MODELISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES HAUTE TENSION DE KANGO-BIFOUN ET LAM-BARENE-BIFOUN: ETUDE D'ECOULEMENT DE PUISSANCE A L'HORIZON 2027

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE MASTER SPECIALITE : GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le [02/10/2018] par

Stessy Lewis NZIENGUI NZIENGUI

Travaux dirigés par : Dr. Ing. Ahmed Ousmane BAGRE

Enseignant-chercheur en systèmes électriques et énergies renouvelables

Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE)

Jury d'évaluation du stage :

Président : M. Moussa KADRI

Membre et correcteur : M. Ahmed ZONGO

Dr. Ing. Ahmed Ousmane BAGRE

Promotion [2017/2018]

DEDICACES

Ce mémoire est spécialement dédié à mon père **Edouard Lewis NZIENGUI NZIENGUI**, ma mère **Angelina MOULONGOU**, dont les efforts conjoints et les sacrifices n'ont jamais cessé de croitre. Je vous en serai éternellement reconnaissant.

A mon frère **Euclide Rubis NZIENGUI**, mes sœurs **Ursulia ITOUMBA**, **Carmelle IBONDOU** et **Jade PEMBA**.

A ma tante **Feue Emilie MANOMBA**

REMERCIEMENTS

Je ne saurai commencer cette partie sans pour autant remercier tout le corps professoral et administratif de **l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE)** pour la formation et les compétences acquises tout au long de mon cursus.

Ma gratitude va ensuite à l'endroit du **Dr Ahmed Ousmane BAGRE** pour sa disponibilité, son encadrement et qui a su par ses conseils canaliser toutes les idées pour les transformer en lignes directives de ce travail.

Aussi, je voudrai exprimer particulièrement ma reconnaissance envers les personnes suivantes : **Mr Singla NITIN** pour sa rigueur, qui a beaucoup impacté sur mon apprentissage et pour avoir bien voulu m'accueillir dans sa structure comme stagiaire.

Sincères remerciements à **Mr Kumar PUSHPENDRA** pour son management et pour avoir mis à disposition tous les documents et rapports nécessaires à ce travail.

Que **Messieurs Emmanuel EBE, Kevin MAKOSSO, Kumar PRADEEP, Papin LICKAYA, Chankapure SWAPNIL, Frank SISI, Audry BOUKA, Alain MOUBOGA, Shukla SUDHIR et Kumar PAWAN** et **Mlle Grace ABEME NTOUTOUME** daignent trouver ici l'expression de ma profonde gratitude pour leurs conseils, aides et encouragements tout au long de mon stage.

Enfin je remercie sincèrement toute ma famille et tous ceux qui de près ou de loin de façon directe ou indirecte ont participé spirituellement, matériellement ou moralement à l'élaboration de ce travail.

RESUME

Le sujet de ce mémoire porte particulièrement sur l'étude de la stabilité statique de deux réseaux électriques : Kango-Bifoun et Lambaréné-Bifoun. Ces réseaux ont été construits dans le cadre d'un vaste projet d'électrification rurale. Ainsi pour s'assurer de leur bonne conduite à long terme, c'est-à-dire sur une période de dix (10) ans, une analyse du comportement de ces réseaux a été faite. Pour atteindre cet objectif, notre travail a été effectué en trois (3) grands axes où nous avons tout d'abord la collecte de données qui a permis le recensement les informations sur les charges des villages et les composants des réseaux ; ensuite la simulation ou écoulement de puissance sur NEPLAN qui révèle l'allure et la situation des réseaux en 2017, 2018 et 2027 ainsi que les problèmes auxquels ils seront confrontés au cours de ces années d'étude ; enfin l'analyse des résultats obtenus à partir desquels des actions et dispositions pérennes ont été proposées pour une gestion optimale de ces réseaux.

Mots clés :

- **Stabilité statique**
- **Ecoulement de puissance**
- **Surcharges**
- **Chute de tension**
- **Gestion optimale**

ABSTRACT

The subject of this report concerns particularly the study of the static stability of two electricity networks : Kango-Bifoun and Lambaréné-Bifoun. These networks were built within the framework of a vast project of rural electrification. So to make sure of their good conduct in the long term, that is over a period of ten (10) years, an analysis of the behavior of these networks was made. To reach this goal, our work was made in three (3) main trunk roads where we have first of all the collection of data which allowed the inventory the information on the loads of villages and components of networks ; then the simulation or the flow of power on NEPLAN who reveals the look and the situation of networks in 2017, 2018 and 2027 as well as the problems with which they will be confronted during these years of study; finally the analysis of the obtained results from which actions and long-lasting measures were proposed for an optimal management of these networks.

Keywords :

- **Static stability**
- **Power Flow**
- **Overload**
- **Voltage drop**
- **Optimal Management**

LISTE DES ABREVIATIONS ET DES SYMBOLES

Abréviations	**Définitions**
BTA	Basse Tension niveau A
BTB	Basse Tension niveau B
GEG	Génie Electrique du Gabon
GSEZ INFRA	Gabon Special Economic Zone Infrastructure
HTA	Haute Tension niveau A
HTB	Haute Tension niveau B
SEEG	Société d'Energie et d'Eau du Gabon
TBT	Très Basse Tension

Symboles	**Définitions**
ρ_{im}	Conductance
Y_{ii}	Elément diagonale de la matrice admittance relatif au nœud i
Y_{im}	Elément non diagonale de la matrice admittance relatif à la liaison i-m
P_{charge}	Puissance active de la charge
P_{imp}	Puissance active importée
$P_{gén}$	Puissance active générée
P_{perte}	Puissance active perdue
Q_{charge}	Puissance réactive de la charge
Q_{imp}	Puissance réactive importée
$Q_{gén}$	Puissance réactive générée
Q_{perte}	Puissance réactive perdue
β_{im}	Succeptance

TABLE DES MATIERES

DEDICACES ..... **i**
REMERCIEMENTS ..... **ii**
RESUME ..... **iii**
ABSTRACT ..... **iv**
LISTE DES ABREVIATIONS ET DES SYMBOLES ..... **v**
LISTE DES TABLEAUX ..... **viii**
LISTE DES FIGURES ..... **ix**
LISTE DES ANNEXES ..... **x**
INTRODUCTION **1**
CHAPITRE 1 : CONTEXTE ET OBJECTIF DU TRAVAIL **3**
I. Présentation de la structure 3
II. Présentation des réseaux HTA Kango-Bifoun et Lambaréné-Bifoun 5
II.1 Présentation du réseau HTA Kango-Bifoun 5
II.2 Présentation du réseau HTA Lambaréné-Bifoun 5
III. Objectifs et résultats attendus 6
III.1 Objectifs de l'étude 6
III.2 Résultats attendus 7
CHAPITRE 2 : METHODOLOGIE ET OUTILS DE TRAVAIL 8
I. Présentation du logiciel NEPLAN 8
II. Collecte de données 8
II.1 Données sur les transformateurs 8
II.2 Données sur la ligne 8
II.3 Données sur la charge 9
III. Modélisation des réseaux 11
III.1 Modélisation du transformateur 11
III.2 Modélisation de la ligne 13
III.3 Modélisation de la charge 14
III.4 Modélisation du nœud ou jeu de barres 18
IV. Etude d'écoulement de puissance 20
IV.1 Analyse de l'écoulement de puissance 20
IV.2 Matrice d'admittance nodale 20

IV.3 Equations d'écoulement de puissance 22
IV.4 Résolution d'équation d'écoulement de puissance 24
IV.5 Critère de stabilité et hypothèses de simulation des réseaux sur NEPLAN 26
IV.6 Prévision de la charge 27
CHAPITRE 3 : RESULTATS, ANALYSES ET RECOMMANDATIONS 29
I. Résultats et analyse de l'étude de l'écoulement de puissance : 29
I.1 Etats des réseaux en 2017 29
I.2 Etats des réseaux en 2018 31
I.3 Etats des réseaux en 2027 33
II. Recommandations 36
CONCLUSION 42
ANNEXES 44

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Bilan de charges des villages entre Kango et Bifoun [3] 9
Tableau 2 : Bilan de charge des villages entre Lambaréné et Bifoun [3] 10
Tableau 3 : Tableau récapitulatif des jeux de barres [8] 18
Tableau 4 : Prévision de la variation de la charge du réseau Kango-Bifoun 27
Tableau 5 : Prévision de la variation de la charge du réseau Lambaréné-Bifoun 28
Tableau 6 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2017 30
Tableau 7 : Résultats de la simulation du réseau Lambaréné-Bifoun en 2017 30
Tableau 8 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2018 31
Tableau 9 : Dépassement des limites supérieures 31
Tableau 10 : Résultats de la simulation du réseau Lambaréné-Bifoun en 2018 32
Tableau 11 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2027 33
Tableau 12 : Dépassement des limites supérieures 34
Tableau 13 : Dépassement des limites inférieures 34
Tableau 14 : Résultats de la simulation du réseau Lambaréné-Bifoun en 2027 35
Tableau 15 : Dépassement des limites supérieures des transformateurs 35
Tableau 16 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2018 après remplacement du transformateur 24 37
Tableau 17 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2027 après remplacement des transformateurs surchargés 38
Tableau 18 : Inventaire des transformateurs surchargés sur le réseau Kango-Bifoun en 2027 38
Tableau 19 : Résultats de la simulation du réseau Lambaréné-Bifoun en 2027 après remplacement des transformateurs surchargés 39
Tableau 20 : Inventaire des transformateurs surchargés sur le réseau Lambaréné-Bifoun 40
Tableau 21 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun après raccordement des charges en excès sur d'autres transformateurs 41

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Organigramme de l'entreprise GSEZ INFRA 4
Figure 2 : Modèle de représentation d'un transformateur à 2 enroulements [6] 11
Figure 3 : Représentation du transformateur à 2 enroulements sur NEPLAN 12
Figure 4 : Masque de données du transformateur à 2 enroulements sur NEPLAN 12
Figure 5 : Modèle général d'une ligne par unité de longueur 13
Figure 6: Modèle en PI d'une ligne 13
Figure 7 : Masque de données de la ligne sur NEPLAN 14
Figure 8 : Modèle d'une charge statique 16
Figure 9 : Représentation de la charge sur NEPLAN 16
Figure 10 : Masque de données de la charge sur NEPLAN 17
Figure 11 : Représentation du jeu de barres sur NEPLAN 19
Figure 12 : Masque de données du jeu de barres sur NEPLAN 19
Figure 13 : Réseau à 3 nœuds [8] 21
Figure 14 : Schéma représentatif d'un réseau à n nœuds [9] 22
Figure 15 : Réseau Kango-Bifoun en 2017 29
Figure 16 : Réseau Lambaréné-Bifoun en 2017 30
Figure 17 : Réseau Kango-Bifoun en 2018 31
Figure 18 : Réseau Lambaréné-Bifoun en 2018 32
Figure 19 : Réseau Kango-Bifoun en 2027 33
Figure 20 : Réseau Lambaréné-Bifoun en 2027 35
Figure 21 : Réseau Kango-Bifoun en 2018 après remplacement du transformateur 24 36
Figure 22 : Réseau Kango-Bifoun en 2027 après remplacement des transformateurs surchargés 37
Figure 23 : Réseau Lambaréné-Bifoun en 2027 après remplacement des transformateurs surchargés 39
Figure 24 : Réseau Kango-Bifoun après raccordement des charges en excès sur d'autres transformateurs 40

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Schéma unifilaire du sous-poste de transformation de Kango 44
Annexe 2 : Schéma unifilaire de la centrale thermique de Lambaréné..... 45
Annexe 3 : Carctéristiques des groupes thermiques de la centrale de Lambaréné 46
Annexe 4 : Caractéristiques des transformateurs 46
Annexe 5 : Caractéristiques des conducteurs..... 48
Annexe 6 : Bilan de charges des villages entre Kango et Bifoun 48
Annexe 7 : Bilan de charges des villages entre Lambaréné et Bifoun..... 50
Annexe 8 : Caractéristiques des câbles aériens HTA..... 51
Annexe 9 : Caractéristiques des câbles souterrains HTA 52
Annexe 10 : Compensation réactive des transformateurs 53

INTRODUCTION

L'énergie est la capacité d'un système à modifier un état, à produire un travail entraînant un mouvement, de la lumière ou de la chaleur. Sa classification varie selon le type (renouvelable, fossile, fissile), selon la forme (électrique, chimique, mécanique, thermique, nucléaire et rayonnante.) et selon la source (le vent, le soleil, l'écoulement de l'eau, le gaz naturel, le bois, l'uranium, le charbon…). En outre, il se crée une chaine qui décrit le cycle de l'énergie de la production à la consommation, cette chaine est appelée chaine énergétique [1]. C'est l'ensemble des activités du cycle de vie du service énergétique à travers les étapes suivantes : extraction, transformation, transport, distribution, conversion finale et usage.

On estime qu'en 2014 [2], 1,6 milliard d'individus, soit 27 % de la population mondiale, vivent sans électricité. La très grande majorité de ces individus, soit 80 %, se trouvent dans les zones rurales des pays pauvres. Le problème est particulièrement sévère en Afrique subsaharienne où, depuis plus de 30 ans, le taux d'électrification rurale stagne à moins de 10 %, alors qu'il atteint plus de 50 % pour la moyenne des pays en développement. En comparaison, les taux de raccordement en milieu urbain avoisinent les 60 % sur le continent africain. Finalement, malgré l'important potentiel énergétique des pays africains, on compte aujourd'hui 226 millions d'habitants exclus d'accès à l'électricité en milieu rural. Pourtant, l'électricité est généralement perçue comme la clé du monde moderne car, sans elle, les individus et les communautés se voient privés d'un grand nombre de biens et services sociaux, considérés comme élémentaires pour la survie et le bien-être économique et social des populations.

Au Gabon, la construction des réseaux électriques favorise énormément l'épanouissement de la population et le développement du pays. Ainsi pour permettre aux populations, même des zones reculées du pays, d'avoir accès à l'énergie électrique, l'Etat gabonais a mis en place des projets d'électrification rurale consistant à alimenter les populations aux environs des lignes électriques existantes ou nouvellement construites. Les conséquences directes de la réalisation de ces projets d'électrification sont la modification des habitudes de consommation des populations et l'accroissement des activités économiques locales. Cela se manifeste par l'acquisition des équipements consommateurs d'énergie et le développement des commerces ou des industries le long du tracé de la ligne.

Face à une telle demande, il serait à moyen terme judicieux de mener une analyse prévisionnelle du comportement du réseau au bout d'une période donnée, par exemple dix (10) ans, afin d'anticiper sur les problèmes éventuels auxquels la ligne électrique sera confrontée. C'est dans ce cadre que notre thème d'étude s'intitule : « ***Modélisation des réseaux électriques haute tension HTA de Kango-Bifoun et Lambaréné-Bifoun: Etude d'écoulement de puissance à l'horizon 2027 ».*** Pour mener à bien ce travail, notre plan s'articulera sur 3 principaux axes à savoir :

- le contexte et les objectifs de l'étude ;
- la collecte des données et la simulation sur NEPLAN ;
- l'interprétation des résultats obtenus et les recommandations.

CHAPITRE 1 : CONTEXTE ET OBJECTIF DU TRAVAIL

I. Présentation de la structure

Créé en 1989, le groupe OLAM compte environ 21000 employés répartis dans 65 pays à travers le monde. Son siège social est basé à Singapour [2].

Ayant identifié un climat favorable au Gabon, le groupe OLAM a décidé en partenariat avec la République du Gabon de s'engager dans 4 projets majeurs :

- ***OLAM PALM GABON*** : Pour le développement de 50000 ha de plantations de palmiers à huile dont 15000 ha déjà planté à ce jour ;
- ***OLAM RUBBER GABON*** : visant le développement de 28000 ha de plantations d'hévéas dont 2019 ha plantés à ce jour ;
- ***GABON COMPANY FERTILIZER*** : pour la mise en place d'une usine de fertilisant d'urée et d'ammoniac avec une capacité de production de 13 millions de tonnes par an ;
- ***GABON SPECIAL ECONOMIC ZONE (GSEZ)*** : Pour la mise en place et la gestion d'une zone industrielle multisectorielle de 1126 ha dont 500 ha déjà développés ;

L'entité GSEZ INFRA est une filiale du groupe OLAM implanté au Gabon, elle est dédiée au développement des infrastructures d'électricité et d'adduction en eau. C'est au sein de cette structure que j'ai effectué mon stage de fin d'étude durant 6 mois. Dans le domaine de l'électricité, la société GSEZ INFRA implantera les poteaux électriques de haute tension A (en béton) et de basse tension (en acier galva) sur une distance de 453 km [3]. Cela se fera le long des routes existantes des villages des provinces préalablement identifiés avec la Direction Générale de l'Energie. La capacité de production des centrales électriques des principales villes de ces provinces sera augmentée par l'apport de nouvelles génératrices. Sur le plan administratif l'entité GSEZ INFRA se compose selon l'organigramme suivant :

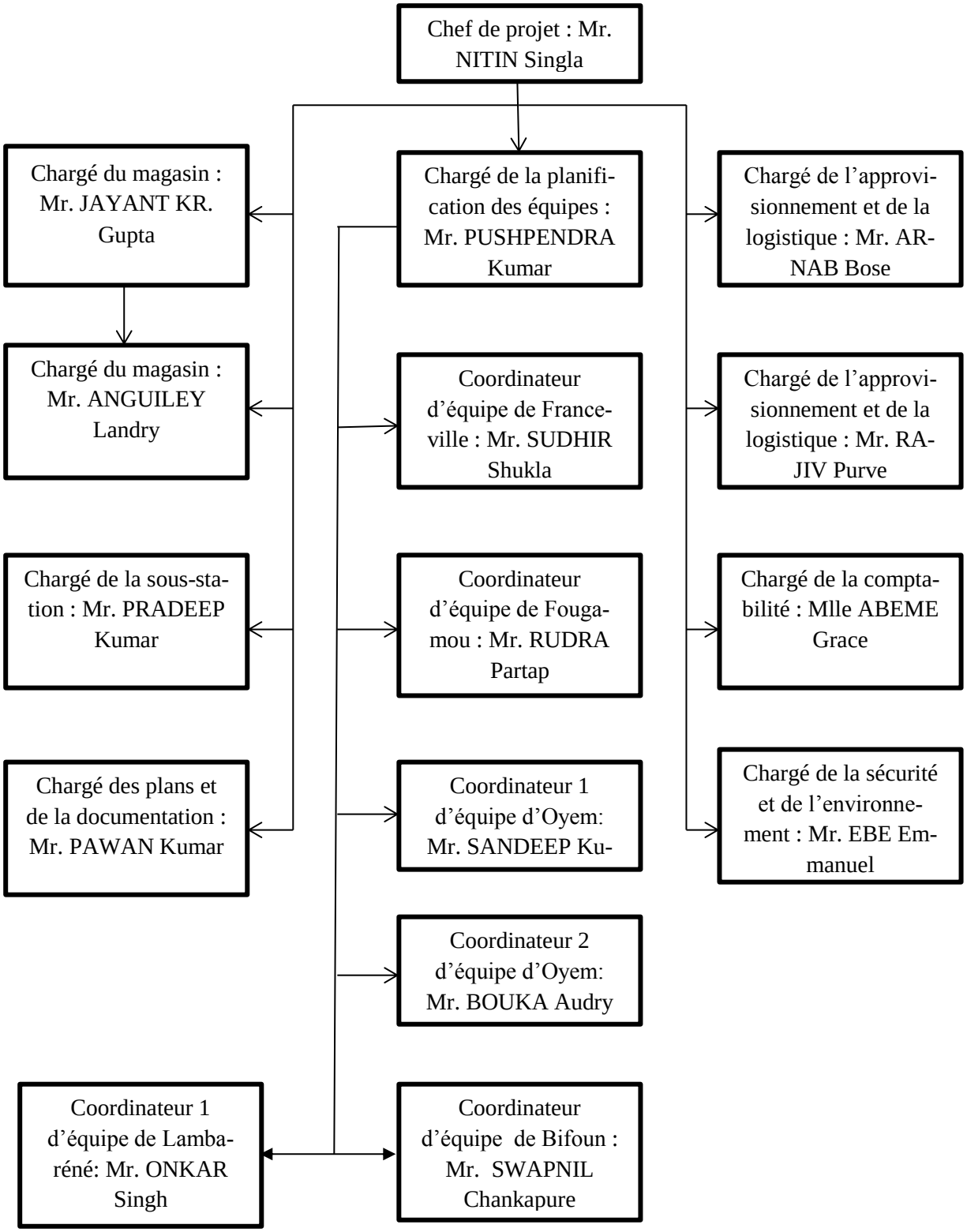


Figure 1 : Organigramme de l'entreprise GSEZ INFRA

II. Présentation des réseaux HTA Kango-Bifoun et Lambaréné-Bifoun

II.1 Présentation du réseau HTA Kango-Bifoun

Kango est le chef-lieu du département du Komo dans la province de l'Estuaire. Elle est située à 96 km de Libreville en allant vers l'est. C'est dans cette ville que l'entreprise GSEZ INFRA décida de superviser les travaux de construction d'une sous-station ou poste de transformation. Celui-ci est situé à 2 km du centre-ville de Kango.

Conçue à la base pour permettre l'alimentation de l'usine de production d'huile de palme située à Awalla distante de 45 km du centre-ville de Kango, le poste de transformation (sous-station) servira aussi à l'électrification rurale. Il est essentiellement composé d'un transformateur élévateur d'une puissance de 3500 kVA avec 20 kV de tension au primaire et 30 kV de tension au secondaire. A cela s'ajoute une salle de contrôle où sont installées des cellules d'arrivée, de départ, de protection et de commande aussi bien pour le transformateur que pour le réseau. De par sa production, il permettra d'alimenter les villages et les industries (particulièrement l'usine de production d'huile de palme à Awalla) se trouvant tout le long du tronçon Kango-Bifoun. Sur cet axe long de 74 km, doit circuler l'énergie électrique provenant de la centrale hydroélectrique de Ntoum, avec un minimum de pertes en ligne lors du transit. C'est pourquoi il a été mis au sein du poste de transformation, un transformateur élévateur qui sera capable d'élever la tension du réseau existant de 20 à 30 kV. Le schéma unifilaire de ce poste de transformation est fourni en Annexe 1.

Le réseau HTA Kango-Bifoun possède 32 transformateurs hauts de poteau (H61) et de 2 postes en cabine (H59), soit une puissance totale installée de 3850 kVA. C'est une ligne HTA de 30 kV longue de 74 km. Les travaux de cette ligne Haute Tension sont exécutés par le contracteur GEG [3].

II.2 Présentation du réseau HTA Lambaréné-Bifoun

Lambaréné se situe à 250 km (par la route) au Sud-Est de Libreville, sur les rives de l'Ogooué. Située dans l'hémisphère sud, elle est le chef-lieu provincial et le centre administratif, économique et médical de la province du Moyen-Ogooué.

Pour permettre aux populations des régions rurales le long de l'axe Lambaréné-Bifoun de bénéficier de l'énergie électrique provenant de la centrale thermique de Lambaréné, l'entreprise GSEZ INFRA a procédé différemment que pour le cas du tronçon Kango-Bifoun. En effet, au niveau de cette centrale thermique, il existe déjà 6 groupes thermiques dont les caractéristiques sont en Annexe 3. Pour augmenter la capacité de production de cette centrale thermique, GSEZ INFRA décida dans un premier temps de remplacer deux d'entre eux (G2' et G4') par des groupes de plus grande puissance comme nous le montre le schéma unifilaire en Annexe 2. Dans un second temps, il est question d'élever la tension à la sortie de la centrale en 30 kV afin d'acheminer l'énergie électrique produite sur une longue distance tout en minimisant les pertes en ligne.

Le réseau HTA Lambaréné-Bifoun possède 22 transformateurs hauts de poteau (H61), soit une puissance totale installée de 1400 kVA. C'est une ligne HTA de 30 kV longue de 76 km. Les travaux de cette ligne Moyenne Tension sont exécutés par le contracteur Ranjit Infra [3].

III. Objectifs et résultats attendus

III.1 Objectifs de l'étude

Le principal objectif que nous recherchons dans cette étude est la modélisation de toutes les composantes du réseau HTA de 30 kV reliant Kango à Bifoun et celui reliant Lambaréné à Bifoun. La modélisation de ces réseaux, nous permettra de faire une étude d'écoulement de puissance afin d'analyser et optimiser le fonctionnement des composantes de ces lignes. De cet objectif global découle les objectifs spécifiques suivants :

- collecter les données du poste de transformation (sous-station) de Kango, de la centrale thermique de Lambaréné, de la ligne de 30 kV et de la charge pour chacun des réseaux ;
- modéliser les différents réseaux sur le logiciel NEPLAN ;
- faire l'étude d'écoulement de puissance ;
- interpréter ou analyser les résultats obtenus ;
- faire des recommandations pour d'éventuelles améliorations.

III.2 Résultats attendus

La réalisation de tous les objectifs spécifiques cités plus haut constitue en effet l'ensemble des résultats attendus de cette étude à savoir :

- l'étude modélisée des réseaux HTA concernés;
- les simulations nécessaires des réseaux, effectuées sur NEPLAN ;
- les résultats des simulations analysés ;
- des recommandations faites pour une exploitation optimale de ces réseaux.

CHAPITRE 2 : METHODOLOGIE ET OUTILS DE TRAVAIL

I. Présentation du logiciel NEPLAN

NEPLAN est un logiciel de gestion et de planification des réseaux électriques, de gaz, d'adduction d'eau et des réseaux de chauffage [5]. Il permet de simuler et d'analyser la structure et le comportement d'un réseau. Pour notre étude, il a été utilisé pour la modélisation des réseaux électriques et la simulation des écoulements de puissance. Ses principales fonctionnalités sont :

- l'étude de la répartition des puissances ;
- l'étude de la fiabilité d'un réseau ;
- le calcul de court-circuit ;
- l'étude de protection d'un réseau ;
- l'étude de transmission de puissance ;
- l'analyse des réseaux industriels.

II. Collecte de données

La collecte de données est une opération indispensable dans la réalisation de toutes études techniques ou scientifiques. Elle consiste, grâce à diverses techniques de recherches utilisées, à collecter et regrouper toutes les informations et outils nécessaires à l'élaboration de notre travail.

II.1 Données sur les transformateurs

Pour déterminer les données sur les transformateurs, nous avions eu recours à la documentation technique de GSEZ INFRA et aux plaques signalétiques des transformateurs présents sur site. Les caractéristiques de ces postes sont indiquées en Annexe 4.

II.2 Données sur la ligne

Pour l'obtention des données sur la ligne, nous avons procédé de la même manière que pour l'obtention des données sur le transformateur. Ainsi nous avons pu recenser 2 types de câbles (Sterlite et Midal) dans la construction du réseau HTA et dont les caractéristiques sont en Annexe 5.

II.3 Données sur la charge

Les données sur la charge ont été obtenues grâce aux enquêtes effectuées par la compagnie GSEZ dans chaque village et aussi celles faites auprès du gestionnaire de réseau la SEEG. En effet une étude de la demande en électricité a été faite pour estimer la puissance dont a besoin chaque habitation en particulier et chaque village en général. Le bilan de puissance des différents villages est fourni en Annexe 6 et Annexe 7. Les Tableau 1 et Tableau 2 présentent le bilan des charges des villages des tronçons Kango-Bifoun et Lambaréné-Bifoun.

Tableau 1 : Bilan de charges des villages entre Kango et Bifoun **[3]**

Villages	*Puissance appelée (kVA)*	*Transformateurs installés*
POSTE DE POLICE	27	30/0.4 kV_50 kVA
KAFELE 1(1)	21	30/0.4 kV_50 kVA
KAFELE 1(2)	21	30/0.4 kV_50 kVA
KAFELE 2(1)	20	30/0.4 kV_50 kVA
KAFELE 2(2)	20	30/0.4 kV_50 kVA
ITABUL (1)	17	30/0.4 kV_50 kVA
ITABUL (2)	17	30/0.4 kV_50 kVA
NSILE	34	30/0.4 kV_50 kVA
KASSAHILAIRE	37,2	30/0.4 kV_50 kVA
WOUBELE 1	34,2	30/0.4 kV_50 kVA
WOUBELE 2	36	30/0.4 kV_50 kVA
AYEME BOKOUE 1	33	30/0.4 kV_50 kVA
AYEME BOKOUE 2	75	30/0.4 kV_100 kVA
AGRICOLE 1	33	30/0.4 kV_50 kVA
AGRICOLE 2	33	30/0.4 kV_50 kVA
AGRICOLE 3	33	30/0.4 kV_50 kVA
OYANE 1(1)	54	30/0.4 kV_100 kVA
OYANE 1(2)	38	30/0.4 kV_50 kVA
OYANE 2	36	30/0.4 kV_50 kVA
OYANE 3	35	30/0.4 kV_50 kVA
OYANE 4	38,4	30/0.4 kV_50 kVA
OYANE EQUATEUR	38,1	30/0.4 kV_50 kVA
EKOUK CHANTIER 1	23	30/0.4 kV_50 kVA
EKOUK CHANTIER 2	82,2	30/0.4 kV_100 kVA
EKOUK	22,2	30/0.4 kV_50 kVA
EKOUK A	36	30/0.4 kV_100 kVA
EKOUK B	36	30/0.4 kV_100 kVA

Villages	*Puissance appelée (kVA)*	*Transformateurs installés*
EKOUK VILLAGE (1)	21	30/0.4 kV_50 kVA
EKOUK VILLAGE (2)	21	30/0.4 kV_50 kVA
FOUR PLACE	39	30/0.4kV_50kVA
WELIGA	16	30/0.4 kV_50 kVA
DARLO	34	30/0.4 kV_50 kVA
PLANTATION 1	687	30/0.410 kV_1 000 kVA
PLANTATION 2	687	30/0.410 kV_1 000 kVA
TOTAL (kVA)	**2435**	**3850**

***Tableau 2 : Bilan de charge des villages entre Lambaréné et Bifoun* [3]**

Villages	*Puissance appelée (kVA)*	*Transformateurs installés*
PARIS BIFOUN ZANGWALE	26,4	30/0.4 kV_50 kVA
PARIS BIFOUN 1	28,2	30/0.4 kV_50 kVA
PARIS BIFOUN 1	28,2	30/0.4 kV_50 kVA
PARIS BIFOUN 1	30	30/0.4 kV_50 kVA
PARIS BIFOUN 2	29,4	30/0.4 kV_50 kVA
PARIS BIFOUN 2	28,8	30/0.4 kV_50 kVA
BENGUI-04	34,8	30/0.4 kV_50 kVA
BENGUI-04	58,2	30/0.4 kV_100 kVA
BENGUI-04	28,8	30/0.4 kV_50 kVA
GOBIN-MAKETO	45	30/0.4 kV_100 kVA
BENGUI-01	28,8	30/0.4 kV_50 kVA
BENGUI-02	23,4	30/0.4 kV_50 kVA
BENGUI-03	46,8	30/0.4 kV_100 kVA
BATEVA	27	30/0.4 kV_50 kVA
BATEVA	57	30/0.4 kV_100 kVA
NZOGHE MBOUM	24	30/0.4 kV_50 kVA
MEDANG NKOGHE	27,6	30/0.4 kV_50 kVA
ADANHE	25,2	30/0.4 kV_50 kVA
KOUNGOULEU	56,4	30/0.4 kV_100 kVA
NZOGHE BANG-1	21	30/0.4 kV_50 kVA
NZOGHE BANG-2	27,6	30/0.4 kV_50 kVA
MITONE	64,2	30/0.4 kV_100 kVA
TOTAL (kVA)	**766,8**	**1400**

III. Modélisation des réseaux

III.1 Modélisation du transformateur

Un transformateur est une machine statique qui a pour rôle de faire transiter l'énergie électrique d'un réseau à un autre en modifiant ses principales caractéristiques : intensité et tension. Le transformateur permet d'élever la tension à la sortie des centrales électriques pour le transport sur de longues distances afin de diminuer les pertes en ligne et de l'abaisser à l'arrivée pour l'adapter aux besoins des consommateurs. La Figure 2 est un schéma d'un transformateur à 2 enroulements.

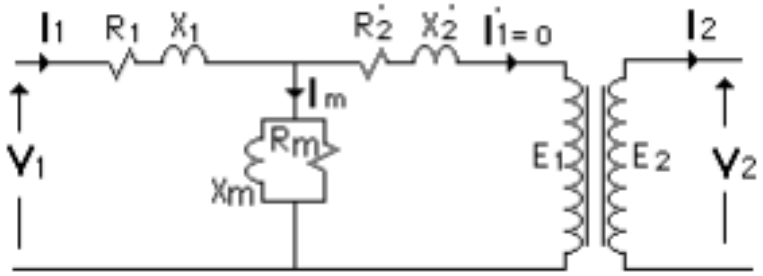


Figure 2 : Modèle de représentation d'un transformateur à 2 enroulements **[6]**

R_1 (Ω) = la résistance réelle de l'enroulement primaire ;

X_1 (Ω) = la réactance de fuite de l'enroulement primaire ;

I_1 (A) = Courant circulant dans l'enroulement primaire ;

R_m (Ω) = une résistance symbolique (non physique) qui représente les pertes de fer ;

X_m (Ω) = la réactance mutuelle entre les deux enroulements (flux magnétique du noyau, non linéaire) ;

I_m (A) = Courant de magnétisation ;

R'_2 (Ω) = la résistance réelle de l'enroulement secondaire reportée au primaire ;

X'_2 (Ω) = la réactance de fuite de l'enroulement secondaire reportée au primaire ;

I_2 (A) = Courant circulant dans l'enroulement secondaire ;

Sur le logiciel NEPLAN, le transformateur à 2 enroulements et ses caractéristiques sont représentés respectivement dans les Figure 3 et Figure 4 suivantes :

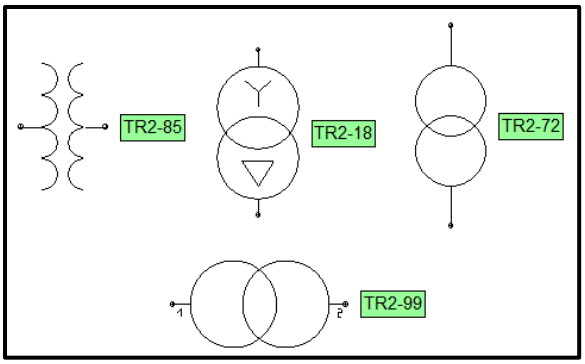


Figure 3 : Représentation du transformateur à 2 enroulements sur NEPLAN

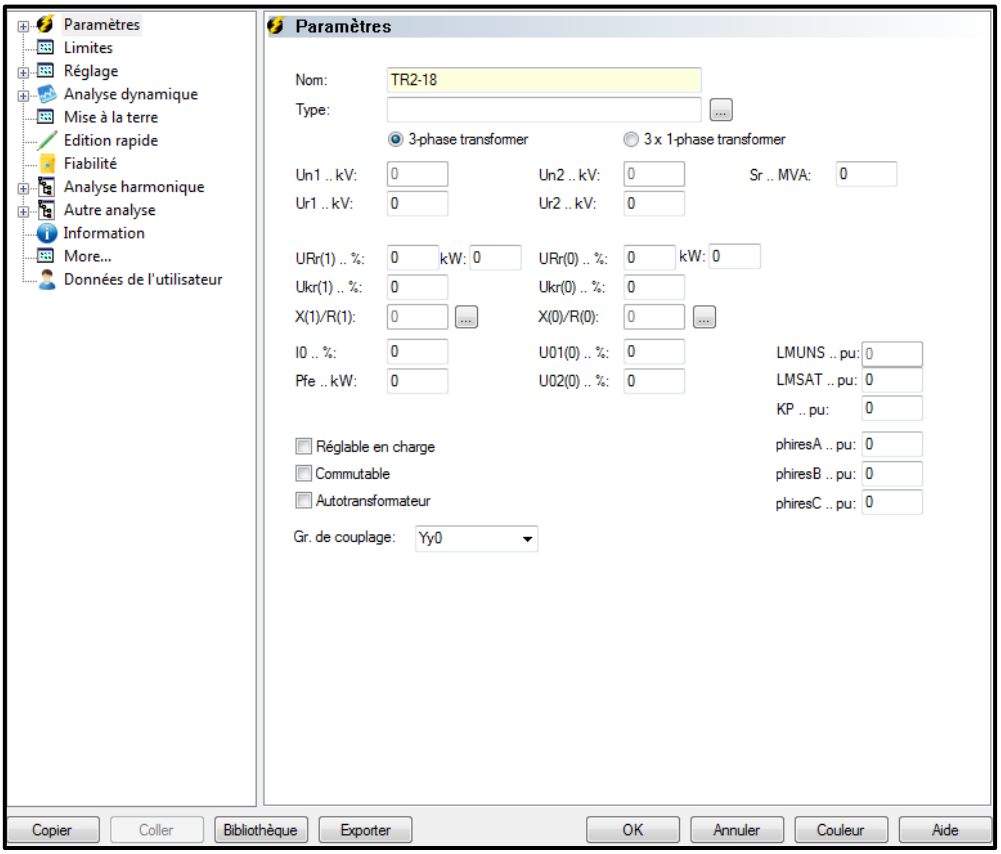


Figure 4 : Masque de données du transformateur à 2 enroulements sur NEPLAN

Un1 (kV) = Tension nominale au primaire

Un2 (kV) = Tension nominale au secondaire

Ur1 (kV) = Tension de réglage au primaire

Ur2 (kV) = Tension de réglage au secondaire

Sr (MVA) = Puissance apparente

URr1 (%) = Pertes cuivre

Ukr1 (%) = Tension de court-circuit

X(1)/R(1) = Rapport de la réactance sur la résistance

I0 (%) = Courant à vide

Pfe (kW) = Pertes fer

III.2 Modélisation de la ligne

Une ligne électrique est la principale composante du réseau électrique (Figure 5). Elle est soit aérienne, souterraine ou sous-marine. Elle permet le transit de l'énergie électrique entre 2 points. Elle est composée de pylônes ou poteaux, de câbles conducteurs, de câbles de garde et d'isolateur. Les lignes sont classées en fonction de leur longueur. On en distingue 3 types [4]:

- ***les lignes courtes*** : la longueur des lignes courtes est inférieure à 50 km;
- ***les lignes moyennes*** : la longueur des lignes moyennes est inférieure à 150 km;
- ***les lignes longues*** : la longueur des lignes longues est supérieure à 150 km.

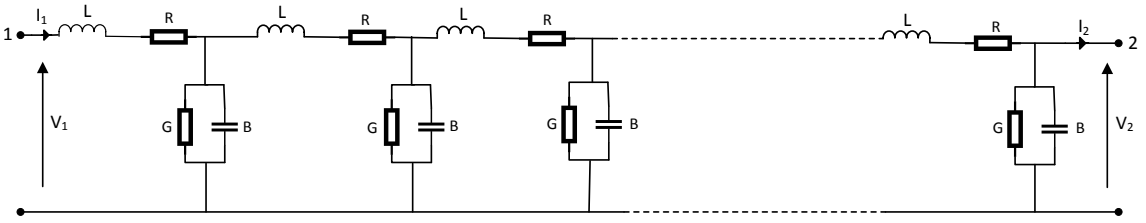


Figure 5 : Modèle général d'une ligne par unité de longueur

R (Ω/km) = résistance du fil

G (S/km) = conductance shunt

L (H/km) = inductance série

B (F/km) = susceptance shunt

V_1 (V) = Tension au primaire

V_2 (V) = Tension au secondaire

I_1 (A) = Courant au primaire

I_2 (A) = Courant au secondaire

Le logiciel NEPLAN utilise le modèle de représentation dit en ***PI*** pour effectuer la modélisation des lignes. Ce modèle se présente comme suit :

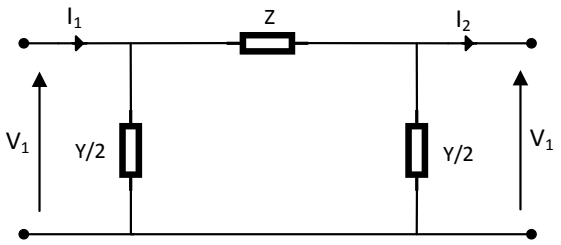


Figure 6: Modèle en PI d'une ligne

Z : Impédance de la ligne

Y : Admittance de la ligne

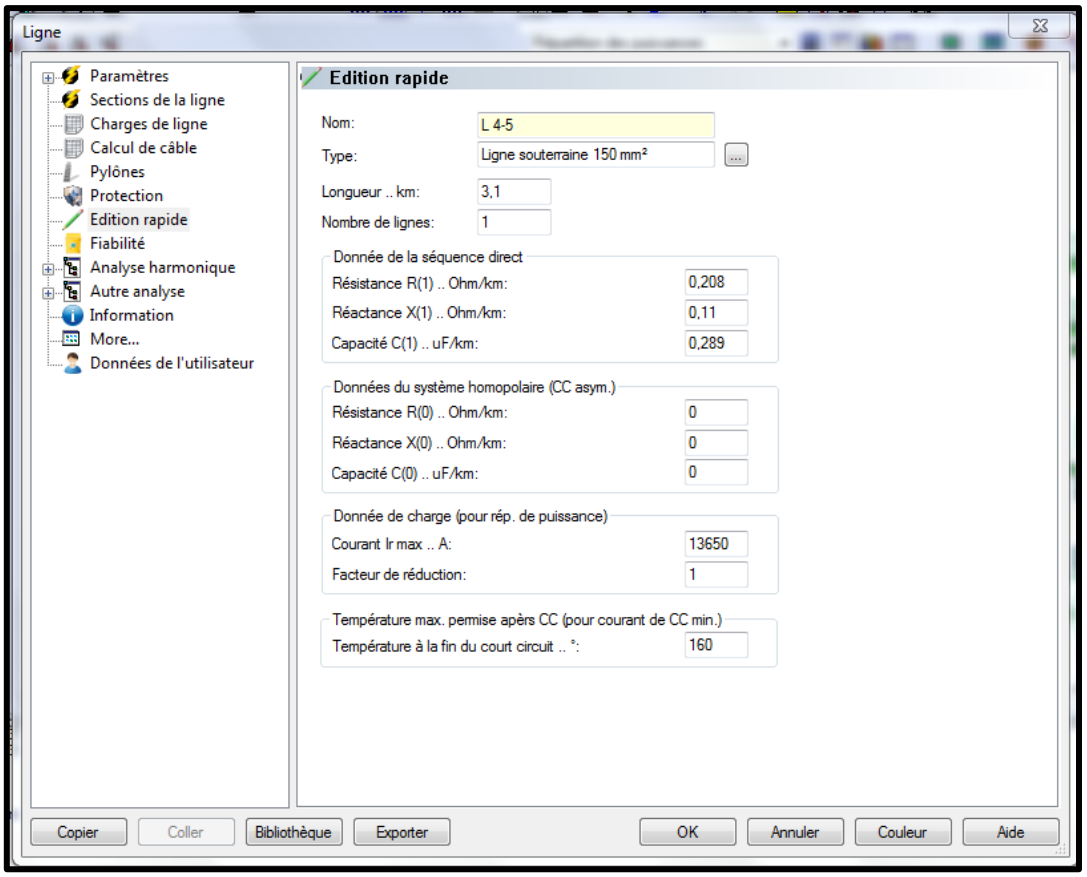


Figure 7 : Masque de données de la ligne sur NEPLAN

III.3 Modélisation de la charge

La charge représente l'ensemble des points de consommation d'une région donnée ou d'une unité industrielle. Les modèles des charges électriques sont généralement divisés en modèle statique et modèle dynamique. Dans notre travail, nous nous appesantirons sur le modèle de charges statiques car celui-ci concerne notre étude de stabilité statique d'un réseau HTA et c'est le modèle qui utilisé dans le logiciel NEPLAN pour représenter la charge.

Une charge statique est une charge dont la caractéristique ne dépend pas du temps. Les relations entre la puissance active et réactive en fonction de la tension et de la fréquence sont uniques à tout instant. Par contre, le modèle dynamique de charge exprime cette relation pour chaque instant. Il existe 3 types de modèles statiques de charge qui sont [7] :

- ***le modèle exponentiel de la charge*** : La caractéristique de la charge en fonction de la fonction exponentielle de la tension est donnée par :

$$P_0 = \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_p} \quad (1.1)$$

$$Q_0 = \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_q} \quad (1.2)$$

Où P_0 et Q_0 représente les puissances actives et réactives de la charge pour la tension nominale V_0 ;

- ***le modèle polynomial de la charge*** **:** le modèle polynomial est un modèle qui exprime la puissance de la charge comme une fonction polynôme de la tension :

$$P = P_0\left[p_1\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + p_2\left(\frac{V}{V_0}\right) + p_3\right] \quad (1.3)$$

$$Q = Q_0\left[q_1\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + q_2\left(\frac{V}{V_0}\right) + q_3\right] \quad (1.4)$$

Ce modèle est appelé modèle ***ZIP*** parce qu'il est composé par une charge d'impédance constante ***(Z)***, de courant constant ***(I)*** et de puissance constante ***(P).*** Les paramètres du modèle p_1 à p_3 et q_1 à q_3 sont les coefficients à qui définissent la proportion de chaque composante ;

- ***le modèle de charge dépendant de la fréquence*** : la dépendance de la charge en fonction de la fréquence est généralement représentée par la multiplication du modèle exponentiel et du modèle polynomial avec un facteur représentant la fréquence comme suit :

$$P = P_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_p}(1 + K_{pf} + \Delta f) = P_0\left[p_1\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + p_2\left(\frac{V}{V_0}\right) + p_3\right][1 + K_{pf} + (f - f_0)] \quad (1.5)$$

$$Q = Q_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_q}(1 + K_{qf} + \Delta f) = Q_0\left[q_1\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + q_2\left(\frac{V}{V_0}\right) + q_3\right][1 + K_{qf} + (f - f_0)] \quad (1.6)$$

Où f est la fréquence sur le nœud de charge, f_0 est la fréquence nominale du réseau (50 Hz) ; K_{pf} est le paramètre de sensibilité de la puissance active avec la variation de la fréquence ; K_{qf} est le paramètre de sensibilité de la puissance réactive avec la variation de la fréquence.

Dans notre étude, nous avons affaire au modèle statique de charge de type exponentiel. Le schéma ci-dessous (Figure 8) est une représentation de la charge statique qui est souvent modélisée sous forme d'une impédance en parallèle avec une susceptance, qui consomme de la puissance active P_L et réactive Q_L sous une tension V_L. Il s'agit du modèle de représentation utilisé par notre logiciel de simulation.

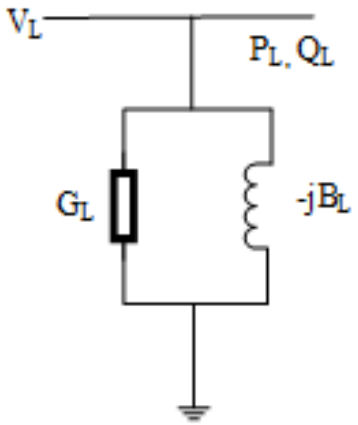


Figure 8 : Modèle d'une charge statique

Sur le logiciel NEPLAN, la charge et ses caractéristiques sont représentés respectivement selon les Figure 9 et Figure 10 suivantes :

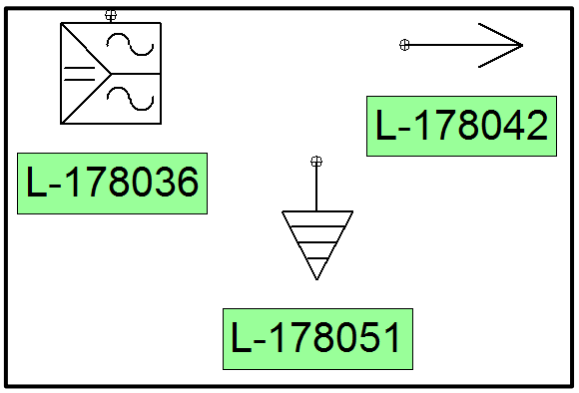


Figure 9 : Représentation de la charge sur NEPLAN

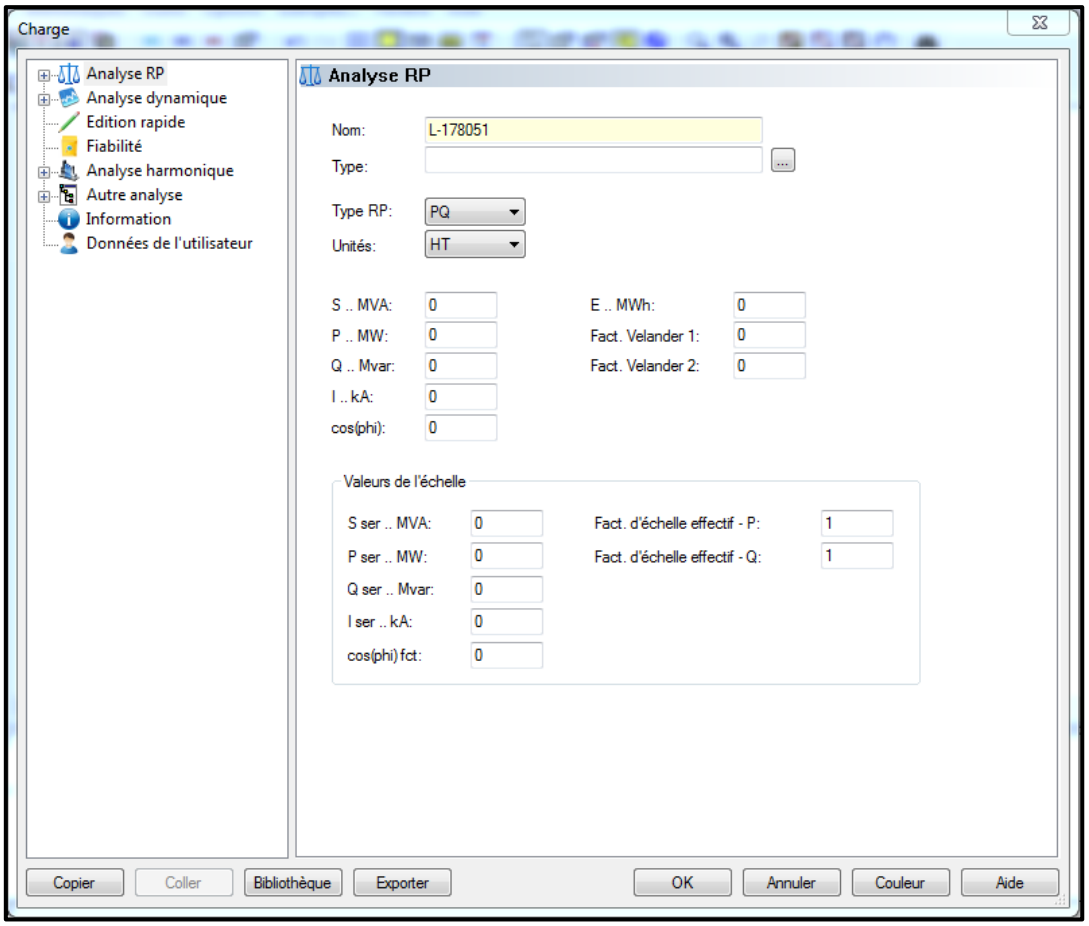


Figure 10 : Masque de données de la charge sur NEPLAN

S (MVA) = Puissance apparente

Q (MVar) = Puissance réactive

P (MW) = Puissance active

I (kA) = Courant appelé

Cos φ = Facteur de puissance

E (MWh) = Energie

Pour compléter les informations dans ce masque, il faut tout d'abord choisir le type de Répartition de Puissance (RP). En effet il en existe 6 types de 2 composantes chacun qui permettent de déterminer automatiquement les valeurs restantes, une fois insérer celles connues. Il s'agit des composantes suivantes :

- ***PQ*** : puissance active et puissance réactive ;
- ***PC*** : puissance active et facteur de puissance ;
- ***IC*** : courant et facteur de puissance ;
- ***PI*** : puissance active et courant ;
- ***SC*** : puissance apparente et facteur de puissance ;
- ***EC*** : énergie et facteur de puissance.

Dans notre cas, le type de composantes ***SC*** a été retenu pour servir de référence pour la détermination des valeurs des autres composantes de la charge dans le masque de données. Car les données de celles-ci sont fournies par la documentation technique de l'entreprise. Elles ont été obtenues grâce au recensement des charges au niveau de chaque village.

III.4 Modélisation du nœud ou jeu de barres

Il y a 4 grandeurs fondamentales associées à chaque jeu de barres du réseau :

- le module de tension V ;
- la phase de tension δ ;
- la puissance active injectée P ;
- la puissance réactive injecté Q ;

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, pour chaque jeu de barres 2 variables sont connues et les 2 autres sont à déterminer. Nous distinguons 3 catégories de jeux de barres [8] résumés dans le Tableau 3:

- ***jeu de barres de référence*** : Il est choisi parmi ceux où un générateur est connecté, il permet de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de transmission qui sont inconnues et sert de référence pour les phases de tension ;
- ***jeu de barres contrôle (PV bus)*** : Ce type de jeu de barres est connecté avec un générateur. Le module de tension doit être maintenu constant pour que le jeu de barres du système soit considéré comme un jeu de barres à tension contrôlée ou jeu de barres générateur ;
- ***jeu de barres de charges*** : Tous les jeux de barres du réseau dont l'injection des puissances actives et réactives est donnée, sont considérés comme les jeux de barres de charge.

Tableau 3 : Tableau récapitulatif des jeux de barres **[8]**

Type de jeu de barres	*Variables connues*	*Variables inconnues*
Référence (Swing bus)	$P ; Q$	$\|V\| ; \delta$
Contrôle	$P ; \|V\|$	$Q ; \delta$
Charges	$\|V\| ; \delta$	$P ; Q$

Dans NEPLAN, le réseau d'alimentation se trouve sur le jeu de barre de référence. Les nœuds restants sont modélisés sous forme de jeu de barre de charges. Le jeu de barres et ses caractéristiques sont représentés respectivement selon les Figure 11 et Figure 12 suivantes :

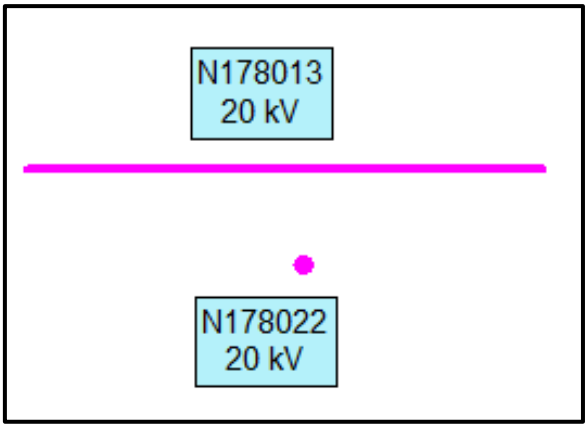


Figure 11 : Représentation du jeu de barres sur NEPLAN

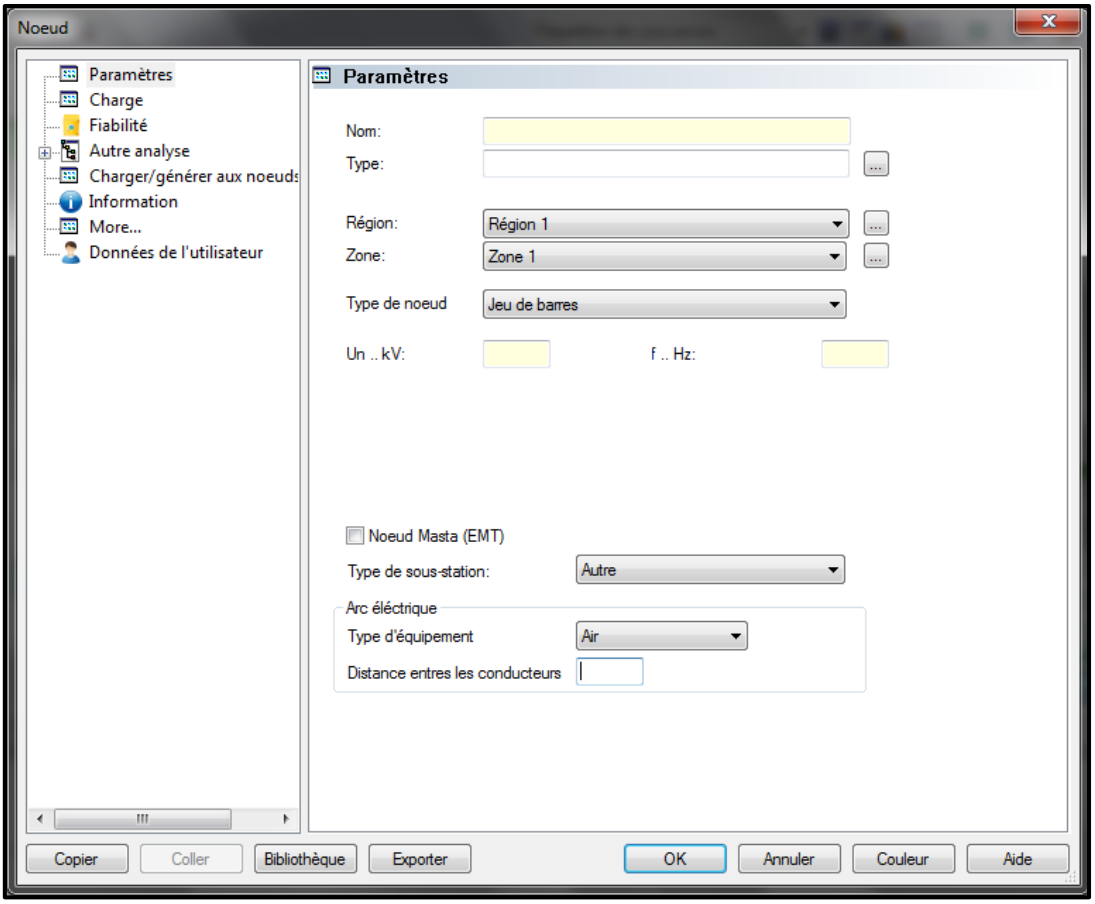


Figure 12 : Masque de données du jeu de barres sur NEPLAN

Un (kV) = Tension nominale ***f (Hz)=*** fréquence

IV. Etude d'écoulement de puissance

IV.1 Analyse de l'écoulement de puissance

Les réseaux électriques existants subissent la plupart du temps des modifications dues à la restructuration du réseau, l'extension du réseau, le changement de matériel, la variation de la charge, la compensation d'énergie réactive, etc. Il est alors nécessaire de vérifier si les flux de puissance circulent normalement dans les différentes branches du réseau et si les niveaux de tension sur les différents nœuds, gardent des valeurs acceptables. A partir de ces valeurs, nous pouvons calculer les courants dans les lignes de transport, les puissances actives et réactives transitées, ainsi que les pertes de puissances provoquées lors du transport d'énergie électrique. Ceci, pour tous les modes ou régimes de fonctionnement imposés au réseau (stable ou permanent). Cette vérification est appelée : ***étude d'écoulement de puissance***. C'est une étape primordiale de toute analyse sérieuse d'un réseau électrique et importante pour les études, la planification et l'exploitation de celui-ci. Il faut aussi dans certains cas, dimensionner et positionner dans le réseau des systèmes de compensation de puissance réactive. Il est donc de cette manière possible :

- de vérifier la conformité des flux de puissance et des niveaux de tension du réseau ;
- de dimensionner les équipements de distribution (câbles, transformateurs, …) ;
- de dimensionner et évaluer des solutions de compensation de l'énergie réactive ;
- de tester et valider des solutions de modifications sur le réseau en cas de non-conformité.

IV.2 Matrice d'admittance nodale

Les équations de l'écoulement de puissance utilisant la formulation des admittances nodales pour un réseau sont d'abord développées pour un système à 3 nœuds (Figure 13), puis elles sont généralisées pour un système à ***n*** nœuds.

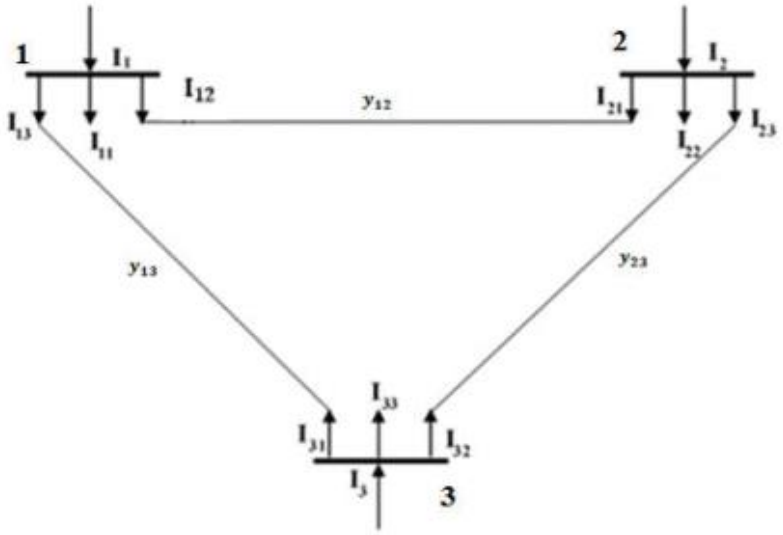


Figure 13 : Réseau à 3 nœuds **[8]**

On a :

$$\boldsymbol{I_1 = I_{11} + I_{12} + I_{13}} \qquad \textbf{(1.7)}$$

$$\boldsymbol{I_1 = V_1 y_{11} + (V_1 - V_2) y_{12} + (V_1 - V_3) y_{13}} \qquad \textbf{(1.8)}$$

$$\boldsymbol{I_1 = V_1 (y_{11} + y_{12} + y_{13}) - V_2 y_{12} - V_3 y_{13}} \qquad \textbf{(1.9)}$$

Posons :

$$\boldsymbol{Y_{11} = y_{11} + y_{12} + y_{13}} \qquad \textbf{(1.10)}$$

$$\boldsymbol{Y_{12} = -y_{12}} \qquad \textbf{(1.11)}$$

$$\boldsymbol{Y_{13} = -y_{13}} \qquad \textbf{(1.12)}$$

On obtient l'expression suivante :

$$\boldsymbol{I_1 = V_1 Y_{11} + V_2 Y_{12} + V_3 Y_{13}} \qquad \textbf{(1.13)}$$

Par analogie, nous déterminons les équations des courants nodaux des autres nœuds :

$$\boldsymbol{I_2 = V_1 Y_{21} + V_2 Y_{22} + V_3 Y_{23}} \qquad \textbf{(1.14)}$$

$$\boldsymbol{I_3 = V_1 Y_{31} + V_2 Y_{32} + V_3 Y_{33}} \qquad \textbf{(1.15)}$$

Sous forme matricielle, nous pouvons écrire ces équations de la manière suivante :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \qquad \textbf{(1.16)}$$

Ainsi le courant injecté au jeu de barres ***i*** peut se mettre sous la forme suivante :

$$I_i = \sum_{m=1}^{3} Y_{im} \cdot V_m \qquad (1.17)$$

En généralisant cette équation à ***n*** nœud on obtient l'expression ci-dessous :

$$I_i = \sum_{m=1}^{n} Y_{im} \cdot V_m \quad avec\ i = 1; 2; 3; \dots; n \qquad (1.18)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \qquad (1.19)$$

IV.3 Equations d'écoulement de puissance

L'équation d'écoulement de puissance est une écriture mathématique qui consiste à mettre en évidence la résolution des grandeurs d'un réseau en régime normal ou permanent. A partir de ces dernières, on peut calculer les courants dans les lignes de transport, les puissances actives et réactives transitées et les pertes de puissances provoquées lors du transport d'énergie électrique. Le bilan de puissance électrique à un jeu de barres ***i*** d'un réseau électrique de ***n*** nœuds est égal à la différence entre la puissance générée et la puissance demandée au niveau du même jeu de barres comme le montre la Figure 14.

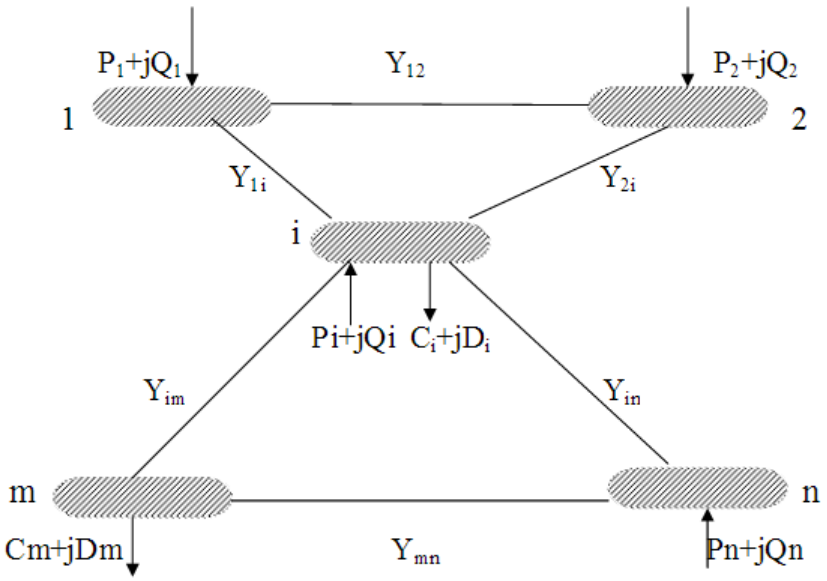


Figure 14 : Schéma représentatif d'un réseau à n nœuds **[9]**

Au nœud ***i***, la puissance apparente est donnée par la formule suivante :

$$\boldsymbol{S_i = V_i \underline{I_i}} \quad \textbf{(1.20)}$$

$$\boldsymbol{S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di})} \quad \textbf{(1.21)}$$

Forme trigonométrique des expressions de la tension au nœud ***i*** et au nœud ***m*** :

$$\boldsymbol{V_i = |V_i| e^{j\delta_i}} \quad \textbf{(1.22)}$$

$$\boldsymbol{V_m = |V_m| e^{j\delta_m}} \quad \textbf{(1.23)}$$

$$\boldsymbol{\underline{V_m} = |V_m| e^{-j\delta_m}} \quad \textbf{(1.24)}$$

Le courant au nœud ***i*** est la somme du produit des admittances mutuelles et des tensions des autres nœuds :

$$\boldsymbol{\underline{I_i} = \sum_{m=1}^{n} \underline{y_{im}} \cdot \underline{V_m}} \quad \textbf{(1.25)}$$

L'admittance de la branche ***i-m*** est donnée par la formule suivante :

$$\boldsymbol{y_{im} = \rho_{im} + j\beta_{im}} \quad \textbf{(1.26)}$$

$$\boldsymbol{\underline{y_{im}} = \rho_{im} - j\beta_{im}} \quad \textbf{(1.27)}$$

En combinant les équations 1.20, 1.22, 1.24, 1.25, et 1.27 nous avons :

$$\boldsymbol{S_i = \sum_{m=1}^{n} |V_i| e^{j\delta_i} (\rho_{im} + j\beta_{im})(|V_m| e^{-j\delta_m})} \quad \textbf{(1.28)}$$

$$\boldsymbol{S_i = |V_i| \sum_{m=1}^{n} |V_m| (\rho_{im} + j\beta_{im})(e^{j(\delta_i - \delta_m)})} \quad \textbf{(1.29)}$$

$$\boldsymbol{S_i = |V_i| \sum_{m=1}^{n} |V_m| \left[\rho_{im}[cos(\delta_i - \delta_m) + jsin(\delta_i - \delta_m)] + j\beta_{im}[cos(\delta_i - \delta_m) + jsin(\delta_i - \delta_m)]\right]} \quad \textbf{(1.30)}$$

En remplaçant ***Si*** par l'expression 1.21 on obtient :

$$\boldsymbol{P_{Gi} - P_{Di} = |V_i| \sum_{m=1}^{n} |V_m| [\rho_{im} cos(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} sin(\delta_i - \delta_m)]} \quad \textbf{(1.31)}$$

$$\boldsymbol{Q_{Gi} - Q_{Di} = |V_i| \sum_{m=1}^{n} |V_m| [\rho_{im} sin(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} cos(\delta_i - \delta_m)]} \quad \textbf{(1.32)}$$

Nous pouvons encore écrire :

$$(\boldsymbol{P_{Gi} - P_{Di}}) - \left[|\boldsymbol{V_i}| \sum_{\boldsymbol{m=1}}^{\boldsymbol{n}} |\boldsymbol{V_m}| \, [\boldsymbol{\rho_{im} cos(\delta_i - \delta_m) - \beta_{im} sin(\delta_i - \delta_m)}] \right] = \mathbf{0} \qquad \textbf{(1.33)}$$

$$(\boldsymbol{Q_{Gi} - Q_{Di}}) - \left[|\boldsymbol{V_i}| \sum_{\boldsymbol{m=1}}^{\boldsymbol{n}} |\boldsymbol{V_m}| \, [\boldsymbol{\rho_{im} sin(\delta_i - \delta_m) + \beta_{im} cos(\delta_i - \delta_m)}] \right] = \mathbf{0} \qquad \textbf{(1.34)}$$

Ces équations sont des équations non linéaires, ne pouvant être résolues que par une méthode numérique. Elles relient tension et puissance au lieu de tension et courant. Dans les 2 équations du système, le déphasage intervient par une différence de phase.

Si $\boldsymbol{P_{Gm}}$ et $\boldsymbol{Q_{Gm}}$ désignent respectivement les puissances actives et réactives générées par le nœud $\boldsymbol{m}$, et $\boldsymbol{P_{Dm}}$ et $\boldsymbol{Q_{Dm}}$ désignent respectivement les puissances actives et réactives demandées par le nœud $\boldsymbol{m}$, nous définissons les pertes de puissances actives $\boldsymbol{P_L}$ et les pertes de puissances réactives $\boldsymbol{Q_L}$. Ainsi donc :

$$\boldsymbol{P_L} = \sum_{\boldsymbol{i \neq m}}^{\boldsymbol{n}} [(\boldsymbol{P_{Gi} + P_{Gm}}) - (\boldsymbol{P_{Di} + P_{Dm}})] \qquad \textbf{(1.35)}$$

$$\boldsymbol{Q_L} = \sum_{\boldsymbol{i \neq m}}^{\boldsymbol{n}} [(\boldsymbol{Q_{Gi} + Q_{Gm}}) - (\boldsymbol{Q_{Di} + Q_{Dm}})] \qquad \textbf{(1.36)}$$

Si $\boldsymbol{P_L = 0}$, $\boldsymbol{Q_L}$ est maximal ; on a à faire à une ligne d'impédance purement réactive (inductive ou capacitive). Quand les pertes de puissance réactive $\boldsymbol{Q_L}$ sont négatives, la ligne fournit de la puissance réactive au réseau.

IV.4 Résolution d'équation d'écoulement de puissance

Pour résoudre ce système d'équations, nous pouvons faire recours à l'une des méthodes de résolution suivantes :

- la méthode de Gauss Seidel ;
- la méthode de Gauss Seidel avec accélération ;
- la méthode découplée rapide ;
- la méthode de l'approximation du courant continu ;
- ***la méthode de Newton Raphson***.

La méthode de Newton Raphson sera utilisée pour notre démonstration de calculs et elle apparait dans le logiciel NEPLAN pour le calcul d'écoulement de puissance. Cette méthode nécessite beaucoup plus de temps par itérations mais demande moins d'itérations même pour les grands réseaux.

Recopions les équations 1.20, 1.25, 1.26 et 1.27 :

$$\boldsymbol{S_i = V_i \underline{I_i}} \qquad \textbf{(1.20)}$$

$$\boldsymbol{\underline{I_i} = \sum_{m=1}^{n} \underline{y_{im}}\,\underline{V_m}} \qquad \textbf{(1.25)}$$

$$\boldsymbol{y_{im} = \rho_{im} + j\beta_{im}} \qquad \textbf{(1.26)}$$

$$\boldsymbol{\underline{y_{im}} = \rho_{im} - j\beta_{im}} \qquad \textbf{(1.27)}$$

Nous savons que :

$$\boldsymbol{V_i = v_i(cos\delta_i + jsin\delta_i)} \qquad \textbf{(1.22)}$$

$$\boldsymbol{V_m = v_m(cos\delta_m + jsin\delta_m)} \qquad \textbf{(1.23)}$$

$$\boldsymbol{\underline{V_m} = v_m(cos\delta_m - jsin\delta_m)} \qquad \textbf{(1.24)}$$

L'équation 1.21 devient :

$$\boldsymbol{P_i - jQ_i = \sum_{m=1}^{n} v_i(cos\delta_i + jsin\delta_i)(\rho_{im} - j\beta_{im})v_m(cos\delta_m - jsin\delta_m)} \qquad \textbf{(1.37)}$$

Après calculs et en séparant la partie réelle de la partie imaginaire on obtient :

$$\begin{cases} \boldsymbol{P_i = \sum_{m=1}^{n} v_i v_m[\rho_{im}(cos\delta_i cos\delta_m + sin\delta_i sin\delta_m) + \beta_{im}(cos\delta_m sin\delta_i - sin\delta_m cos} \\ \boldsymbol{Q_i = \sum_{m=1}^{n} v_i v_m[\rho_{im}(sin\delta_i cos\delta_m - cos\delta_i sin\delta_m) - \beta_{im}(cos\delta_i cos\delta_m + sin\delta_i sin} \end{cases} \qquad \textbf{(1.38)}$$

Posons :
$\boldsymbol{v_i = e_i + jf_i}$
$\boldsymbol{v_m = e_m + jf_m}$

Avec :
$\boldsymbol{e_i = v_i\, cos\delta_i}$ **(1.39)**
$\boldsymbol{f_i = v_i\, sin\delta_i}$
$\boldsymbol{e_m = v_m\, cos\delta_m}$
$\boldsymbol{f_m = v_m\, sin\delta_m}$

Nous obtenons donc le système d'équations non linéaires suivant :

$$\begin{cases} \boldsymbol{P_i} = \sum_{m=1}^{n} [\boldsymbol{\rho_{im}}(\boldsymbol{e_i e_m} + \boldsymbol{f_i f_m}) + \boldsymbol{\beta_{im}}(\boldsymbol{f_i e_m} - \boldsymbol{e_i f_m})] \\ \boldsymbol{Q_i} = \sum_{m=1}^{n} [\boldsymbol{\rho_{im}}(\boldsymbol{e_m f_i} - \boldsymbol{f_m e_i}) - \boldsymbol{\beta_{im}}(\boldsymbol{e_i e_m} + \boldsymbol{f_i f_m})] \end{cases} \quad \textbf{(1.40)}$$

$$\begin{cases} \boldsymbol{P_i} = \sum_{m=1}^{n} [\boldsymbol{e_i}(\boldsymbol{\rho_{im}} \boldsymbol{e_m} - \boldsymbol{\beta_{im}} \boldsymbol{f_m}) + \boldsymbol{f_i}(\boldsymbol{\rho_{im}} \boldsymbol{f_m} + \boldsymbol{\beta_{im}} \boldsymbol{e_m})] \\ \boldsymbol{Q_i} = \sum_{m=1}^{n} [-\boldsymbol{e_i}(\boldsymbol{\rho_{im}} \boldsymbol{f_m} + \boldsymbol{\beta_{im}} \boldsymbol{e_m}) + \boldsymbol{f_i}(\boldsymbol{\rho_{im}} \boldsymbol{e_m} - \boldsymbol{\beta_{im}} \boldsymbol{f_m})] \end{cases} \quad \textbf{(1.41)}$$

Le système obtenu est un système d'équations non linéaires. La puissance active $\boldsymbol{P_i}$ et la puissance réactive $\boldsymbol{Q_i}$ sont connues et les composantes réelles et imaginaires $\boldsymbol{e_i}$ et $\boldsymbol{f_i}$ sont inconnues pour tous les jeux de barres excepté le jeu de barres de référence, où la tension est spécifiée et fixée.

IV.5 Critère de stabilité et hypothèses de simulation des réseaux sur NEPLAN

- ***Critère 1 :*** La Société d'Electricité et d'Eau du Gabon (SEEG) estime pour tout réseau de 30 kV, un facteur de puissance moyen de 0,8. Ainsi, nous utiliserons cette valeur comme facteur de puissance (cos $\boldsymbol{\varphi}$) pour notre étude.
- ***Hypothèse 1 :*** Le taux de surcharge des lignes et des transformateurs sera estimé à 90 % de leur charge maximale admissible.
- ***Hypothèse 2 :*** Pour les jeux de barres ou nœuds, nous parlerons de sous-tension quand ceux-ci sont alimentés par une tension nominale réduite de 10 %, et de surtension quand ces éléments sont alimentés par une tension nominale majorée de 10 %.
- ***Hypothèse 3 :*** Etant donné que les caractéristiques électriques des transformateurs diffèrent peu d'une marque à une autre, nous avons tenu compte pour notre étude, des caractéristiques électriques qui sont fonction de la puissance de chaque transformateur, et non les caractéristiques qui sont spécifiques à chaque marque.
- ***Hypothèse 4 :*** En ce qui concerne la prévision des charges, nous avons effectué l'étude de l'écoulement d'écoulement de puissance jusqu'à l'année 2027.
- ***Hypothèse 5 :*** La température du milieu ambiant auquel sont exposés les câbles est de 35°C.

IV.6 Prévision de la charge

Notre étude porte sur un projet d'électrification rurale, ce qui laisse sous-entendre qu'avant la réalisation de ce projet, il est difficile d'obtenir des données sur les puissances de pointes annuelles. Et que celles pour l'année en cours correspondent à la demande actuelle à la même période. Ainsi pour la prévision des charges des années à venir, dont les valeurs sont reportées dans les Tableau 4 et Tableau 5, nous avons utilisé la formule des suites géométriques U_n de premier terme U_0 et de raison q, on a :

$$U_n = U_0 * q^n \qquad (1.42)$$

Par analogie nous obtenons :

$$S_n = S_0 * q^n \qquad (1.43)$$

Avec :

- S_n (kVA) **:** puissance apparente de l'année souhaitée
- S_0 (kVA) **:** puissance apparente de référence
- $q = (1 + \tau)$

Une fois la prévision de charges déterminée, nous pourrons calculer le facteur d'échelle par la formule suivante :

$$Facteur\ d'échelle = \frac{Valeur\ de\ pointe\ de\ l'année\ voulue}{Valeur\ de\ pointe\ de\ 2017} \qquad (1.44)$$

NB : La SEEG estime un taux d'accroissement annuel (τ) de 3% de la charge, en matière d'électrification rurale.

Tableau 4 : Prévision de la variation de la charge du réseau Kango-Bifoun

Années	*Pointes annuelles (kVA)*	*Facteurs d'échelle*
2017	2435,00	1,00
2018	2508,05	1,03
2019	2583,29	1,06
2020	2660,79	1,09
2021	2740,61	1,13
2022	2822,83	1,16
2023	2907,52	1,19
2024	2994,74	1,23

Années	*Pointes annuelles (kVA)*	*Facteurs d'échelle*
2025	3084,59	1,27
2026	3177,12	1,30
2027	3272,44	1,34

Tableau 5 : Prévision de la variation de la charge du réseau Lambaréné-Bifoun

Années	*Pointes annuelles (kVA)*	*Facteurs d'échelle*
2017	766,80	1,00
2018	789,80	1,03
2019	813,50	1,06
2020	837,90	1,09
2021	863,04	1,13
2022	888,93	1,16
2023	915,60	1,19
2024	943,07	1,23
2025	971,36	1,27
2026	1000,50	1,30
2027	1030,52	1,34

CHAPITRE 3 : RESULTATS, ANALYSES ET RECOMMANDATIONS

I. Résultats et analyse de l'étude de l'écoulement de puissance :

Les résultats ci-dessous ont été obtenus grâce la simulation des réseaux de Kango-Bifoun et de Lambaréné-Bifoun sur le logiciel NEPLAN. La prévision des charges a été faite sur une période de 10 ans, de 2017 à 2027. Tout d'abord, nous ferons état des résultats de la simulation du réseau en 2017 qui fera office de référence de charge et de comportement du réseau, ensuite nous présenterons les résultats de l'année 2018 afin d'observer la situation du réseau après une année de fonctionnement et enfin nous montrerons les résultats de l'année 2027 qui est l'année finale de prévision de charges.

I.1 Etats des réseaux en 2017

A cours de l'année 2017, nous remarquons que les réseaux sont stables. Cela s'explique par le fait que les charges de l'année 2017 ont servi de base de calcul pour le dimensionnement et le choix des équipements. L'écoulement de puissance converge au cours de cette période. Les Figure 15 et Figure 16 nous montrent les situations des réseaux Kango-Bifoun et Lambaréné-Bifoun en 2017 et les résultats de la simulation de ceux-ci sont présentés respectivement dans les Tableau 6 et Tableau 7.

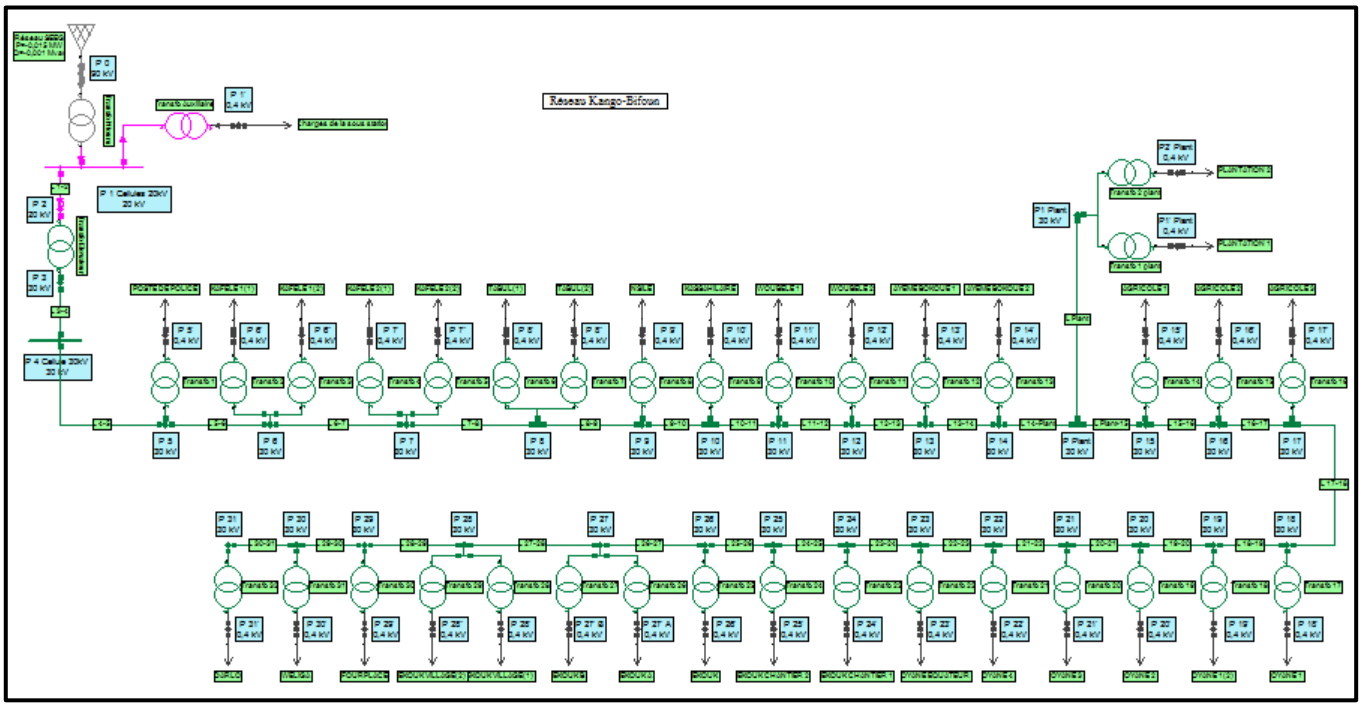


Figure 15 : Réseau Kango-Bifoun en 2017

Tableau 6 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2017

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***
Réseau	0,015	0,001	0,015	0,001	0	0	0,015
Région 1	0,015	0,001	0,015	0,001	0	0	0,015
Zone 1	0,015	0,001	0,015	0,001	0	0	0,015

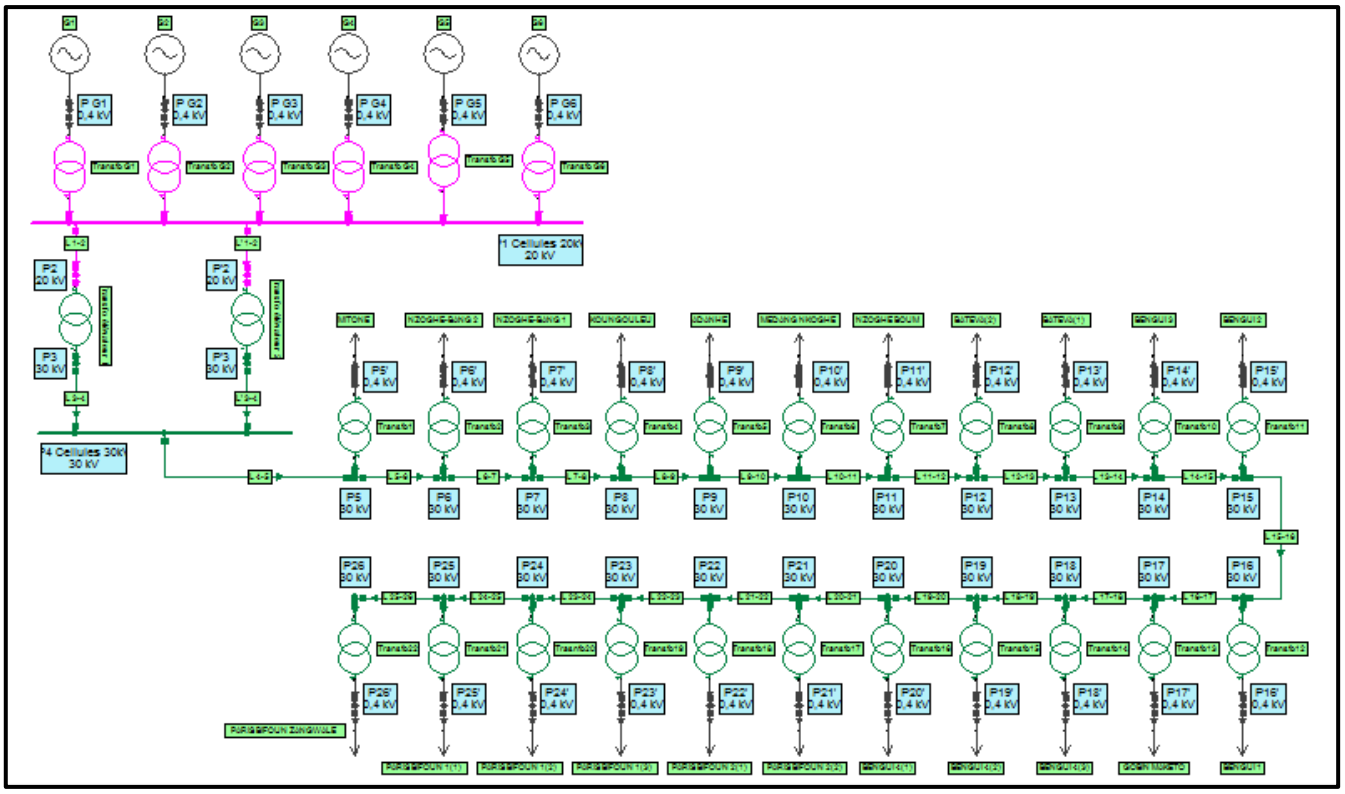


Figure 16 : Réseau Lambaréné-Bifoun en 2017

Tableau 7 : Résultats de la simulation du réseau Lambaréné-Bifoun en 2017

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***
Réseau	0,065	-2,006	0,679	-1,546	0,613	0,46	0,039
Région 1	0,065	-2,006	0,679	-1,546	0,613	0,46	0,039
Zone 1	0,065	-2,006	0,679	-1,546	0,613	0,46	0,039

I.2 Etats des réseaux en 2018

Au cours de l'année 2018, nous observons sur le réseau Kango-Bifoun un dépassement des limites supérieures (Tableau 9), à travers le transformateur 24 du village EKOUK CHANTIER 2 qui est chargé à 91,11%. Nous constatons aussi que le réseau Kango-Bifoun demeure stable en cette même année. La Figure 17 nous montre la situation du réseau en 2018 et les résultats de la simulation de celui-ci sont présentés dans le Tableau 8.

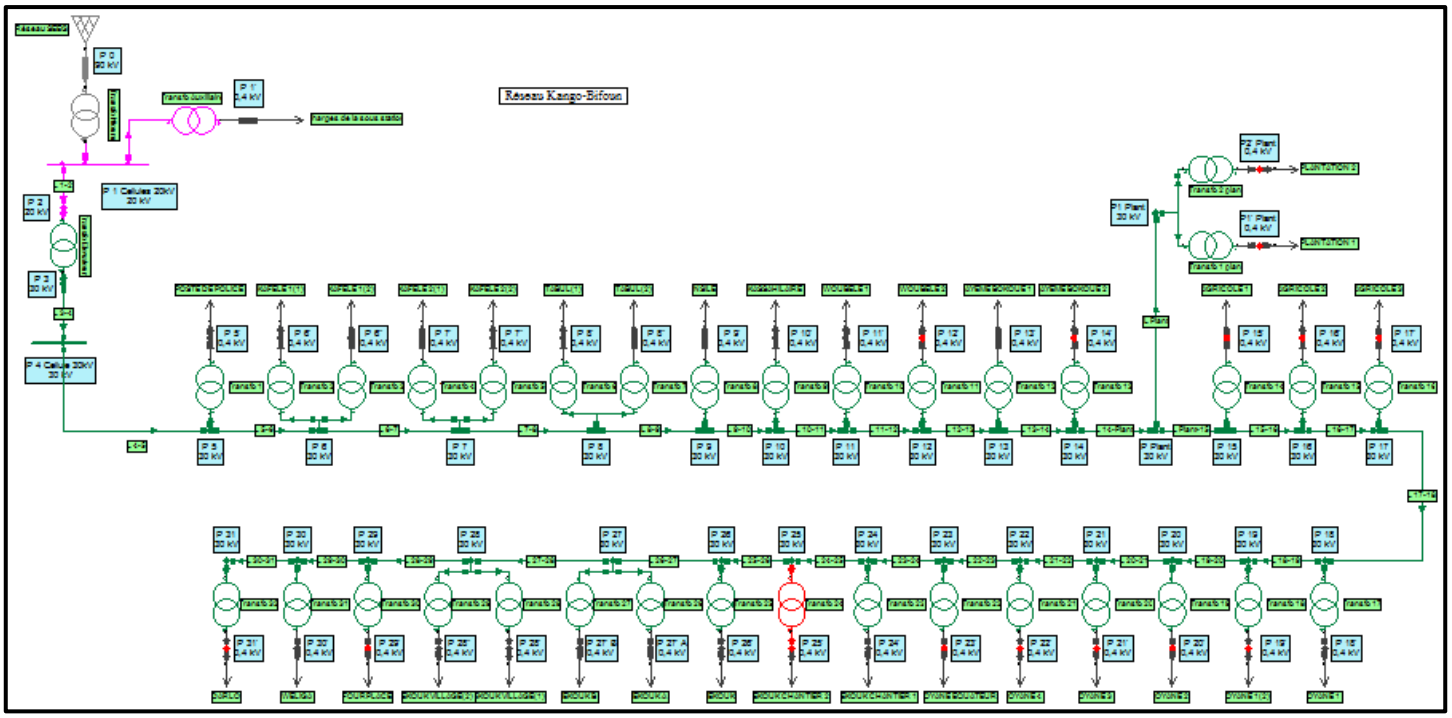


Figure 17 : Réseau Kango-Bifoun en 2018

Tableau 8 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2018

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***
Réseau	0,148	0,199	2,154	1,704	2,007	1,505	0,029
Région 1	0,148	0,199	2,154	1,704	2,007	1,505	0,029
Zone 1	0,148	0,199	2,154	1,704	2,007	1,505	0,029

Tableau 9 : Dépassement des limites supérieures

Eléments surchargés	*S%*
Transfo 24	91,11

Tout comme celui de Kango-Bifoun, le réseau de Lambaréné-Bifoun reste stable en 2018 à la différence que celui-ci ne connait aucune surcharge de ses équipements. Aussi, avec un taux de croissance annuelle de 3%, les charges des différents villages augmentent sensiblement. La Figure 18 nous montre la situation du réseau en 2018 et les résultats de la simulation de celle-ci sont présentés dans le Tableau 10.

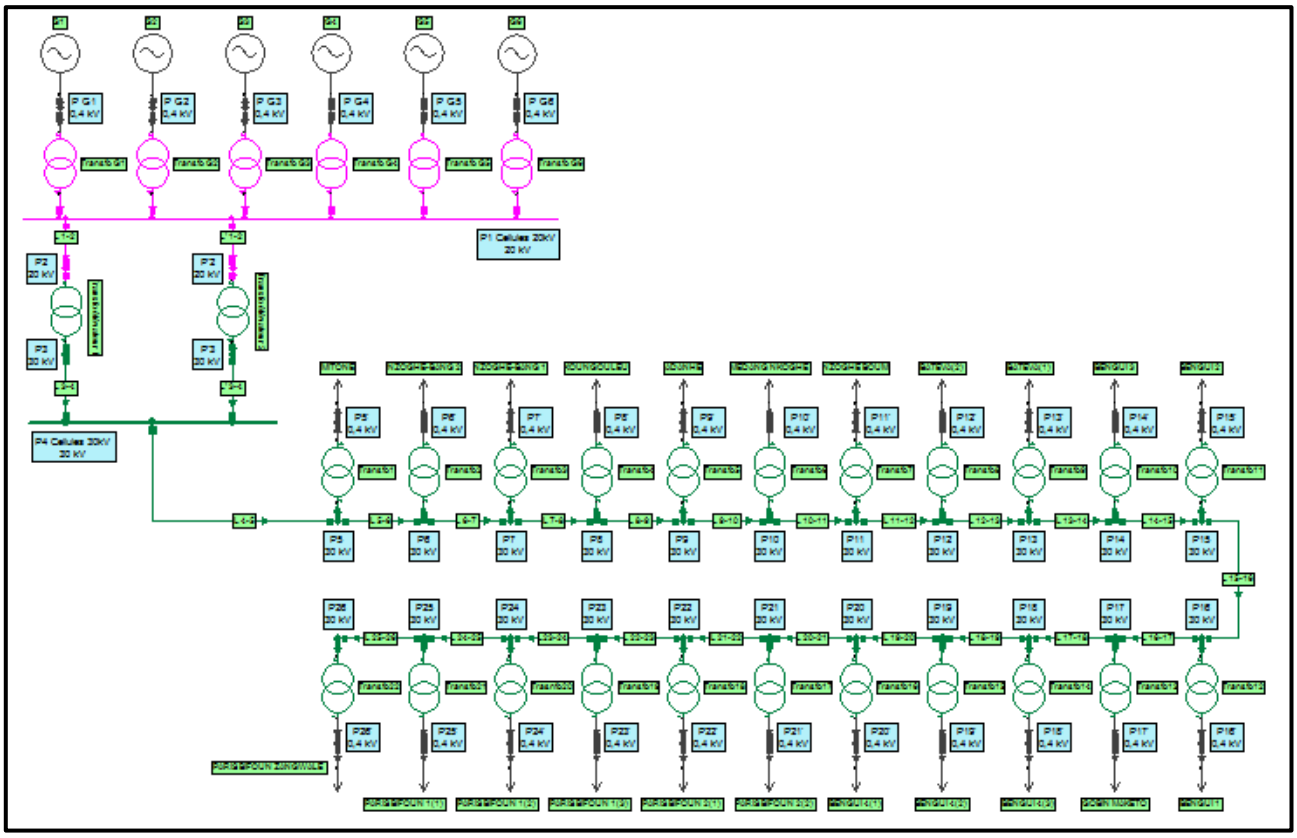


Figure 18 : Réseau Lambaréné-Bifoun en 2018

Tableau 10 : Résultats de la simulation du réseau Lambaréné-Bifoun en 2018

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***
Réseau	0,066	-0,2004	0,698	-1,53	0,632	0,474	0,039
Région 1	0,066	-0,2004	0,698	-1,53	0,632	0,474	0,039
Zone 1	0,066	-0,2004	0,698	-1,53	0,632	0,474	0,039

I.3 Etats des réseaux en 2027

En 2027, le réseau Kango-Bifoun connait plusieurs dépassements de limites supérieures (transformateurs surchargés) comme le montre le Tableau 12. Au niveau des nœuds, les tensions sont inférieures à la limite admissible (<90% de la tension nominale) selon le Tableau 13. En effet ces valeurs sont dues au fait que dans un premier temps il y a la croissance de la charge et dans un second temps il y a la longueur de la ligne qui engendrera des pertes principalement par effet joules lors du transit de courant. La Figure 19 nous montre la situation du réseau en 2027 et les résultats de la simulation de celle-ci sont présentés dans le Tableau 11.

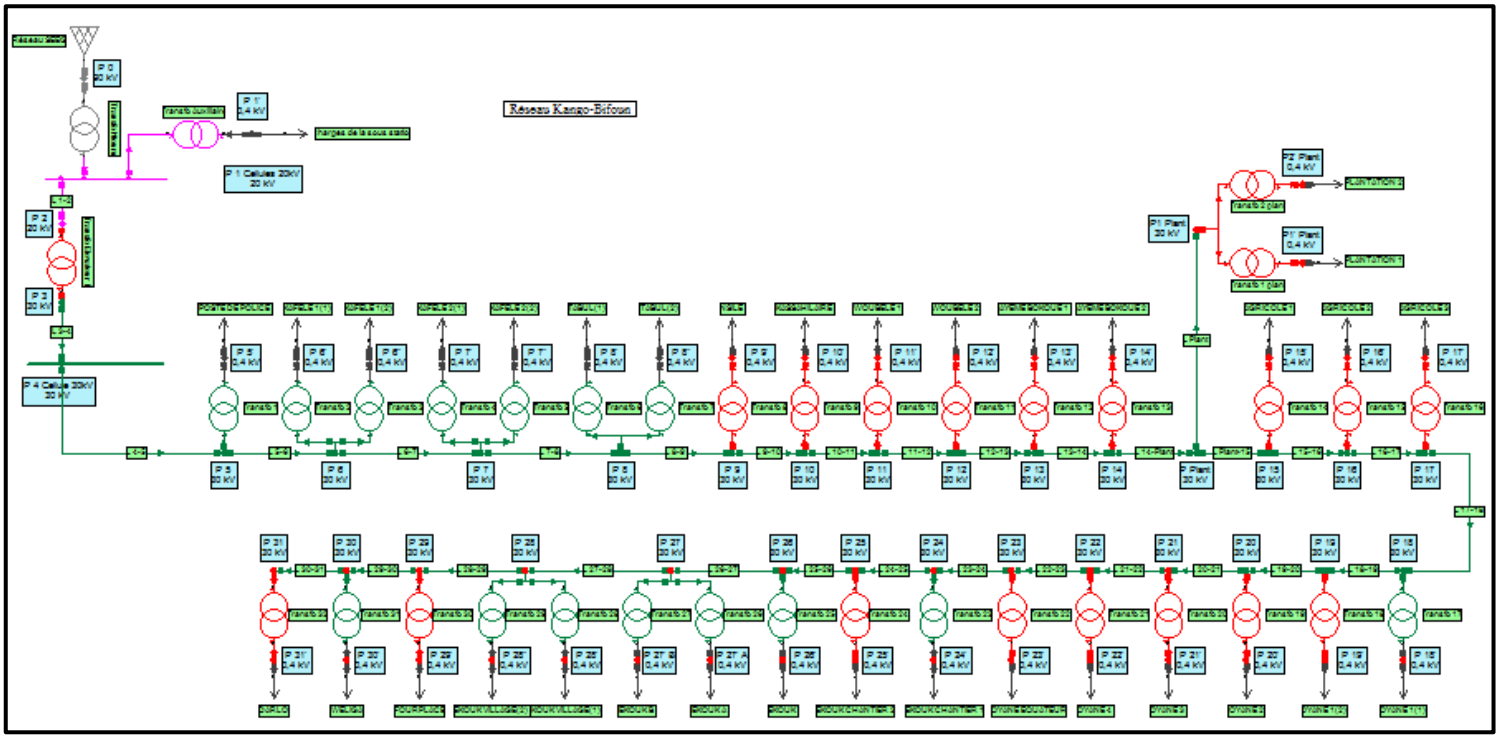


Figure 19 : Réseau Kango-Bifoun en 2027

Tableau 11 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2027

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***
Réseau	0,251	0,516	2,870	2,480	2,618	1,964	0,028
Région 1	0,251	0,516	2,870	2,480	2,618	1,964	0,028
Zone 1	0,251	0,516	2,870	2,480	2,618	1,964	0,028

Tableau 12 : Dépassement des limites supérieures

Eléments surchargés	*S%*
Transfo 24	120,18
Transfo 30	114,46
Transfo 21	112,60
Transfo 22	111,67
Transfo 18	111,32
Transfo 13	109,11
Transfo 9	108,75
Transfo Elévateur	106,77
Transfo 19	105,25
Transfo 11	105,17
Transfo 20	102,26
Transfo 10	99,75
Transfo 32	99,27
Transfo 8	99,11
Transfo 2 plant	99,02
Transfo 1 plant	99,02
Transfo 16	96,23
Transfo 15	96,22
Transfo 14	96,22
Transfo 12	96,20

Tableau 13 : Dépassement des limites inférieures

Nœuds HTA en sous-tension	*u%*
P 21	89,74
P 22	89,62
P 23	89,56
P 24	89,51
P 25	89,47
P 26	89,37
P 27	89,34
P 28	89,31
P 29	89,28
P 30	89,27
P 31	89,26
P1 Plant	88,79

Le réseau Lambaréné-Bifoun présente une nette stabilité par rapport au réseau Kango-Bifoun au cours de l'année 2027. En effet on observe une surcharge des transformateurs 1 et 16, respectivement de 92,67% et de 101,20% d'après le Tableau 15. Ces surcharges des transformateurs sont causées par la croissance de la charge dans les villages de MITONE alimenté par le transfo 1 et de BENGUI 4(1) alimenté par le transfo 16, entre les années 2017 et 2027. La Figure 20 nous montre la situation du réseau en 2027 et les résultats de la simulation de celui-ci sont présentés dans le Tableau 14.

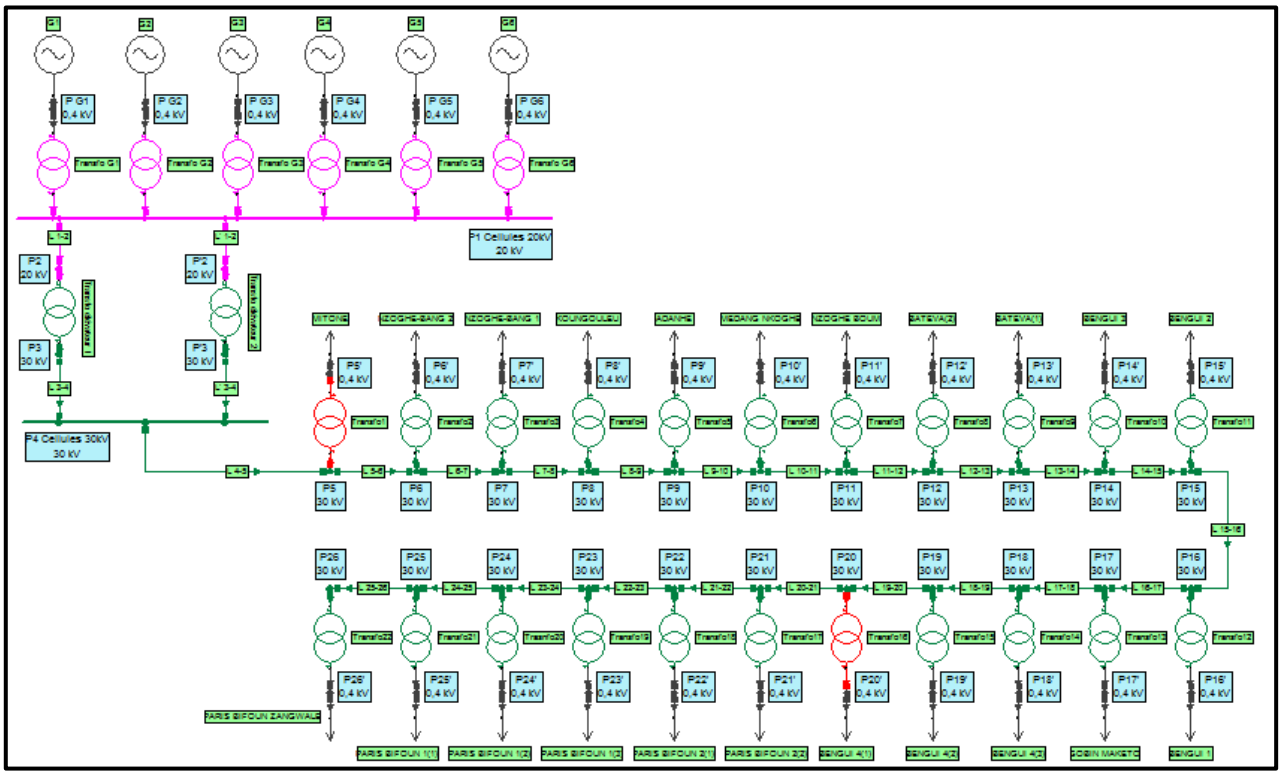


Figure 20 : Réseau Lambaréné-Bifoun en 2027

Tableau 14 : Résultats de la simulation du réseau Lambaréné-Bifoun en 2027

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	**MW**	**MVar**	**MW**	**MVar**	**MW**	**MVar**	**MW**
Réseau	0,079	-1,975	0,903	-1,357	0,824	0,618	0,039
Région 1	0,079	-1,975	0,903	-1,357	0,824	0,618	0,039
Zone 1	0,079	-1,975	0,903	-1,357	0,824	0,618	0,039

Tableau 15 : Dépassement des limites supérieures des transformateurs

Eléments surchargés	*S%*
Transfo 16	101,20
Transfo 1	92,67

II. Recommandations

De par les analyses faites sur le comportement des réseaux Kango-Bifoun et Lambaréné-Bifoun par rapport à une prévision de charges sur une période de dix (10) ans, nous pouvons tirer les 2 principaux problèmes susceptibles d'entrainer des perturbations aussi bien sur la capacité des réseaux à faire transiter l'énergie électrique que sur la stabilité de ceux-ci. Il s'agit de la surcharge des transformateurs et la chute de tension aux nœuds. De ce fait, nous pouvons proposer des solutions en guise de recommandations qui pourront, après analyse approfondie de celles-ci, permettre une meilleure gestion du réseau à long terme. Ces solutions sont les suivantes :

- ❖ Pour la surcharge des transformateurs, nous pouvons procéder aux opérations suivantes:
- ***Remplacement du transformateur chargé par un autre de puissance supérieure*** :

En 2018, la surcharge des transformateurs s'observe sur le réseau Kango-Bifoun, en particulier sur le transformateur 24 alimentant le village d'EKOUK CHANTIER 2 (Tableau 9). Il s'agit ici d'un transformateur de 100 kVA. En procédant à son remplacement par un transformateur de puissance supérieure, nous avons opté pour un transformateur de 160 kVA. Nous obtenons ainsi une nouvelle allure du réseau (Figure 21) où la couleur rouge sur notre transformateur a disparu, synonyme d'absence de surcharge de ce dernier. Le Tableau 16 présente les nouvelles valeurs obtenues des résultats de la simulation après remplacement.

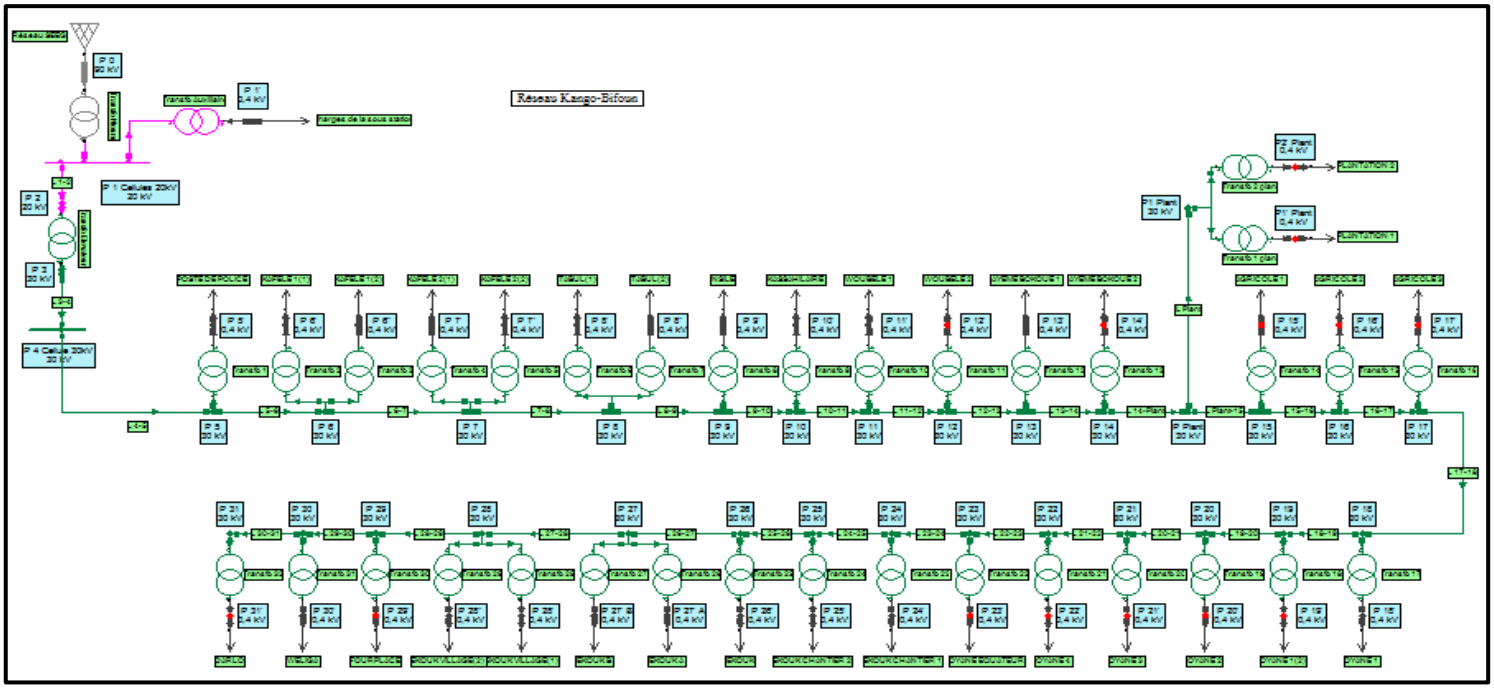


Figure 21 : Réseau Kango-Bifoun en 2018 après remplacement du transformateur 24

Tableau 16 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2018 après remplacement du transformateur 24

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	**MW**	**MVar**	**MW**	**MVar**	**MW**	**MVar**	**MW**
Réseau	0,147	0,199	2,153	1,704	2,007	1,505	0,029
Région 1	0,147	0,199	2,153	1,704	2,007	1,505	0,029
Zone 1	0,147	0,199	2,153	1,704	2,007	1,505	0,029

En 2027, nous observons la surcharge des transformateurs sur les deux réseaux, Kango-Bifoun et Lambaréné-Bifoun. Pour le réseau Kango-Bifoun, nous avons mené deux types d'action. Tout d'abord nous avons renforcé la capacité du sous-poste de transformation par l'ajout d'un nouveau transformateur élévateur de 1600 kVA ; ensuite nous avons remplacé tous les transformateurs surchargés par des transformateurs de puissance supérieure (Tableau 18). Ce qui a permis d'obtenir après simulation, l'image du réseau présenté sur la Figure 22. Le Tableau 17 présente les nouvelles valeurs obtenues des résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun après remplacement des transformateurs surchargés.

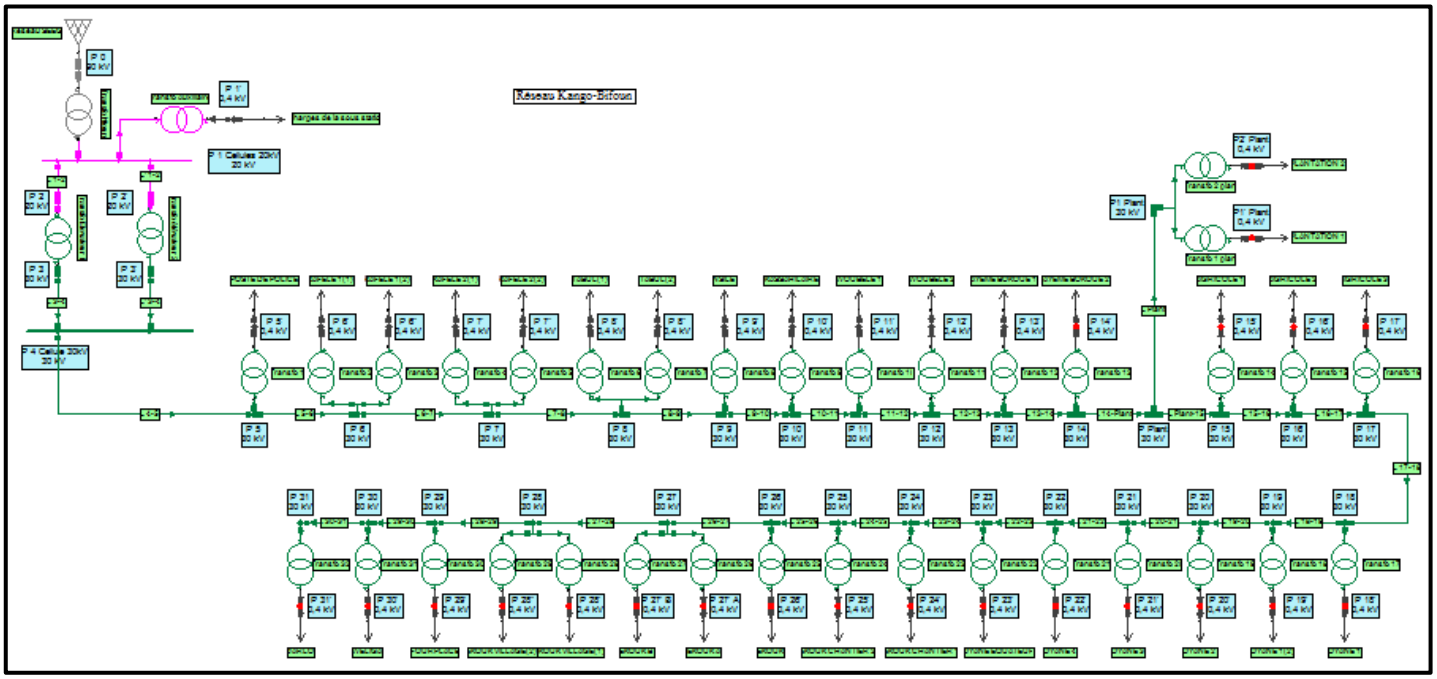


Figure 22 : Réseau Kango-Bifoun en 2027 après remplacement des transformateurs surchargés

Tableau 17 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun en 2027 après remplacement des transformateurs surchargés

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***
Réseau	0,203	0,385	2,821	2,349	2,618	1,964	0,035
Région 1	0,203	0,385	2,821	2,349	2,618	1,964	0,035
Zone 1	0,203	0,385	2,821	2,349	2,618	1,964	0,035

Tableau 18 : Inventaire des transformateurs surchargés sur le réseau Kango-Bifoun en 2027

Eléments	***S%***	***Villages***	***Puissance apparente avant remplacement S (kVA)***	***Puissance apparente après remplacement S (kVA)***
Transfo 24	120,18	EKOUK CHANTIER 2	100	160
Transfo 30	114,46	FOURPLACE	50	100
Transfo 21	112,60	OYANE 4	50	100
Transfo 22	111,67	OYANE EQUATEUR	50	100
Transfo 18	111,32	OYANE 1(2)	50	100
Transfo 13	109,11	AYEME BOKOUE 2	100	160
Transfo 9	108,75	KASSAHILAIRE	50	100
Transfo 19	105,25	OYANE 2	50	100
Transfo 11	105,17	WOUBELE 2	50	100
Transfo 20	102,26	OYANE 3	50	100
Transfo 10	99,75	WOUBELE 1	50	100
Transfo 32	99,27	DARLO	50	100
Transfo 8	99,11	NSILE	50	100
Transfo 2 plant	99,02	AWALLA PLANTATION 2	1000	1600
Transfo 1 plant	99,02	AWALLA PLANTATION 1	1000	1600
Transfo 16	96,23	AGRICOLE 3	50	100
Transfo 15	96,22	AGRICOLE 2	50	100
Transfo 14	96,22	AGRICOLE 1	50	100
Transfo 12	96,20	AYEME BOKOUE 1	50	100

Sur le réseau Lambaréné-Bifoun, nous avons tout simplement procédé à la même opération de remplacement de transformateurs surchargés (Tableau 20) que pour le réseau Kango-Bifoun. Ainsi après simulation, nous obtenons la nouvelle illustration du réseau sur la Figure 23. Le Tableau 19 présente les nouvelles valeurs obtenues des résultats de la simulation du réseau Lambaréné-Bifoun après remplacement des transformateurs surchargés.

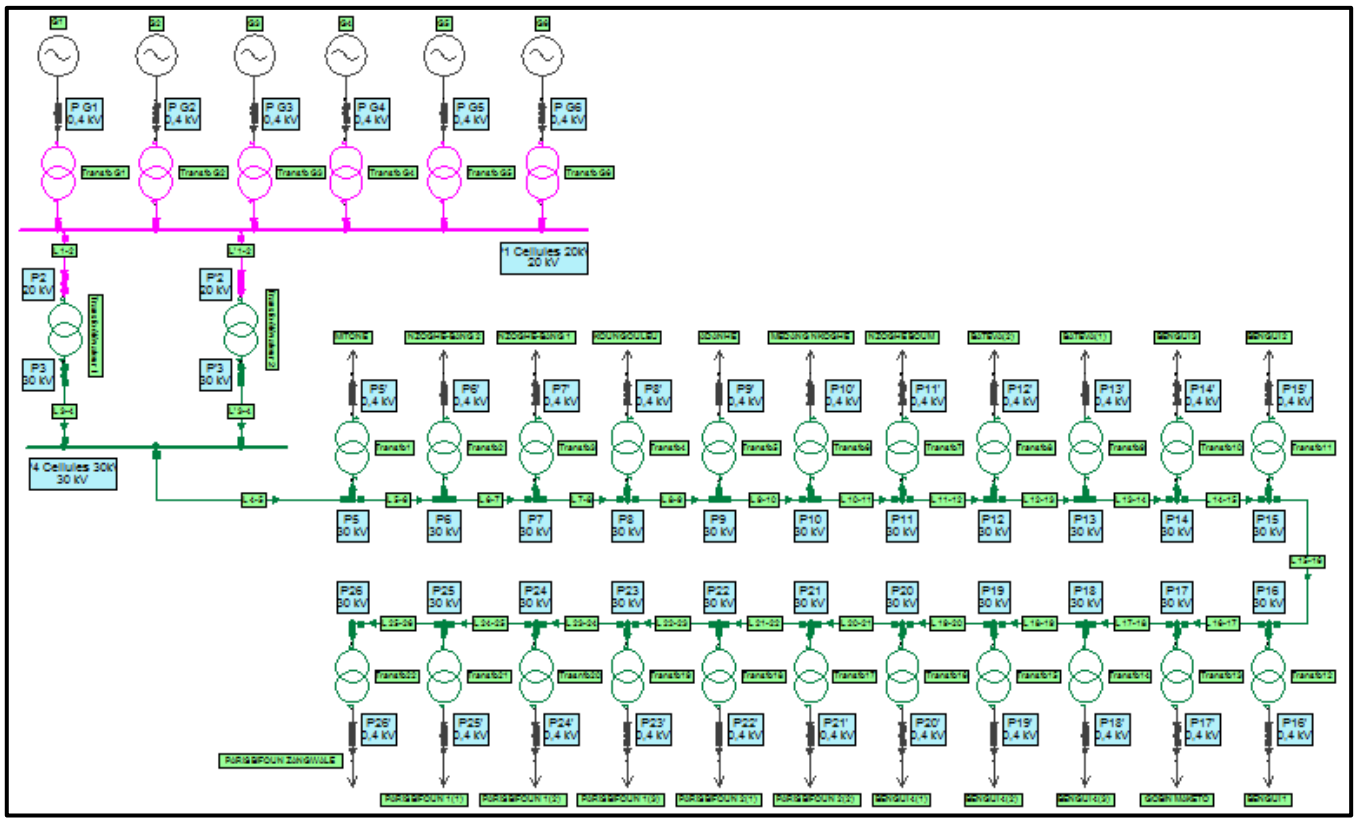


Figure 23 : Réseau Lambaréné-Bifoun en 2027 après remplacement des transformateurs surchargés

Tableau 19 : Résultats de la simulation du réseau Lambaréné-Bifoun en 2027 après remplacement des transformateurs surchargés

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***
Réseau	0,077	-1,973	0,902	-1,355	0,824	0,618	0,039
Région 1	0,077	-1,973	0,902	-1,355	0,824	0,618	0,039
Zone 1	0,077	-1,973	0,902	-1,355	0,824	0,618	0,039

Tableau 20 : Inventaire des transformateurs surchargés sur le réseau Lambaréné-Bifoun

Eléments	*%*	*Villages*	*Puissance apparente avant remplacement S (kVA)*	*Puissance apparente après remplacement S (kVA)*
Transfo 1	92,67	MITONE	100	160
Transfo 16	101,20	BENGUI 4(1)	50	100

- ***Couplage en parallèle des transformateurs pour le raccordement des charges en excès sur ces derniers***:

Cette option ne sera envisageable que si un nouveau transformateur de même puissance au minimum est installé dans le village. La distance entre les villages permettra difficilement le raccordement des potentiels consommateurs d'un village au transformateur d'un autre village. Ceci aussi bien sur le plan technique que financier. Ainsi pour le réseau Kango-Bifoun, nous obtenons après simulation la représentation de la Figure 24. Le Tableau 21 présente les nouvelles valeurs obtenues des résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun après raccordement des charges en excès sur d'autres transformateurs.

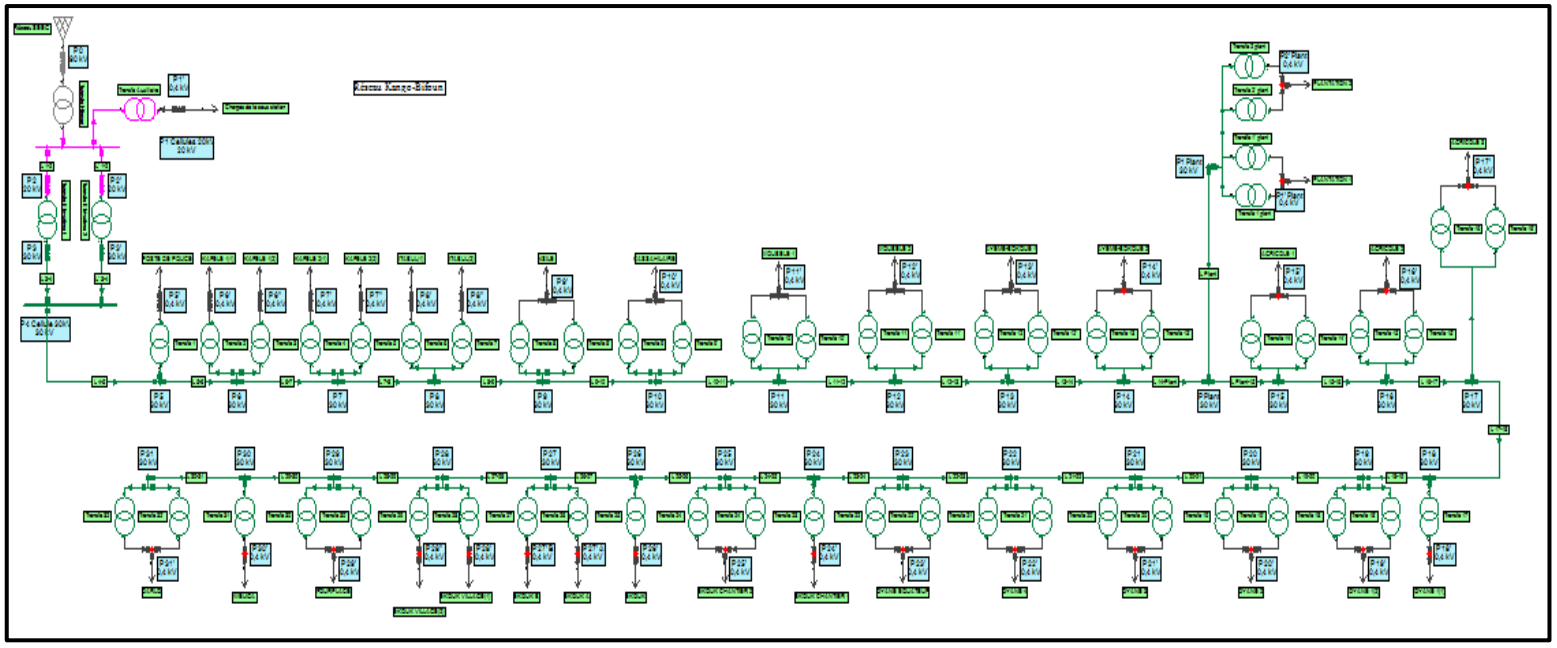


Figure 24 : Réseau Kango-Bifoun après raccordement des charges en excès sur d'autres transformateurs

Tableau 21 : Résultats de la simulation du réseau Kango-Bifoun après raccordement des charges en excès sur d'autres transformateurs

	P_{perte}	Q_{perte}	$P_{gén}$	$Q_{gén}$	P_{charge}	Q_{charge}	Pertes fer
Région/Zone	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***	***MVar***	***MW***
Réseau	0,207	0,388	2,825	2,352	2,618	1,964	0,038
Région 1	0,207	0,388	2,825	2,352	2,618	1,964	0,038
Zone 1	0,207	0,388	2,825	2,352	2,618	1,964	0,038

❖ En ce qui concerne les chutes de tension aux nœuds HTA nous pouvons procéder aux opérations suivantes :

- ***Augmentation de la section des conducteurs afin de diminuer les pertes en lignes ;***
- ***Compensation globale du réseau HTA par la mise en place des batteries de condensateurs au niveau du poste de transformation de Kango. .***

CONCLUSION

A l'issue de ce travail, il est à retenir que la modélisation de réseaux est une étude prévisionnelle du comportement du réseau au bout d'une certaine durée de fonctionnement. Ce comportement est fonction de l'évolution de la charge au bout de la même période. C'est l'étude de stabilité statique.

Les réseaux Kango-Bifoun et Lambaréné-Bifoun, sont constituées d'une sous-station ou poste de transformation à Kango, d'une centrale thermique à Lambaréné, ainsi que des lignes électriques reliant respectivement les villes Kango à Bifoun et Lambaréné à Bifoun. Pour mener à bien notre étude d'écoulement de puissance sur le logiciel NEPLAN par la méthode de Newton Raphson, une collecte de données a été effectuée. Il en découle que sur une période de prévision de charge de 10 ans, de 2017 à 2027, ces réseaux seront confrontés à 2 principaux problèmes. Il s'agit de la surcharge des transformateurs due à la croissance de la charge durant cette période et de la chute de tension aux nœuds due à la longueur de la ligne et aux pertes qu'elle engendre. En effet, au cours de l'année 2017, on n'observe aucune défaillance sur les principaux équipements des différents réseaux. Ensuite en 2018, l'état des réseaux s'apparente à celui de 2017 à la différence que sur le réseau Kango-Bifoun il y a l'existence du premier transformateur surchargé, celui du village EKOUK CHANTIER 2. Enfin en 2027, nous constatons que dans un premier temps, le réseau Kango-Bifoun possède exactement 20 transformateurs surchargés et 15 nœuds HTA en sous-tension alors que dans un second temps, le réseau Lambaréné-Bifoun n'a lui que 2 transformateurs surchargés. Pour faire face à ces dysfonctionnements, des solutions ont été proposées en guise de recommandations. Cependant une analyse approfondie permettra de déterminer celle qui conviendra le mieux. Ainsi nous avons comme recommandations pour la surcharge des transformateurs, le couplage en parallèle d'autres transformateurs ou le remplacement des transformateurs surchargés. S'agissant des chutes de tensions aux nœuds, nous préconisons une compensation globale du réseau HTA par la mise en place des batteries de condensateurs ou l'augmentation de la section des conducteurs. Ainsi la mise en place de toutes ces actions permettra d'optimiser le fonctionnement de ces réseaux.

Grace à cette étude, le gestionnaire de réseau pourra anticiper et planifier la conduite de ces différents réseaux selon l'évolution des charges. Ce travail permettra de faciliter la détection des défaillances des différents équipements ou des potentiels points d'extension en vue d'éventuelles améliorations.

BIBLIOGRAPHIE

[1] Dr. David B. TSUANYO, CHAPITRE 1: Notions de base sur l'énergie, Septembre 2015.

[2] TEREA, Projet d'Electrification Rurale au Gabon Plan de Gestion Environnementale et Sociale, Octobre 2016.

[3] DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ENERGIE, «DENSIFICATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION PUBLIQUE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE EN ZONES RURALES : RAPPORT D'ESTIMATION QUANTITATIVE DES TRAVAUX DE LA PHASE 1,» Janvier 2016.

[4] PODA Georges, CHAPITRE I : STRUCTURE D'UN SYSTEME PRODUCTION TRANSPORT-DISTRIBUTION D'ENERGIE ELECTRIQUE, 2013 – 2014.

[5] NEPLAN Manuel d'utilisation, Travaux Dirigés du Logiciel NEPLAN.

[6] PODA Georges, CHAPITRE 3 : ELEMENTS DU RESEAUX ELECTRIQUES ET LEUR MODELISATION.

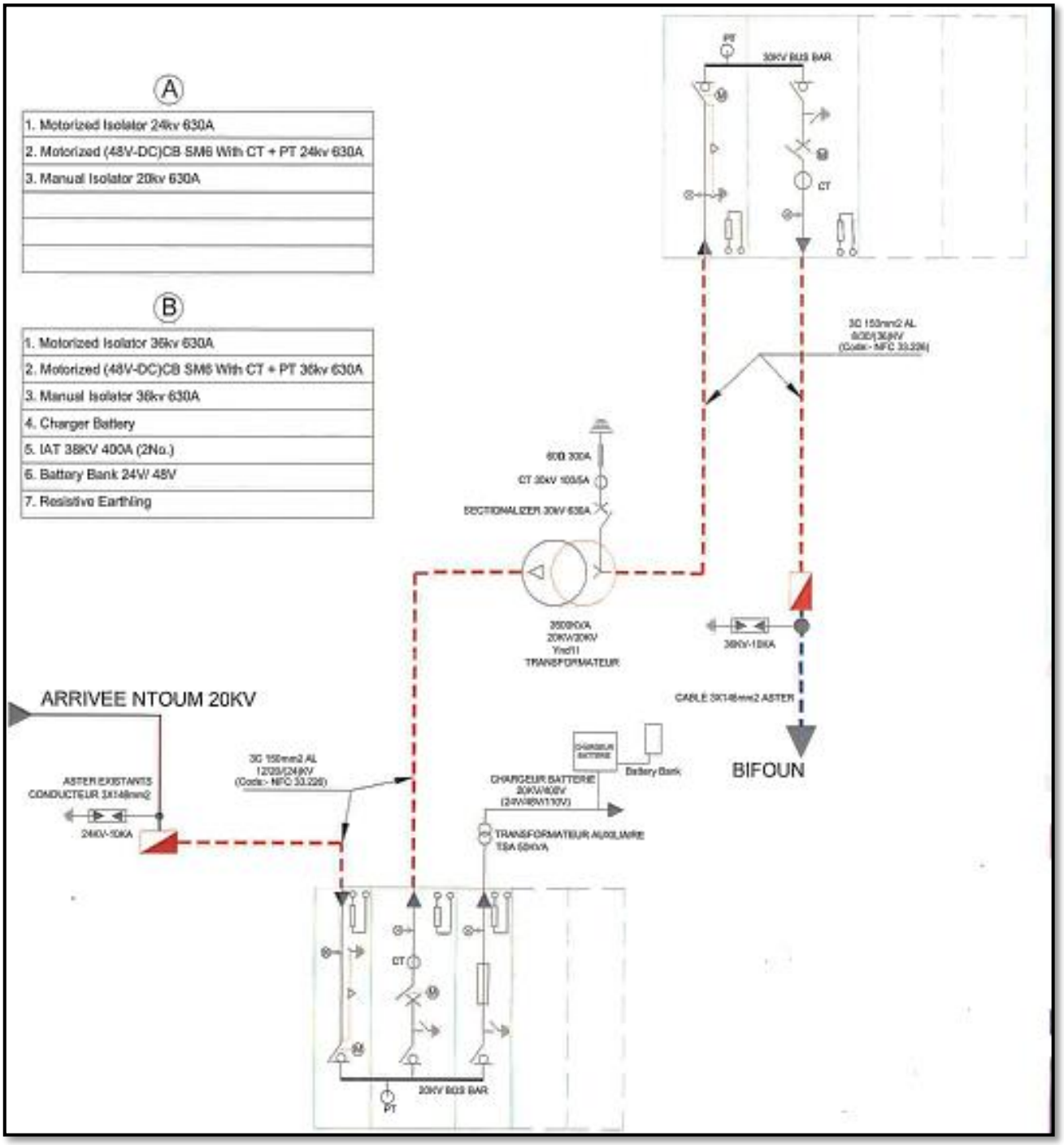
[7] CRACIUN Diana Iuliana, MODELISATION DES EQUIVALENTS DYNAMIQUES DES RESEAUX ELECTRIQUES, 15 décembre 2010.

[8] BENCHEIKH Abdelhak et DEROUICHE Abdelghani, Etude de l'écoulement de puissance sur un réseau électrique en présence des systèmes FACTS, 02/06/2016.

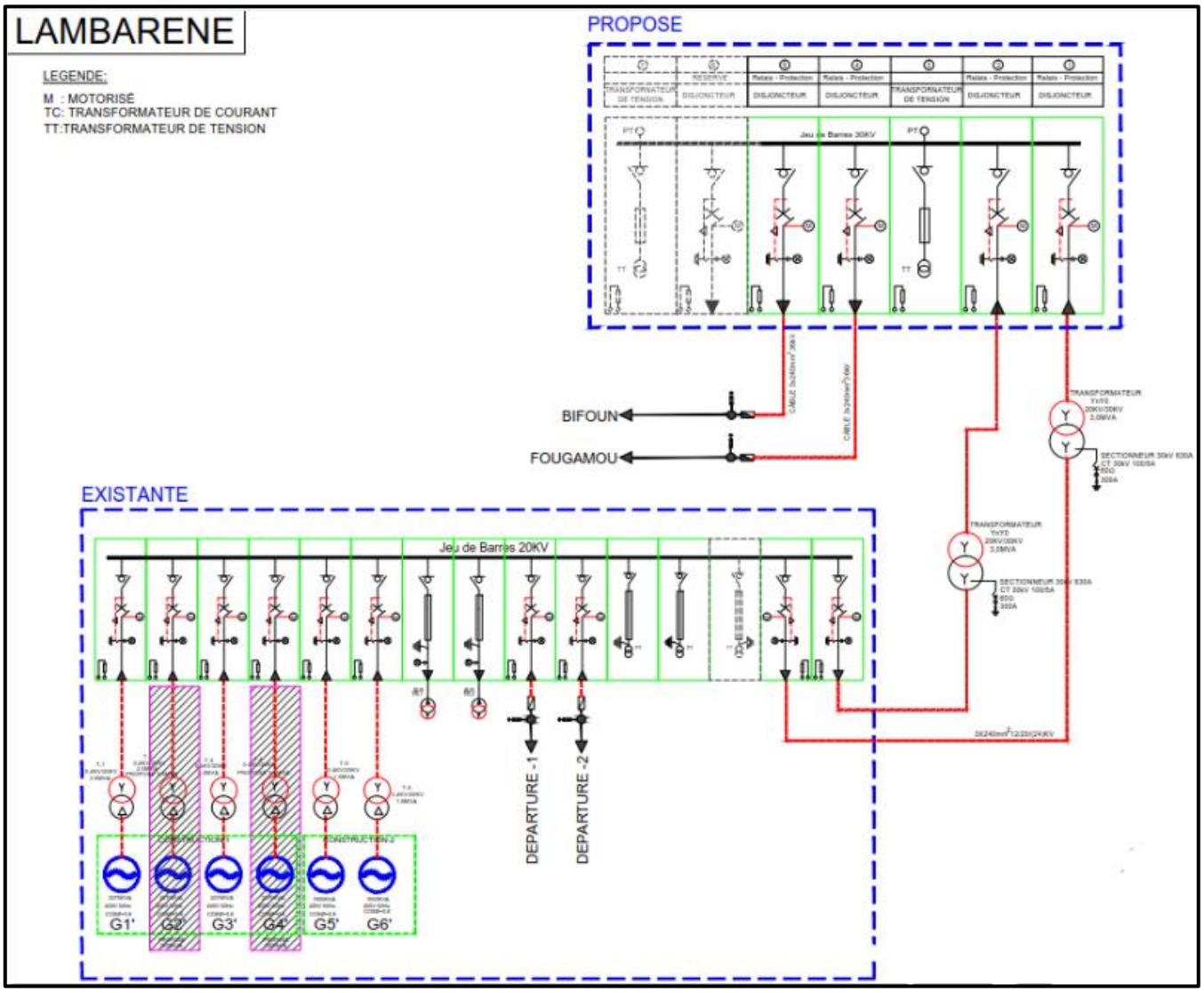
[9] SEDDIKI Zahira, OPTIMISATION DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCES DANS UN SYSTEME D'ENERGIE ELECTRIQUE PAR LA METHODE DU POINT INTERIEUR, 2008-2009.

ANNEXES

Annexe 1 : Schéma unifilaire du sous-poste de transformation de Kango



Annexe 2 : Schéma unifilaire de la centrale thermique de Lambaréné



Annexe 3 : Carctéristiques des groupes thermiques de la centrale de Lambaréné

Groupes	***Caractéristiques***						
	Puissance apparente des groupes thermiques S (kVA)		***Capacité des transformateurs installés***		***Fréquence f (Hz)***	***Tension nominale V (V)***	***Cos ϕ***
	Initiale	***Modifiée***	***Initiale***	***Modifiée***			
G1'	2275		0,4/20 kV 3500 kVA		50	400	0,8
G2'	**2275**	**3200**	**0,4/20 kV 2500 kVA**	**0,4/30 kV 3500 kVA**	50	400	0,8
G3'	2275		0,4/20 kV 3000 kVA		50	400	0,8
G4'	**2275**	**3200**	**0,4/20 kV 2500 kVA**	**0,4/30 kV 3500 kVA**	50	400	0,8
G5'	1600		0,4/20 kV 1600 kVA		50	400	0,8
G6'	1600		0,4/20 kV 1600 kVA		50	400	0,8

Annexe 4 : Caractéristiques des transformateurs

Caractéristiques	***Valeurs***					
Puissance nominale (kVA)	36000	3500	3000	3500	3000	1600
Fréquence (Hz)	50	50	50	50	50	50
Tension de court-circuit (%)	16,7	6	6	6	6	6
Couplage	YNyn0	YNd11	YNy0	Dyn11	Dyn11	YNd11
Tension primaire (kV)	90	20	20	0,4	0,4	0,4
Tension secondaire (kV)	20	30	30	20	20	20
Courant primaire (A)	230,9	101	86,6	5051,8	4330,10	2309,4
Courant secondaire (A)	1039,20	67,4	57,7	101	86,6	46,2
Refroidissement	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN
Pertes cuivre (en charge) (W)	129600	33000	36000	37500	32500	18500

Caractéristiques	***Valeurs***					
Pertes fer (à vide) (W)	14400	4500	4500	4900	4200	2240
Courant à vide I_0 (%)		2,5	2,5			
Tension de tenue assignée courte durée à fréquence industrielle (kV)	185	50	50	50	50	50
Tension de choc (kV)	450	125	125	125	125	125

Caractéristiques	***Valeurs***					
Puissance nominale (kVA)	1600	1000	160	100	50	50
Fréquence (Hz)	50	50	50	50	50	50
Tension de court-circuit (%)	6	6	4,5	4,5	4 ,5	4
Couplage	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Dyn11	Yzn11	Yzn11
Tension primaire (kV)	30	30	30	30	30	20
Tension secondaire (kV)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Courant primaire (A)	30,79	19,2	3,079	1,9	0,96	1,4
Courant secondaire (A)	2309,40	1443,40	230,94	144,3	72,2	72,2
Refroidissement	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN
Pertes cuivre (en charge) (W)	19200	13000	3330	2340	1450	1320
Pertes fer (à vide) (W)	2800	2000	530	380	235	145
Courant à vide I_0 (%)	1,8	1,8	3,9	4,4	5	2,9
Tension de tenue assignée courte durée à fréquence industrielle (kV)	70	70	70	70	70	50
Tension de choc (kV)	170	170	170	170	170	125

Annexe 5 : Caractéristiques des conducteurs

N° de série	*Description*	*Unités*	*Garanties*
1	Type de conducteur		AAAC
2	Nom du conducteur		Aster 148 (148-AL4)
3	Norme de référence		NF EN 50182
4	Nombre de fils	N°	19
5	Diamètre nominal des fils	Mm	3,15
6	Diamètre extérieur	Mm	15,75
7	Section du conducteur	mm²	148,1
8	Masse linéique sans graisse	kg/km	407
9	Masse linéique de graisse	kg/km	8
10	Masse linéique totale du conducteur	kg/km	415
11	Charge de rupture assignée	kN	48,12
12	Résistance linéique électrique à 20°C	Ω/km	0,2239
13	Résistance linéique électrique à 35°C	Ω/km	0,2373
14	Sens de la couche extérieure		Left Hand (S)
15	Module d'élasticité des câbles	Gpa	60
16	Coefficient de dilatation linéaire	/°C	23*10^6
17	Type d'alliage d'aluminium		AL4
18	Conductivité	%IACS	52,9
19	Allongement à la rupture	%	3
20	Contrainte minimum à la rupture en traction	Mpa	325

Annexe 6 : Bilan de charges des villages entre Kango et Bifoun

Localités/Villages	*Longueur HTA (km)*	*Type de consommateurs*									*Charge (en kVA)*
		Puissance poste (kVA)	*Petite habitation*	*Grande habitation*	*Antenne GSM*	*Ecole*	*Eglise*	*Petite industrie*	*Station eau*	*Nombre d'utilisateurs*	
KANGO	0										
GENDARMERIE KANGO	3,1	50	44							44	26,4
KAFELE-1	2,8	50	45		1	1	1			48	42

Localités/Villages	*Longueur HTA (km)*	*Type de consommateurs*									*Charge (en kVA)*
		Puissance poste (kVA)	*Petite habitation*	*Grande habitation*	*Antenne GSM*	*Ecole*	*Eglise*	*Petite industrie*	*Station eau*	*Nombre d'utilisateurs*	
		50									
KAFELE-2	3,25	50 50	55				2			57	39
ITABUL	1,9	50 50	32	1	2					35	32,7
NSILE	3,1	50	56							56	33,6
KASSAHI-LARE	1,7	50	52			1				53	37,2
WOU-BELE1	2,1	50	57							57	34,2
WOU-BELE2	1,4	50	60							60	36
AYEME-BOKOUE1	2,3	50	55							55	33
AYEME-BOKOUE2	1,5	100	104	4		1				109	74,4
AGRI-COLE-1	1,9	50	55							55	33
AGRI-COLE-2	1,4	50	55							55	33
AGRI-COLE-3	1,1	50	44		1					45	32,4
OYANE-1	1,5	100	72	3		1				76	53,7
OYANE-1(2)	1,2	50	42	0		0		1		43	37,2
OYANE-2	1,5	50	60							60	36
OYANE-3	2,2	50	55	1						56	34,5
OYENE-4	4,1	50	54			1				55	38,4
OYAN-EQUA-TEUR	2,3	50	46	3	1					50	38,1
EKOUK-CHANTIER	2,3	50	28		1					29	22,8
EKOUK-CHANTIER	1,7	100	102		2		3			107	82,2
EKOUK-VILLAGE	6,4	50	27		1					28	22,2

Localités/Villages	*Longueur HTA (km)*	*Type de consommateurs*									*Charge (en kVA)*
		Puissance poste (kVA)	*Petite habitation*	*Grande habitation*	*Antenne GSM*	*Ecole*	*Eglise*	*Petite industrie*	*Station eau*	*Nombre d'utilisateurs*	
EKOUK-VILLAGE-A	2,2	100	104	6						110	71,4
EKOUK-VILLAGE-B		100									
EKOUK-VILLAGE	2,9	50	49				2		1	52	41,4
		50									
FOUR-PLACE	5	50	45			1			1	47	39
WELIGA	3,1	50	26							26	15,6
DARLO	1,9	50	56							56	33,6

Annexe 7 : Bilan de charges des villages entre Lambaréné et Bifoun

Localités/Villages	*Longueur HTA (km)*	*Type de consommateurs*						*Charge (en kVA)*
		Puissance poste (kVA)	*Petite habitation*	*Antenne GSM*	*Ecole*	*Eglise*	*Nombre d'utilisateurs*	
PARIS BIFOUN 1	0,89	50	40	1			41	30
PARIS BIFOUN 2	1,39	50	49				49	29,4
PARIS BIFOUN 2	1,6	50	48				48	28,8
BENGUI-04	1,97	50	48		1		49	34,8
BENGUI-04	1,6	100	97				97	58,2
BENGUI-04	0,82	50	48				48	28,8
GOBIN-MAKETO	1,7	100	60		1	1	62	45
BENGUI-01	1,4	50	48				48	28,8
BENGUI-02	1,15	50	39				39	23,4
BENGUI-03	1,28	100	78				78	46,8

Localités/Villages	*Longueur HTA (km)*	*Type de consommateurs*						*Charge (en kVA)*
		Puissance poste (kVA)	*Petite habitation*	*Antenne GSM*	*Ecole*	*Eglise*	*Nombre d'utilisateurs*	
BATEVA	1,6	50	45				45	27
BATEVA	2,6	100	95				95	57
NZOGHE MBOUM	3,2	50	40				40	24
MEDANG NKOGHE	3,6	50	46				46	27,6
ADANHE	2,9	50	42				42	25,2
KOUNGOULEU	4,9	100	94				94	56,4
NZOGHE BANG-1	13,3	50	35				35	21
NZOGHE BANG-2	1,6	50	41			1	42	27,6
MITONE	2,7	100	92		1	1	94	64,2

Annexe 8 : Caractéristiques des câbles aériens HTA

Section (mm^2)	*Nature*	*Famille*	*Norme*	*X (mΩ/m)*	*R_{20} (mΩ/m)*	*R_{35} (mΩ/m)*	*Imax été (A)*	*Imax hiver (A)*	*Icc (kA)*
34,4	Alliage Aluminium	Aster	NF C 34-125	0,39	0,938	0,994	84	145	2,6
54,6				0,38	0,591	0,627	190	190	4,2
75,5				0,375	0,427	0,453	240	240	5,8
117				0,365	0,276	0,293	315	315	8,9
148				0,36	0,218	0,231	365	365	11,3
228				0,35	0,141	0,15	480	480	17,4

La réactance pour les sections usuelles en alliage d'aluminium a été calculée selon la méthode de la norme CEI 60909-2 et pour les armements couramment utilisés. Pour les sections non répertoriées, on prendra la valeur unique de 0,30 mΩ/m donnée par la norme NF C13-205.

La résistivité à 20° C est donnée par la norme CEI 60909-0 en Ωmm2/m : ρ_{cuivre} = 1/54; $\rho_{aluminium}$ = 1/34 ; $\rho_{alliage}$ aluminium = 1/31.

La résistance à une température du conducteur différente de 20° C est également donnée par la norme CEI 60909-0 : $R_\theta = [1 + 0{,}004*(\theta - 20°C)]*R_{20°C.}$

La capacité des lignes aériennes est prise uniformément égale à 5 pF/m.

Annexe 9 : Caractéristiques des câbles souterrains HTA

Section (mm²)	***Nature***	***Famille***	***Norme***	***X (mΩ/m)***	***R_{20} (mΩ/m)***	***C (nF/m)***	***Imax été (A)***	***Imax hiver (A)***	***Icc (kA)***
50	Alumi-nium	Synthé-tique torsadé	NF C 33-226	0,137	0,588	0,171	166	201	4,55
95				0,121	0,31	0,213	242	295	8,645
150				0,11	0,196	0,289	307	377	13,65
240				0,1	0,123	0,348	404	497	21,84
240	Cuivre			0,101	0,077	0,348	490	570	34,32

La résistivité à 20° C est donnée par la norme CEI 60909-0 en Ωmm2/m : ρ_{cuivre} = 1/54 ; $\rho_{aluminium}$ = 1/34 ; $\rho_{alliage\ aluminium}$ = 1/31.

La résistance à une température du conducteur différente de 20° C est donnée par la norme CEI 60909-0 : $R_\theta = [1 + 0{,}004*(\theta - 20°C)]*R_{20°C.}$

La réactance des câbles est donnée par la norme NF C 13-205. La valeur est de 0,15 mΩ/m pour l'ensemble des câbles HTA mono conducteurs et 0,08 mΩ/m pour les câbles HTA multiconducteurs.

Annexe 10 : Compensation réactive des transformateurs

Puissance nominale du transformateur en kVA	***Puissance kVAr à prévoir pour la consommation interne du transformateur***		
	Fonctionnement		
	à vide	***charge 75%***	***Charge 100%***
100	3	5	6
160	4	7,5	10
200	4	9	12
250	5	11	15
315	6	15	20
400	8	20	25
500	10	25	30
630	12	30	40
800	20	40	55
1000	25	50	70
1250	30	70	90
2000	50	100	150
2500	60	150	200
3150	90	200	250
4000	160	250	320
5000	200	300	425