1	1 jour	Sam 21/01/17	Sam 21/01/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Numérisation de la tranche Sidi Maarouf	1 jour	Sam 28/01/17	Sam 28/01/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	numérisation de la tranche de transfert 60 KV	1 jour	Sam 04/02/17	Sam 04/02/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Numérisation de la tranche départ 60 KV DAourat	1 jour	Sam 11/02/17	Sam 11/02/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la tranche départ 60 KV DAR bouazza	1 jour	Sam 18/02/17	Sam 18/02/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Numérisation de la tranche départ 60 KV Comalam 2	1 jour	Sam 25/02/17	Sam 25/02/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Adaptation de la tranche départ 225 KV Mediouna	1 jour	Sam 04/03/17	Sam 04/03/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	Réalisation de l'installation des 2 départs 60 KV +transfet	62 jours	Sam 11/03/17	Sam 03/06/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	travaux de ripage du sommet droit	27 jours	Sam 17/06/17	Sam 22/07/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	installation de la travée inter-barre	30 jours	Sam 29/07/17	Jeu 07/09/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite
Planifié manuellement	travaux de ripage pour sommet à gauche	27 jours	Sam 14/10/17	Sam 18/11/17	Entreprise + Equipes CC & télécoms+conduite

