

SOMMAIRE

DEDICACES

REMERCIEMENTS

ABREVIATIONS

INTRODUCTION..... 1

CHAPITRE 1 : PRESENTATION DE L'ORGANISME D'ACCUEIL

I) LYDEC et la gestion déléguée de la distribution.....	2
1) <i>Mission</i>	2
2) <i>Actionnariat</i>	2
3) <i>Objectif de la LYDEC</i>	3
II) Fiche signalétique	4
III) Historique	5
IV) Organigramme de la LYDEC.....	6
V) Présentation de la direction patrimoine.....	7
VI) Les différents services.....	8
VII) Structure du réseau de distribution LYDEC.....	9

CHAPITRE 2 : APERÇU GENERALE SUR LES RESEaux DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE

I) Les architectures de réseaux.....	11
II) Les topologies des réseaux électriques MT.....	12
III) BENCHMARK International	16

CHAPITRE 3 : ETUDE DE L'EXISTANT

I) Postes source HTB /HTA.....	18
II) Postes répartiteurs HTA /HTA.....	20
III) postes de distribution HTA /BT.....	21
1) <i>poste client</i>	21
2) <i>postes de distribution publique</i>	21
3) <i>poste asservi</i>	22
IV) Matériels et outillages.....	22
V) Les câbles HTA.....	28
VI) Les pertes au niveau des transformateurs MT/BT.....	29
VII) Rendement du réseau de distribution	30
VIII) Gestion du réseau de distribution	31
1) <i>la télé-conduite</i>	31
2) <i>la gestion automatique du réseau de distribution</i>	31

Chapitre 4 : ANALYSE DES PROBLEMES DE FP ET DU NOMBRE DE POSTES

I) Analyse fonctionnelle.....	33
II) Effets du nombre de postes.....	35
1) <i>Bref analyse du réseau électrique</i>	35
1.1) <i>Etude Comparative</i>	35
1.2) <i>Répartition de la puissance appelée sur les PDP</i>	3

2) Analyse des postes sous ou surdimensionnés	37
3) Complexité du linéaire de la LYDEC	38
III) Dégradation de facteur de puissance	39
1) Problématique de l'énergie réactive	40
2) Facteur de puissance	40
3) Analyse des harmoniques	41
4) Sensibilité du réseau de distribution au Harmoniques	41

CHAPITRE 5 : ETUDE DES SOLUTIONS PROPOSEES

I) Compensation de l'énergie réactive	43
1) Analyse QQQQCP	43
2) Puissance à compenser	45
3) Choix de compensation	46
4) Intérêt de la compensation automatique	47
5) Dimensionnement des condensateurs	49
6) Pollution des harmoniques	51
7) Les solutions de Schneider Electric	54
7.1) Choix des condensateurs	54
7.2) Gain technique en puissance appelée	55
II) Effets du nombre de postes proches	55
1) Aperçu Général Sur Le Logiciel ARCGIS	55
2) Critères de choix de la distance minimale entre deux PDP	56
3) Requête spatiale des postes à supprimer	57
4) Les postes sou/surdimensionnés	58
5) Les paires de postes à charge normale	60
6) Gain en stock	61

CHAPITRE 6 : APPROCHE TECHNICO-ECONOMIQUE

I) Etude technico- économique des solutions proposées	62
1) Solution N°1 : Installation des batteries de condensateurs	62
2) Retour sur investissement	69
3) Solution N°2 : Suppression d'excès du nombre de postes DP	70
4) Le gain en pertes Joules	70
5) Le gain en pertes Fer	71
6) Gain total	72
CONCLUSION GENERALE	74

Introduction

L'évolution de l'industrie marocaine, la croissance démographique et l'urbanisation sont tous des facteurs importants induisant l'augmentation de la demande en énergie électrique.

Pour répondre à cette demande excessive, la LYDEC a pour objectif d'assurer le bon fonctionnement du réseau qu'elle contrôle tout en assurant une bonne qualité et continuité de service, et en suivant la croissance de la demande et les pertes qu'elle engendre.

Dans cette perspective, la Direction Exploitation Electricité nous a confié la mission d'amélioration du rendement de réseau électrique HTA.

Sachant que les actions visant ces améliorations ne doivent pas être conçues indépendamment, mais doivent faire partie d'une vision globale pour l'optimisation des choix d'investissement tout en assurant une bonne qualité de service.

C'est dans ce cadre que s'inscrit ce projet. Il a pour objet l'optimisation des pertes techniques dans le réseau de distribution HTA par une diminution des transites en puissance réactive à l'aide du choix des batteries de compensation convenables, ainsi qu'une diminution du nombre des postes de distribution publique afin d'économiser l'énergie électrique en minimisant les pertes.

Dans le premier chapitre de ce rapport nous présenterons l'organisme d'accueil, notamment les informations d'ordre général relatives à la société, sa structure, son implantation et son organisation.

Dans le deuxième chapitre nous donnerons un aperçu général sur les réseaux de distribution électrique.

Le troisième chapitre élabore une étude du patrimoine existant à LYDEC, tel que le hardware : types de postes, câbles HTA, matériels et outillages, transformateurs HTA/BT et le software : la gestion et le contrôle à distance du réseau de distribution HTA.

Au quatrième chapitre, une analyse des problèmes de non-conformité et des anomalies en se basant sur des données réelles des facteurs de puissance et du nombre de PDP, ainsi que l'optimisation du linéaire.

Au cinquième chapitre, nous effectuerons une étude détaillée des solutions proposées

Enfin, le dernier chapitre abordera une étude technico-économique élaborée pour évaluer l'étude réalisée.

Chapitre 1 :



Présentation de l'organisme d'accueil



I. LYDEC et la gestion déléguée de la distribution

1) Mission :

LYDEC assure depuis le 1er août 1997, la gestion déléguée pour la distribution de l'électricité, de l'eau et du service de l'assainissement liquide sur les territoires des Communes Urbaines de CASABLANCA, MOHAMMEDIA et AIN HARROUDA et sur un certain nombre de communes rurales. Les modalités d'application de la gestion déléguée sont spécifiées dans le contrat de gestion déléguée, ainsi que ses avenants, signé entre l'autorité délégante, l'autorité de tutelle et le délégataire.

Avec la signature de l'avenant au contrat de gestion déléguée, le 11 mai 2009, l'éclairage public est devenu le 4ème métier de LYDEC sur tout le territoire de la gestion déléguée à l'exception des zones alimentées par l'ONE.

2) Actionnariat :

La LYDEC est détenue par trois actionnaires principaux, le reste est flottant sur la bourse. En effet, elle est détenue en pourcentage par :

- SUEZ ENVIRONNEMENT (51%) : a centré son développement prioritairement autour de métiers de l'eau et la propreté.

- FIPAR HOLDING (19.75%) : est une filiale du premier investisseur institutionnel du royaume.

- RMA WATANIYA (15%) : première compagnie d'assurance du Maroc, née de la fusion des deux compagnies RMA et Al Watanya, occupant la première place sur le marché marocain avec plus de 23% des parts.

- Actions en bourse (14.25%) : LYDEC a été introduite avec succès à la Bourse de Casablanca le 18 juillet 2005. 1919 collaborateurs de l'entreprise ont participé à cette introduction en bourse.

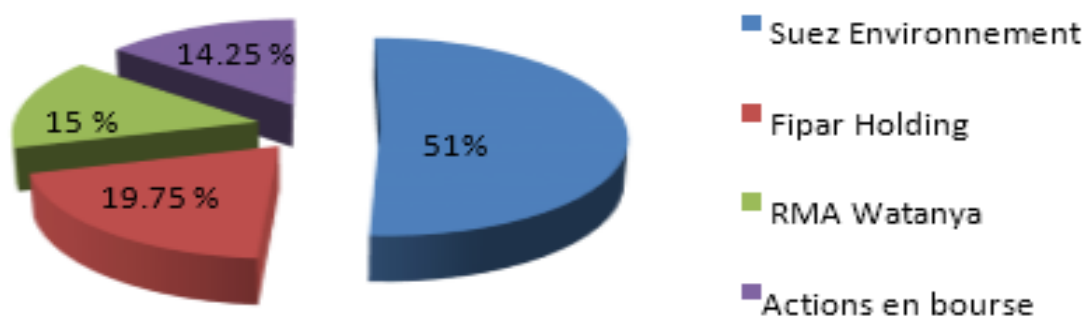


Figure 1.1: Actionnaires de LYDEC

3) Objectifs de la LYDEC :

Objectif 1 : Améliorer la Visibilité et l'image de LYDEC

- Améliorer la relation clients, basée sur des engagements de services actualisés et partagés.
- Améliorer la qualité des travaux et des interventions.
- Augmenter la présence des managers sur le terrain, et leur efficacité.

Objectif 2 : Améliorer la performance et l'efficacité

- Adapter l'organisation pour améliorer les services, le mode de management et l'efficacité opérationnelle.
- Augmenter le rendement des réseaux

Objectif 3 : Réussir la montée en puissance du 4ème métier de LYDEC : l'éclairage public

- Réussir la décentralisation pour plus d'efficacité et de proximité.
- Obtenir la certification ISO 9001 pour l'éclairage public.
- Réaliser des investissements visibles (points noirs, sécurité...).

Objectif 4 : Développer et promouvoir la politique du développement durable

- Mettre en œuvre les éco gestes : maîtrise des autoconsommations et préservation de la ressource, réduction des déchets (carburant, papier...).
- Respect du budget (maîtrise des charges d'exploitation y compris masse salariale).

II. Fiche technique de l'Entreprise :

Le tableau suivant représente la fiche technique de la société LYDEC

Siège social	48 rue Mohammed DIOURI Casablanca
Forme juridique	Société anonyme
Capital	5.200.000.000 DH
Effectifs à LYDEC	3500 personnes
Effectifs à la DEE	199 personnes
Registre de commerce	80617
Identité fiscale	01085706
Patente	32 400 265
Directeur Général	Jean PASCAL DARRIET
Directeur de la DEE et EP	Christophe ROSSO
Tel service	0523 31 13 00
Tel service dépannage	0523 31 20 20
Fax	05 22 54 98 07
Adresse site web	www.lydec.ma
Activités	Electricité73%, Eau20%, Assainissement 7%

Tableau 1.1: Fiche signalétique de la LYDEC

III. Historique :

Par une délibération du Conseil de la Communauté Urbaine de Casablanca, adoptée à l'unanimité le 15 avril 1997, la Lyonnaise des Eaux de Casablanca (LYDEC) s'est vu confier la gestion déléguée de la distribution d'électricité, d'eau potable et du service d'assainissement liquide sur le territoire des communes urbaines de Casablanca, Mohammedia et Aïn Harrouda et de certaines communes rurales.

La LYDEC assure ses activités au sein du périmètre délégué depuis le 1er Août 1997. Le tableau le suivant récapitule les principales étapes de développement de la Lyonnaise des Eaux de Casablanca depuis sa création :

le tableau 1.2 signale les étapes importantes dans l'histoire de la LYDEC

1995	Création de Lydec, filiale du groupe Suez.
1997	Signature en avril du contrat de gestion déléguée par l'Autorité Délégante, l'Autorité de Tutelle (Ministère de l'Intérieur) et Lydec (le Délégué). Début des activités en août.
2003	Le périmètre de la gestion déléguée inclut les Communes urbaines de Casablanca, Mohammedia et Aïn Harrouda, ainsi que 12 communes périphériques.
2005	Introduction en bourse.
2009	Signature d'un avenant au contrat de gestion déléguée par l'Autorité Délégante, l'Autorité de Tutelle (Ministère de l'Intérieur) et Lydec (le Délégué), qui concrétise et finalise la première révision du contrat (2006-2009). Intégration de la gestion de l'éclairage public, qui devient le 4 ^e métier de Lydec.
2010	Emprunt obligataire d'un montant de 1,2 milliard de dirhams pour le financement du programme d'investissement.
2013	Mise en place des engagements de service grand public

Tableau 1.2 : Dates clef de la LYDEC

IV. Organigramme de la LYDEC :

L'organigramme suivant illustre la hiérarchie des responsabilités aussi que les différentes directions de l'entreprise y compris celle du patrimoine, cadre de notre projet :

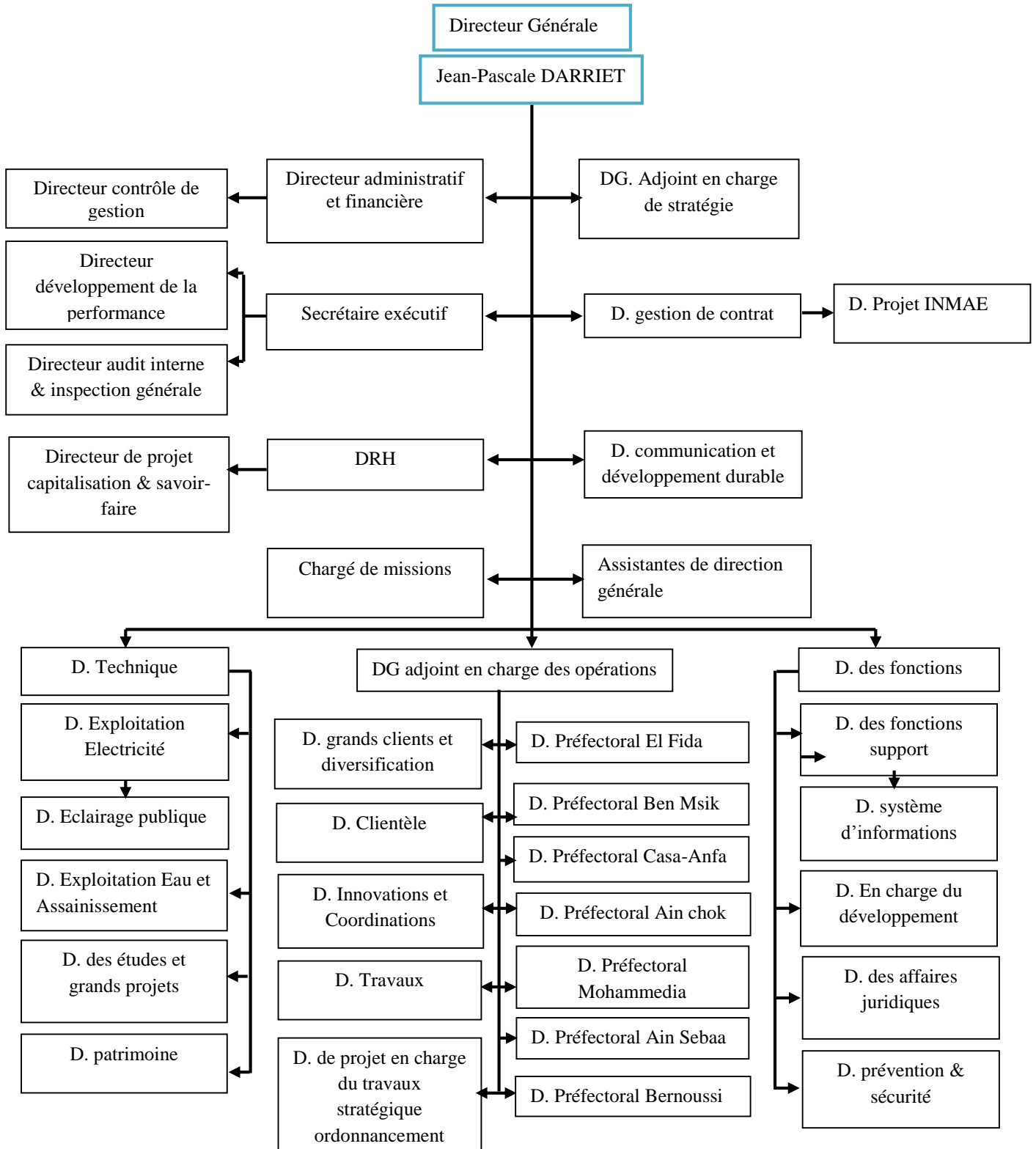


Figure 1.2 : Organigramme général de LYDEC

Le tableau suivant montre le chiffre d'affaires en MDh à fin Décembre 2011 pour les trois secteurs : l'assainissement, l'eau potable et l'électricité :

	Variation			
	2014	2015	%	MDH
Chiffre d'affaires Electricité	4 088	4 383	7,2%	295
Chiffre d'affaires Eau	1 172	1 253	6,9%	81
Chiffre d'affaires Assainissement	345	352	2,2%	8
Chiffre d'affaires fluides	5 605	5 988	6,8%	383
Chiffre d'affaires travaux & autres recettes	1 222	946	-22,6%	-276
Chiffre d'affaires global	6 827	6 934	1,6%	107

Tableau 1.3: Chiffres d'affaires de la LYDEC

V. Présentation de la direction patrimoine :

1) Mission :

La Direction Patrimoine a pour mission d'assurer une gestion durable, et mettre également en œuvre des travaux de maintenance et de réhabilitation nécessaire, elle vise à renforcer la connaissance des particularités et de l'état des ouvrages, afin de hiérarchiser les actions permettant de garantir leurs performances tout en optimisant les dépenses.

Le périmètre d'intervention de la direction patrimoine concerne les 4 métiers Eau, Assainissement, Electricité et Éclairage public, et s'étend sur l'ensemble du périmètre de la gestion déléguée de LYDEC.

2) Organigramme fonctionnel :

La Direction Patrimoine s'organise autour de 5 unités :

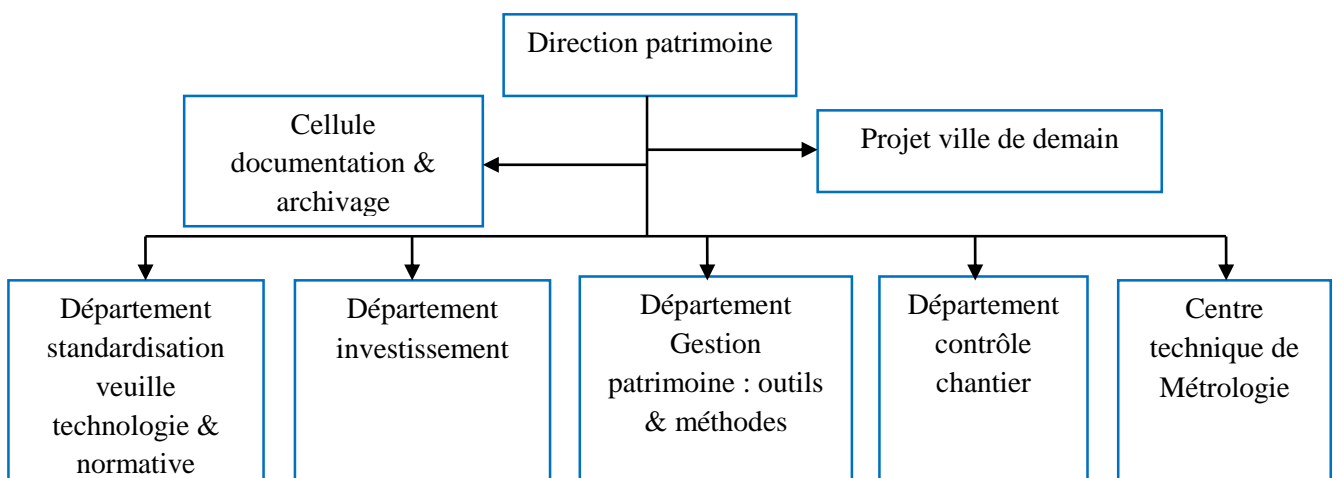


Figure 1.3 : Organigramme de la direction patrimoine

VI. Les différents services de l'entreprise :

1) Service Clientèle :

Le service est composé de :

Chef de service

Chef de section : Encaissement Recouvrement Contentieux



2 chefs de zone et agents (encaisseurs et coupeurs)

Chef de section : Relève facturation



2 chefs de zone et agents (releveurs)

Chef de section : Accueil Contrat Clientèle

2) Service Exploitation d'Eau et d'Assainissement :

Le service DEEA composé d'un chef de service et des chefs de section (assainissement, eau et support, travaux eau et assainissement)

C'est un service des interventions :

- Intervention urgence
- Intervention travaux
- Intervention maintenance et Entretien

3) Service Exploitation Electricité :

Ce service Composé d'un chef de service, d'un agent support, de deux chefs de section (maintenance électricité et travaux électricité) et des opérateurs électricité.

Il a des objectifs à réaliser :

Développement de l'infrastructure du réseau.

Amélioration de la qualité de service.

Augmentation du ratio de rendement électrique.

Eclairage public.

4) Cellule Ordonnancement :

Cette cellule composée d'un chef de la cellule et des agents ordonnanceurs, la mission principale de cette cellule qui traitent le dispatching des réclamations clients (fuite, coupure d'eau/d'électricité, inondation...).

VII. Structure du réseau de distribution LYDEC

Organigramme DEE : La Direction de l'exploitation d'électricité (D.E.E) se charge des tâches ayant des enjeux pesants économiquement et techniquement. Les missions de cette direction commencent par le transport de l'énergie en HTB, achetée à l'office national de l'électricité, ensuite la transformation et l'adaptation aux besoins, enfin la livraison aux différents abonnés.

La direction déploie des efforts afin de :

- Anticiper les besoins en puissance de la région de Casablanca et Mohammedia ;
- Améliorer la qualité du service auprès de ses clients ;
- Accroître le rendement du réseau.
- Elle est dotée de la structure suivante :

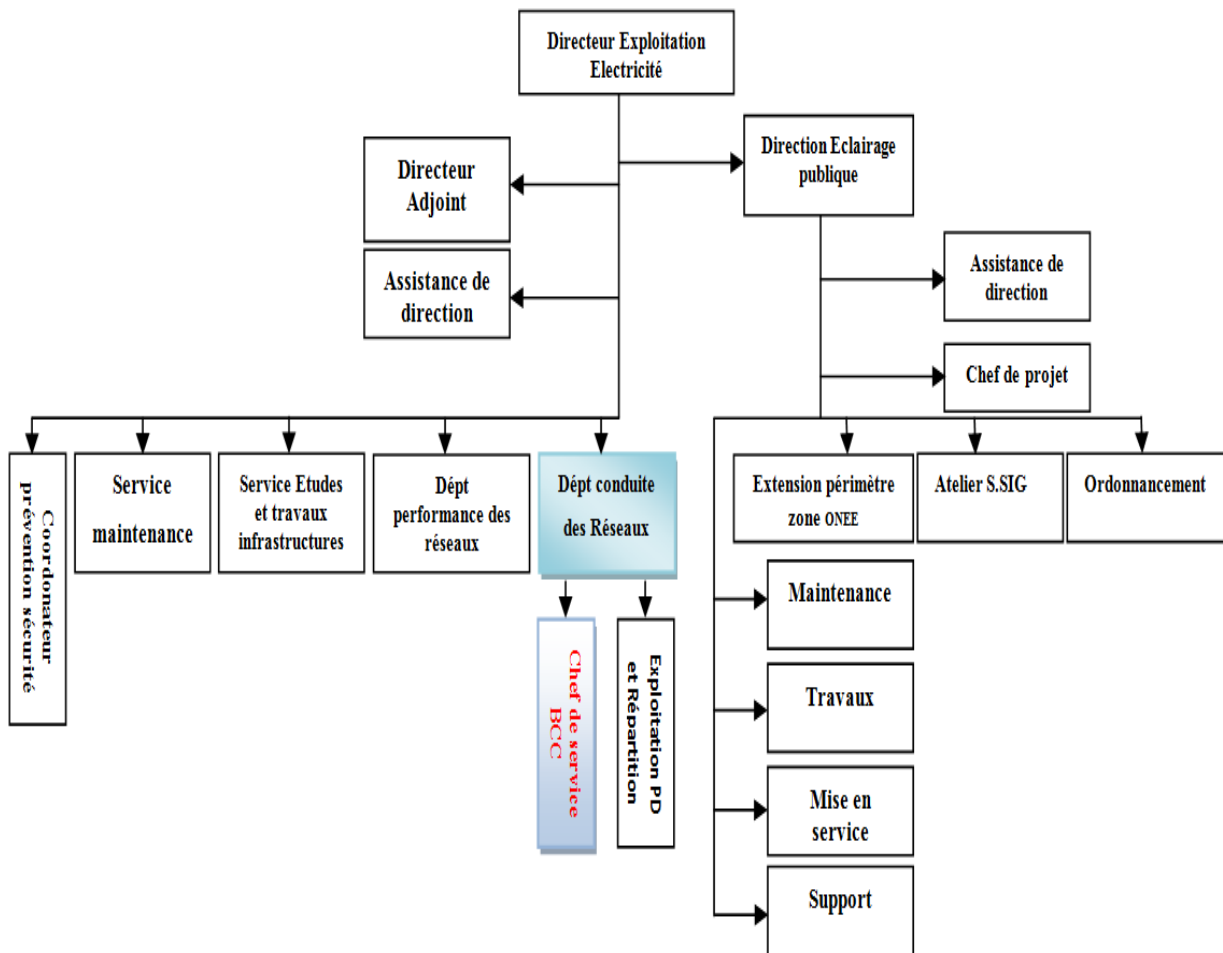



Figure 1.4 : Structure de la DEE

 **Le réseau de distribution de la LYDEC comprend 10 Postes HTB/HTA. Chaque arrivée, départ ou couplage est équipée d'une protection numérique.**

Dans les zones rurales et semi rurales, les réseaux HTA, essentiellement aériens, sont à structure arborescente. Des automates de réseaux sont installés afin de scinder ou d'isoler des tronçons de réseaux en défauts et d'assurer le bouclage éventuel avec les réseaux limitrophes. La valeur normalisée pour la tension est 20 kV pour les réseaux HTA.

Tous ces réseaux sont alimentés à partir du transport par des postes sources HTB/HTA, généralement, 225,60kV/HTA.

Le système de télé conduite des réseaux HTA de la LYDEC est structuré autour de son bureau central de conduite (BCC):

Bureau Centrale de Conduite :

Le système de télé conduite est basé sur un mode de fonctionnement partiellement décentralisé :

Le bureau central de conduite (BCC), où nous avons effectué notre stage de fin d'étude, est chargé de recevoir et traiter les informations des stations terminales des réseaux urbains, exploitées par quatre directions régionales.


A partir du bureau central de conduite (BCC) on peut gérer tous le réseau moyen tension de la LYDEC.


Chapitre 2 :

Aperçu général sur les réseaux de distribution

électrique

I. Les architectures de réseaux :

 L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT.

 La nouvelle norme en vigueur en France UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme montre le tableau 2.1 :

HTB	pour une tension composée supérieure à 50 kV
HTA	pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
BTB	pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
BTA	pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
TBT	pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

Tableau 2.1 : Les différents niveaux de tension

Structure générale d'un réseau privé de distribution

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau privé de distribution comporte (*figure 2.1*) :

Un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé de :

- ⇒ Un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection
- ⇒ Une source de production interne
- ⇒ Un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA
- ⇒ Un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres
- ⇒ Un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes *HTA/BT*
- ⇒ Des récepteurs HTA
- ⇒ Des transformateurs HTA / BT
- ⇒ Des tableaux et des réseaux basse tension
- ⇒ Des récepteurs BT.

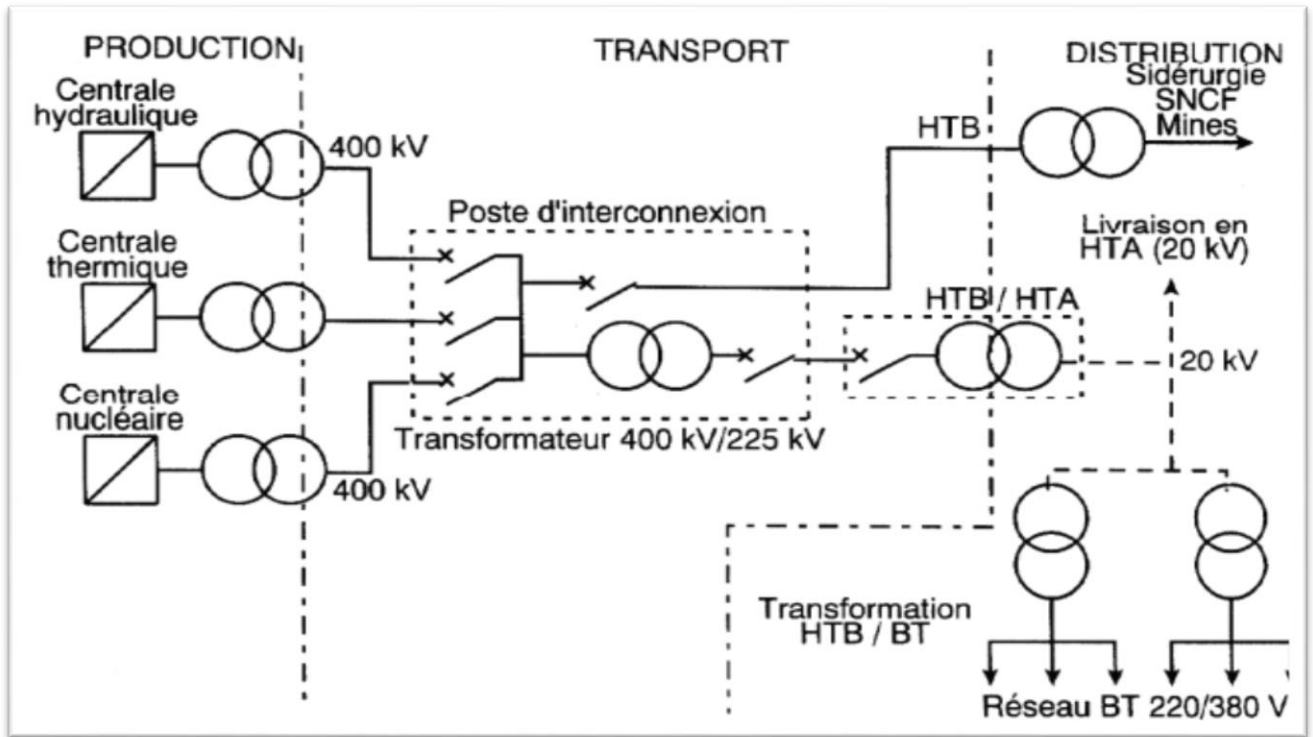


Figure 2.1 : structure d'un réseau de distribution

II. Les topologies des réseaux électriques HTA:

Par topologie d'un réseau électrique il faut comprendre l'ensemble des principes (schéma, protection, mode d'exploitation) utilisés pour véhiculer l'énergie électrique en distribution publique.

Dans la pratique, pour un distributeur, définir une topologie revient à fixer un certain nombre d'éléments physiques en tenant compte de critères liés à des objectifs visés et/ou à des contraintes techniques. Ces éléments étant fortement corrélés entre eux, le choix d'une topologie est toujours le résultat de compromis technico-économique.

1) Critères de choix d'une topologie par le BENCHMARK INTERNATIONAL

Le choix d'une topologie répond à des objectifs :

- Assurer la sécurité des personnes et des biens.
- Obtenir un niveau de qualité de service fixé.
- Assurer le résultat économique souhaité.

Mais il doit aussi se soumettre à des impératifs :

- être en adéquation avec la densité d'habitat et/ou de consommation, aussi appelée densité de charge qui joue un rôle de plus en plus prépondérant.

Exprimée en MVA/km², cette densité permet d'appréhender les différentes zones géographiques de consommation en termes de concentration de charge.

Une des segmentations utilisées par certains distributeurs Leaders (ERDF) consiste à définir deux types de zone de consommation :

- zone à faible densité de charge : < 1 MVA/km²,
- zone à forte densité de charge :> 5 MVA/km².

2) Éléments dépendants de la topologie choisie

Le choix d'une topologie fixe les principaux éléments de conception d'une distribution, à savoir :

- les puissances appelées et la valeur maximale des courants de défaut à la terre
- la (ou les) tension de service
- La tenue aux surtensions et la coordination des isolements, ainsi que les protections contre les surtensions d'origine atmosphérique,
- le (ou les) schéma des liaisons à la terre, ainsi que le nombre de fils distribués,
- la longueur maximale des départs (quelques dizaines de kilomètres en MT),
- le type de distribution : aérien ou souterrain.
- le type d'exploitation : manuelle, automatique, télé conduite.

2.1) Les différents schémas de réseaux MT

Le choix des schémas est important pour un pays : en particulier pour les réseaux MT car ils sont très longs.

Plusieurs topologies existent :

- topologie boucle fermée, de type maillé.
- topologie boucle ouverte, de type maillé simplifié,
- topologie boucle ouverte,
- topologie radiale.

Bien qu'aucune ne soit «normalisée» en MT, les distributeurs s'appuient sur deux topologies de base : radiale et boucle ouverte.

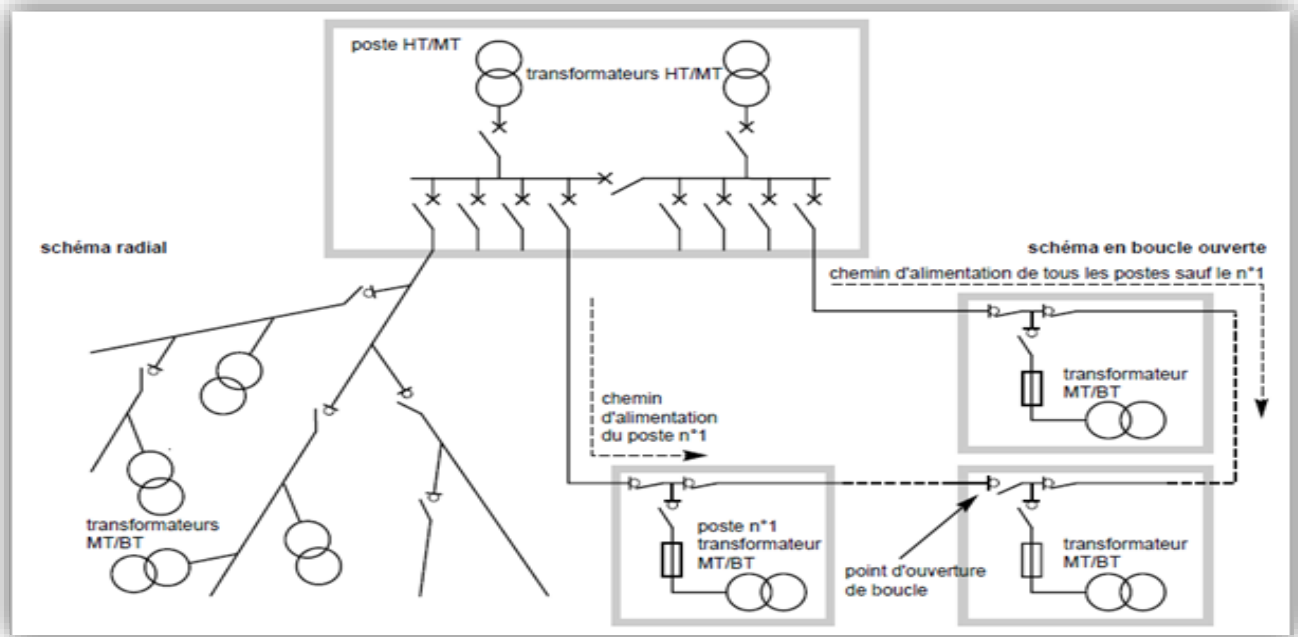
Schéma radial

Figure 2.2 : Schéma radial

Ce schéma est aussi appelé en antenne.

Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimenté que par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent.

Cette arborescence se déroule à partir des points d'alimentation, qui sont constitués par les postes de distribution publique HTB/HTA ou HTA/HTA (répartition).

Ce schéma est particulièrement utilisé pour la distribution de la MT en milieu rural. En effet il permet facilement, et à un moindre coût, d'accéder à des points de consommation de faible densité de charge ($\gg 10$ kVA) et largement répartis géographiquement ($\gg 100$ km²).

Schéma boucle ouverte

Il est aussi appelé coupure d'artère. Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur cette structure peut être alimenté par deux chemins électriques possibles, sachant qu'en permanence seul un de ces deux chemins est effectif, le secours étant réalisé par cette possibilité de bouclage. Dans un tel schéma, il y a toujours un point d'ouverture dans la boucle « un PS », (d'où le nom de boucle ouverte aussi utilisé pour cette solution), ce qui revient à un fonctionnement équivalent à deux antennes.

□ Raccordement sur une boucle ouverte (coupure d'artère).

L'alimentation du poste est insérée en série sur la ligne du réseau de distribution moyenne tension en boucle et permet le passage du courant de la ligne via un jeu de barres. Ce schéma permet à l'utilisateur de bénéficier d'une alimentation fiable à partir de 2 départs MT, ce qui limite les temps d'interruption en cas de défaut ou de travaux sur le réseau du distributeur.

Schéma maillé

Le schéma suivant montre la structure d'un réseau maillé

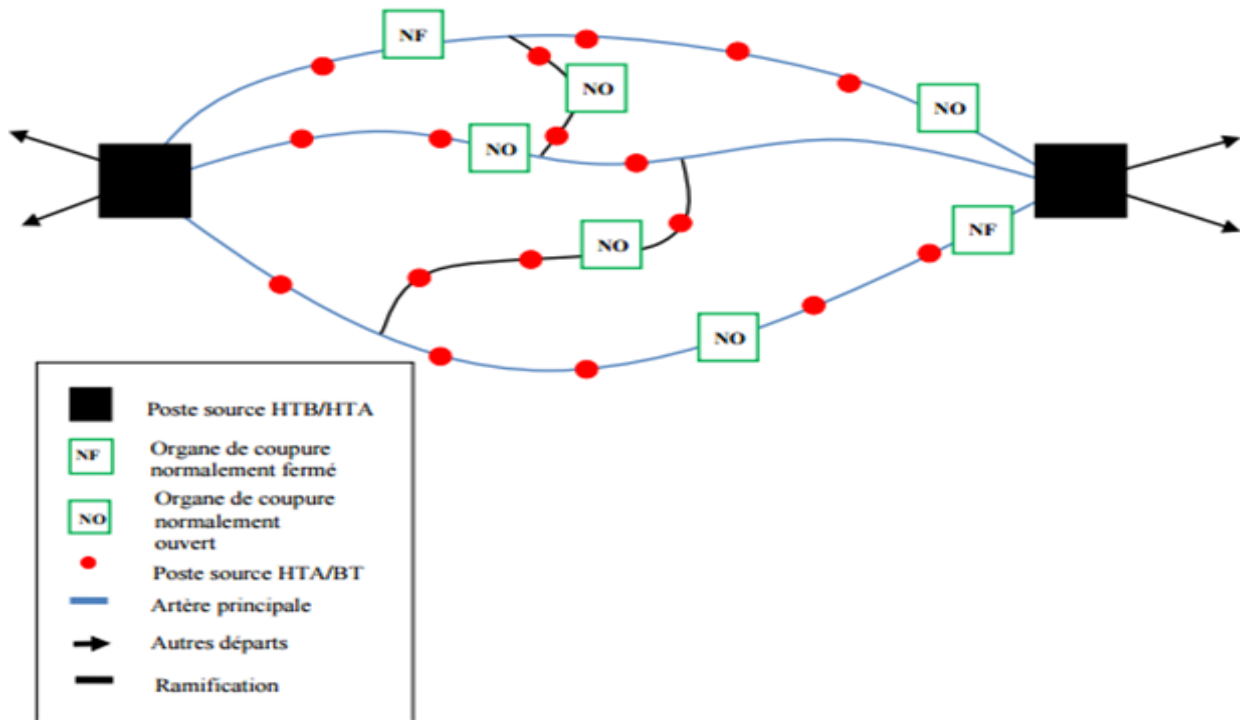


Figure 2.3: topologie du réseau maille (grille)

III. BENSCHMARK INTERNATIONAL :

Outil d'amélioration continue de la performance, le Benchmarking permet des sauts de performances, plus particulièrement en productivité et compétitivité. Il accroît l'efficacité, l'efficience et les profits.

1) Introduction :

Le benchmarking est une riposte imaginée au début des années 80 par des industriels américains pour contrer la supériorité japonaise en s'inspirant des méthodes de leurs adversaires. Xerox en fut l'un des initiateurs.

Le benchmarking concerne l'ensemble des activités, produits et services liés aux processus d'une organisation privée ou publique, commerciale, de production ou de services. (Développement, conception de produits et/ou services, gestion financière, système d'information, ressources humaines, administration, achats, production, communication, commercial, logistique...)

Sa finalité est la mise en œuvre des meilleures pratiques (best practices)

2) Définition :

Le Benchmarking est un processus continu d'évaluation des produits, des services et des méthodes par rapport à ceux des concurrents ou des partenaires les plus sérieux ou des organisations reconnues comme leaders ou chefs de file.



LE BENCHMARKING

Se comparer pour s'améliorer !

3) Concept :

Le benchmarking est l'étalonnage des performances compétitives des organisations constituent un instrument de qualité qui a pour objectif l'amélioration continue des processus de management des organisations. IL permet une recherche permanente des meilleures pratiques en se comparant, dans un domaine précis, à d'autres organisations leaders.

«La Qualité, la recherche permanente de progrès !»



Il permet d'accéder aux meilleures pratiques opérationnelles et d'être réactif face à la concurrence exacerbée due à la mondialisation des marchés, à la rapidité de la mutation technologique et à l'évolution des systèmes d'information.

Ce processus d'étalonnage a une double vocation. Il permet d'une part d'analyser la confrontation de sa propre organisation aux pratiques, méthodes, processus et outils des meilleurs, d'autre part il constitue un processus d'apprentissage permanent.

Il a pour objet d'observation et l'analyse des processus décisionnels, organisationnels, industriels et commerciaux. Il fournit des points de référence qui servent de base pour évaluer les performances.

Chapitre 3 :



Etude de l'existant



I. Poste Source HTB/HTA:

Le réseau de distribution est constitué des niveaux techniques suivants, qui dépendent de la tension et du type d'ouvrage :

- Les Postes sources : *Transformateurs* HTB/HTA (on néglige les pertes dans les câbles et les jeux de barres compte tenu des faibles longueurs)
- Le réseau HTA : constitué de départs HTA (*lignes* ou *câbles* souterrains)
- Les postes DP : *Transformateurs* HTA/BT
- Le réseau BT : constitué de départ BT (idem HTA)
- Les branchements : constitués de *câble* et de *compteurs* (pertes fixes)

La puissance utilisée pour le calcul à chaque niveau est actualisée en fonction des pertes du niveau précédent et des éventuels soutirages ou injections.

Le réseau de distribution de la LYDEC contient 10 postes source HTB/HTA (Tableau : 3.1) (60kV/ 20) pour les PS situés dans la ville, et (225kV/20kV) ailleurs :

Numéro de poste source	Nom du Poste
1	CAMIRAN
2	CHAVIGNE
3	MOHAMMEDIA
4	ZENATA
5	SIDI OTHMANE
6	DAR BOUAZZA
7	LAAYOUNE
8	OULED HADDOU
9	AIN HARROUDA
10	ADE

Tableau 3.1: Les différents postes source de la LYDEC

Le poste source est un ouvrage électrique permettant de relier le réseau public de transport d'électricité au réseau public de distribution d'électricité. Il sert à :

- ⇒ transformer une très haute tension en haute tension,
- ⇒ diriger l'énergie électrique vers plusieurs canalisations haute tension, appelées « départs ».

Le poste source comprend des transformateurs, des équipements de surveillance, de protection et de télécommande (par exemple pour le changement de tarif), des équipements de comptage d'énergie, voire des systèmes automatiques de délestage pour contribuer à la sûreté du système électrique.

Un poste source est un poste de transformation d'énergie électrique HTB/HTA. C'est une propriété de LYDEC qui constitue la limite avec l'ONE. Comme son nom l'indique, c'est la source d'alimentation des postes de distribution publique et des postes clients.

Le schéma suivant est un schéma unifié d'un poste source.

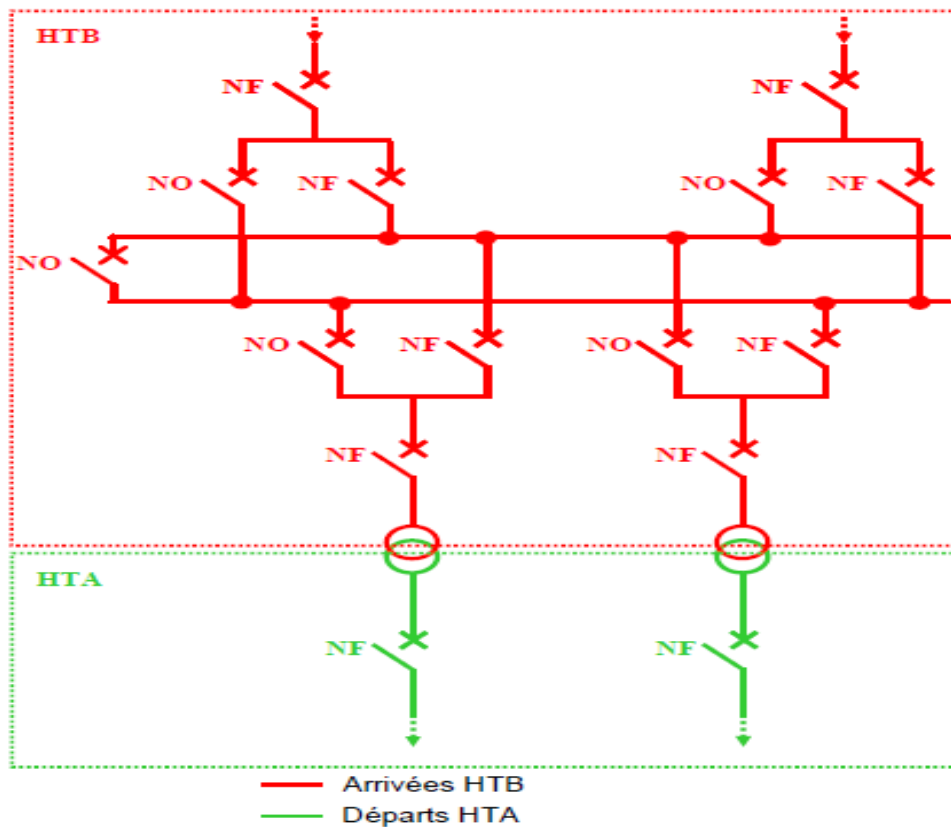
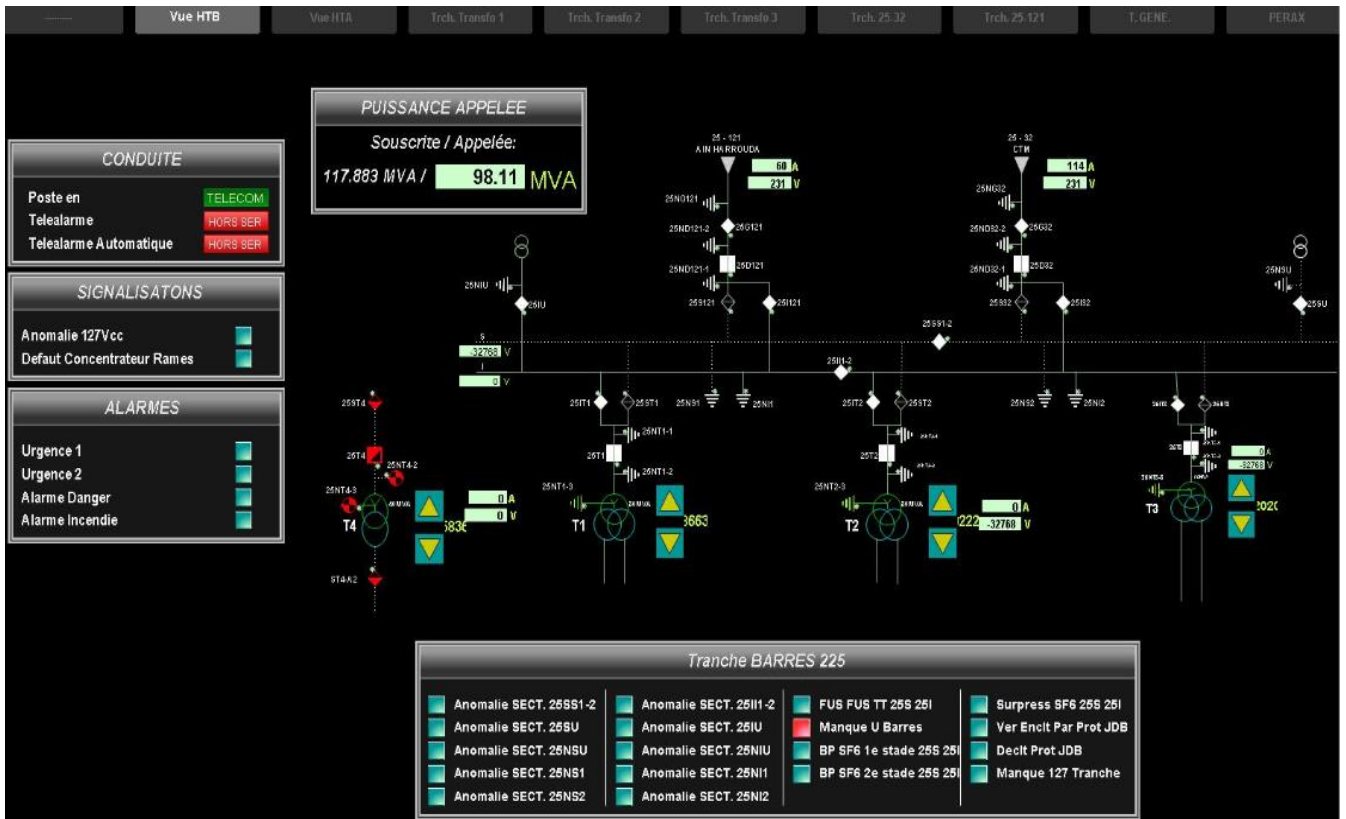


Figure 3.1: Schéma du PS en Double antenne – Double JB

la figure suivante est une vue du réseau électrique côté HTA : concerne l'énergie fournie par la LYDEC 'poste LAAYOUNE'



II. Poste Répartiteur HTA/HTA:

C'est un poste composé de plusieurs cellules HTA de type ouvert, contenant des disjoncteurs de protection. Il est alimenté par des départs issus des postes sources appelés FEEDERS. L'intérêt de ce poste consiste à:

- Diminuer les chutes de tension.
- Réduire l'encombrement au niveau des postes sources.

La figure 3.2 montre le couplage entre deux arrivées

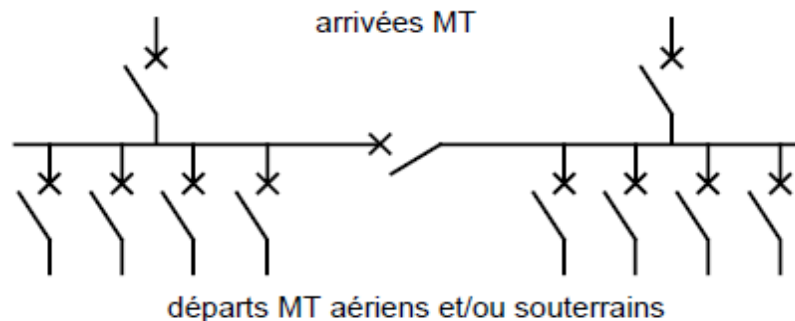


Figure 3.2 : Schéma du poste répartiteur

III. Poste de distribution HTA/BT:

1) Poste Client

Le réseau LYDEC contient plus de 529 postes client.

La figure ci-dessous présente un schéma unifilaire d'un PCL :

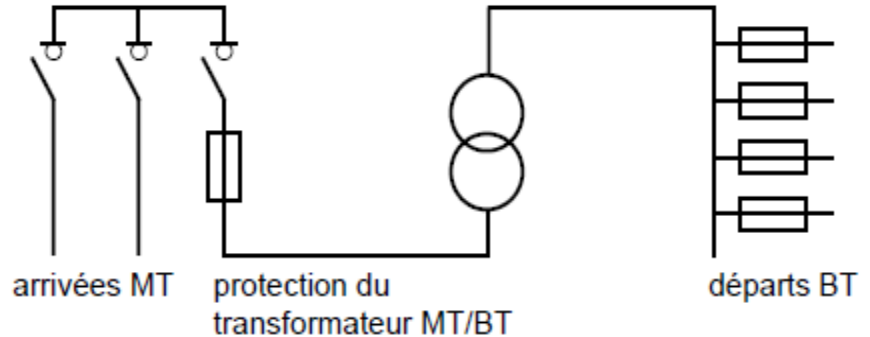


Figure 3.3 : Schéma du PCL

2) postes de distribution publique

- a- poste à cabine haute (dans les zones rurales une seule cellule).
- b- poste sur poteau H61.
- c- poste à cabine basse (dans les quartiers et les zones industriels)

Le réseau LYDEC contient plus de 3000 postes de distribution publique. Ces derniers sont constitués en générale :

- ▶ D'une ou plusieurs cellules arrivées et départs HTA pour assurer sa mise en boucle dans le réseau.
- ▶ D'une ou plusieurs cellules de protection de transformateur HTA/BT.
- ▶ D'un ou plusieurs transformateur HTA/BT.
- ▶ D'un détecteur de défaut.
- ▶ D'un automate de télégestion de postes télécommandés.
- ▶ D'un tableau urbain réduit.
- ▶ D'un tableau d'éclairage public.

La figure 3.4 présente alors, le schéma unifilaire d'un PDP

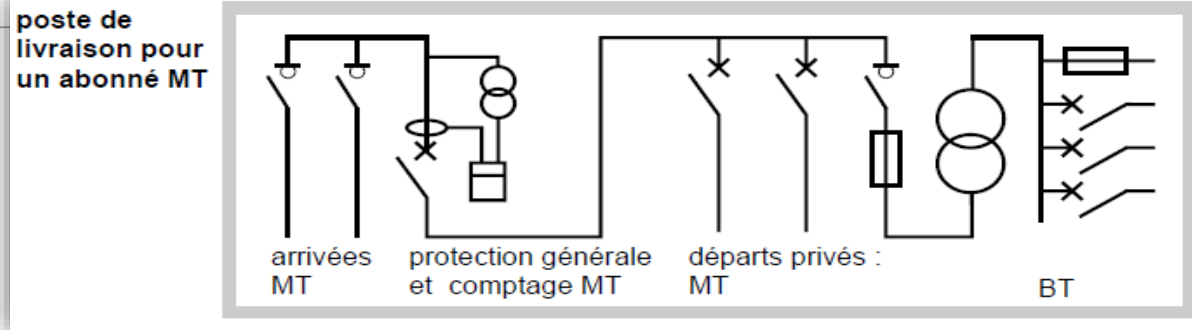
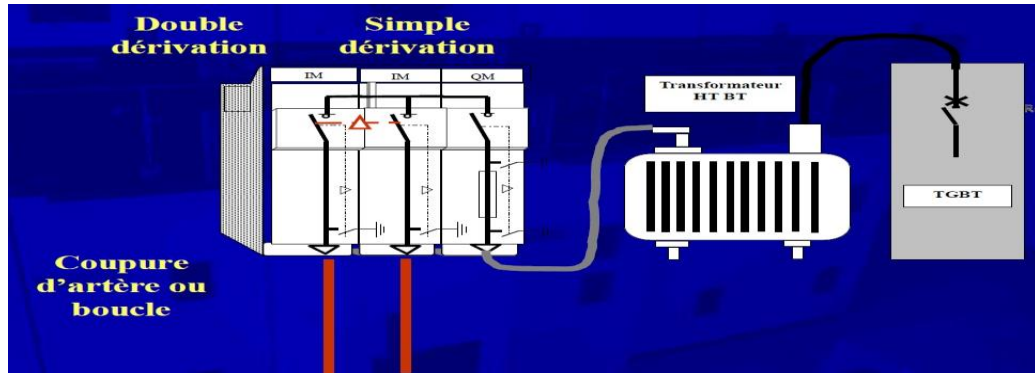


Figure 3.4: Schéma d'un PDP



3) Poste Asservi

Certains postes HTA/BT du site sont équipés de Postes Asservis (PA) qui permettent :

- ✓ De remonter des alarmes (intrusion, T° du transformateur ou du local, niveau d'eau...),
- ✓ De remonter des infos en provenance de détecteurs de défaut
- ✓ D'offrir des fonctions de télécommande (par exemple la mise en marche à distance d'une pompe à eau, la coupure d'un poste...)

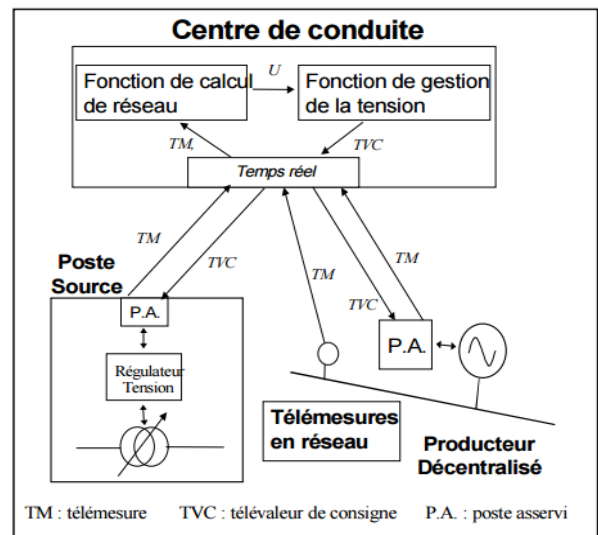


Figure 3.5 : Fonctionnement général du PA

IV. Matériels et outillages

1) Les cellules HTA

Ces équipements ont pour but de réaliser trois fonctions principales qui sont :

- 🔧 **Le sectionnement** : Le sectionnement établit ou isole un circuit hors charge.
- 🔧 **La protection** : Le dispositif de protection doit éliminer rapidement toute surintensité, surcharge ou court-circuit, dans un circuit pour assurer la sécurité des personnes et des biens.
- 🔧 **La commande** : L'appareillage de commande est utilisé pour interrompre et établir des circuits sous tension.

La figure suivante montre les différents types ainsi que l'emplacement des cellules pour les postes MT/BT

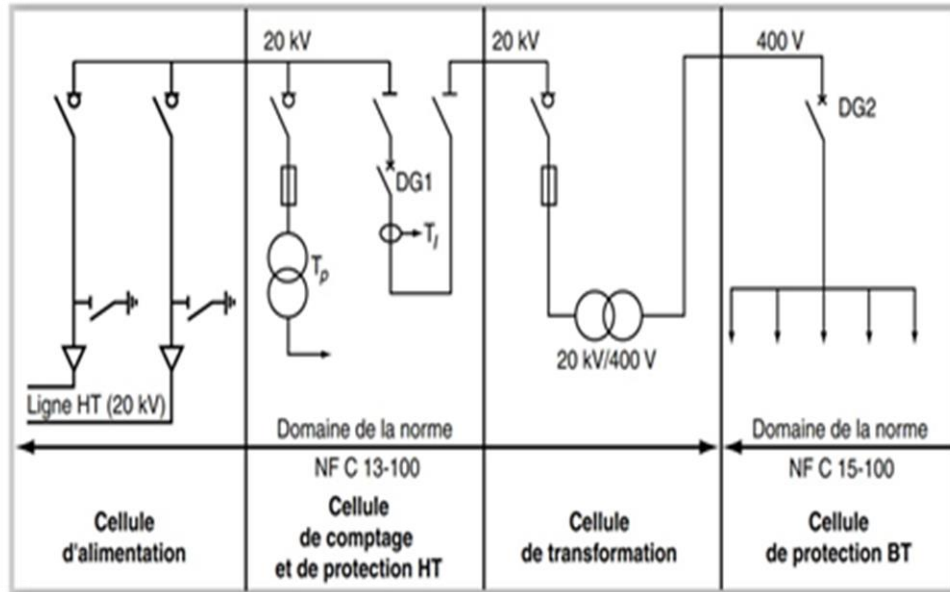


Figure 3.6 : Type et emplacement des cellules préfabriqués

On distingue des cellules HTA classiques (figure 3.7), et préfabriquées (figure 3.8) celles-ci se divisent en deux familles : cellules à coupure dans l'air, ou dans le gaz SF₆ (Hexafluorure de Soufre) intégré dans des enveloppes métalliques.



Les cellules préfabriquées présentent les avantages suivants :

- Un encombrement réduit.

- Une possibilité de télé-conduite grâce à une motorisation et une interface de communication entre le poste et le bureau de conduite.

2) Le transformateur HTA/BT



Figure 3.9 : Transformateur HTA/BT

On distingue plusieurs types de transformateurs utilisés dans les postes de distribution publique (figure 3.9) suivant

- La puissance installée : 100 KVA, 160 KVA, 250KVA, 400KVA, 630KVA, 1000KVA.
- Les bornes de l'enroulement secondaire : 4 ou 7.

3) Le tableau urbain réduit

Le tableau urbain réduit (Figure 3.10) constitue la partie basse tension des postes de distribution publique.



Figure 3.10 : Tableau urbain réduit

Il est composé :

- D'un interrupteur de coupure en charge.

- Des protections de départ B.T, réalisées par des ensembles monoblocs interchangeables équipés de coupe-circuit fusibles, manœuvrable sous tension.
- D'une protection de l'éclairage du poste.

4) Le tableau d'éclairage public

Il s'agit d'un tableau qui permet l'éclairage des voies publiques, des bâtiments communaux et des lotissements privés alimentés par l'électricité publique.



Figure 3.11 : Tableau d'éclairage public

5) Le détecteur de défaut

Le détecteur de défaut surveille et détecte tout dépassement d'un seuil de courant sélectionné pendant au moins la durée de prise en compte, il signale les défauts monophasés à la terre aussi bien que les défauts polyphasés isolés ou non.



Figure 3.12 : Détecteur de défaut

6) L'automate de télégestion

L'automate de télégestion est destiné à commander et surveiller les cellules motorisées à distance



Figure 3.13 : Automate de télégestion

7) L'appareillage MT

L'appareillage MT permet de réaliser les trois fonctions de base suivantes :

- le sectionnement qui consiste à isoler une partie d'un réseau pour y travailler en toute sécurité.

- la commande qui consiste à ouvrir ou fermer un circuit dans ses conditions normales d'exploitation.
- la protection qui consiste à isoler une partie d'un réseau en situation anormale.

Parmi tous les appareils existants, deux sont plus particulièrement utilisés dans l'appareillage MT, il s'agit du disjoncteur et de l'interrupteur.

Ils sont presque toujours complétés par d'autres appareils (unités de protection et contrôle-commande, capteurs de mesure,...) qui composent leur équipement associé.

✓ **disjoncteur MT**

Cet appareil, dont la fonction principale est la protection, assure également la fonction commande.

Les disjoncteurs MT sont presque toujours montés dans une cellule MT.

✓ **interrupteur MT**

Cet appareil, dont la fonction principale est la commande, assure aussi souvent la fonction sectionnement. De plus, il est complété de fusibles MT pour assurer la protection des transformateurs MT/BT (30% des utilisations des interrupteurs MT).le tableau 3.2 mensionne le fonctionnement de chaque type du matériel de protection

appareil MT	sectionneur	interrupteur	disjoncteur	interrupteur-sectionneur	disjoncteur débouchable	fusible
fonction sectionnement	■			■	■	
fonction commande		■	■	■	■	
fonction protection			■		■	■

Tableau 3.2 : Les différentes fonctions des appareils MT

Le tableau compare entre les types des milieux d'absorption des arcs électriques

	air	huile	SF6	vide
interrupteur MT	■ ■ ↘	■ ↘	■ ■ ↗	
disjoncteur MT		■ ↘	■ ■ ■ ↗	■ ■ ↘

Tableau 3.3 : Les techniques de coupures des appareils MT, leurs évolutions et leurs importances

8) **Le compteur de mesure d'énergie MT880**

Le compteur MT880 sur la figure 3.14 (marque ISKRA)est de classe de précision 0,5 et destiné à des mesures d'énergie plus précises. Il mesure l'énergie active, réactive et apparente

dans les deux sens et par quadrants ainsi que l'énergie consommée en triphasée trois fils ou triphasé quatre fils et peut être connecté directement ou indirectement par un transformateur. La mesure et les caractéristiques techniques du périphérique sont conformes avec la norme CEI 62052-11, CEI 62053-21, CEI 62053-22 et CEI 62053-23. **VOIR ANNEXE N° 1**

Article	Description
1	Bouton de defilement optique (haut)
2	haut / bas bouton de defilement
3	3 LEDs: LED 1 Métrologique (gauche), RTC LED Métrologique (milieu), LED 2 (right)
4	Module de communication
5	Vis de scellement du couvercle du compteur
6	Cache bornier
7	Vis de scellement du cache bornier
8	Bouton de réinitialisation de la facturation / CT & VT label
9	Interface optique IR (no power reading)
1	Couvercle du compteur
1	LCD



Figure 3.14: Apparence du compteur – Vue de face

La connexion du compteur MT880 au réseau

Les compteurs MT880 peuvent être connectés aux réseaux 3 phases 4 fils ou 3 fils 3 phases, comme indiqué sur (la figure 3.5). Les compteurs peuvent être directs ou de type transformateur. Les compteurs type transformateur peuvent être CT ou CT / VT.

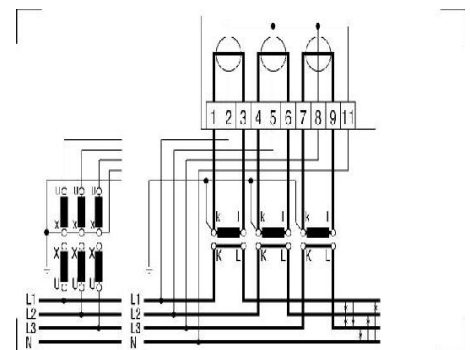
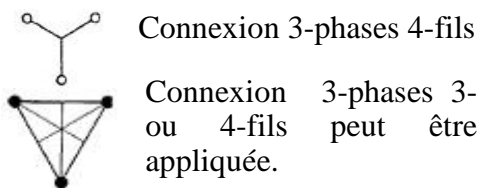


Figure 3.15: Diagramme de la connexion du compteur Système 3-phase 4-fils

La figure 3.15 est représentation des types de couplage de connexion du compteur avec le réseau

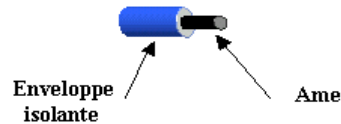
V. Les câbles HTA

Les conducteurs et les câbles assurent la transmission de l'énergie électrique et sa distribution. Il en existe une très grande variété pour satisfaire à toutes les utilisations de l'électricité.

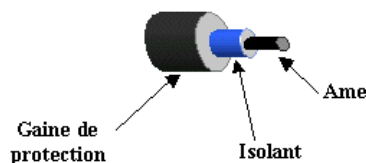
Définitions

On distingue trois termes :

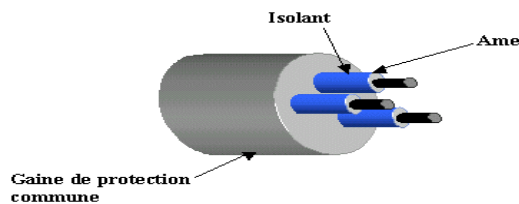
- **Le conducteur isolé**: qui est un ensemble formé par une âme conductrice entourée d'une enveloppe isolante.



- **Le câble unipolaire**: c'est un conducteur isolé qui comporte, en plus, une ou plusieurs gaines de protection.



- **Le câble multiconducteurs** est un ensemble de conducteurs distincts, mais comportant une ou plusieurs gaines de protection commune.



CHUTE DE TENSION DANS LES CABLES

La chute de tension

D'après le livre du réseau national des ressources en électrotechnique de l'IUFM Midi-Pyrénées (l'institut universitaire des formations des maitres) ;

La chute de tension relative (en %) peut être prise égale à :

$$\text{En MT : } \frac{\Delta U}{U} = 100 \cdot \frac{r+x \cdot \text{tg}(\varphi)}{U^2} \cdot P \cdot L$$

Avec :

- ΔU : chute de tension en triphasé en Volts ;
- U : tension composée du réseau en Volts (en BT) et Kilovolts (en MT) ;
- P : puissance active transitant dans le tronçon en kWatts (en BT) et MWatts (en MT) ;
- L : longueur du tronçon en kilomètres ;
- r : résistance linéique du conducteur en Ω/km .
- x : réactance linéique du conducteur en Ω/km .
- φ : déphasage entre la tension et l'intensité qui sont en régime alternatif sinusoïdal.

Cette expression montre que la chute de tension relative est proportionnelle à la distance du tronçon et à la puissance active transitant dans le tronçon. Les résistances et réactances linéiques du conducteur dépendantes de la nature des câbles (aluminium, cuivre...) et de leur section jouent également un rôle dans la chute de tension relative. Après avoir fait le calcul des chutes de tension relatives de chaque tronçon du réseau HTA, il suffit de les sommer sur le trajet entre les postes pour obtenir une estimation de la chute de tension constatée effectivement chez l'utilisateur étudié.

Synthèse : les chutes de tension entre les paires de postes DP dans le réseau étudié sont négligeable et ceci est dû la grandeur de tension (20 kV), comme illustré sur l'ANNEXE N° 2.

VI. Les pertes au niveau du transformateur HTA/BTA

Un transformateur est défini par:

- ✚ Ses caractéristiques électriques.
- ✚ Sa technologie.
- ✚ Ses conditions d'utilisation.

- Connaissant la puissance d'installation, un dimensionnement approprié du transformateur peut être déterminé en tenant compte des possibilités d'amélioration du facteur de puissance, des extensions prévisibles de l'installation, des contraintes d'installation, des puissances nominales existantes.

- Les caractéristiques électriques d'un transformateur sont définis par :

- ⊗ Sn en kVA
- ⊗ Rapport de transformation m
- ⊗ Isolement des enroulements
- ⊗ Tension primaire – tension secondaire
- ⊗ Rendement η
- ⊗ Pertes joule et pertes fer (hystérésis et courants de Foucault)
- ⊗ Couplage des enroulements
- ⊗ Pertes mécaniques

VII. Le rendement du réseau de distribution

Le rendement annuel du réseau pour l'activité électricité correspond à la valeur du rapport entre la quantité d'énergie active vendue, pendant une année, exprimé en kWh et mesurée sur tous les compteurs des abonnés et la quantité de l'énergie achetée pendant la même période, exprimée en kWh et mesurée sur tous les compteurs d'énergie active des points de livraison ONE.

Evolution du rendement en électricité

Le rendement en électricité correspond aux volumes d'électricité distribués par la Lyonnaise des Eaux de Casablanca, rapporté aux volumes d'énergie électrique achetés auprès de l'ONE. Depuis le démarrage de la concession, le taux de rendement dépasse 90% avec une constante amélioration depuis 2003.

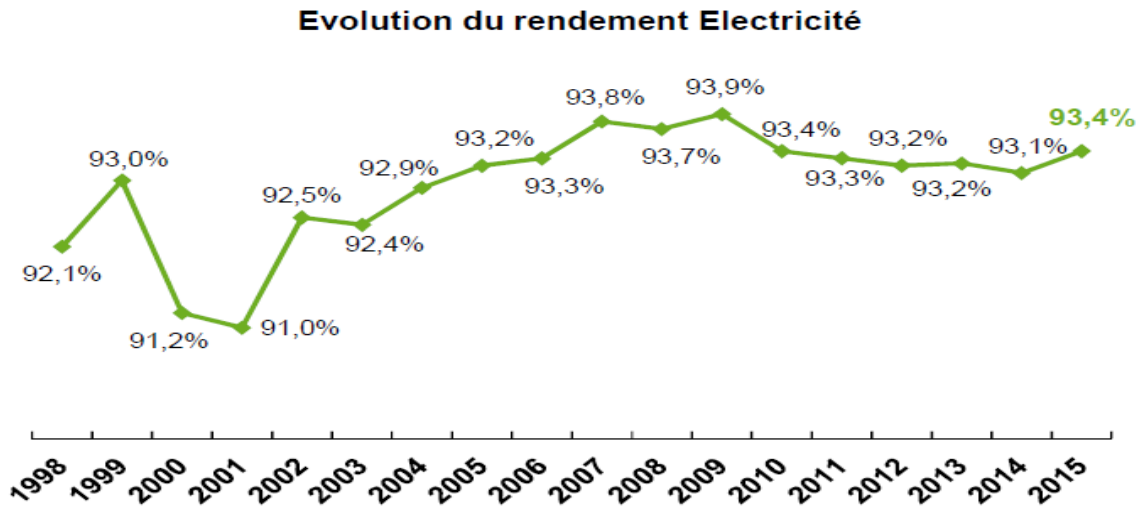


Figure 3.16 : Evolution du rendement en électricité sur la période (1998 - 2015) - en %
Evolution des volumes distribués par segment (en GWh)

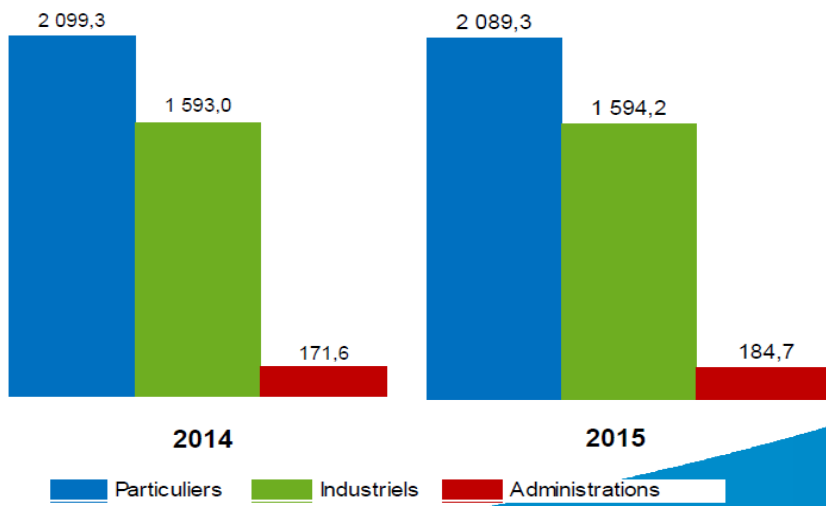


Figure 3.17 : Evolution des volumes d'électricité

La LYDEC entreprend des actions régulières afin d'améliorer le niveau de rendement, avec pour corollaire, la réduction du niveau de pertes techniques et non techniques. En effet, les actions menées visent à agir sur les pertes techniques au niveau des réseaux et de lutter contre les pertes non techniques afférentes aux consommations non facturées résultant de l'existence d'anomalies sur les compteurs, fraudes et raccordements clandestins. Notons que le rendement contractuel figurant dans le Contrat de Gestion Déléguée devrait être maintenu à un minimum de 94% sur la période 2008-2027.

VIII. La gestion du Réseau Electrique

1) La télé-conduite :

Dans la distribution MT est une source d'économies au niveau de l'exploitation du réseau. En effet, sans avoir à se déplacer, l'exploitant peut en permanence contrôler et intervenir sur le fonctionnement de son réseau. Un exemple : suite à un défaut il est possible de changer rapidement le schéma d'exploitation du réseau afin de rendre minimale la partie de réseau non alimentée, et cela en consultant à distance les indicateurs de localisation de défaut

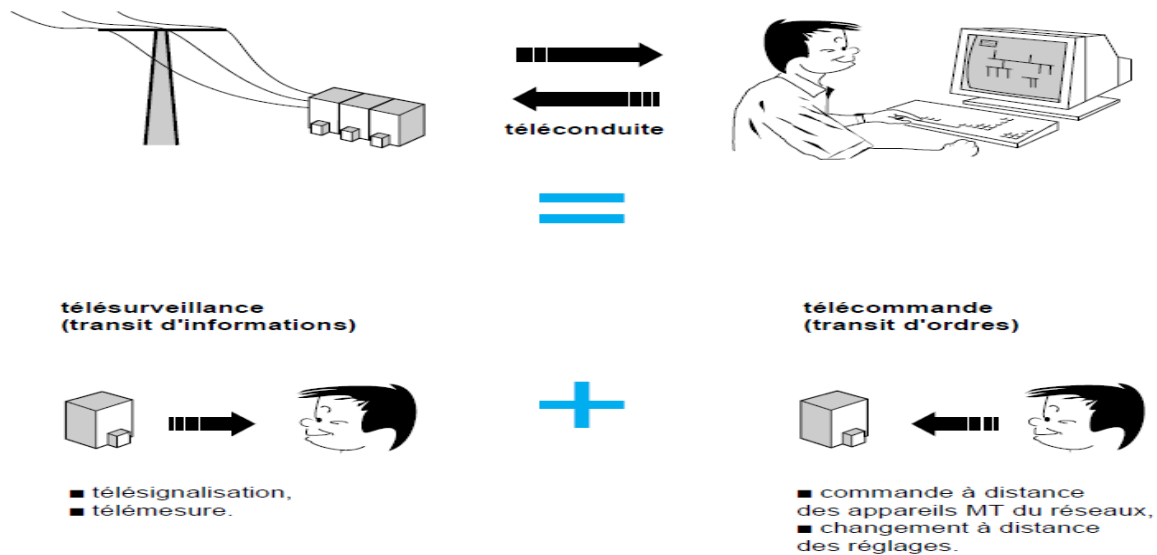


Figure 3.18: Principe de la télé-conduite du réseau électrique

2) Gestion automatique du réseau :

Cette gestion, dont l'objectif est d'améliorer la qualité de service par la continuité d'alimentation sur le réseau, a pour principale application la permutation entre les différentes sources d'énergie électrique. Cette application à base d'automatismes est réalisée par les unités de contrôle-commande.

La topologie en double dérivation exploitée par la LYDEC sur certains de ses réseaux souterrains en est un exemple.

Les réseaux électriques, quel que soit leur schéma, se prêtent tout à fait à cette évolution. Aussi, malgré la diversité des méthodes d'exploitation, est-il logique de voir se développer une hiérarchisation des fonctions du contrôle-commande MT.

Dans ce but, un plan de contrôle-commande MT définit :

- les fonctions à réaliser,
- leur localisation hiérarchique,
- et leur localisation géographique.

Il peut toujours être étudié selon quatre niveaux (Figure 3.19) :

- niveau 0 : appareils MT et capteurs,
- niveau 1 : protection et contrôle commande d'une cellule MT,
- niveau 2 : conduite locale d'un ouvrage,
- niveau 3 : télé-conduite d'un réseau MT.

(Cas de la LYDEC en annexe 3).

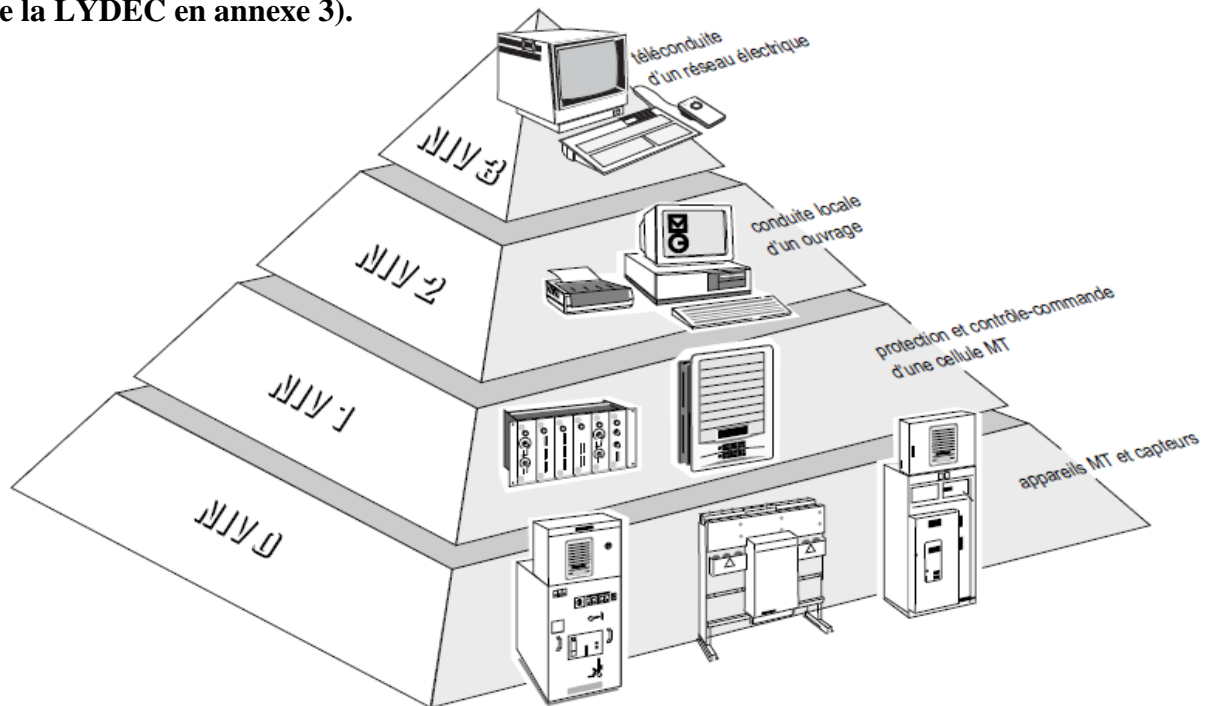


Figure 3.19 : les différents niveaux hiérarchiques des fonctions du contrôle-commande MT.

🌐 D'après la description des équipements des PDP il apparaît clairement que nous sommes face à un problème multicritères, en effet la LYDEC dispose de 3318 postes de distribution publique chacun de ces postes est équipé de 6 équipements ainsi que chaque équipement possède plusieurs paramètres caractéristiques

Chapitre 4 :



Analyse des problèmes de FP et du nombre de postes



I. Analyse fonctionnelle

■ Il s'agit d'un outil d'analyse descendante d'un système, qui permet une étude progressive: du global, vers le détail. La méthode appliquée industriellement est un outil de communication entre des personnes d'origines différentes. Il permet la description dans un langage commun, c'est la vision de synthèse qu'ils ont d'un même projet.

- Réseau de distribution de la LYDEC : SADT

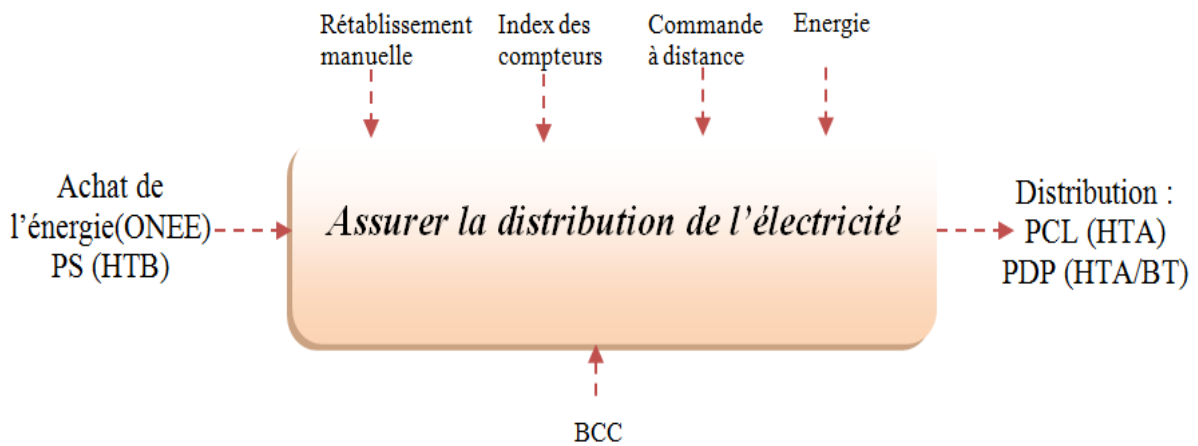


Figure 4.1 : Diagramme SADT

- Diagramme Bête à Corne

La figure suivante présente le diagramme Bête à Corne de la LYDEC

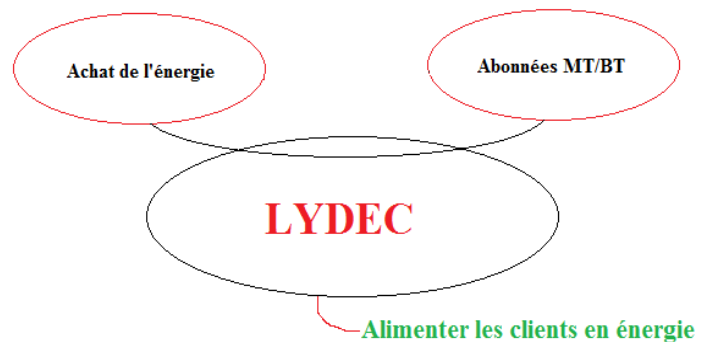


Figure 4.2 : Diagramme Bête à Corne

La figure ci-dessous illustre Diagramme Pieuvre du réseau de distribution LYDEC :

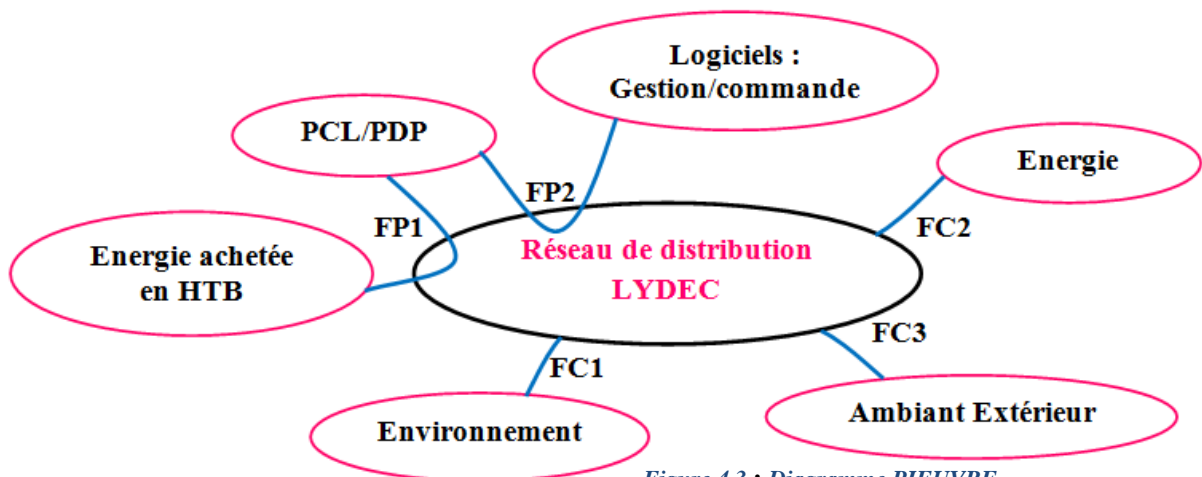


Figure 4.3 : Diagramme PIEUVRE

FP1 : Alimenter les PDP/PCL à partir de l'énergie achetée

FP2 : Assurer la commande/gestion des postes PDP/PCL

FC1 : Respecter l'environnement

FC2 : S'alimenter en énergie

FC3 : Milieu extérieur

Cas du transformateur HTA/BT

1) Décomposition fonctionnelle

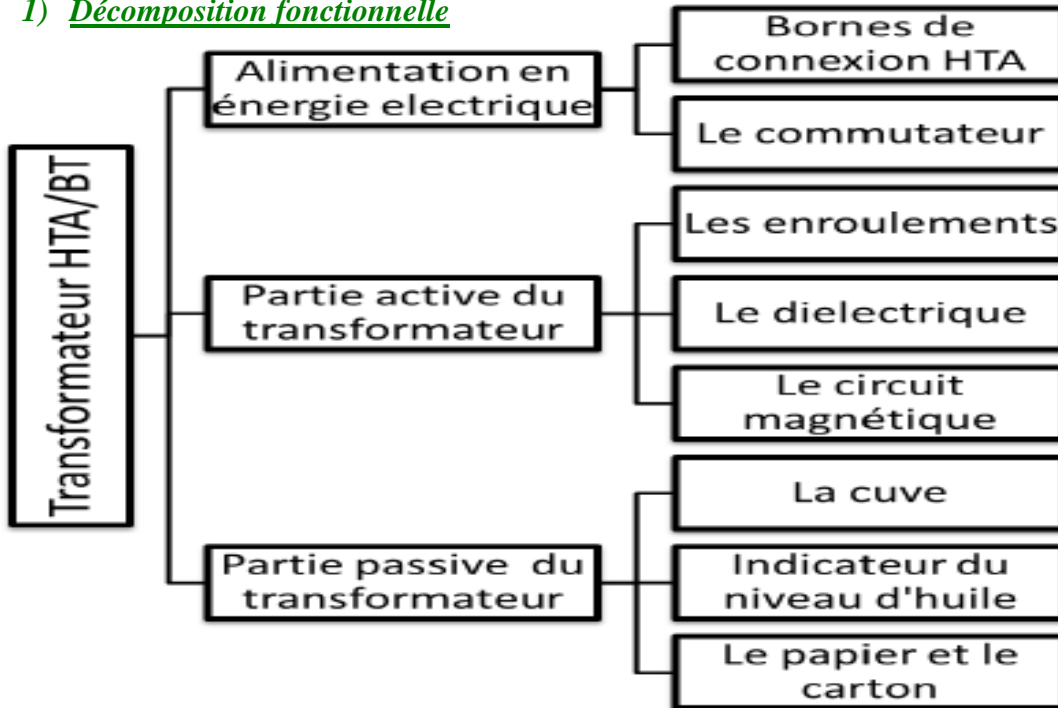


Figure 4.4 : Décomposition fonctionnelle du transformateur HTA/ BT

Indicateur de niveau d'huile est un indicateur qui mesure le niveau d'huile pour les transformateur dont les enroulements sont émergés dans l'huile

Le papier et le carton sont des isolants entre les enroulements du transformateur qui empêche le court-circuit

Diagramme PIEUVRE du Transformateur HTA/BT

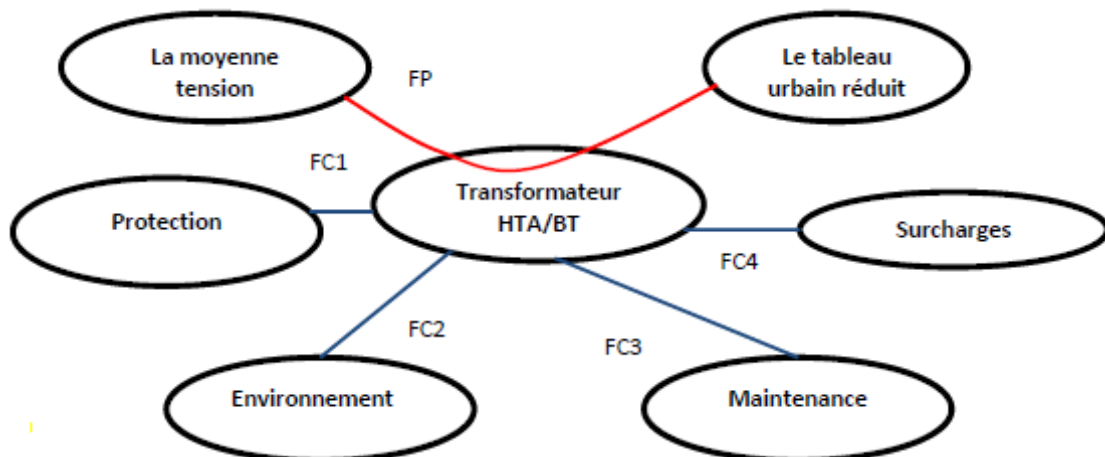


Figure 4.5: Analyse fonctionnelle du transformateur HTA/BT

FP : Transformer la moyenne tension en basse tension pour alimenter le tableau urbain.

FC1 : Etre protégé par la cellule de protection du transformateur.

FC2 : S'adapter aux contraintes environnementales.

FC3 : Permettre l'accès aux composants les plus exposés aux pannes.

FC4 : Etre bien dimensionné pour résister aux surcharges du réseau.

II. Effet du nombre des postes :

1) Brève analyse du réseau électrique

1.1. Etude Comparative

La complexité des réseaux de distribution est en général supérieure à celle des réseaux de transport. Un réseau de distribution peut contenir plus que 10.000 nœuds. Son étendu peut être très vaste, en kilomètres comme en nombre de lignes. A titre d'exemple, l'ensemble des lignes moyennes tension en France représente une longueur totale de 590 000 km. Ce qui implique qu'une superficie d'environ **S=570 km²** équivalente à celle de Casablanca plus la ville de Mohammedia et Ain Harouda nécessite un linéaire de **L'=523km**, Alors que le Linéaire de câbles en exploitation HTA de LYDEC est égal à

L=2435.5 Km.

Ce qui entraîne que : le linéaire de la LYDEC nécessite que 21,5% du linéaire actuel implanté sur la même superficie.

1.2. Répartition de la puissance appelée sur les PDP

En effectuant une analyse du réseau de la LYDEC nous trouvons qu'il est composé de.

- L'état actuel du réseau qui se résume comme suit

Nombre de postes DP : 3318

Nombre de postes CL : 1711 Linéaire de câbles en exploitation HTA : 2435.5 Km

Nombre des postes source : 10

Nombre de départs : 291

- La puissance moyenne appelée sur le réseau qui est de l'ordre de :

La puissance appelée du réseau = 760 MVA

Avec 50% de cette puissance est appelée par les PCL, et 50% par les PDP

Ce qui entraîne une puissance appelée par les PDP de l'ordre de : 380 MVA

Répartition des PDP sur le réseau de distribution de la LYDEC selon leurs puissances installées :

* : les coefficients en % sont calculés de la façon suivante :

Exemple : Transformateur 400 KVA

<i>Puissance installée En KVA</i>	<i>Puissance installée en MVA</i>	<i>*en %</i>
400	0,4	43,65
250	0,25	27,66
630	0,63	22,5
100	0,1	2,77
160	0,16	2,45
1000	1	0,96

Tableau 4.1 : répartition des transformateurs selon leur puissance installée

On dispose de :

- ▶ 1549 PDP équipés de compteurs télé-relevés avec leurs puissances installées dans la base de données

Ce qui revient à calculer le nombre des postes DP nécessaires pour assurer la distribution d'une puissance appelée de **380 MVA**

$$= \frac{380 \text{ MVA}}{((0,0277 * 0,1) + (0,0245 * 0,16) + (0,2766 * 0,25) + (0,4365 * 0,4) + (0,225 * 0,63) + (0,0096 * 1))}$$

=946 Postes

Nous avons besoin donc seulement de **946 postes DP** au lieu de **3318 postes** pour alimenter en énergie les même abonnées en toute sécurité

D'où la nécessité de trouver des solutions efficaces pour remédier à ce problème :

- ✚ Suppression des postes HTA/BTA les plus proches dans les zones saturées
- ✚ Optimisation des longueurs de câbles entre deux postes DP proches

2) Analyse des postes sur/sous-dimensionnés

Surdimensionné un transformateur est pénalisant financièrement, mais le sous-dimensionner peut avoir des conséquences sur le fonctionnement de l'installation et le vieillissement du transformateur. La puissance optimale nécessite de connaître les cycles de fonctionnement de l'installation.

2.1) Importance du dimensionnement :

Il est important de déterminer la puissance optimale d'un transformateur car :

■ Surdimensionné entraîne un investissement excessif et des pertes à vide inutiles ; mais la réduction des pertes en charge peut être très importante.

■ Sous-dimensionner entraîne un fonctionnement quasi permanent à pleine charge et souvent en surcharge avec des conséquences en chaîne :

➤ Rendement inférieur (c'est de 50 à 75 % de sa charge nominale qu'un transformateur a le meilleur rendement)

➤ Echauffement des enroulements, entraînant l'ouverture des appareils de protection et l'arrêt plus ou moins prolongé de l'installation

➤ Vieillesse prématurée des isolants pouvant aller jusqu'à la mise hors service du transformateur ;

La norme CEI 60354 signale qu'un dépassement permanent de la température maximale du diélectrique de 6 °C réduit de moitié la durée de vie des transformateurs immergés.

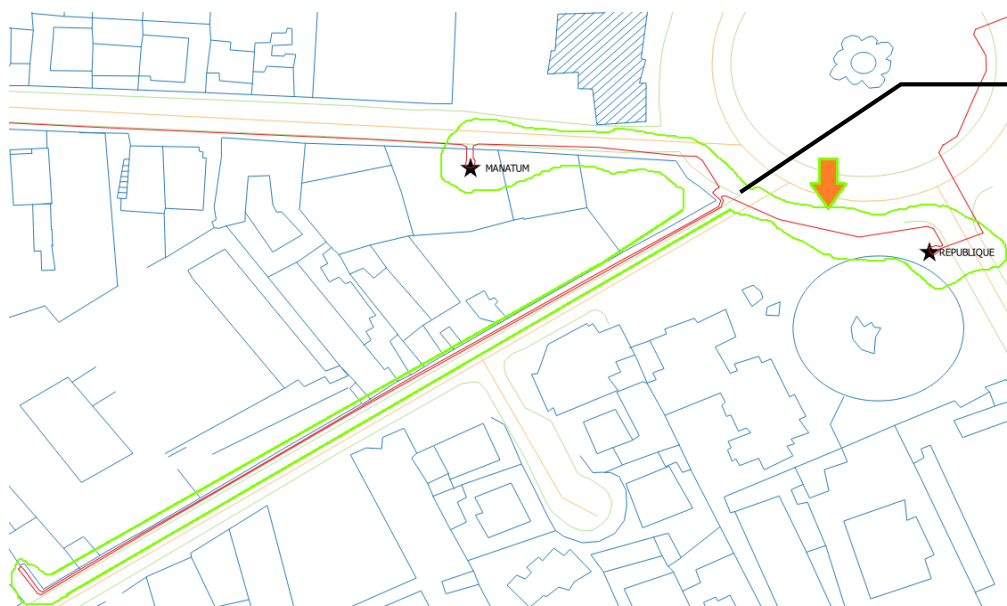
Pour définir la puissance optimale d'un transformateur, il faut connaître le cycle de fonctionnement de l'installation alimentée : puissance appelée simultanément ou alternativement par les récepteurs dont les facteurs de puissance peuvent varier de façon importante d'un récepteur à l'autre et selon l'utilisation.

3) Complexité du linéaire de la LYDEC

Le linéaire entre deux postes de distribution MANATUM et REPUBLIQUE

L'état amont : la figure suivante est une capture du logiciel ArcGIS montre la complexité du linéaire entre deux PDP, ce dernier est trop long (*Figure 4.5*) et ne parcourt pas le chemin optimal que nous avons proposé en vert sur la figure (*Figure 4.6*)

L'état avant optimisation :



**La liaison en les postes
MANATUM et
REPUBLIQUE**

Figure 4.6 : Le linéaire entre deux PDP avant suppression de la partie inutile

L'état après optimisation :

La liaison après la suppression de la partie inutile

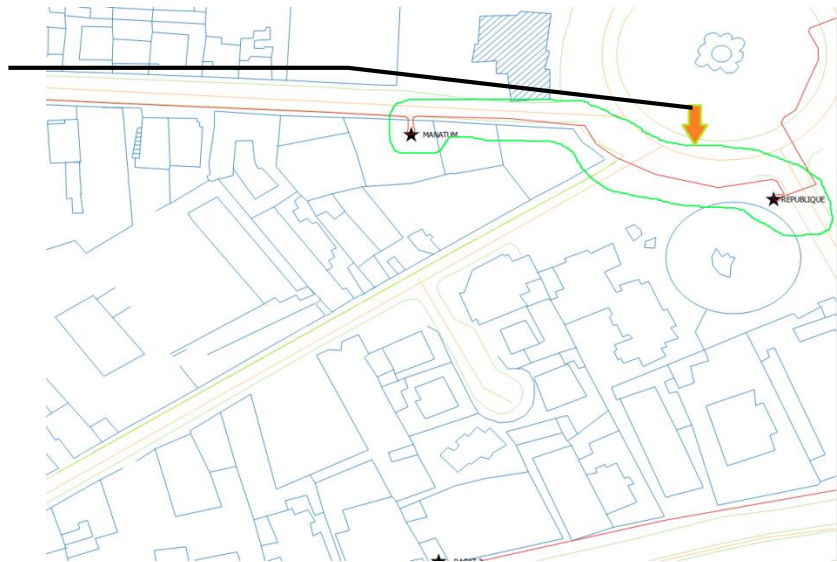


Figure 4.7 : Le linéaire entre deux PDP après suppression de la partie inutile

La partie inutile que nous avons supprimé nous a permis :

- ⇒ D'optimiser les pertes joules (les échauffements) dans le câble HTA ;
- ⇒ Les travaux de maintenance câble ;
- ⇒ D'optimiser le dimensionnement des câbles HTA ;

III. Dégradation de facteur de puissance

• Problématique de l'énergie réactive

Actuellement la prolifération des charges «déphasantes» sur les réseaux de distribution électrique entraîne une dégradation du facteur de puissance.

❖ L'énergie électrique, distribuée par les fournisseurs d'énergie, se compose :

■ D'énergie active consommée (kW),

Intégralement transformée en énergie mécanique (travail) et en chaleur (pertes)

■ D'énergie réactive consommée (kvar).

Transformée par les appareils électriques pour créer l'alimentation de leurs propres circuits magnétique...

❖ Les consommateurs d'énergie réactive

- Moteurs asynchrones.
- Ballasts et tubes fluorescents.
- Fours à induction, à arc, à résistance
- Postes de soudure à arc.
- Ballasts

❖ Facturation d'énergie réactive

La fourniture d'énergie réactive est facturée en plus de celle de l'énergie active :

- Parce qu'elle surcharge les lignes et les transformateurs
- Parce qu'elle peut être produite localement, chez l'abonné, par des générateurs d'énergie réactive (batterie de condensateurs)

❖ La compensation :

- La production locale d'énergie réactive évite qu'elle soit appelée sur le réseau.
- Cette pratique se nomme la compensation.

❖ Compenser pour faire des économies

- Supprime la facturation de l'énergie réactive
- Evite le surdimensionnement des installations
- Augmente la puissance disponible
- Réduit la section des câbles
- Diminue la chute de tension

❖ Les conséquences de cette énergie réactive sont nombreuses :

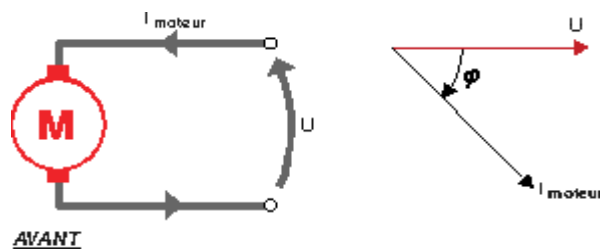
- Pénalités par le fournisseur d'électricité,
- Augmentation de la puissance souscrite au fournisseur d'énergie, des pertes Joules et des chutes de tension dans les circuits,
- Surcharge au niveau du transformateur et des câbles d'alimentation,
- Surdimensionnement et précaution au niveau des protections,
- Dégradation de la qualité de l'installation électrique

1) Facteur de puissance

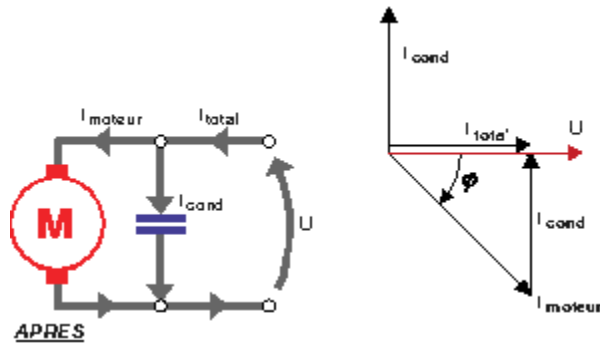
Le principe de compensation

Si la consommation d'énergie réactive est anormale,

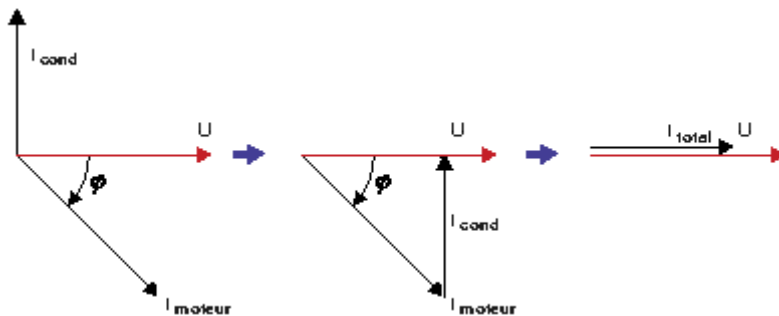
Dans ce cas, le courant consommé est en retard par rapport à la tension. On parle d'un déphasage d'un



On compense ce déphasage en adjoignant à l'installation une batterie de condensateurs.



Curieusement, le fait d'ajouter un équipement (et donc de générer un courant supplémentaire) entraîne une diminution du courant total demandé au réseau !



En fait, les composantes réactives des courants (inductives et capacitives) se sont compensées...

2) Analyse d'Harmoniques

La pollution harmonique est l'un des problèmes majeurs qui dégrade la qualité d'énergie électrique dans les systèmes de distribution.

Les harmoniques présents sur les réseaux électriques proviennent de l'utilisation de charges non linéaires qui soumises à une tension sinusoïdale, absorbent un courant non sinusoïdal. Dans de nombreux cas, ces charges se comportent comme des sources de courants harmoniques, le courant harmonique étant fixé par la charge et non par la tension ou l'impédance du réseau.

Les harmoniques sont présentes dans les systèmes utilisant des redresseurs. On en trouve dans les systèmes d'alimentation des salles informatiques, par exemple.

● Phénomène de résonance

L'utilisation de condensateurs pour la correction d'un faible facteur de puissance et par conséquent la réduction du transport de l'énergie réactive dans le réseau amont est un moyen assez courant pour réduire la demande et les pertes du système de puissance. Malheureusement de sérieux problèmes sont rencontrés avec l'installation des batteries de condensateurs à cause de l'interaction avec des distorsions harmoniques causées par des charges non linéaires. Les

condensateurs peuvent entraîner une ou plusieurs résonances harmoniques ou causer leur propre endommagement.

3) Sensibilité du réseau de distribution au Harmoniques

** Transformateur

Ils subissent des échauffements supplémentaires en présence des courants harmoniques et peuvent également entrer en résonance mécanique aux fréquences harmoniques, ce qui entraîne outre l'inconvénient sonore, une fatigue mécanique ce qui influence sur la durée de vie.

** Les câbles

La circulation de courants harmoniques dans les câbles se traduit par des pertes Joule supplémentaires.

** Les condensateurs

En présence de charges générant des harmoniques, il est nécessaire de sur-dimensionner les condensateurs ce qui augmente le coût d'investissement. En cas de résonance dans un réseau, les condensateurs peuvent être soumis à de fortes tensions harmoniques et se détériorer.

** Relais de protection des réseaux

La présence de courants harmoniques se traduit par des déclenchements intempestifs ou par une perte de précision du seuil de déclenchement.

** Les compteurs électriques

La précision des mesures des puissances est influencée par la présence d'harmoniques de tensions et de courant.

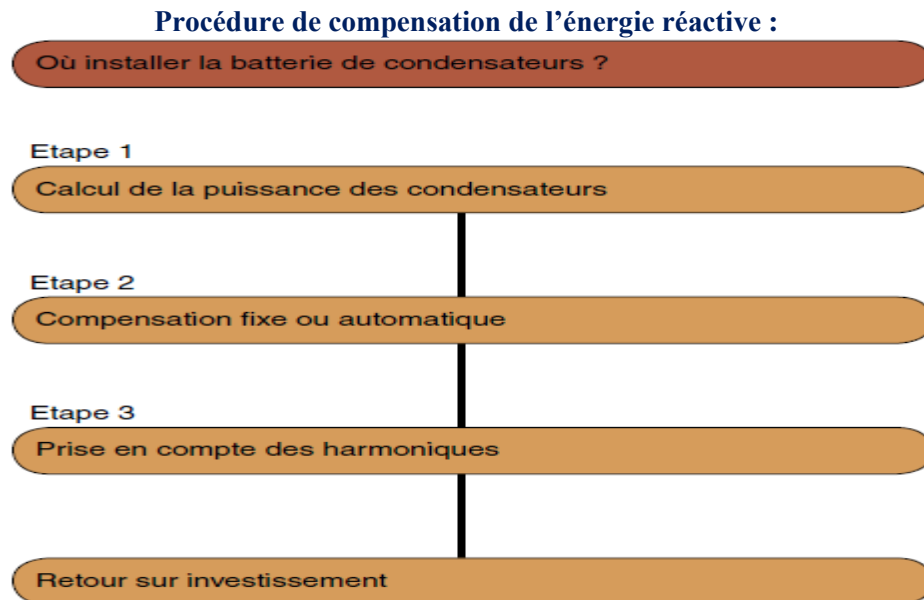
Chapitre 5 :



Etude de solutions proposées



I. Compensation de l'énergie réactive :



1) Analyse QOOOCP :

Toute entreprise est confrontée à des problèmes aussi variés, Certains ont des solutions évidentes. D'autres sont plus complexes, et nécessitent une grande compréhension de la situation.

La méthode **QOOOCP** permet d'avoir sur toutes les dimensions du problème, des informations élémentaires suffisantes pour identifier ses aspects essentiels. Elle adopte une démarche d'analyse critique constructive basée sur le questionnement systématique.

- **Qui ?** «Qui est concerné par le problème» : La direction d'exploitation de l'eau et d'électricité.
- **Quoi ?** «C'est quoi le problème» : Dégradation du facteur de puissance dans les poste DP.
- **Ou ?** «Ou apparait le problème» :
 - Les INDEX des compteurs télé-relevés.
 - La diminution de la durée de vie des matériels des PDP.
 - Le bilan annuel de la LYDEC
- **Quand ?** «Quand apparait le problème» :
 - Lors de la facturation des abonnés basse tension.
 - Destruction du matériel.
 - Dégradation de la qualité du réseau.

- **Comment ?** «Comment résoudre le problème» : Améliorer le facteur de puissance d'une installation consiste à installer une batterie de condensateurs qui agit en tant que source d'énergie réactive. Cette disposition s'appelle la compensation de l'énergie réactive de l'installation.

- **Pourquoi ?** «Pourquoi améliorer»: L'amélioration du facteur de puissance permet un dimensionnement réduit des transformateurs, des appareillages, des conducteurs, etc. ainsi qu'une diminution des pertes en ligne et des chutes de tension dans l'installation :

- **Diminution des pertes en ligne**

Les pertes dans les conducteurs sont proportionnelles au carré du courant transporté et sont mesurées par les compteurs d'énergie active (kWh) de l'installation. La diminution de 10 %, par exemple, du courant dans un conducteur réduira les pertes de 20 %.

- **Réduction de la chute de tension**

L'installation de condensateurs de compensation permet de réduire voire d'éliminer la circulation de courants réactifs (inductifs) dans les conducteurs en amont, et de ce fait réduit ou réduire les chutes de tension. A noter qu'une surcompensation produira une élévation de tension au niveau des capacités.

- **Augmentation de la puissance disponible**

L'augmentation du facteur de puissance d'une charge induit la diminution du courant fourni par le transformateur d'alimentation et, de ce fait, permet d'alimenter des charges supplémentaires. En pratique, en cas d'extension d'une installation, il peut être moins onéreux d'augmenter le facteur de puissance que de remplacer le transformateur existant.

- **En utilisant quel équipement ? :**

La compensation est réalisée par :



Figure 5.1 : Exemple de batterie à régulation fixe

⇒ **La compensation d'énergie réactive peut se faire avec des condensateurs fixes.**

Ces condensateurs sont d'une puissance unitaire constante et leur mise en œuvre peut être :

- * manuelle : commandée par disjoncteur ou interrupteur,
- * semi-automatique : commande par contacteur,
- * directe : asservie aux bornes d'un récepteur.

Ils s'utilisent :

- * aux bornes des récepteurs de type inductif (moteurs et transformateurs),
- * sur un jeu de barres où se trouvent de nombreux petits moteurs dont la compensation individuelle serait trop coûteuse,
- * dans le cas où la fluctuation de charge est faible.

⇒ **La compensation d'énergie réactive se fait le plus souvent par batterie de condensateurs à régulation automatique.**



Figure 5.2 : Exemple de batterie à régulation automatique

Batteries de condensateurs à régulation automatique

Ce type d'équipement permet l'adaptation automatique de la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs en fonction d'un FP désiré et imposé en permanence.

2) Puissance à compenser

Les mesures ont été télé relevé par les compteurs pour les postes de distribution publique qui ont un facteur de puissance inférieur à 0.8 dans le réseau de distribution électrique.

La figure suivante montre les puissances maximales appelées enregistrées durant les mois Janvier, février et mars de l'année en cours de chaque PDP :

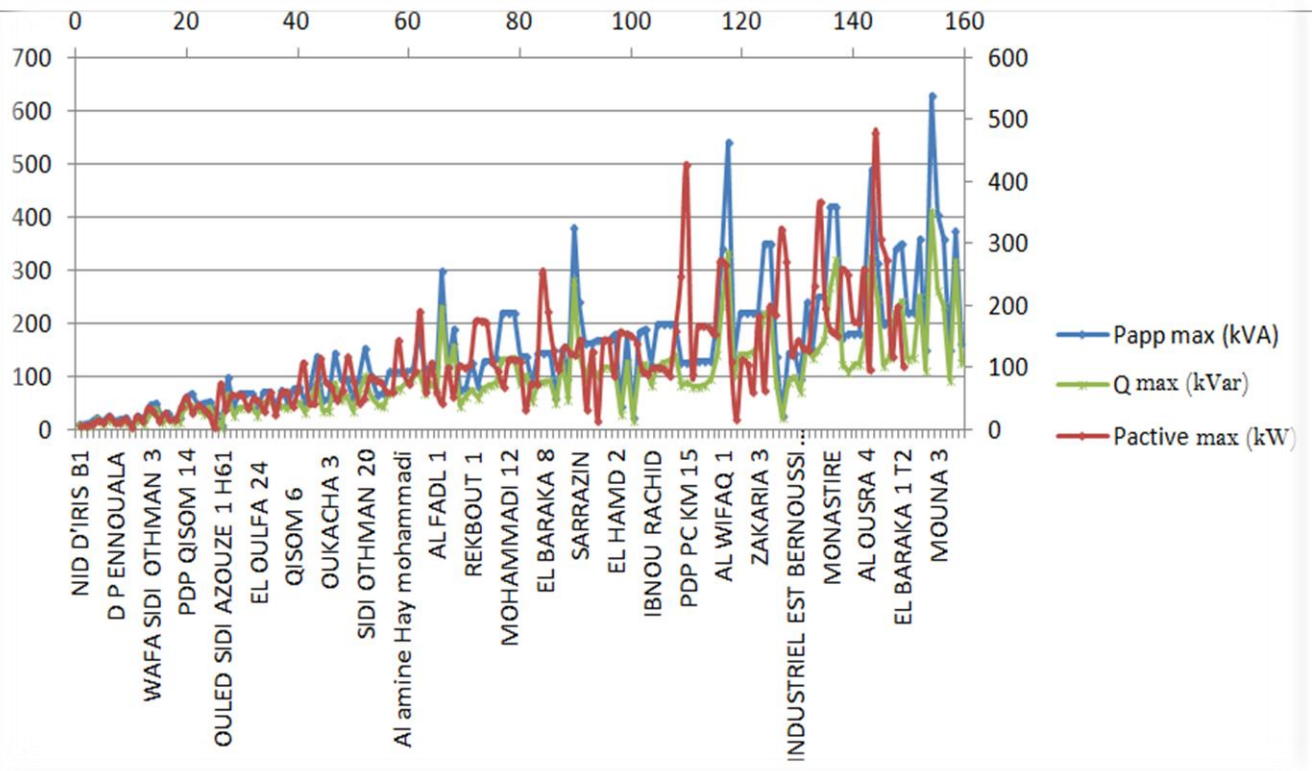


Figure 5.3 : les courbes des puissances maximales appelées par poste

On voit clairement d’après la courbe sous EXCEL que la puissance appelée varie entre 7 et 630 KVA, le facteur de puissance lui aussi varie entre 0,42 et 0,80 pour ces postes comme montre les tableaux ci-dessous;

ATTAWFIK 3	FP min	0,42
	Sapp KVA	150
	P kW	63
	Q kVar	136,1286157

L’objectif de La LYDEC et de rendre le

$$\cos \varphi' = 0,99 \Rightarrow \tan \varphi' = 0,14$$

	GHORABI	OULED SIDI AZOUZE 1
Sapp min KVA	7	
P kW	5,6	5,46
Q kVar	4,2	4,380456597
FP	0,80	0,78

Donc la puissance minimale à compenser est :

$$Q_{cmin} = P_{min}(\tan \varphi' - \tan \varphi)$$

$$= -3,6 \text{ kVar}$$

C’est le cas du poste OULED SIDI AZOUZE1.

S,N,C,I 3	Sapp max KVA	630
	Pmax KW	478,8
	Qmax kVar	409,4515356
	FP	0,76

Donc la puissance maximale à compenser est :

$$Q_{cmax} = P_{max}(\tan \varphi' - \tan \varphi) = -342 \text{ kVar}$$

On remarque que la puissance à compenser est fluctuante et varie dans la fourchette [Qcmin ; Qcmax] avec :

$$Q_{cmax} = 342 \text{ kVar} \text{ et } Q_{cmin} = 3,6 \text{ kVar}$$

REMARQUE : POUR SIMPLIFIER LE CALCUL NOUS AVONS PRIS LA VALEUR ABSOLUE DE Qc POUR LE RESTE DE CE RAPPORT (VOIR ANNEXE N°5)

3) Choix du type et de compensation

L'objectif de LYDEC est de rendre le $\cos \varphi' = 0,99 \Rightarrow \tan \varphi' = 0,14$

La puissance maximale à compenser est : $Q_c = P (\tan \varphi' - \tan \varphi)$

La compensation fixe : Les condensateurs, commandés par disjoncteur, interrupteur, contacteur ou installés en direct, fonctionnent en "Tout ou Rien".

La compensation automatique : Ces équipements, à régulation automatique intégrée, permettent d'adapter automatiquement la puissance réactive fournie par les condensateurs.

- **Rapport Qc/Sn :**

Qc : puissance de la batterie à installer.

Sn : puissance apparente du transformateur de l'installation

Qc/Sn :

- $Q_c > 15 \%$: compensation automatique
- $Q_c \leq 15 \%$: compensation fixe

Par exemple : $Q_c = 50 \text{ kVar}$. $S_n = 250 \text{ kVA}$:

$$Q_c/S_n = 50/250 = 20 \%$$

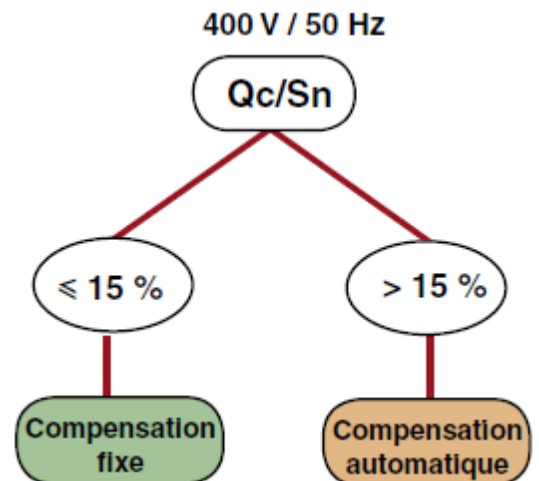


Figure 5.4 : Type de compensation

Le seuil de 15 % est une valeur indicative, conseillée pour éviter les effets de la surcompensation à vide.

4) Intérêt de la compensation automatique

Une batterie de condensateurs à régulation automatique est divisée en gradins. Chaque gradin est commandé par un contacteur. L'enclenchement du contacteur met le gradin en service en parallèle avec les gradins connectés à l'installation, le déclenchement du contacteur, au contraire, le met hors service. Ainsi la capacité totale de la batterie de condensateurs varie par palier en fonction du besoin de kVar.

Un relais vari-métrique mesure la valeur du facteur de puissance de l'installation et en commandant l'ouverture ou la fermeture des contacteurs des gradins en fonction de la charge, régule la valeur du facteur de puissance de l'installation à la valeur consignée. La tolérance sur la régulation est déterminée par la taille de chaque gradin.

Le transformateur de courant TC associé au relais var-métrique doit être installé sur une des phases de l'arrivée alimentant les charges à compenser, comme indiqué dans le schéma suivant :

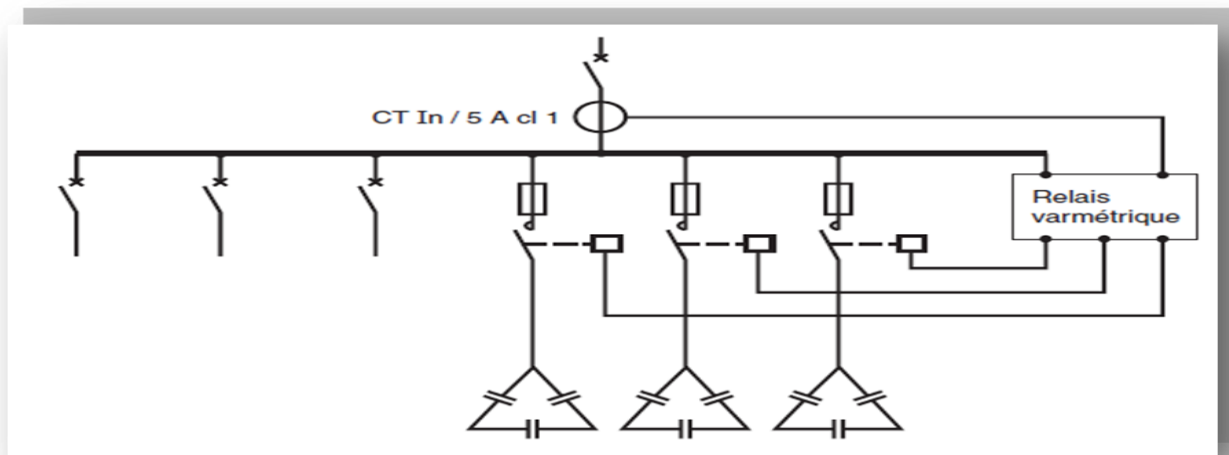


Figure 5.5: Principe de la compensation automatique

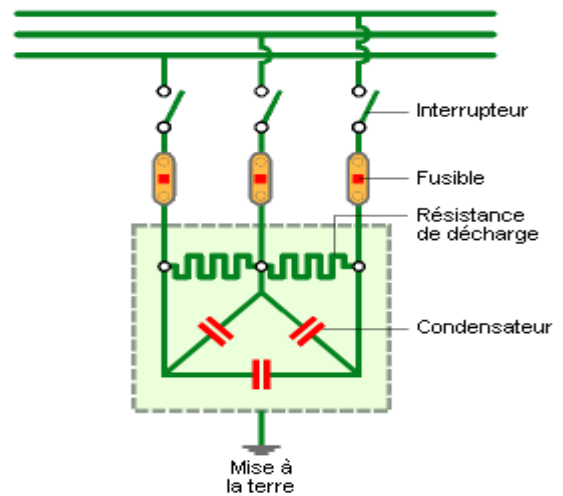
Puissance des pas de régulation

- En fonction de la mesure du $\cos \phi$ ou $\tan \phi$, on enclenche ou déclenche des éléments condensateurs dont la puissance en kVAr doit permettre de suivre au plus près l'évolution du $\cos \phi$ souhaité.
- Il faut choisir des pas de régulation suffisamment faibles de manière à éviter la sous ou surcompensation.

Résistances de décharges

- Des précautions seront également prises pour l'appareil de protection des batteries de condensateur (figure 5.6) car des courants transitoires importants apparaissent à l'enclenchement et au déclenchement des batteries.
- Pour limiter ce phénomène, des résistances de décharge sont installées en parallèle sur la batterie de condensateurs :

Figure 5.6 : Protection des condensateurs



5) Dimensionnement des condensateurs

Exemple d'étude sur le logiciel ISIS :

Prenant par exemple le poste DP S.N.C.I 3 avec $f=50\text{Hz}$. Les relations reliant les puissances

$$\Rightarrow S = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ et } \varphi = \text{Arctan}(Q/P)$$

Tel que S est la puissance apparente, P la puissance active et Q la puissance réactive

Avec avant compensation : $\cos \varphi = 0,76$

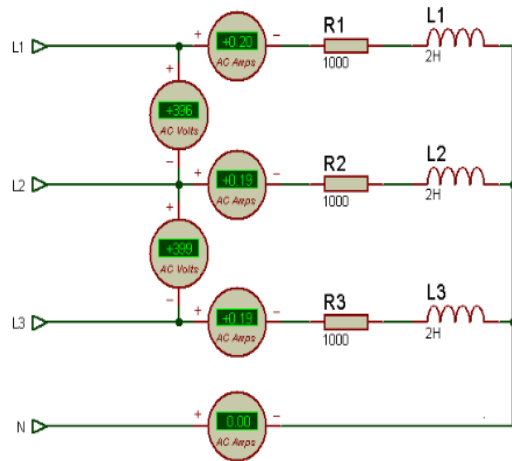
$$\Rightarrow \tan \varphi = 0,85$$

Nouveau FP ciblé est : $\cos \varphi' = 0,99$

$$\Rightarrow \tan \varphi' = 0,14$$

La différence entre ces 2 $\tan \varphi$ est de $0,85 - 0,14 = 0,71$ ce qui donne un angle de $\text{Arctan } 0,71 = 35,37^\circ$ (déphasage entre la tension et le courant d'environ 35°)

A l'aide du logiciel ISIS Proteus comme illustré ci-dessous. Le poste DP a été modélisé en Montage triphasé (équilibré) (pour simplifier les calculs). Afin de visualiser la variation du comportement de la charge RL vis à vis du type de couplage des batteries de condensateurs.



Pas de courant dans le neutre montage équilibré celui-ci peut être supprimé

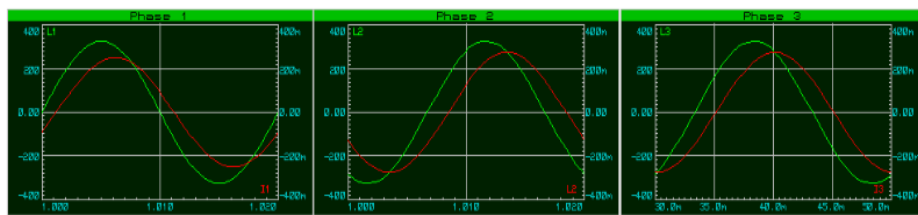


Figure 5.7 : Schéma avant compensation

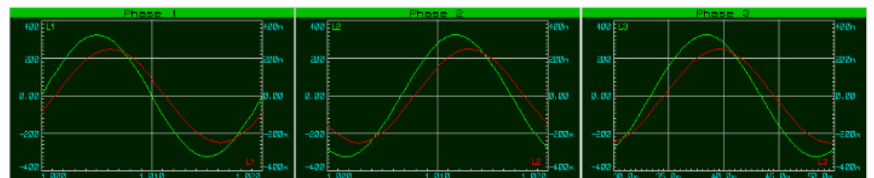
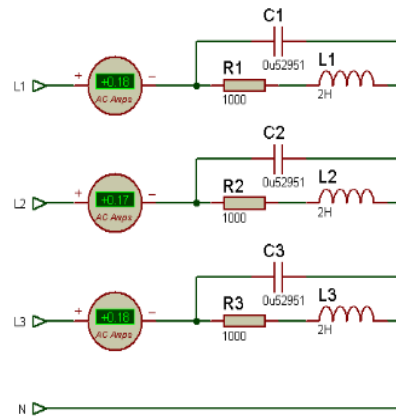
Après compensation « **couplage** **Etoile** »

La puissance consommée sur une phase est identique sur les 3 phases (montage équilibré)

La Puissance active totale de notre montage est de 478,8 kW soit une puissance de 159,6 kW répartie par phase.

La Puissance réactive totale de notre montage est de 409,45 kVar soit une puissance de 136,43 kVar répartie par phases.

► Les condensateurs sont couplés en étoile donc ils sont



soumis à une tension simple (phase et neutre) *Figure 5.8: Schéma de compensation étoile*

La puissance fournie par les condensateurs $Q_c = -V^2 \cdot C \cdot \omega = P(\tan \varphi - \tan \varphi')$

Avec un nouveau $\cos \varphi = 0,99$ la puissance réactive que va fournir « le » condensateurs est donc

$$\Rightarrow C = -P(\tan \varphi - \tan \varphi') / (V^2 \omega)$$

$$\Rightarrow C = 159,6 \cdot 10^3 (0,85 - 0,14) / (230^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50) = 6,81 \text{ mF (valeur théorique)}$$

La puissance fournie par les condensateurs est de:
 $Q_{ct} = 3 \cdot Q_c = 3 \cdot 230^2 \cdot 6,81 \cdot (10^{-3}) \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 = 340 \text{ kVar}$: (C=condensateur t=totale)

La nouvelle puissance réactive est donc $Q_t = Q - Q_{ct} = 409,45 - 340 = 69,45 \text{ kVar}$

Or, $\tan \varphi = Q_t / P \Rightarrow$ Le nouveau $\cos \varphi$ est de 0,99

$P_t = 478,8 \text{ kW}$ (inchangé), $Q_t = 69,45 \text{ kVar}$ et $S = 483,8 \text{ KVA}$

$\cos \varphi = (P/S) = 478,8 / 483,8 = 0,989 \approx 0,99$!!! \Rightarrow On retrouve le nouveau $\cos \varphi$

Après compensation – couplage triangle

Nous allons analyser maintenant mais avec un autre couplage un couplage triangle (figure 5.9) des condensateurs. La puissance consommée sur une phase est identique sur les 3 phases (montage équilibré)

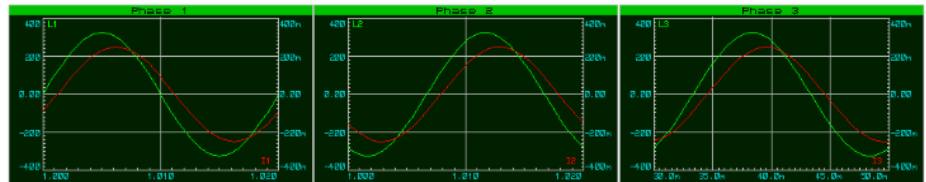
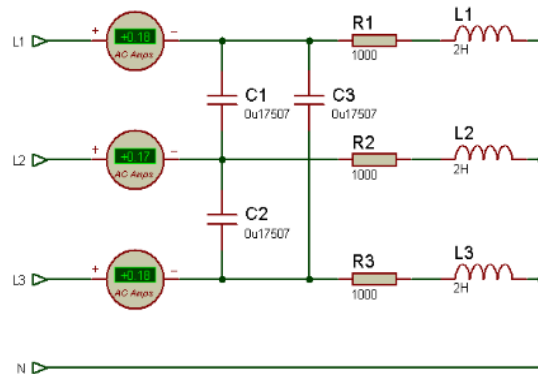


Figure 5.9: Schéma de compensation triangle

- Les condensateurs sont couplés en triangle donc ils sont soumis à une tension composée. La puissance fournie par les condensateurs $Q_c = -U^2 \cdot C \cdot \omega = P(\tan \varphi - \tan \varphi')$
 Avec un nouveau $\cos \varphi = 0,99$ la puissance réactive que va fournir « le » condensateurs est donc

$$\Rightarrow C = -P(\tan \varphi - \tan \varphi') / (U^2 \omega)$$

$$\Rightarrow C = 159,6 \cdot 10^3 (0,85 - 0,14) / (400^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50) = 2,25 \text{ mF}$$

\Rightarrow LES CAPACITES DES CONDENSATEURS DU COUPLAGE TRIANGLE SONT MOINS IMPORTANTES

\Rightarrow LE COUPLAGE TRIANGLE EST INTERESSANT QUE L'ETOILE.

La puissance fournie par les condensateurs est de:

⇒ $Q_{ct}=3*Q_c=3*400^2*0,00225*2*\pi*50=340$ kVar (inchangé). La nouvelle puissance réactive est donc $Q_t=Q-Q_{ct}=409,45-340=69,45$ kVar
 Le nouveau cos φ est de 0,99
 $P_t=478,8$ kW (inchangé), $Q_t=69,45$ kVar et $S=483,8$ KVA
 $\cos \varphi = (P/S)= 478,8/483,8 = 0,99$!!! => On retrouve le nouveau cos φ

6) La pollution des harmoniques

De plus en plus d'appareils font appel à de l'électronique de puissance.

Ces équipements injectent des courants harmoniques dans le réseau électrique.

- Ces harmoniques perturbent le fonctionnement de nombreux dispositifs (automates, cartes d'alimentation...)
- Une pollution importante entraîne des échauffements et un claquage prématuré des condensateurs qui y sont sensibles

La maîtrise des perturbations

Les solutions de Schneider Elec

Permettent de réduire les nuisances des courants harmoniques.

Les selfs sont associées en série avec les condensateurs des batteries de compensation d'énergie réactive

Les producteurs de courants harmoniques

- ▶ Variateurs de vitesse.
- ▶ Onduleurs...
- ▶ Eclairage fluorescents.
- ▶ Postes soudure
- ▶ Fours, micro-ondes

Réduire les harmoniques permet de faire des économies

- ▶ Supprime les échauffements et les vieillissements prématurés.
- ▶ Elimine les vibrations et les parasites
- ▶ Evite les troubles de fonctionnement.
- ▶ Résoudre les problèmes de déformations d'image et de son ...
- ▶ Fours, micro-ondes

✗ Lors du placement d'une batterie de condensateurs, il faut effectuer une vérification de la présence d'harmoniques dans l'installation: celles-ci peuvent endommager les batteries de condensateurs et provoquer des surtensions dangereuses pour l'installation. Elles peuvent être à l'origine du "claquage des condensateurs".

6.1) Rapport de pollution Gh/Sn :

Les équipements de compensation existent en trois versions, adaptées au niveau de pollution harmonique du réseau.

Le rapport Gh/Sn est le pourcentage de pollution que les condensateurs peuvent supporter

Il permet de choisir la version appropriée :

- **Calcul du rapport Gh/Sn :**

Gh : puissance apparente des récepteurs produisant des harmoniques (électronique de puissance, moteurs, variateurs de vitesse, convertisseurs, tubes fluorescents,...)

Sn : puissance apparente du transformateur.

Qc : puissance de l'équipement de compensation.

U : tension réseau.

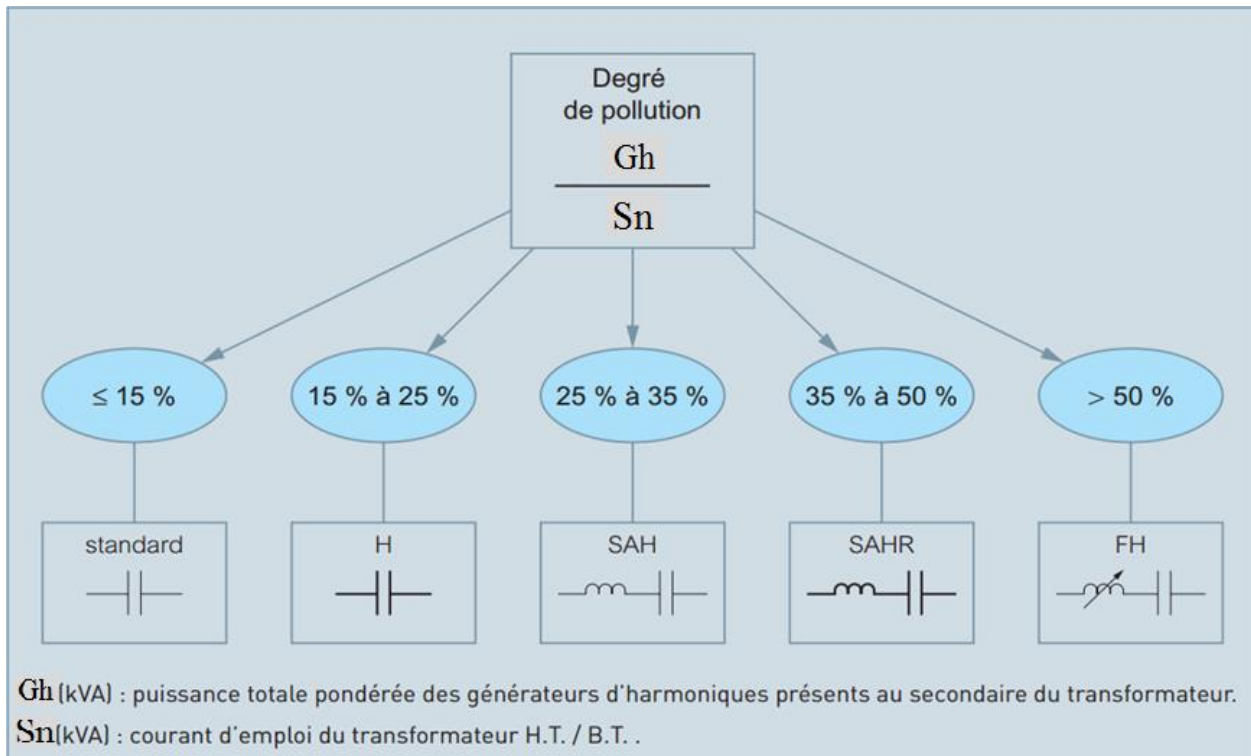


Figure 5.10 : Choix des batteries selon le degré de pollution

H : compensation de type Harmonie

SAH : self anti-harmonique.

SAHR : self anti-harmonique renforcée

FH : filtre d'harmonique

6.2) Insensibilisation Des Condensateurs Aux Harmoniques:

Par construction et conformément aux normes en vigueur, les condensateurs sont aptes à supporter en permanence un courant efficace égal à 1,3 fois le courant nominal défini aux valeurs nominales de tension et de fréquence.

Ce coefficient de surintensité a été déterminé pour tenir compte des effets combinés de la présence d'harmoniques et de surtension (le paramètre de variation de capacité étant négligeable).

En associant ces deux paramètres Gh et Sn, on peut définir quatre types de réseaux auxquels correspond un « type » de condensateurs à installer :

- réseau non pollué ($Gh/Sn \leq 15\%$),
- réseau faiblement pollué ($15\% < Gh/Sn \leq 25\%$),
- réseau pollué ($25\% < Gh/Sn \leq 50\%$).
- réseau fortement pollué ($Gh/Sn > 50\%$),

7) Les solutions de Schneider Electrique

7.1) Choix des condensateurs à installer

Le tableau ci-dessous récapitule l'ensemble des alternatives du choix des batteries de condensateurs pour chaque PDP, ainsi que la justification de chaque choix en se basant sur l'analyse effectuée sur le facteur de puissance (l'objectif est d'atteindre un $FP=0,99$)

Non du poste	Type	Qc (kVar)	Gh/Sn	Qmin (kVar) cata	FP	Qmax (kVar) cata	FP'
NID D'IRIS B1	STANDARD	6,57	2,5	5	0,97223	7,5	0,990601
IMAM MALIK		8,11	2,8	7,5	0,99806	10	0,983796
SOUINIA 4 T2		13,75	3,5	12,5	0,99363	15	0,997575
MARIE CHRISTINE		11,19	4,0	10	0,99779	12,5	0,997604
H61 GHORABI		3,40	4,0	2,5	0,98688	5	0,962247
WAFI SIDI OTHMAN 3		26,01	4,4	25	0,99955	30	0,994302
S,N,C,I 3		35,76	4,8	35	0,99964	40	0,990342
MEDIOUNA 20KV		17,03	5,3	15	0,99700	20	0,994164
PATRILOGE 1	H	20,92	15,9	20	0,99959	25	0,993254
INDUSTRIEL EST BERNOUSSI 8 TR 2		30,24	17,2	30	0,99995	35	0,988267
PHILIPPE		36,73	17,5	35	0,99767	40	0,992330
SAKKAN ARRAHA		28,87	17,5	25	0,99598	30	0,999699
AL AZIZIA		70,04	17,5	60	0,99605	75	0,999159
PDP SIDI MOHAMED BEN ABDELLAH 3		46,21	18,0	40	0,99652	50	0,998855
JAMIL		53,92	18,0	50	0,99834	60	0,996444
SIDI OTHMAN 20		83,99	18,0	80	0,99935	90	0,998809
IBN TACHFINE 3	SAH	55,94	30,0	52,5	0,99923	75	0,853704
BAHR LIND		75,60	30,2	75	0,99995	80	0,998450
CHEFCHAOUNI 3		140,79	30,4	125	0,98933	150	0,996527
IBNOU SARAH 2		36,97	31,2	35	0,99941	75	0,848550

QISOM 18		51,78	31,5	50	0,99938	52,5	0,999934
BOURNAZEL 2 CABINE		110,19	32,0	100	0,99816	120	0,998526
CHEFCHAOUEN 1		89,20	32,5	80	0,99524	100	0,729263
AIN BORDJA	SAHR	245,94	42,5	240	0,99968	320	0,960719
CHEFCHAOUEN 2		115,86	45,0	100	0,98673	120	0,999151
HOURIA 1		81,72	45,0	45	0,96416	87,5	0,999159
EL HAMD 2		87,55	45,0	87,5	1,00000	100	0,996454
EL HAOUZA		26,08	46,0	30	0,99322	45	0,867418
S,N,C,I 2		122,92	46,3	120	0,99973	160	0,967195

Avec, Q_c : la valeur de la puissance à compenser

Tableau 5.1: Les solutions de Schneider Electrique

7.2) Gain technique en puissances appelée

Le tableau détaillé en (ANNEXE N° 5) nous a permis de calculer la puissance réactive et appelée que nous avons gagnés après compensation de l'énergie :

La puissance gagnée qui sera appelée sur le réseau :

$$S_{\text{gagnée}} = S_{\text{tot}} - S'_{\text{tot}}$$

Avec :

S'_{tot} : la puissance totale appelée après compensation

S_{tot} : la puissance totale appelée avant compensation

$$S'_{\text{tot}} = \frac{Q'_{\text{tot}}}{\tan(\phi)} = \frac{Q_{\text{tot}} - Q_{\text{bat}}(\text{catalogue})}{\tan(\phi)}$$

$$Q_{\text{tot}}(\text{réseau}) = 14826,16 \text{ kVar}$$

Q_{tot} : la puissance réactive totale avant compensation

Q_{bat} : la puissance réactive totale calculé à partir du catalogue de Schneider Electrique

$$S_{\text{tot}} = 22063 \text{ KVA}$$

II. Effets du nombre de postes proches

1) Aperçu Général Sur Le Logiciel ArcGIS

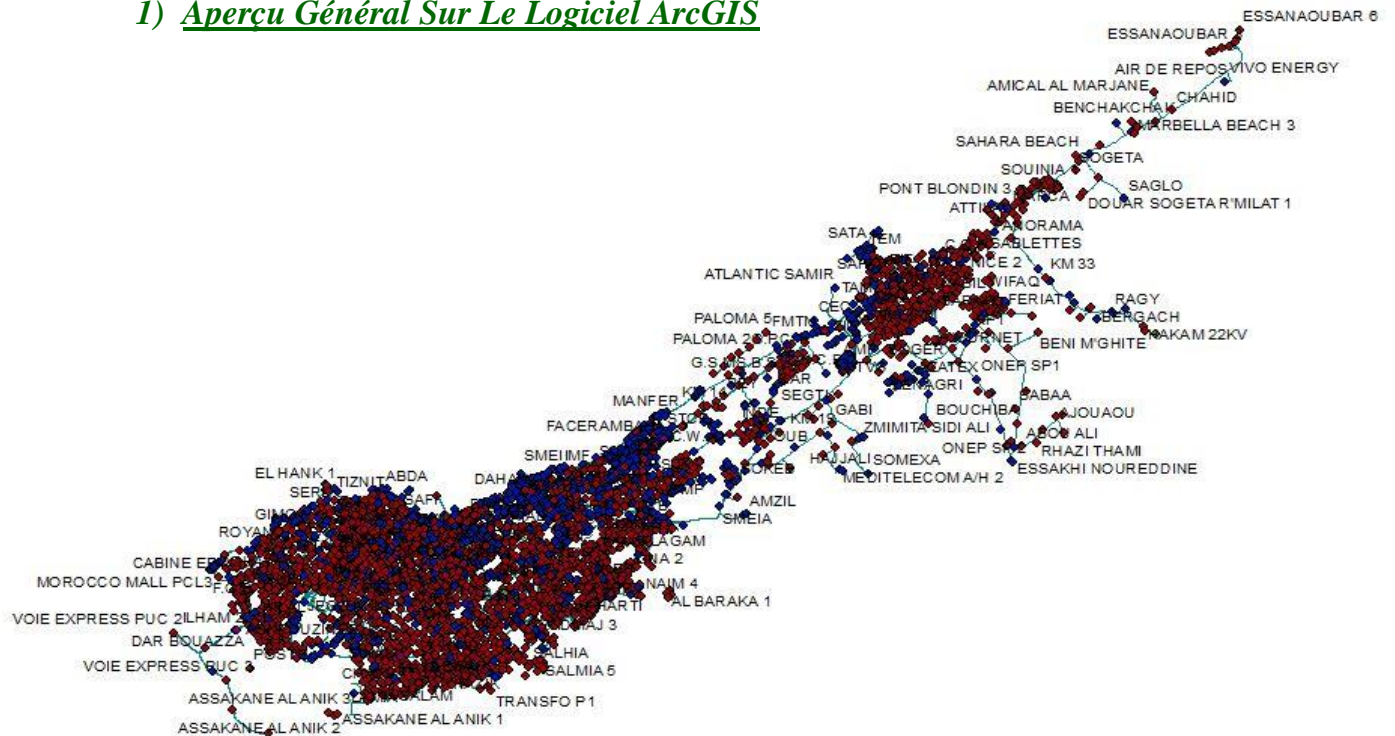


Figure 5.11: Carte du réseau de distribution HTA de la LYDEC

ArcGIS est un système complet qui permet de collecter, organiser, gérer, analyser, communiquer et diffuser des informations géographiques. En tant que principale plateforme de développement et d'utilisation des systèmes d'informations géographiques (SIG) au monde, ArcGIS est utilisé par des personnes du monde entier pour mettre les connaissances géographiques au service du gouvernement, des entreprises, de la science, de l'éducation et des médias. ArcGIS permet la publication des informations géographiques afin qu'elles puissent être accessibles et utilisables par quiconque.

Les cartes créées avec ArcGIS affichent les informations et permettent de les utiliser pour prendre en charge la requête, l'analyse, la planification et la gestion. Il s'agit d'un concept clé dans ArcGIS : Les cartes sont à la fois un produit fini du travail SIG ainsi qu'un outil utilisé dans ce travail. Une carte ArcGIS est une fenêtre interactive avec laquelle les gens peuvent visualiser, explorer, analyser et mettre à jour les informations géographiques. Avec ArcGIS, vous créez des cartes non seulement pour afficher des informations, mais aussi pour trouver et comprendre les tendances et les relations, réaliser des analyses et une modélisation pour résoudre

des problèmes spécifiques, visualiser et suivre l'état, permettre la saisie et la compilation de données et communiquer des idées, des plans et des conceptions.

2) Critères de choix de la distance minimale entre deux postes proches

Critère de suppression :

- Une distance maximale entre deux postes ne doit pas être inférieure à 150m
- Le facteur de charge doit être compris entre 50% et 75% de la puissance installée dans le transformateur

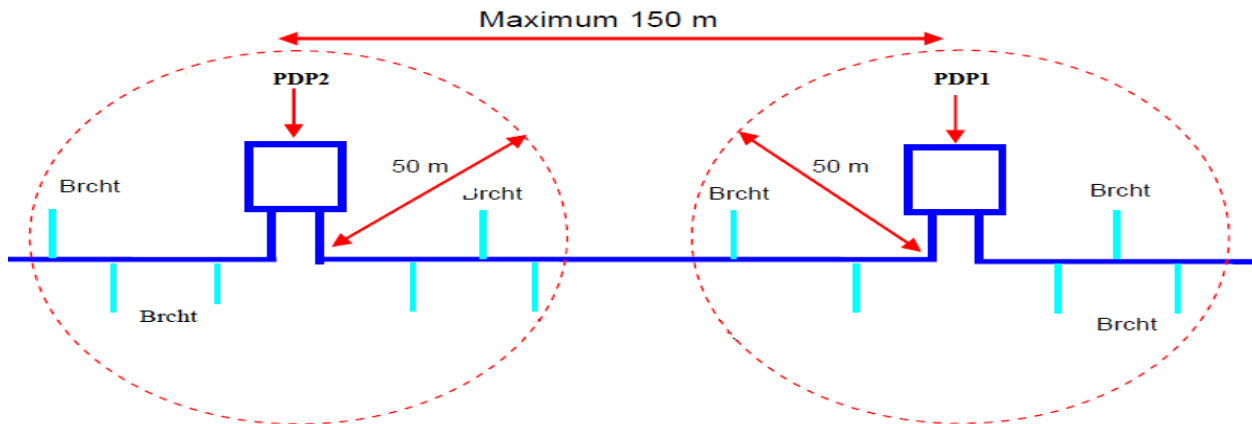


Figure 5.12 : La distance maximale en deux PDP

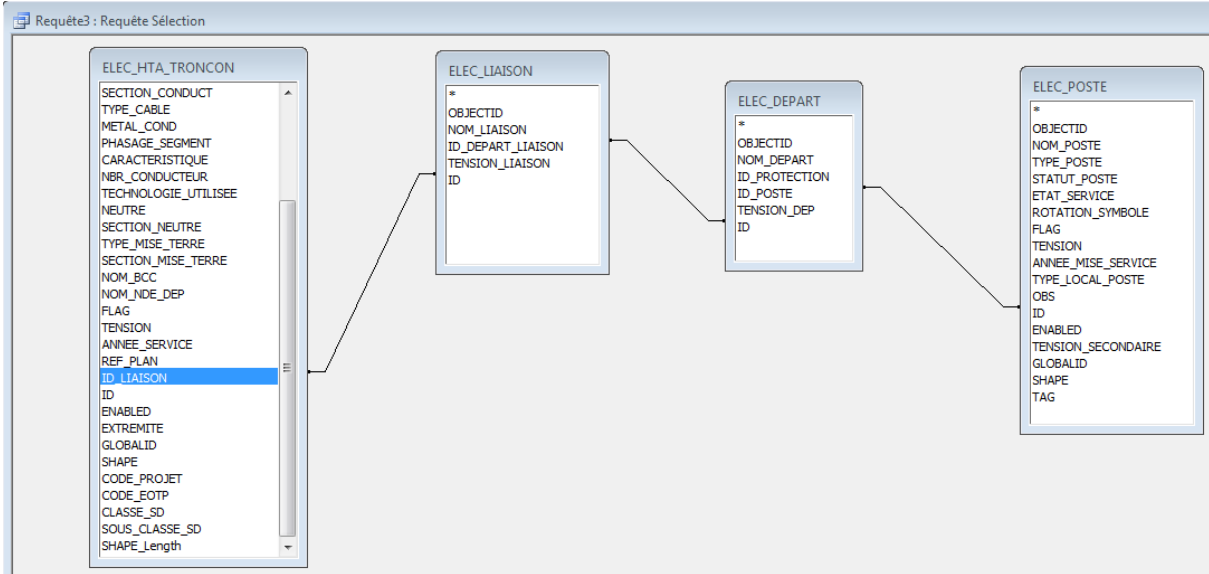
La figure montre le critère de choix de la distance entre poste DP

3) Requête des postes conditionnés par le critère de distance

Quelques notions importantes pour effectuer la requête :

- ▶ Une liaison peut être constituée de un ou plusieurs tronçons
- ⇒ L'identifiant des liaisons on le trouve dans la table des tronçons
- ▶ Un départ est constitué de plusieurs liaisons
- ⇒ L'identifiant des départs existe dans la table des liaisons
- ▶ Un poste peut avoir plusieurs départ
- ⇒ L'identifiant des postes se trouve dans la table des départs

Etape 1 : Détermination des PDP proches nous avons procédé par une requête sur le Microsoft Access



Etape 2: On rassemble les résultats suivant

Champ :	NOM_LIAISON	SHAPE_Length	NOM_POSTE	NOM_DEPART
Table :	ELEC_LIAISON	ELEC_HTA_TRONCON	ELEC_POSTE	ELEC_DEPART
Opération :	Regroupement	Somme	Regroupement	Regroupement
Tri :	Croissant			
Afficher :	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Critères :				

Etape 3 On obtient la distance entre chaque deux postes qui se suivent :

NOM_LIAISON	SommeDeSHAPE_Length	NOM_POSTE	NOM_DEPART
ECOLE ESSALAMA 2 / BOURNAZEL SUD 2	22,447122143679	SIDI OTHMAN SATELLITE	D19 NIL 4 VIA AUX.N2
Etoile AL BOUNIANE / AL BOUNIANE	110,416066112487	MOHAMEDIA	Y7 MINE DE SEL
LAMCHICHIA 1 / LA COTE	462,462174151984	DAR BOUAZZA	D04 HASSANI 3
MUNICIPALITE SIDI BERNOUSSI / CITE 2-8	330,231197707047	LAAYOUNE	D9 PS2 SECOURS
SALAMAHL LOUGHLAM 4 / SALAM AHL LOUGHLAM 5	256,28106012502	ZENATA	Y17 SALAM AHL LOUGHLAM 2
Y. ELMANSOUR SATELLITE / ISHAK IBNOU HANIN	517,1602643791	Y. ELMANSOUR SATELLITE	D4 MUGUETS
(C1) CHAVIGNE / CAMIRAN	3851,17894893443	CHAVIGNE	C1
(C2) CHAVIGNE / CAMIRAN	3934,08351438218	CHAVIGNE	C2
(C4) ADE / CAMIRAN	3514,49929735643	A. D. E	C4
10 MARS / TISSIR 1	1549,34090134078	SIDI OTHMAN SATELLITE	D17 CHTAIBA
10 MARS 2 / LES BELLES MEHDIA	92,2498718421149	SIDI OTHMAN LIVRAISON	D6 AL MASSIRA 14
1ERE BASE NAVALE MARINE ROYALE 2 / CENTRE D'INSTRUC	45,8243073742722	CHAVIGNE	D22 G. M. HASSAN 2 P.O
2 MARS / NADOR 2	666,538043533086	OULAD HADDOU	D35 POLICE DES CRETES
2 MARS 2 / LAVOISIER	210,219780711849	A. D. E	D10 SEBTA

*sommeDeSHAPE_Length : c'est la longueur en mètre de la liaison qui relie le PDP1 avec le PDP2 le plus proche.

Figure 5.13 : les étapes de calcul du linéaire entre deux PDP

Le tableau suivant donne un aperçu sur le linéaire gagné, calculé à partir de la différence entre la longueur réelle et la longueur linéaire que nous avons optimisé (voir l'ANNEXE N°2) à l'aide du logiciel ArcGIS.

NOM_LIAISON	PI(KVA)	PA(KVA)	L réelle	L linéaire (m)	L gain (m)
EL MAANI 4	100	65	122,5	42	80,5
LONGWAY 2	250	28			
GALIENI	400	133	102	53	49
LABAS	400	274			
CHATEAU-BRIAND 2	250	124	131	80	51
JEAN JAURES 1	400	45			
EL HOUDHOUD	100	29	131	75	56

Tableau 5.2 : Le gain en linéaire des paires de PDP

4) Les postes sur/sous dimensionnés :

4.1) Analyse des paires de postes surdimensionnés :

Le tableau en (ANNEXE N°7) montre les postes surdimensionnés, dont leurs transformateurs sont chargés à des valeurs inférieures 50% de la puissance installée, c'est-à-dire que la demande en énergie est très faible ; et ceci est dû soit aux zones qui ne sont pas denses en abonnées ou encours en construction, soit à d'autres raisons.

La désignation des couleurs dans les tableaux dans ce paragraphe est:

	L'excédent à poser dans le stock
	Poste non changé

C : coefficient de charge du transformateur HTA/BTA, c'est la nouvelle charge appelée (tableau 5.3) par le transformateur qui a la plus grande valeur de PI (puissance installée)

Exemples :

coefficient de charge inférieur à 50%				
NOM_LIAISON	PI(KVA)	PA(KVA)	coéf charge	A ajouter au stock
BENELLI	250	5	14,29	250
KHOURIBGA 1	630	85		
CHAUNY 2	400	11	16,83	250
CHAUNY	630	95		

Tableau 5.3 : les paires de PDP surdimensionnés

On décompose chaque deux postes proches dont la distance entre eux est inférieure à 150 mètres à part dans le tableau à partir du logiciel ArcGis (raisonnement par paires de postes)

1) La première paire de postes sous dimensionné le plus est : BENELLI

Si on ramène la puissance appelée du poste BENELLI vers le transformateur du poste KHOURIBGA 1,

Calculons le coefficient de charge : $C = \frac{(85+5)}{630} = 14,29 \%$

Alors ce C n'appartient pas à l'intervalle de fonctionnement optimal du TR

D’où la nécessité de remplacer les deux TR par un seul TR de **PI =250 KVA**

Alors le nouveau coefficient de charge est : $C' = \frac{(85+5)}{250} = 36 \%$

Résultat :

TR gagné : 630 KVA (+stock),

TR à acheter : 0

On va juste remplacer le TR du poste KHOURIBGA 1 par celui du BENELLI

2) On procède le même raisonnement pour le deuxième cas :

Le nouveau coefficient de charge est obtenu par le remplacement des deux TR (CHAUNY 2 ; CHAUNY) par un TR de PI=250 KVA

Alors : $C = \frac{(11+95)}{250} = 42,4 \%$

Remarque : Les puissances recommandées par la LYDEC pour les postes DP sont à partir de : 250, 400, 630, et 1000 KVA.

4.2) Analyse des paires postes sous-dimensionnés :

Le tableau en (ANNEXE N°7) montre les postes sous-dimensionnés, dont leurs transformateurs sont chargés à des valeurs supérieurs 75% de la puissance installée, c'est-à-dire que la demande en énergie est très forte ; et ceci est dû soit aux zones qui sont trop denses en abonnés, soit à d’autres raisons

Exemples : le tableau suivant montre les coefficients de charge par paire de postes

coefficient de charge supérieur à 75%				
A ajouter au stock	NOM_LIAISON	PI(kVA)	PA(KVA)	coefficient charge
630	CHRIFA 5	400	190	95,500
	BELLA AL MADINA	400	192	
1000	ANFA 8	630	550	95,238
	MLY YOUSSEF 2	250	50	

Tableau 5.4 : les paires de PDP sous-dimensionnés

On décompose chaque deux postes proches dont la distance entre eux est inférieur à 150 mètres à part dans le tableau à partie du logiciel ArcGis (raisonnement par paires de postes)

- 1- La première paire le poste surdimensionné le plus est : **BELLA AL MADINA**
- 2- Si on ramène la puissance appelée du poste **CHRIFA 5** vers le transformateur du poste **BELLA AL MADINA**,

Calculons le coefficient de charge : $C = \frac{(190+192)}{400} = 95,5 \%$

Alors ce C n’appartient pas à l’intervalle de fonctionnement optimal du TR

D’où la nécessité de remplacer les deux TR par un TR de **PI =630 KVA**

Alors le nouveau coefficient de charge est : $C' = \frac{(190+192)}{630} = 60,63 \%$

Résultat : nombre des transformateurs à mettre dans le stock par catégorie de leur puissance installée

TR gagné : 2*400, 630, 250 KVA (+stock),

TR à acheter : 630,1000 KVA

On procède de la même manière pour le deuxième cas :

Le nouveau coefficient de charge est obtenu par le remplacement des deux TR (ANFA 8 ; MLY YSF 2) par un TR de PI=1000 KVA

Alors : $C = \frac{(500+50)}{100} = 60 \%$

Remarque : Les puissances recommandées par la LYDEC pour les postes DP sont à partir de : 250, 400, 630, et 1000 KVA

4.3) Les paires de postes à charge normale :

Le tableau 5.5 en (ANNEXE N°7) montre les postes avec dimensionnement normal, dont leurs transformateurs sont chargés avec des valeurs comprises entre 50 et 75% de la puissance installée, c'est-à-dire que la demande en énergie est équilibrée;

Exemples :Le tableau contient les postes dont le coefficient de charge <50% et >75%

A stocker	NOM_LIAISON	PI (KVA)	PA (KVA)	Coefficient charge
	DUPLEIX	1000	406	55,60
250	PARENT 4	250	150	
250	ATTAWFIK 1	250	70	67,25
	ATTAWFIK 2	400	199	
	HORLOGE	250	84	65,60
250	ARMEE ROYALE 3	250	80	

Tableau 5.5 : les paires de PDP normalement dimensionnés

*Exemple:

- 1- Poste **PARENT 4** a une PA=150 KVA c-à-d qu'il est chargé à 60% de son PI,
- 2- Puisque la distance entre eux est inférieure à 150m on ramène sa puissance appelée vers le transformateur du poste **DUPLEIX** :

Le coefficient de charge serait : $C = \frac{(406+150)}{1000} = 55,6 \%$

Il est inclus dans l'intervalle de fonctionnement optimal du transformateur ;

Résultat :

TR gagné : 3*250 KVA (+stock),

TR à acheter : rien à acheter !

On procède le même raisonnement pour tous les cas de figures ;

4.4) Gain en Stock :

Le tableau 5.6 montre les résultats du paragraphe (4) effectués sous Excel, ce tableau contient les transformateurs que nous avons gagnés (enlevés), et ceux a achetés (ou bien à installer dans le PDP), ainsi que les TR restant qui constituent la quantité à stocker.

atégorie du TR par KVA	TR gagnés	TR a achetés	+stock
100	3	0	3
160	1	1	0
250	30	12	18
400	38	12	26
630	12	11	1
1000	2	1	1

Tableau 5.6 : répartition des PDP par catégories de PI

Le tableau ce dessus décrit la situation du stock après la suppression et la réinstallation des transformateurs des postes de distribution publique

Chapitre 6 :



Approche technico-économique



I. Etude technico-économique des solutions proposées

Un projet est défini et mis en œuvre pour élaborer la réponse en besoin d'un utilisateur ou d'un client.

Il se caractérise par une complexité technique et managériale. En d'autre terme, l'étude financière et l'étude technique représentent les deux facettes primordiales de la réussite de tout projet. On ne peut jamais considérer un projet réussi et parfait si l'une est mal conçue. Ce sont deux enjeux majeurs qu'il faut maîtriser pour atteindre le but du projet.

1) Solution N°1 : Installation des batteries de condensateurs

Le tableau ci-dessous correspond à notre premier accès à la base de données des INDEX des compteurs, ce qui nous a amené d'extraire seulement les colonnes qui vont nous aider par la suite à l'étape de calcul (Nom du poste, PI(KVA), PA(KVA), FP) comme le montre le tableau 6.1

DP	groupe	Nom du poste	N° serie Lydec du compteur	N°serie ISKRA du compteur	PI (KVA)	Pa max (KVA)	FP
500	PDP	ATTAWFIK 3	F15300414	35813280	250	150	0,42
500	PDP	OUKACHA 5	F15300392	35 813 258	400	150	0,50
200	PDP	OTHMAN 3	F15300595	35 813 461	400	120	0,52
600	PDP	BLANCHMAIL	F15300851	35813717	400	114	0,53
600	PDP	CHEFCHAOUNI 11	F15300841	35813707	250	375	0,53
600	PDP	PHILIFE	F15300855	35813721	250	48	0,54
700	PDP	PDP MASBAHIATE	F15301954	35814820	400	110	0,55
600	PDP	CHEFCHAOUNI 3	F15300848	35813714	630	190	0,57
600	PDP	INDUSTRIEL EST BERNOUSS	F15300872	35813738	250	78	0,57
600	PDP	MACHRAH	F15300854	35813720	400	48	0,58
500	PDP	CHEFCHAOUEN 2	F15300369	35 813 235	400	162	0,60
600	PDP	S.N.C.I 3	F15300871	35813737	630	50	0,60

Tableau 6.1: Relevés des INDEX des compteurs ISKRA

+ Prix des condensateurs choisis :

1.1) Type STANDARD

Pour comptabiliser le gain total en termes de puissance appelée avec les batteries de compensation choisies au paragraphe précédent comme le montre le tableau 6.2:

Avec:

(Q, FP) : la puissance transitée et le FP avant compensation

(Qcat, FP') : la puissance à injecter dans le réseau et le FP après compensation (cat : catalogue)

Qc : la puissance à compenser, calculé à l'aide de la relation suivante :

$$Qc = P (\tan(\phi') - \tan(\phi)) , \text{ PRIX de 1 KVA} = 149,11 \text{ Dhs}$$

Prix d'achat des batteries type standard = 54033,7598 Dhs (voir ANNAXE N° 9)

Avant compensation

La puissance appelée était $S = 741 \text{ kVa}$
 La puissance active $P = 530,73 \text{ KW}$
 La puissance réactive $Q = 511,18 \text{ kVar}$

Après compensation :

La puissance active $P = 530,73 \text{ kW}$
 La nouvelle énergie appelée sur le réseau devient : $Q = 10,59 \text{ kVar}$
 Ce qui correspond à une puissance apparente $S' = 530,84 \text{ kVa}$
 Alors la puissance appelée perdue égale à : $S_{\text{gagnée}} = S - S' = 210,16 \text{ KVA}$

→ Ce qui entraîne : Un gain de 31337,618 dhs

1.2) Type H : (HARMONY)

Prix d'achat des batteries type H = 116976,924 Dhs (voir ANNAXE N° 10)

Avant compensation

La puissance appelée était $S = 1902 \text{ kVa}$
 La puissance active $P = 1437,39 \text{ kW}$
 La puissance réactive $Q = 1236,57 \text{ kVar}$

Après compensation :

La puissance active $P = 1437,39 \text{ kW}$
 La nouvelle énergie appelée sur le réseau devient : $Q = 20,14 \text{ kVar}$
 Ce qui correspond à une puissance apparente $S' = 1437,53 \text{ kVa}$
 Alors la puissance appelée perdue égale à : $S_{\text{gagnée}} = S - S' = 464,47 \text{ KVA}$

⇒ ce qui entraîne : Un gain de 69256,9566 Dhs

1.3) Type SAH : (SELF ANTI HARMONIQUE)

Prix d'achat des batteries type SAH = 1523747,86 Dhs (voir ANNAXE N° 11)

Avant compensation

La puissance appelée était $S = 3625 \text{ KVA}$
 La puissance active $P = 2611,27 \text{ kW}$
 La puissance réactive $Q = 2469,77 \text{ kVar}$

Après compensation :

La puissance active $P = 2611,27 \text{ kW}$
 La nouvelle énergie appelée sur le réseau est : $Q_{\text{ap}} = 79,29 \text{ kVar}$
 Ce qui correspond à une puissance apparente $S' = 2612,47 \text{ KVA}$
 Alors la puissance appelée perdue égale à : $S_{\text{gagnée}} = S - S' = 1012,53 \text{ KVA}$

ce qui entraîne : Un gain de 389545,9299 Dhs

1.4) Type : SAHR (SELF ANTI HARMONIQUE RENFORCE)

Prix d'achat des batteries type SAHR =1340389,73 Dhs (voir ANNAXE N° 12)

Avant compensation :

La puissance appelée était : $S = 3975$ KVA

La puissance active : $P = 2928,26$ kW

La puissance réactive $Q = 2656,85$ kVar

Après compensation :

La puissance active $P = 2928,26$ kW

La nouvelle puissance réactive appelée sur le réseau devient : $Q = 1.1$ kVar

Ce qui correspond à une puissance apparente $S' = 2928,26$ KVA

Alors la puissance appelée perdue égale à : $Sgagnée = S - S' = 1046,74$ KVA

➔ Ce qui entraîne : Un gain de 156079,37 dhs

1.5) Retour sur investissement

1.5.1) Retour sur investissement par type de batterie de condensateur standard

Prix des batteries = 54033,7598 Dhs Sachant que : Gain = 31337,618 Dhs

$$\blacktriangleright \text{Retour sur investissement} = \frac{54033,7598}{31337,618} = 1,72 \text{ an}$$

Alors l'investissement sur les batteries de condensateurs standard sera amorti sur : 1 an et 8 mois

1.5.2) Retour sur investissement par type de batterie de condensateur type H

Prix des batteries = 116976,924 Dhs Sachant que : Gain = 69256,95 Dhs

$$\blacktriangleright \text{Retour sur investissement} = \frac{116976,924}{69256,95} = 1,7 \text{ an}$$

Alors l'investissement sur les batteries de condensateurs standard sera amorti sur : 1 an et 8 mois

1.5.3) Retour sur investissement par type de batterie de condensateur type SAH

Prix des batteries = 1523747,86 Dhs Sachant que : Gain = 150977,82 dhs

$$\blacktriangleright \text{Retour sur investissement} = \frac{1523747,86}{150977,82} = 10,1 \text{ ans}$$

Alors l'investissement sur les batteries de condensateurs standard sera amorti sur : 10 ans et 1 moi

1.5.4) Retour sur investissement par type de batterie de condensateur type SAHR

Prix des batteries = 1340389,73 Dhs

Sachant que : Gain=156079,37 Dhs

$$\blacktriangleright \text{Retour sur investissement} = \frac{1340389,73}{156079,37} = 8,6 \text{ ans}$$

Alors l'investissement sur les batteries de compensateurs standard sera amorti sur : 8 ans et 7 mois

1.5.5) Retour sur investissement globale

Prix total= 3060422,07 Dhs

Sachant que : Gain total=407626,706 Dhs

$$\blacktriangleright \text{Retour sur investissement} = \frac{3060422,07}{407626,706} = 7,5 \text{ ans}$$

Alors l'investissement sur les batteries de compensateurs standard sera amorti sur : 7 ans et 6 mois

2) Solution N°2 : Suppression d'excès du nombre des PDP

Le paragraphe II du chapitre 5 (L'ANNEXE N°10) nous a permis de calculer la longueur total des câbles HTA intitulé du réseau électrique.

Alors, l'étendu de la que nous avons gagnée est : 1902 mètres pour les 59 paires de postes FORMULE de calcul :

$$\text{GAIN économique} = (\text{Nb H /j}) * (\text{prix par kWh}) * (\text{Nb jour}) * (\text{Quantité (kW)})$$

2.1) Gain en pertes Joules

Nous avons calculé les pertes Joules par la formule suivante :

P_{\max} : La puissance appelée maximale

$P_{\text{installer}}$: La puissance installée des transformateurs

$P_{j\text{nom}}$: La puissance nominale du transformateur

$$P_j = \frac{P_{\max}}{P_{\text{installer}}} * P_{j\text{nom}}$$

Calcul des pertes Joules que nous avons gagnés : (voir ANNEXE N° 9)

ID PDP	catégorie TR	PA (KVA)	Pjoules nom(W)	Pjoules (W)	Pj sur 1 an (kW)
MAANI 4	100 KVA	65	2100	1365	11957
EL HOUDHOUD		29		609	5335
MERS SULTAN1		49		1029	9014
AL FIRDAOUSS HH6	250 KVA	158	3250	2054	17993
AL FIRDAOUSS HH7		160		2080	18221
DAOUD DAHIRI		213		2769	24256

Tableau 6.6 : Pertes Joules annuel des TR par catégorie

La somme des pertes joules dans les PDP :

Pj = 93963,5032 Watts = 94 kW

Sachant que la facturation varie saisonnièrement :

! Hiver (5 mois) novembre à mars inclus (152 jours)

! Eté (7 mois) avril à octobre inclus (214 jours)

Type d'heure	Hivers	Nb H/jour	prix par KWh	Prix /an
Pleine	7h-17h	10	0,7375	100890
Creuse	22h-7h	9	0,4815	59282,28
Pointe	17h-22h	5	1,1216	76717,44
	TOTAL			236889,72 Dhs

Tableau 6.7 : Total des pertes Joules en Hivers

Type d'heure	Été	Nb H /jour	prix par KWh	Prix (Dhs)/an
Pleine	7h-18h	11	0,7375	156246,75
Creuse	23h-7h	8	0,4815	74189,52
Pointe	18h-23h	5	1,1216	108010,08
	TOTAL			338446,35 Dhs

Tableau 6.8 : Total des pertes Joules en été

Gain économique sur les pertes Joule : 575336,07 Dhs

2.2) Gain en pertes Fer

Les pertes à fer (ou pertes "vide") se produisent au sein du noyau ferromagnétique. Elles sont constantes quel que soit le régime de charge du transformateur, c'est-à-dire quelle que soit la consommation du bâtiment qui y est raccordé.

Le tableau ci-dessous montre les caractéristiques des transformateurs utilisés / (La source de ce tableau est la société sous-traitante SIFOEE : Formation et assistance technique dans les métiers de l'énergie)

Transformateur 20Kv (kVA)	25	40	50	63	100	160	250	400	630	1000
Pertes à vide (pertes fer) (W)	115	175	145	250	210	460	650	930	1300	1840
Pertes à vide sur 1 an (kWh)	1007	1533	1270	2190	1840	4030	5694	8147	11388	16118
Pertes Joule nominale (W)	700	1110	1320	1580	2100	2350	3250	4600	6500	9400

Tableau 6.9: caractéristiques des transformateurs HTA/BTA

Le tableau ci-dessous résume le calcul des pertes fer total des transformateurs qui vont être stocké:

Catégorie TR	L'excès stock	P _{fer} (W)	P _{fer} (W) total
100	3	210	480
250	0	650	12350
400	18	930	24180
630	26	1300	1300
1000	1	1840	1840
TOTAL			40150 W

Tableau 6.10: pertes fer total par catégorie de TR

Alors la somme des pertes fer produites par les PDP :

$$P_{fer\ tot} = 40,150 \text{ kW}$$

En déduisant alors les pertes fer annuelle de ces PDP en kWh.

$$P_{fer\ tot} = 40,15 * 365 * 24 = 351714 \text{ kWh}$$

REMARQUE : Les tableaux ci-dessous résument les pertes fer et Joule par saison :

Type d'heure	Hivers	Nb H /jour	le prix par KWh	Prix /an
Pleine	7h-17h	10	0,7375	45008,15
Creuse	22h-7h	9	0,4815	26446,48
Pointe	17h-22h	5	1,1216	34224,50
	TOTAL			105679,14 Dhs

Tableau 6.11 : Total des pertes fer en Hivers

Type d'heure	Été	Nb H /jour	prix par KWh	Prix /an
Pleine	7h-18h	11	0,7375	69703,41
Creuse	23h-7h	8	0,4815	33096,77
Pointe	18h-23h	5	1,1216	48184,50
	TOTAL			150984,68 Dhs

Tableau 6.12 : Total des pertes fer en été

En sommant les totaux des deux tableaux précédents on aboutit à un gain de :

$$\text{Gain économique sur les pertes fer : } 256663,81 \text{ Dhs}$$

2.3) Gain total

Sachant que le Gain économique sur les pertes Joule (paragraphe (4)) : **575336,07 Dhs**

Ces résultats nous ont fait gagné un gain total des pertes transformateurs égale à :

$$831999,88 \text{ Dhs}$$

Pour comptabiliser le gain de cette solution il est nécessaire de noter que :

Les chutes de tension au niveau du linéaire HTA étudié est négligeable (Voir ANNEXE N°12), et ceci est dû à la grandeur de tension (20 kV), qui entraîne un courant de ligne de faible valeurs qui va générer par la suite des pertes joules très négligeable, qui va rendre service à la durée de vie des câbles.

N'oublions pas que notre étude est effectuée sur 1551 postes DP qui sont équipés des compteurs.

Alors, que chaque compteur ISKRA installé consomme 1W :

La somme des puissances perdues dans les compteurs est : 1,551 KW

Type d'heure	Hivers	Nb H /jour	le prix par KWh	Prix /an
Pleine	7h-17h	10	0,7375	1738,67
Creuse	22h-7h	9	0,4815	1021,63
Pointe	17h-22h	5	1,1216	1322,10
	TOTAL			4082,40 Dhs

Tableau 6.13 : Total des pertes des Compteurs en Hivers

Type d'heure	Été	Nb H /jour	prix par KWh	Prix /an
Pleine	7h-18h	11	0,7375	2692,65
Creuse	23h-7h	8	0,4815	1278,53
Pointe	18h-23h	5	1,1216	1861,37
	TOTAL			5832,56 Dhs

Tableau 6.14 : Total des pertes des Compteurs en été

Pertes dans les compteurs sur une année est : 9914,96 Dhs

REMARQUE : les pertes dans les compteurs sont des pertes fixes, ils sont nécessaire pour le fonctionnement normal des compteurs implantés, c'est alors la puissance consommée par les compteurs.

Synthèse :

Nous savons que le rendement annuel de la LYDEC de l'année 2015=93%

Sachez qu'il y un manque de données des rendements mensuel, ainsi que les résultats des INDEX des compteurs (l'installation des compteurs dans les PDP est un projet encours), qui

signifie que seulement 46% des PDP implantés sur le réseau de distribution sont équipés de compteurs.

En revanche l'amélioration du rendement a été réalisée avec **succès** ; Ce qui apparait très clairement dans le Gain Financier calculé précédemment.

CONCLUSION GENERALE

Ce mémoire est consacré à l'amélioration du rendement de réseau de distribution électrique.

Il est constitué de deux projets le premier consiste à choisir la configuration convenable des batteries de condensateurs qui seront connectés au réseau, le deuxième est à l'étude de l'effet du nombre de postes de distribution publique toute en assurant un fonctionnement optimal du réseau.

En premier lieu, nous avons étudié l'existant en collectant les données qui décrivent les types des postes de distribution, le matériel et l'outillage ainsi qu'une brève description sur les câbles HTA, les pertes au niveau du transformateurs, un aperçu général sur la notion du rendement et le principe de gestion du réseau.

En deuxième lieu, nous avons effectués une répartition de la puissance appelée maximum sur le réseau afin d'extraire le nombre des PDP nécessaire pour la répartir en toute sécurité. Une suppression des PDP proches et du linéaire inutile entre eux, est aussi introduite pour répondre aux problèmes d'investissement excessifs et du vieillissement prématurés des transformateurs et leurs échauffements, ce qui entraîne par la suite un taux de déclenchement des coupures très élevés.

Puis nous avons dévoilé en troisième lieu, les méthodes de compensation fixe ou automatique. Ensuite, nous avons présenté les différentes techniques de dépollution harmonique par le filtrage passif on tenant compte de la valeur du coefficient de pollution harmonique.

Comme perspectives nous envisageons :

De rechercher de nouvelles topologies pour améliorer la flexibilité du réseau de distribution électrique HTA et d'adopter des standards techniques au sein du Bureau centrale de Conduite.

D'utiliser un convertisseur dévolteur/survolteur pour tenir compte des fluctuations de la charge.

L'injection réelle de l'énergie renouvelable en temps réelle au réseau électrique pour répondre à la demande excessive de l'énergie électrique et de participer au développement du pays toute en protégeant l'environnement.

1. ANNEXE N°1 norme Commission électrotechnique internationale

Norme CEI

CEI 62052-11 Electricity metering equipment (AC) – General requirements, tests and test conditions – Metering equipment

CEI 62053-21 Electricity metering equipment (a.c.) - static meters for active energy
(classes1 and 2)

CEI 62053-22 Electricity metering equipment (a.c.) - static meters for active energy
(classes0.2 and 0.5)

CEI 62053-23 Electricity metering equipment (a.c.)-static meters for reactive energy
(classes 2 and 3)

CEI 62056-46 Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control
– Data link layer

CEI 62056-21 Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control
– Direct local data exchange

ANNEXE N° 2 : Etude des postes les plus proche

NOM_LIAISON	PI(kVA)	PA(kVA)	Dréelle	Dlinéaire	D gain	Chute de tension en %	metal cond	section
EL MAANI 4	100	65	122,5	42	80,5	0,000107065	AL	240
LONGWAY 2	250	28						
GALIENI	400	133	102	53	49	0,000309558	AL	240
LABAS	400	274						
CHATEAU-BRIAND 2	250	124	131	80	51	0,000109013	AL	240
JEAN JAURES 1	400	45						
EL HOUDHOUD	100	29	131	75	56	0,00007714	AL	240
MERS SULTAN 1	100	49						
CROIX ROUGE	630	362	146,3	110	36,3	0,000129319	AL	240
HARROUN ERRACHID	400	75						
ATHENES 2	400	88	100,3	79	21,3	0,000089034	AL	240
ATHENES	400	167						
AMYOT	400	181	141,3	100	41,3	0,000355077	AL	240
LAPLACE	400	190						
BENELLI	25	5	125	87	38	0,000009025	AL	240
KHOURIBGA 1	630	85						
EL MAANI 1	630	232	151	66	85	0,000815575	Cu	100
GAY LUSSAC	630	202						
CHAMPIGNY	400	150	101,56	71	30,56	0,000156773	AL	240
EMILE ZOLA 2	630	108						
GIRONDE 2	160	102	91,2	60	31,2	0,000151164	AL	240
NABIGHA DOUBIANI	630	131						
BAPAUME 2	250	78	90,21	67,2	23,01	0,000183516	AL	95
PROVINS	400	375						

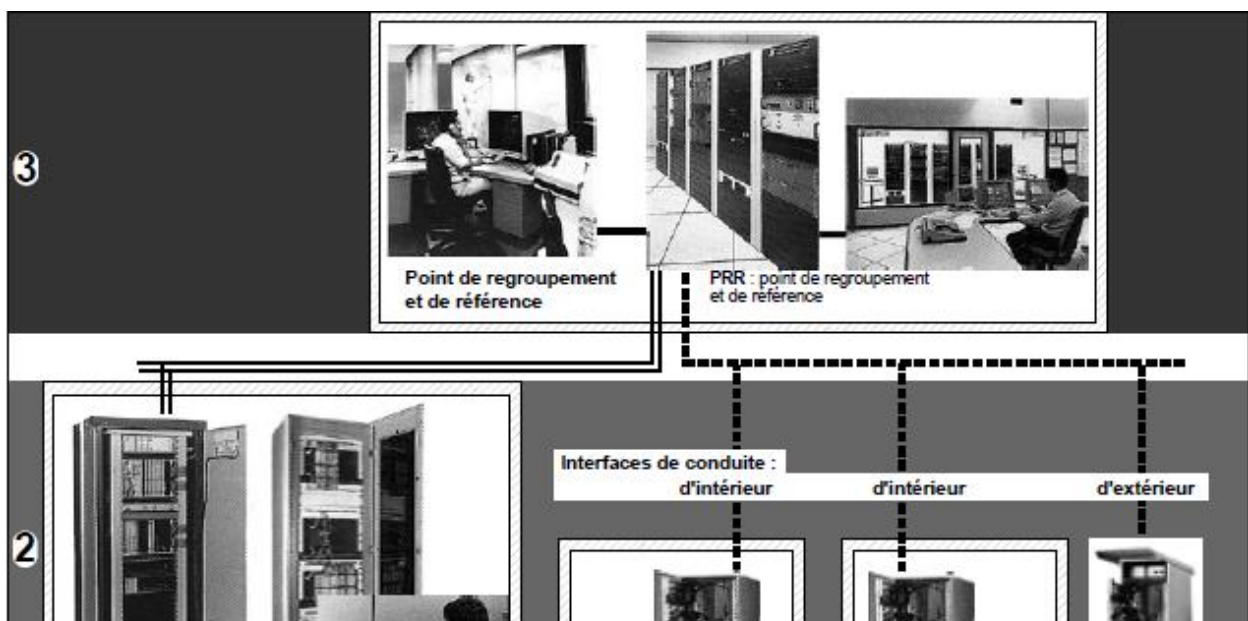
ACACIA	1000	200	110,7	67,5	43,2		AL	240
SOISSONS 1	400	100				0,0002052		
ASSALAM 1	400	128	79	38	41		AL	240
FERRE 2	630	31				6,03725E-05		
ASSALAM 3	630	169	99	63,5	35,5		AL	240
IBN TACHFINE	250	76				0,000128155		
DUPLEIX	1000	406	92	51	41		AL	95
PARENT 4	250	150				0,000628838		
CELLI	250	25	123,7	84	39,7		AL	95
EL MAANI 5	250	25				0,000101483		
ATTAWFIK 1	250	70	116	89	27		AL	240
ATTAWFIK 2	400	199				0,000089775		
EL MAANI 5	250	25	110	75	35		AL	95
ABDELKRIM DIOURI	400	161				8,94688E-05		
HESPERIDES	400	181	22,5	13,5	9		AL	95
VIDAL 3	630	28				0,000025767		
CHAUNY 2	400	11	55,1	27	28,1		AL	95
CHAUNY	630	95				3,16055E-05		
HORLOGE	250	84	96,1	83,5	12,6		AL	95
ARMEE ROYALE 3	250	80				0,00004788		
AL FIRDAOUS HAY HASSANI 6	250	158	131,8	92,5	39,3		AL	240
AL FIRDAOUS HAY HASSANI 7	250	160				0,000294947		
AMBAR	400	70	96,54	69,5	27,04		AL	240
AIN DIAB 10	400	110				0,000089908		
AL MASSIRA HASSANIA 4	630	216	109	74,2	34,8		AL	240
AL MASSIRA HASSANIA 5	400	156				0,000257868		
AL WAFA	630	182	121,43	98	23,43	4,19083E-05	AL	240(5,48m)
BEN ICHOU	400	161				0,000163282	Cu	120(17,95m)

CANNES 1	400	144	140,5	90,5	50		AL	95
ILES	250	100				0,00051125		
AL ASSILE 1	400	104	147,75	130	17,75		AL	240
AL ASSILE 2	400	75				6,32344E-05		
ACHRAF	630	328	141,18	83	58,18	0,000117895	AL	240(29,2m)
BELLEVUE 8 MOHAMMEDIA	250	85				0,000205828		120(29m)
AL MASSIRA 3	400	210	114,96	87,5	27,46		AL	240
AL AMANE 2 MOHAMMEDIA	400	19				2,47827E-05		
ANFA 8	630	550	112	78	34	0,000046075	AL	240(19,4m)
MLY YOUSSEF 2	250	50				0,000060955		95(14,6m)
CHRIFA 5	400	190	135	118	17	0,000019855	AL	240(2,2m)
BELLA AL MADINA	400	192				0,000287527		95(14,8)
DERB MILAN	250	105	123	93,5	29,5		AL	240
OMAR IBN AL KHATTAB 2	400	70				9,80875E-05		
CITE SABANI	400	240	144,38	107	37,38		AL	240
DERB KHALIFA 2	400	34				6,03687E-05		
ARSALANE 1	400	275	131,23	68,5	62,73	0,000273314	AL	95(59,4m)
ARSALANE 2	250	45				7,05375E-06		240(3,3m)
DAOUD DAHIRI	250	213	119	65	54		AL	95
IBNOU ZARARA 1	400	252				0,00117608		
GOULMIMA 2	630	390	111	71,5	39,5		AL	95
EL HANK 4	250	74				0,000298877		
DRISSIA 5	250	175	73	67	6		AL	95
MAISON DES JEUNES BENSOUDA	400	145				8,89575E-05		
AL MOUAHIDINE 1	250	161	148,6	104,5	44,1		AL	95
AL MOUAHIDINE 2	250	83				0,000374266		
BOURGOGNE 2	630	333	142,5	115	27,5		AL	240
LAMZIA 1	400	107				0,000139769		

BOURGOGNE 4	1000	167	49	40	9		AL	240
BOURGOGNE 2	630	333				7,13925E-05		
FOUARAT 3	630	148	74,79	52,3	22,49		AL	95
FOUARAT 4	630	268				0,000340341		
ERRAJA 2	400	140	143,3	77	66,3		AL	95
AL MASSIRA 5	400	210				0,000949085		
ER-RACHAD SIDI MOUMEN	400	36	81	63,5	17,5		AL	240
AL WAHA	250	53				0,000029925		
CITE NOUVELLE SIDI OTHMAN 15	400	28	143	92	51		AL	240
CITE NOUVELLE SIDI OTHMAN 18	400	95				0,00006783		
AL HADIKA 3	250	66	130	118	12		AL	95
AL HADIKA 4	250	62				0,000076074		
DAR ESSALAMA 2	250	112	136,5	123	13,5		AL	95
DAR ESSALAMA 3	400	132				0,000154602		
AL MASSIRA 17	250	100	103	73	30	0,000194275	AL	95(19m)
MLY RCHID 9	400	294				0,00009185		120(11m)
AMAL 2 22K	400	133	112,5	97,7	14,8		AL	95
EL FIDA 2	400	60				0,000090798		
AZEDDINE 1	250	48	120	102,8	17,2		AL	240
AZEDDINE 2	630	405				0,000039216		
ARSET EL KEBIR 2	400	180	131,57	86,2	45,37		AL	240
ARSET EL KEBIR 3	400	50				0,000107754		
CHATEAU-BRIAND	400	159	28	84,5	-56,5		AL	240
HAFID IBRAHIM	250	48				-0,00012882		
KATIR 5	400	197	90,9	56,5	34,4		AL	95
ABOU HASSAN SEGHIR 3	250	56				0,000196974		
ETTABARI 4	250	32	139,1	107,5	31,6		AL	95
JILALI AL OUFIR	400	197				0,000103395		

ETTABARI 1	400	92	112	98,5	13,5	0,000058995	AL	240
ARSET EL KEBIR 1	400	93						
CHABAB 8	250	78	118	73,4	44,6	0,00029048	AL	120
CHABAB 7	400	131						
AL FAJR	250	48	114	82,5	31,5	0,00005511	AL	120(26,4m)
EL QUODS RATC 1	400	25				1,06463E-05		240(5,1m)
ADDOHA 1	400	141	132	104	28	0,000306278	AL	120
ADDOHA 2	400	131						
EL BAIDA SIDI MOUMEN 1	630	162	141	109	32	0,000152	AL	240
R'BAH	630	100						

ANNEXE N° 3 : Protocole de communication pour gestion du réseau de distribution électrique



Non du poste	Papp max (kVA)	Pactive (kW)	FP	Q (kvar)	coefficient	Q(kvar) batr
NID D'IRIS B1	10	6,60	0,66	7,51	0,996	6,57
AL YASSAMINE 1	11	7,81	0,71	7,75	0,850	6,64
IMAM MALIK	14	10,22	0,73	9,57	0,794	8,11
LA MARSOUILLE 1	25	16,00	0,64	19,21	1,058	16,93
HILAL SAKANE 2	16	12,16	0,76	10,40	0,713	8,67
SALAM AHL LOGHLAM 6 TR 1	28	21,56	0,77	17,87	0,687	14,81
D P ENNOUALA	19	12,16	0,64	14,60	1,058	12,87
SOUINIA 4 T2	21	13,65	0,65	15,96	1,007	13,75
MARIE CHRISTINE	23	18,40	0,80	13,80	0,608	11,19
H61 GHORABI	7	5,60	0,80	4,20	0,608	3,40
CITE NOUVELLE SIDI OTHMAN 15 T2	28	22,12	0,79	17,17	0,634	14,02
SUD	19	14,82	0,78	11,89	0,661	9,80
WAFI SIDI OTHMAN 3	48	36,48	0,76	31,20	0,713	26,01
S,N,C,I 3	50	30,00	0,60	40,00	1,192	35,76
SUD	20	15,20	0,76	13,00	0,713	10,84
MEDIOUNA 20KV	34	26,86	0,79	20,85	0,634	17,03
TISSIRIA	22	16,72	0,76	14,30	0,713	11,92
MOURMELON	23	17,71	0,77	14,68	0,687	12,17
PDP QISOM 14	60	39,60	0,66	45,08	0,996	39,44
HADIKAT OUM ERRABIE 4	70	53,90	0,77	44,66	0,687	37,03
MACHRAH	48	27,84	0,58	39,10	1,263	35,16
AL MOUNTAZAH SIDI MOUMEN	50	40,00	0,80	30,00	0,608	24,32
ROCH 3	54	34,02	0,63	41,94	1,091	37,12
ADDAMANE 5	34	25,84	0,76	22,10	0,713	18,42

OULED SIDI AZOUZE 1 H61	7	5,46	0,78	4,38	0,661	3,61
R'BAH	100	75,00	0,75	66,14	0,740	55,50
PATRILOGE 1	43	34,40	0,80	25,80	0,608	20,92
KALI SIDI BERNOUSSI 1	70	56,00	0,80	42,00	0,608	34,05
MESTONA 1	70	55,30	0,79	42,92	0,634	35,06
SAADI 2	70	55,30	0,79	42,92	0,634	35,06
EL OULFA 24	45	35,55	0,79	27,59	0,634	22,54
PDP WAHDA3	72	51,12	0,71	50,70	0,850	43,45
QISOM 13	72	45,36	0,63	55,91	1,091	49,49
INDUSTRIEL EST BERNOUSSI 8 TR 2	46	30,36	0,66	34,56	0,996	30,24
FIGUIERS	76	60,80	0,80	45,60	0,608	36,97
PHILIFE	48	25,92	0,54	40,40	1,417	36,73
QISOM 6	78	60,06	0,77	49,77	0,687	41,26
ABOU ABBES AZFI	80	61,60	0,77	51,04	0,687	42,32
MAURITANIA 1	50	38,00	0,76	32,50	0,713	27,09
DAOUAR EL MERJA	85	64,60	0,76	55,24	0,713	46,06
HABOUS 3	140	109,20	0,78	87,61	0,661	72,18
SAKKAN ARRHAHA	56	43,68	0,78	35,04	0,661	28,87
OUKACHA 3	56	42,56	0,76	36,40	0,713	30,35
AL AZIZIA	144	115,20	0,80	86,40	0,608	70,04
PDP SIDI MOHAMED BEN ABDELLAH 3	95	76,00	0,80	57,00	0,608	46,21
JAMIL	95	70,30	0,74	63,90	0,767	53,92
SAKKAN ARRHAHA	60	48,00	0,80	36,00	0,608	29,18
MASBAHIATE	96	65,28	0,68	70,39	0,937	61,17
SIDI OTHMAN 20	155	117,80	0,76	100,74	0,713	83,99
OUKACHA 10	102	79,56	0,78	63,83	0,661	52,59
OTHMAN 2	65	43,55	0,67	48,25	0,966	42,07

AL MASSIRA HASSANIA 4	68	52,36	0,77	43,39	0,687	35,97
SAUGES	110	85,80	0,78	68,84	0,661	56,71
SAUGES	110	80,30	0,73	75,18	0,794	63,76
Al amine Hay mohammadi	110	78,10	0,71	77,46	0,850	66,39
PDP MASBAHIATE	110	60,50	0,55	91,87	1,377	83,31
BLANCHMAIL	114	60,42	0,53	96,67	1,458	88,09
JAFFA	180	144,00	0,80	108,00	0,608	87,55
IBN TACHFINE 3	115	92,00	0,80	69,00	0,608	55,94
BAHR LIND	115	75,90	0,66	86,40	0,996	75,60
AL FADL 1	120	96,00	0,80	72,00	0,608	58,37
MLY RCHID 26 T1	300	192,00	0,64	230,51	1,058	203,14
OTHMAN 3	120	62,40	0,52	102,50	1,502	93,72
CHEFCHAOUNI 3	190	108,30	0,57	156,11	1,300	140,79
IBNOU SARAH 2	76	60,80	0,80	45,60	0,608	36,97
INDUSTRIEL EST BERNOUSSI 4 TR 1	78	44,46	0,57	64,09	1,300	57,80
REKBOUT 1	126	100,80	0,80	75,60	0,608	61,29
QISOM 18	80	53,60	0,67	59,39	0,966	51,78
MAJESTIC	130	104,00	0,80	78,00	0,608	63,23
WAHRANI 1	130	100,10	0,77	82,95	0,687	68,77
JAWAD 2	136	104,72	0,77	86,77	0,687	71,94
MOHAMMADI 12	220	176,00	0,80	132,00	0,608	107,01
MOHAMMADI 12	220	176,00	0,80	132,00	0,608	107,01
BOURNAZEL 2 CABINE	220	173,80	0,79	134,88	0,634	110,19
EL MASSARRA	140	110,60	0,79	85,83	0,634	70,12
CHEFCHAOUEN 1	140	95,20	0,68	102,65	0,937	89,20
RIDA 2	88	70,40	0,80	52,80	0,608	42,80
SMARA 1 TR1	144	113,76	0,79	88,29	0,634	72,12

EL BARAKA 8	144	112,32	0,78	90,11	0,661	74,24
REKBOUT 3	144	110,88	0,77	91,88	0,687	76,17
OUKACHA 5	150	75,00	0,50	129,90	1,590	119,25
RIAD EL FOTOUH 2	95	75,05	0,79	58,25	0,634	47,58
AIN BORDJA	380	254,60	0,67	282,10	0,966	245,94
SARRAZIN	240	192,00	0,80	144,00	0,608	116,74
SAADI 1	162	129,60	0,80	97,20	0,608	78,80
CHEFCHAOUEN 2	162	97,20	0,60	129,60	1,192	115,86
HOURIA 1	168	134,40	0,80	100,80	0,608	81,72
BRUNET 1	170	124,10	0,73	116,19	0,794	98,54
PARADIS	170	122,40	0,72	117,98	0,821	100,49
EL HAMD 2	180	144,00	0,80	108,00	0,608	87,55
EL HAOUZA	45	32,85	0,73	30,76	0,794	26,08
TISSIR 3	180	127,80	0,71	126,76	0,850	108,63
MARBOUHA	185	144,30	0,78	115,77	0,661	95,38
JOUAHARA 3	190	144,40	0,76	123,49	0,713	102,96
IBNOU RACHID	120	86,40	0,72	83,28	0,821	70,93
JARDIN NOUVEAU	198	158,40	0,80	118,80	0,608	96,31
OTHMAN 4	200	154,00	0,77	127,61	0,687	105,80
TISSIR 2	200	152,00	0,76	129,98	0,713	108,38
S,N,C,I 2	200	140,00	0,70	142,83	0,878	122,92
QISOM 15	126	94,50	0,75	83,34	0,740	69,93
PDP PC KM 15	126	89,46	0,71	88,73	0,850	76,04
MERIEEM 7	130	101,40	0,78	81,35	0,661	67,03
MOHAMMADI 10	130	101,40	0,78	81,35	0,661	67,03
EL HOUDA 3	130	98,80	0,76	84,49	0,713	70,44
QISOM 08	130	88,40	0,68	95,32	0,937	82,83

EL AZHARI 4	215	161,25	0,75	142,21	0,740	119,33
AL WIFAQ 1	340	248,20	0,73	232,37	0,794	197,07
CHTAIBA 1	540	426,60	0,79	331,08	0,634	270,46
KARIM 2	135	89,10	0,66	101,42	0,996	88,74
EL AZHARI 3	220	167,20	0,76	142,98	0,713	119,21
IBNOU SARAH 1	220	167,20	0,76	142,98	0,713	119,21
CIE FRIGO (FRIGOURIFIQUE)	220	165,00	0,75	145,52	0,740	122,10
ZAKARIA 3	220	154,00	0,70	157,11	0,878	135,21
MARCHE MUNICIPAL	350	273,00	0,78	219,02	0,661	180,45
SENHADJA	350	266,00	0,76	227,47	0,713	189,66
EL OUARD 1	140	110,60	0,79	85,83	0,634	70,12
CHAHDIA 1	144	112,32	0,78	90,11	0,661	74,24
INDUSTRIEL EST BERNOUSSI 5 TR 2	144	105,12	0,73	98,42	0,794	83,47
EL HAOUZA 4	95	61,75	0,65	72,19	1,007	62,18
HAZEM	240	184,80	0,77	153,13	0,687	126,96
ATTAWFIK 3	150	63,00	0,42	136,13	2,022	127,39
ORANGERS 2	250	200,00	0,80	150,00	0,608	121,60
AIN BORDJA 22K_1	250	185,00	0,74	168,15	0,767	141,90
MONASTIRE	420	323,40	0,77	267,98	0,687	222,18
KHALID BNOU LOUALID	420	273,00	0,65	319,17	1,007	274,91
INDUSTRIEL EST BERNOUSSI 4 TR 2	172	120,40	0,70	122,83	0,878	105,71
SANAA 2	180	144,00	0,80	108,00	0,608	87,55
AL WIFAQ 3	180	131,40	0,73	123,02	0,794	104,33
GHITA 2	180	129,60	0,72	124,92	0,821	106,40
AL OUSRA 4	290	232,00	0,80	174,00	0,608	141,06
JAWAD 3	490	367,50	0,75	324,10	0,740	271,95
MLY RCHID 26 T2	315	195,30	0,62	247,15	1,123	219,32

TARIK EL KHEIR 1	200	160,00	0,80	120,00	0,608	97,28
HASSANE	205	153,75	0,75	135,59	0,740	113,78
MANDARINIER 3	340	258,40	0,76	220,97	0,713	184,24
EL BARAKA 1 T2	350	252,00	0,72	242,89	0,821	206,89
AL WIFAQ 5	220	176,00	0,80	132,00	0,608	107,01
BOURNAZEL 3	220	173,80	0,79	134,88	0,634	110,19
KHALID IBNOU ALOUALID 2	360	259,20	0,72	249,83	0,821	212,80
AIN MERIATE 2	150	99,00	0,66	112,69	0,996	98,60
S,N,C,I 3	630	478,80	0,76	409,45	0,713	341,38
MOUNA 3	405	307,80	0,76	263,22	0,713	219,46
MOUNA 2	360	273,60	0,76	233,97	0,713	195,08
CHEFCHAOUNI 11	375	198,75	0,53	318,00	1,458	289,78

ANNEXE N° 7 : les transformateurs changés/mets en stock selon le coefficient de charge

coefficient de charge inférieur à 50 %				
NOM_LIAISON	PI (kVA)	PA(KVA)	coéf charge	à remplacer
BENELLI	25	5	14,29	250
KHOURIBGA 1	630	85		
CHAUNY 2	400	11	16,83	250
CHAUNY	630	95		
AL FAJR	250	48	18,25	250
EL QUODS RATC 1	400	25		
CELLI	250	25	20,00	250

EL MAANI 5	250	25		
ER-RACHAD SIDI MOUMEN	400	36	22,25	
AL WAHA	250	53		250
ASSALAM 1	400	128	25,24	250
FERRE 2	630	31		
ACACIA	1000	200	30,00	630
SOISSONS 1	400	100		
CITE NOUVELLE SIDI OTHMAN 15	400	28	30,75	250
CITE NOUVELLE SIDI OTHMAN 18	400	95		
HESPERIDES	400	181	33,17	400
VIDAL 3	630	28		
GIRONDE 2	160	102	36,98	400
NABIGHA DOUBIANI	630	131		
EL MAANI 4	100	65	37,20	
LONGWAY 2	250	28		250
ASSALAM 3	630	169	38,89	400
IBN TACHFINE	250	76		
CHAMPIGNY	400	150	40,95	400
EMILE ZOLA 2	630	108		
EL BAIDA SIDI MOUMEN 1	630	162	41,59	400
R'BAH	630	100		
CHATEAU-BRIAND 2	250	124	42,25	250
JEAN JAURES 1	400	45		
DERB MILAN	250	105	43,75	250
OMAR IBN AL KHATTAB 2	400	70		
AL ASSILE 1	400	104	44,75	400
AL ASSILE 2	400	75		
AMBAR	400	70	45,00	400
AIN DIAB 10	400	110		

ETTABARI 1	400	92	46,25	400
ARSET EL KEBIR 1	400	93		
EL MAANI 5	250	25	46,50	
ABDELKRIM DIOURI	400	161		400
AMAL 2 22K	400	133	48,25	400
EL FIDA 2	400	60		

coefficient de charge entre 50% à 75%			
NOM_LIAISON	PI(kVA)	PA(KVA)	coéf charge
CROIX ROUGE	630	362	69,37
HARROUN ERRACHID	400	75	
ATHENES 2	400	88	63,75
ATHENES	400	167	
EL MAANI 1	630	232	68,89
GAY LUSSAC	630	202	
DUPLEIX	1000	406	55,60
PARENT 4	250	150	
ATTAWFIK 1	250	70	67,25
ATTAWFIK 2	400	199	
HORLOGE	250	84	65,60
ARMEE ROYALE 3	250	80	
AL MASSIRA HASSANIA 4	630	216	59,05
AL MASSIRA HASSANIA 5	400	156	
AL WAFA	630	182	54,44
BEN ICHOU	400	161	
CANNES 1	400	144	61,00
ILES	250	100	
ACHRAF	630	328	65,56
BELLEVUE 8 MOHAMMEDIA	250	85	
AL MASSIRA 3	400	210	57,25

AL AMANE 2 MOHAMMEDIA	400	19	
CITE SABANI	400	240	68,50
DERB KHALIFA 2	400	34	
GOULMIMA 2	630	390	73,65
EL HANK 4	250	74	
BOURGOGNE 2	630	333	69,84
LAMZIA 1	400	107	
BOURGOGNE 4	1000	167	50,00
BOURGOGNE 2	630	333	
FOUARAT 3	630	148	66,03
FOUARAT 4	630	268	
AL HADIKA 3	250	66	51,20
AL HADIKA 4	250	62	
DAR ESSALAMA 2	250	112	61,00
DAR ESSALAMA 3	400	132	
AZEDDINE 1	250	48	71,90
AZEDDINE 2	630	405	
ARSET EL KEBIR 2	400	180	57,50
ARSET EL KEBIR 3	400	50	
CHATEAU-BRIAND	400	159	51,75
HAFID IBRAHIM	250	48	
KATIR 5	400	197	63,25
ABOU HASSAN SEGHIR 3	250	56	
ETTABARI 4	250	32	57,25
JILALI AL OUFIR	400	197	
CHABAB 8	250	78	52,25
CHABAB 7	400	131	
ADDOHA 1	400	141	68,00
ADDOHA 2	400	131	

coefficient de charge supérieur à 75%				
à remplacer	NOM_LIAISON	PI(kVA)	PA(KVA)	coéf charge
630	AL FIRDAOUS HAY HASSANI 6	250	158	127,200
	AL FIRDAOUS HAY HASSANI 7	250	160	
630	DAOUD DAHIRI	250	213	116,250
	IBNOU ZARARA 1	400	252	
630	BAPAUME 2	250	78	113,250
	PROVINS	400	375	
630	GALIENI	400	133	101,750
	LABAS	400	274	
630	AL MASSIRA 17	250	100	98,500
	MLY RCHID 9	400	294	
400	AL MOUAHIDINE 1	250	161	97,600
	AL MOUAHIDINE 2	250	83	
630	CHRIFA 5	400	190	95,500
	BELLA AL MADINA	400	192	
1000	ANFA 8	630	550	95,238
	MLY YOUSSEF 2	250	50	
630	AMYOT	400	181	92,750
	LAPLACE	400	190	
630	ERRAJA 2	400	140	87,500
	AL MASSIRA 5	400	210	
630	DRISSIA 5	250	175	80,000
	MAISON DES JEUNES BENSOUDA	400	145	
630	ARSALANE 1	400	275	80,000
	ARSALANE 2	250	45	
160	EL HOUDHOUD	100	29	78,000
	MERS SULTAN 1	100	49	

ANNEXE N° 8 : les pertes Joule par catégorie de transformateur

<i>ID PDP</i>	<i>catégorie TR</i>	<i>PA (KVA)</i>	P joules nom(W)	P joules (W)	P j sur 1 an (kW)
MAANI 4	100 KVA	65	2100	1365	11957
EL HOUDHOUD		29		609	5335
MERS SULTAN1		49		1029	9014
AL FIRDAOUSS HH6	250 KVA	158	3250	2054	17993
AL FIRDAOUSS HH7		160		2080	18221
DAOUD DAHIRI		213		2769	24256
AL MASSIRA 17		100		1300	11388
AL MOUHIDINE 1		161		2093	18335
DRISSIA 5		175		2275	19929
PARENT 4		150		1950	17082
DAR ESSALAMA2		112		1456	12755
ILES		100		1300	11388
CHÂTEAU BRIAND 2		124		1612	14121

DERB MILAN		105		1365	11957
BAPAUME 2		78		1014	8883
AL MOUHIDINE 2		83		1079	9452
MLY YOUSSEF 2		50		650	5694
ATTAWFIK 1		70		910	7972
EL HADIKA 3		66		858	7516
IBN TACHAFINE		76		988	8655
AL WAHA		53		689	6036
PROVINS	400KVA	375		4312,5	37778
MLY RCHID 9		294		3381	29618
AL YASSIR		270		3105	27200
AL WIFAK 1		245		2817,5	24681
AL WIFAK 2		245		2817,5	24681
CITE SABANI		240		2760	24178
ATTAWFIK 2		199		2288,5	20047
AL MASSIRA 3		210		2415	21155
KATIR 5		197		2265,5	19846
JILALI AL OUFIR		197		2265,5	19846
ARES AL KEBIR 2		180	4600	2070	18133
ATHENES		167		1920,5	16824
BEN ICHOU		161		1851,5	16219
CHÂTEAU BRIAND		159		1828,5	16018
AL MASSIRA HASSANIA5		156		1794	15715
CANNES 1		144		1656	14507
ADDOHA 1		141		1621,5	14204
ADDOHA 2		131		1506,5	13197
HESPERIDES		181		2081,5	18234
CHAMPIGNY		150		1725	15111
ABDEL KRIM DIOURI		161		1851,5	16219

AMAL 2		133		1529,5	13398
AIN DIAB 10		110		1265	11081
ASSALAMA 1		128		1472	12895
AL ASSIL 1		104		1196	10477
LAMZIA 1		107		1230,5	10779
ANFA 8	630KVA	550	6500	5674,603175	49710
DUPLEIX	1000	406	9400	3816,4	33432

ANNAEXEN°9 Batterie de compensation TYPE STANDARD

Non du poste	Q (kvar)	FP	Qc (kvar)	référence	Qcat (kvar)	FP'	PRIX Dhs
NID D'IRIS B1	7,51	0,66	6,57	V7.540CB	7,5	0,990600819	1282,7178
AL YASSAMINE 1	7,75	0,71	6,64	V7.540CB	7,5	0,994168117	1282,7178
IMAM MALIK	9,57	0,73	8,11	V7.540CB	7,5	0,998060413	1282,7178
LA MARSUILLE 1	19,21	0,64	16,93	V1540CB	15	0,992509943	2105,4033
HILAL SAKANE 2	10,40	0,76	8,67	V7.540CB	7,5	0,99519499	1282,7178
SALAM AHL LOGHLAM 6	17,87	0,77	14,81	V1540CB	15	0,999974765	2105,4033
D P ENNOUALA	14,60	0,64	12,87	V12.540CB	12,5	0,99946822	2027,0523
SOUINIA 4 T2	15,96	0,65	13,75	V12.540CB	12,5	0,993633953	2027,0523
MARIE CHRISTINE	13,80	0,80	11,19	V1040CB	10	0,997794745	1337,5635
H61 GHORABI	4,20	0,80	3,40	V2.540CB	2,5	0,986884794	1168,88499
CITE NOUVELLE SIDI OTHTMAN 15 T2	17,17	0,79	14,02	V1540CB	15	0,999117709	2105,4033
SUD	11,89	0,78	9,80	V1040CB	10	0,999922104	1337,5635
WAFASIDI OTHMAN 3	31,20	0,76	26,01	V2540CB	25	0,99955464	2275,5369
S,N,C,I 3	40,00	0,60	35,76	. V3540CB	35	0,999644634	3830,2446
SUD	13,00	0,76	10,84	V1040CB	10	0,998364256	1337,5635
MEDIOUNA 20KV	20,85	0,79	17,03	V1540CB	15	0,997000082	2105,4033
TISSIRIA	14,30	0,76	11,92	V12.540CB	12,5	0,999474053	2027,0523
MOURMELON	14,68	0,77	12,17	V12.540CB	12,5	0,999852328	2027,0523
PDP QISOM 14	45,08	0,66	39,44	V4040CB	40	0,999930153	3936,5781
HADIKAT OUM ERRABIE 4	44,66	0,77	37,03	. V3540CB	35	0,99922952	3830,2446

MACHRAH	39,10	0,58	35,16	. V3540CB	35	0,999973157	3830,2446
AL MOUNTAZAH SIDI MOUMEN	30,00	0,80	24,32	V2540CB	25	0,999887519	2275,5369
ROCH 3	41,94	0,63	37,12	. V3540CB	35	0,997965636	3830,2446
ADDAMANE 5	22,10	0,76	18,42	V2040CB	20	0,998273885	2213,9754
OULED SIDI AZOUZE 1 H61	4,38	0,78	3,61	V2.540CB	2,5	0,979741754	1168,88499

ANNAEXEN°10 : Batterie de compensation TYPE H

Non du poste	Q (kvar)	FP	Qc (kvar)	référence	Qcat (kvar)	FP'	PRIX Dhs
R'BAH	66,14	0,75	55,50	VH5040CB	50	0,997180654	4426,8315
PATRILOGE 1	25,80	0,80	20,92	VH2040CB	20	0,999591138	2369,5581
KALI SIDI BERNOUSSI 1	42,00	0,80	34,05	VH3540CB	35	0,999887519	4098,8766
MESTONA 1	42,92	0,79	35,06	VH3540CB	35	0,999994965	4098,8766
SAADI 2	42,92	0,79	35,06	VH3540CB	35	0,999994965	4098,8766
EL OULFA 24	27,59	0,79	22,54	VH2040CB	20	0,99731001	2369,5581
PDP WAHDA3	50,70	0,71	43,45	VH4040CB	40	0,997603189	4291,3962
QISOM 13	55,91	0,63	49,49	VH5040CB	50	0,999953903	4426,8315
INDUSTRIEL EST BERNOUSSI 8	34,56	0,66	30,24	VH3040CB	30	0,999948605	3982,4694
FIGUIERS	45,60	0,80	36,97	VH3540CB	35	0,999410831	4098,8766
PHILIPPE	40,40	0,54	36,73	VH3540CB	35	0,99767363	4098,8766
QISOM 6	49,77	0,77	41,26	VH4040CB	40	0,999744091	4291,3962
ABOU ABBES AZFI	51,04	0,77	42,32	VH4040CB	40	0,99922952	4291,3962
MAURITANIA 1	32,50	0,76	27,09	VH2540CB	25	0,998364256	2434,4775
DAOUAR EL MERJA	55,24	0,76	46,06	VH5040CB	50	0,998273885	4426,8315
HABOUS 3	87,61	0,78	72,18	VH7540CB	75	0,999699232	6388,9644
SAKKAN ARRAHA	35,04	0,78	28,87	VH3040CB	30	0,999699232	3982,4694
OUKACHA 3	36,40	0,76	30,35	VH3040CB	30	0,999947219	3982,4694
AL AZIZIA	86,40	0,80	70,04	VH7540CB	75	0,999158853	6388,9644
SIDI MOHAMED BEN ABDELLAH 3	57,00	0,80	46,21	VH5040CB	50	0,998855017	4426,8315
JAMIL	63,90	0,74	53,92	VH5040CB	50	0,998340037	4426,8315
SAKKAN ARRAHA	36,00	0,80	29,18	VH3040CB	30	0,999887519	3982,4694

MASBAHIATE	70,39	0,68	61,17	MH52.540	52,5	0,991137842	17248,413
SIDI OTHMAN 20	100,74	0,76	83,99	VH2040CB	80	0,999351019	8344,3815

ANNAEXEN°11 : Batterie de compensation TYPE SAH

Non du poste	Q (kvar)	FP	Qc (kvar)	référence	Qcata (kvar)	FP'	PRIX Dhs
OUKACHA 10	63,83	0,78	52,59	MS52.548	52,5	0,999997115	44794,386
OTHMAN 2	48,25	0,67	42,07	MS.R.8040.189/D	35	0,98676564	42757,26
AL MASSIRA HASSANIA 4	43,39	0,77	35,97	MS.3540.189	35	0,999796462	42757,26
SAUGES	68,84	0,78	56,71	MS.5040.190	50	0,996852347	45992,037
SAUGES	75,18	0,73	63,76	MS.R.52.540.189/D	52,5	0,990008511	44794,386
Al amine Hay Mohammadi	77,46	0,71	66,39	MS.R.7540.189/D	75	0,994168117	66016,314
PDP MASBAHIATE	91,87	0,55	83,31	MS.R.8040.189/D	80	0,998426349	62658,414
BLANCHMAIL	96,67	0,53	88,09	MS.R.8040.189/D	80	0,990887513	62658,414
JAFFA	108,00	0,80	87,55	MS.8040.189	80	0,998521188	62658,414
IBN TACHFINE 3	69,00	0,80	55,94	MS.52.540.189	52,5	0,999226772	44794,386
BAHR LIND	86,40	0,66	75,60	MS.R.7540.189	75	0,999948605	66016,314
AL FADL 1	72,00	0,80	58,37	MS.52.540.189	52,5	0,998013552	44794,386
MLY RCHID 26 T1	230,51	0,64	203,14	MS.R.20040.189/D	200	0,999821081	113004,528
OTHMAN 3	102,50	0,52	93,72	MS.R.10040.189/D	100	0,995043427	60419,814
CHEFCHAOUNI 3	156,11	0,57	140,79	MS.R.15040.189/D	150	0,99652707	67102,035
IBNOU SARAH 2	45,60	0,80	36,97	MS.3540.189	35	0,999410831	42757,26
INDUSTRIEL EST BERNOUSSI 4 TR 1	64,09	0,57	57,80	MS.R.52.540.189/D	52,5	0,992800861	44794,386
REKBOUT 1	75,60	0,80	61,29	MS.R.52.540.189/D	52,5	0,996048202	44794,386
QISOM 18	59,39	0,67	51,78	MS.R.52.540.189/D	52,5	0,999934158	44794,386
MAJESTIC	78,00	0,80	63,23	MS.R.52.540.189/D	52,5	0,994512786	44794,386
WAHRANI 1	82,95	0,77	68,77	MS.R.7540.189/D	75	0,998167516	66016,314
JAWAD 2	86,77	0,77	71,94	MS.R.7540.189/D	75	0,999620243	66016,314
MOHAMMADI 12	132,00	0,80	107,01	MS.R.10040.189/D	100	0,999126765	60419,814
MOHAMMADI 12	132,00	0,80	107,01	MS.R.10040.189/D	100	0,999126765	60419,814
BOURNAZEL 2 CABINE	134,88	0,79	110,19	MS.R.10040.189/D	100	0,998162189	60419,814
EL MASSARRA	85,83	0,79	70,12	MS.R.7540.189/D	75	0,999117709	54644,226
CHEFCHAOUEN 1	102,65	0,68	89,20	MS.R.8040.189/D	80	0,995240332	62658,414

ANNAEXEN°12: Batterie de compensation TYPE SAHR

Non du poste	Q (kvar)	FP	Qc (kvar)	référence	Qcata (kvar)	FP'	PRIX Dhs
RIDA 2	52,80	0,80	42,80	MSR45.40.191	45	0,99957382	35006,1075
SMARA 1 TR1	88,29	0,79	72,12	MSR87.5.40.202	87,5	0,991260957	50704,29
EL BARAKA 8	90,11	0,78	74,24	MSR87.5.40.203	87,5	0,993254434	50704,29
REKBOUT 3	91,88	0,77	76,17	MSR87.5.40.204	87,5	0,994986525	50704,29
H61 ARIBAT	50,50	0,54	45,91	MSR45.40.195	45	0,999557761	35006,1075
OUKACHA 5	129,90	0,50	119,25	MSR120.40.189	120	0,999968407	75978,084
RIAD EL FOTOUH 2	58,25	0,79	47,58	MSR45.40.195	45	0,99933511	35006,1075
AIN BORDJA	282,10	0,67	245,94	MSR120.40.191	240	0,999678932	114537,969
SARRAZIN	144,00	0,80	116,74	MSR100.40.205	120	0,999887519	75978,084
SAADI 1	97,20	0,80	78,80	MSR87.5.40.204	87,5	0,997884191	50704,29
CHEFCHAOUEN 2	129,60	0,60	115,86	MSR120.40.188	100	0,986734195	60419,814
HOURIA 1	100,80	0,80	81,72	MSR87.5.40.204	87,5	0,999158853	50704,29
BRUNET 1	116,19	0,73	98,54	MSR87.5.40.204	87,5	0,995871329	50704,29
PARADIS	117,98	0,72	100,49	MSR100.40.205	100	0,999976475	60419,814
EL HAMD 2	108,00	0,80	87,55	MSR87.5.40.204	87,5	0,999997213	50704,29
EL HAOUZA	30,76	0,73	26,08	MSR120.40.199	30	0,993223483	23337,405
TISSIR 3	126,76	0,71	108,63	MSR100.40.205	100	0,997603189	60419,814
MARBOUHA	115,77	0,78	95,38	MSR87.5.40.201	87,5	0,998440923	50704,29
JOUHARA 3	123,49	0,76	102,96	MSR100.40.205	100	0,999743787	60419,814
IBNOU RACHID	83,28	0,72	70,93	MSR87.5.40.204	87,5	0,982625943	50704,29
JARDIN NOUVEAU	118,80	0,80	96,31	MSR87.5.40.204	87,5	0,998345179	50704,29
OTHMAN 4	127,61	0,77	105,80	MSR100.40.205	100	0,99922952	60419,814
TISSIR 2	129,98	0,76	108,38	MSR100.40.206	100	0,998364256	60419,814
S,N,C,I 2	142,83	0,70	122,92	MSR120.40.189	120	0,999734196	75978,084

Le numero 1 mondial du memoires



www.rapport-gratuit.com

clubmemoire@gmail.com