



Energy Water and Sanitation Authority

**OPTIMISATION DU RESEAU ELECTRIQUE POUR REDUIRE
LES PERTES TECHNIQUES DU RESEAU ELECTRIQUE
RWANDAIS**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DUMASTER SPECIALISE EN
GENIE ELECTRIQUE, ENERGETIQUE ET ENERGIES
RENOUVELABLES
OPTION : PRODUCTION ET DISTRIBUTION ELECTRIQUE**

Présenté et soutenu publiquement le 20/03/2013 par

Donath HARERIMANA

Travaux dirigés par : Bayala BAPIO

Enseignant

Jury d'évaluation du stage :

Président : **Daniel YAMEGUEU**

Membres et correcteurs : **Justin BASSOLE
Emmanuel CLERC**

Promotion : 2011/2012

CITATIONS

L'homme et sa sécurité doivent constituer la première préoccupation de toute aventure technologique.

Albert EINSTEIN (1879 - 1955)

REMERCIEMENTS

Ce mémoire s'est déroulé au sein de l'Office Rwandais de l'Energie, de l'Eau et de l'Assainissement (EWSA) dans le cadre du stage de fin d'études, à distance, de Master Spécialisé à l'Institut International de l'Eau et de l'Environnement de Ouagadougou en République du Burkina Faso.

Je tiens sincèrement à remercier :

Monsieur Bayala BAPIO, Enseignant à l'Institut International de l'Ingénierie de Ouagadougou d'avoir accepté de diriger ce mémoire.

Tout le personnel de l'Office Rwandais de l'Energie, de l'Eau et de l'Assainissement pour leur collaboration durant les études y compris le temps de stage et de rédaction de ce mémoire.

Merci à tous ceux et celles que je ne nomme pas explicitement, mais qui ont contribué au succès de ce projet d'une façon ou d'une autre.

DEDICACES

A mon épouse,

A mes enfants,

A mes frères et mes sœurs.

Je dédie ce Mémoire.

RESUME

La production, le transport et la distribution de l'électricité induisent des pertes, énergie non vendue par la Société d'Electricité. Pour les systèmes de production et transport, cette énergie est dissipée sous forme de chaleur principalement. Le réseau rwandais comprend un ensemble de centrales totalisant 95MW, un système de transport haute tension de 383,4 km, un système moyen tension de 2.801 km et un système basse tension d'une longueur de 8.361.3km en fin 2011. Ce réseau connaît une moyenne annuelle des pertes globales de 21,68% de l'énergie totale produite depuis 2001. Les pertes techniques dans la production, le transport haute tension et la distribution moyenne tension sont estimées 7,68% en 2011 contre 21,75% des pertes globales. La réduction des pertes techniques impose une étude du comportement du réseau existant et une meilleure optimisation de la conception du réseau futur.

Mots Clés :

-
- 1- Réseau électrique
 - 2- Pertes globales
 - 3- Pertes techniques
 - 4- Modélisation
 - 5- Optimisation

ABSTRACT

The generation, transmission and distribution of electricity imply the losses, non sold energy by the Electricity Utility. For the generation and high voltage transmission, this energy is mainly lost as heat. At the end of 2011, the Rwandan electricity network comprises of a set of power plants with a total installed capacity of 95MW, transmission system of 383.4km length, medium voltage of 2,801km length and distribution system of 8,361.3km length.

This network has annual average global losses of 21.68% with respect to the total generated energy since 2001. The technical losses of generation, transmission and medium voltage systems are estimated to 7, 68% en 2011 against the global losses of 21.75%. The technical loss reduction imposes the study of the existing electricity network behavior and better design optimization of future electricity network.

Key words:

-
- 1 – Electricity network
 - 2 – Global losses
 - 3 – Technical losses
 - 4 – Modeling
 - 5 – Optimization

LISTE DES ABREVIATIONS

AGC: Automatic Generation Control
AVR: Automatic Voltage Regulator
B: Susceptance capacitive
BT: Basse Tension
ELECTROGAZ: Etablissement Rwandais d'Electricité, de l'Eau et du Gaz
EWSA: Energy, Water and Sanitation Authority
G: Conductance d'isolation
HQT: Hydro Québec Transport
HT: Haute Tension
KWh: Kilowattheure
kV: Kilovolt
m : Mètre
MININFRA : Ministry of Infrastructure
MT : Moyenne Tension
MVA : Méga Voltampère
MW : Mégawatt
PSS/E: Power System Simulator for Engineering
P_G : Puissance active du Générateur
P_L : Puissance active délivrée aux abonnés
Q_G : Puissance réactive du Générateur
Q_L : Puissance réactive délivrée aux abonnés
R : Résistance
RDC: République Démocratique du Congo
RECO: Rwanda Electricity Corporation
RTE : Réseau de Transport d'Electricité
RWASCO: Rwanda Water and Sanitation Corporation
SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition
V: Volt
X: Réactance inductive
Y: Admittance

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS	ii
RESUME	iv
LISTE DES ABREVIATIONS	v
SOMMAIRE	1
LISTE DES TABLEAUX	3
LISTE DES FIGURES	4
1.1. Description générale sur EWSA	7
1.2. Etat du réseau électrique rwandais	7
1.2.1. Centrales électriques	7
1.2.2. Lignes de transport électrique	10
1.2.3. Postes de transformation	10
1.2.4. Postes MT/BT et les longueurs de lignes moyenne et basse tension	11
2. Problématique	12
2.1. Objectifs du projet	14
2.2. Pourquoi est ce que l'allure des pertes globales du réseau a tendance à augmenter?	14
3. Méthodologie pour la détermination des pertes techniques	14
3.1. Introduction	14
3.2. Revue de la littérature en rapport avec les pertes électriques	15
3.2.1. Bilan de puissance active du réseau électrique	15
3.2.2. Bilan des puissances réactives du réseau électrique	15
3.3. Origine des pertes techniques dans un réseau électrique	15
3.3.1. La problématique des pertes Joule	16
3.3.2. Autres sources de pertes techniques	17
3.4. Détermination des pertes techniques du réseau électriques	18
3.4.1. Périmètre de calcul des pertes techniques réseau électrique	19
3.4.2. Ecoulement des charges dans le réseau électrique	19
3.4.3. Modélisation mathématique du réseau électrique	19
3.5. Ecoulement des charges dans le réseau électrique	24
3.5.1. Collection des données pour la simulation du réseau	24
3.6. Etat actuelle du réseau et la planification en court	25

3.7.	Facteur de charge du réseau rwandais	26
4.	Résultats des de l'étude des pertes techniques du réseau électrique rwandais	27
4.1.	Topologie du réseau électrique	27
4.2.	Pertes techniques par niveau de tension	28
4.3.	Pertes sur les départs moyenne tension	29
4.3.	La répartition des tensions sur les jeux de barre	31
5.	Discussion des résultats et analyse	31
5.1.	Pertes par niveau de tension	31
5.2.	Pertes sur les départs moyenne tension	31
5.3.	Niveau de tension sur les jeux de barre	32
6.	Recommandations	33
6.1.	Raccordement des nouvelles centrales électriques au réseau	33
6.2.	Les systèmes de transport et distribution électrique	33
6.3.	Maîtrise de la Demande en Energie	34
6.4.	Recommandations spécifiques	34
7.	Conclusion et perspectives	35
8.	Bibliographie	38
	Annexe 1: production, vente et pertes de l'énergie électrique sur le réseau rwandais ...	40
	Annexe 2 : données sur les générateurs du réseau électrique	41
	Annexe 3 : Données sur les lignes de transports du réseau électrique rwandais	42
	Annexe 4 : Données sur les transformateurs de puissance des postes principaux	45
	Annexe 5: Modélisation des jeux de barre	46
	Annexe 6 : Numéro des départs Moyenne tension	47
	Annexe 7 : Résultats de simulation –Répartition des pertes techniques par niveau de tension	49
	Annexe 8 : Résultats des de simulation -tension sur les jeux de barre	51
	Annexe 9 : Résultats de simulation - Pertes des départs Moyenne Tension	55

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Lignes de transport haute tension	10
Tableau 2: Principaux postes de transformation	10
Tableau 3: Longueur des lignes de distribution moyenne et basse tension par Station...	11
Tableau 4: Bilan de répartition des pertes techniques par niveau de tension	29
Tableau 5: Pertes sur les départs Moyenne Tension	29
Tableau 6: Départs avec pertes techniques significatives	32

LISTE DES FIGURES

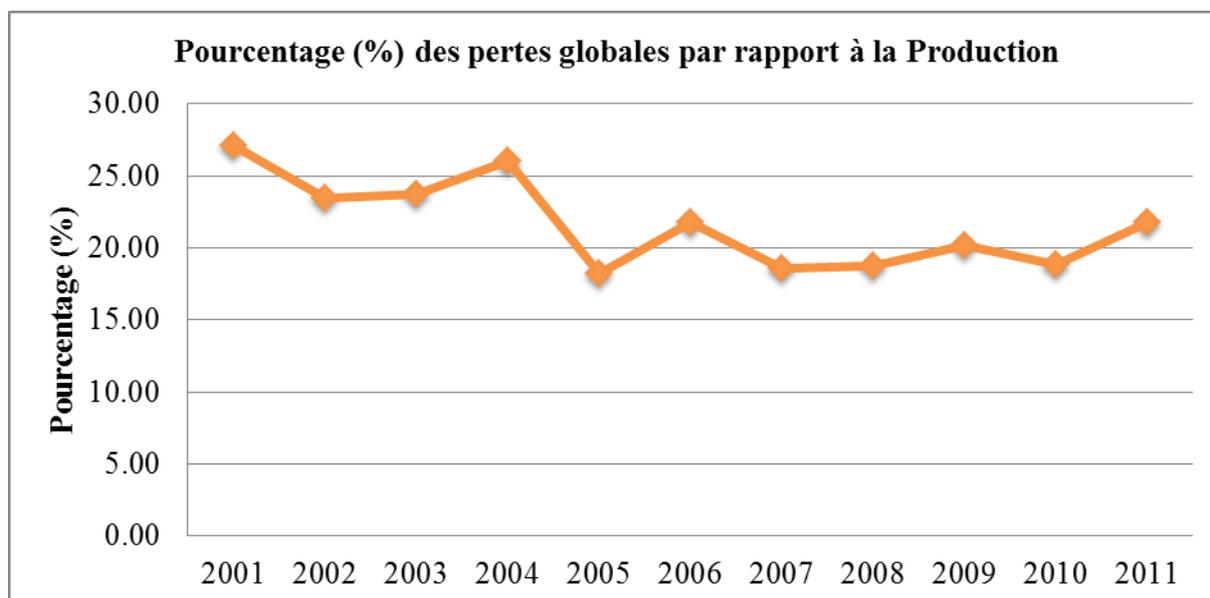
Figure 1: Schéma unifilaire du réseau électrique rwandais en Décembre 2011.....	8
Figure 2: Vue générale du réseau électrique rwandais dans son ensemble	9
Figure 3: Variation des pertes globales de 2001 à 2011.....	12
Figure 4: Comparaison entre la production, la vente et les pertes annuelles en kWh	13
Figure 5: Modèle en Π d'une ligne électrique.....	20
Figure 6: Modèle d'un transformateur	20
Figure 7: Quadripôle universel	21
Figure 8: Topologie du réseau électrique rwandais modélisé en fin 2011	28

SOMMAIRE

Les pertes sur le réseau électrique sont divisées en deux catégories: les pertes techniques et les pertes non-techniques. Les pertes non techniques représentent l'énergie consommée mais non enregistrée. Les pertes techniques correspondent aux pertes sur les réseaux par effet Joule, par effet couronne, fuites, effet de peau, shunt ainsi que les pertes fer provenant des transformateurs. Le sujet de la présente étude concerne ces pertes techniques.

Les pertes dans le réseau électrique rwandais constituent une préoccupation pour l'Office Rwandais de l'Energie, de l'Eau de l'Assainissement (EWSA). Ces pertes sont répercutées aux consommateurs dans le sens que l'augmentation des pertes dans le réseau diminue la puissance délivrée aux consommateurs, pouvant obliger les opérateurs du réseau à recourir aux délestages de certains départs. Elles sont encore répercutées à EWSA dans le sens où il doit augmenter la production pour satisfaire la demande-pertes du réseau mais aussi la demande des consommateurs abonnés. Ces répercussions conduisent en fin à la perte des revenus, pouvant pousser à l'augmentation du tarif de l'électricité.

Les pertes globales moyennes annuelles sont estimées à 21,68 % de la production d'électricité depuis l'année 2001 jusqu'à la fin 2011, soit une perte de 56,50GWh par an. Les variations des pertes globales sont représentées ci-après.



L'évaluation des pertes du réseau électrique rwandais a été réalisée à l'aide du logiciel de simulation des réseaux électrique, PSSE. Ce logiciel exige la collecte des données et paramètres des générateurs présents dans le réseau concerné, des tronçons des lignes du, des

transformateurs, des charges du réseau et des jeux de barre du réseau. Les différentes données et paramètres sont présentés dans les annexes. La représentation conforme de la topologie du réseau dans le modèle PSS/E à partir des paramètres et données des composantes du réseau est une étape primordiale avant la simulation.

Les résultats de simulation montrent que les pertes techniques sur le périmètre d'étude sont estimées à 7,68% de toute l'énergie électrique produite en 2011. Le réseau 30kV connaît plus de pertes techniques. Ceci est due au fait qu'il constitue 85% de tout le réseau moyenne tension.

Le départ Butare, 30kV, a plus de pertes techniques que d'autres départs. Ceci est dû au fait que cette ligne serve de chemin d'évacuation de l'énergie électrique produite à la centrale hydroélectrique de Rukarara. Sur le même départ partent plusieurs sous départs moyenne tension.

Les départs 15kV de Kigali connaissent des pertes qui sont surtout dues aux courants de fortes intensités qu'ils transportent. Ces départs, calibrés souvent jusqu'à 300A, alimentent d'importantes charges industrielles et commerciales.

L'analyse du réseau actuel constitue une nécessité car le réseau est en extension très rapide pour augmenter le nombre de connexion selon la politique et programme d'accès à l'électricité. L'augmentation des lignes de distribution sans faire autant pour les lignes de transport conduit à l'augmentation des pertes techniques. L'extension du réseau doit prendre en parallèle la distribution et le transport pour maintenir le niveau de tension, les longueurs des lignes de distribution dans les limites acceptables.

Les charges des départs sont aussi à contrôler, surtout dans la Ville de Kigali où certains départs plus chargés que d'autres.

Le renforcement des départs Butare et Ruhengeri par les lignes 110kV permettra une distribution optimale.

Introduction

1.1. Description générale sur EWSA

L'Office Rwandais de l'Energie, de l'Eau et de l'Assainissement (EWSA) a été mis en place par la loi no 43/2000 du 7 Décembre 2010 regroupant les anciennes agences de l'Electricité (RECO) et de l'Eau (RWASCO). EWSA a pour mission de:

- Coordination des travaux relatifs aux programmes de développement et d'exploitation des sources d'énergie,
- Mobilisation des utilisateurs de toutes sortes infrastructures d'énergie, de l'eau et d'assainissement,
- Protection du lac Kivu et ses rives ainsi que la population résident au voisinage de ce lac au cours des travaux d'extraction du gaz méthane,
- Gérer les infrastructures d'électricité, gaz, produits pétroliers, l'eau et l'assainissement,
- Mettre en place un système d'évacuation et de gestion des déchets, et
- Autres obligations contenues dans la Loi établissant EWSA.

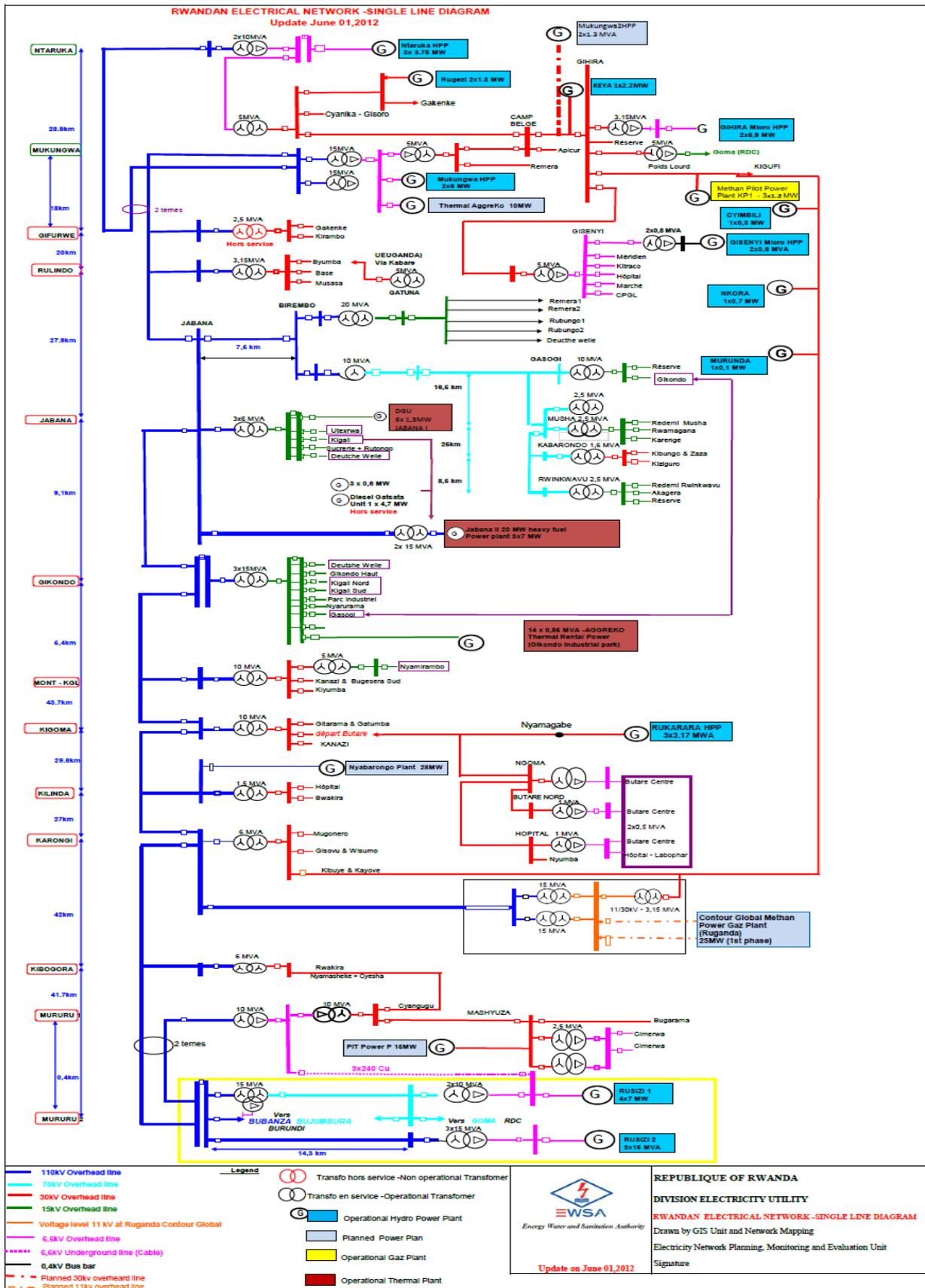
1.2. Etat du réseau électrique rwandais

Le réseau électrique rwandais est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes de transformation permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Le réseau électrique assure la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

1.2.1. Centrales électriques

Le système électrique rwandais est constitué en fin 2011 de treize centrales électriques domestiques (hydroélectriques et thermiques) connectées au réseau national avec une capacité totale installée de 79,55MW, deux centrales hydroélectriques transfrontalières entre le Rwanda, Burundi et la République Démocratique du Congo de capacité installée de 64MW tel que le montre le Schéma unifilaire du réseau électrique rwandais (figure 1).

La capacité totale pour le réseau rwandais est de 95MW à la fin 2011. Les importations et exportation s'effectuent entre le Rwanda, le Burundi, la RDC et l'Uganda.



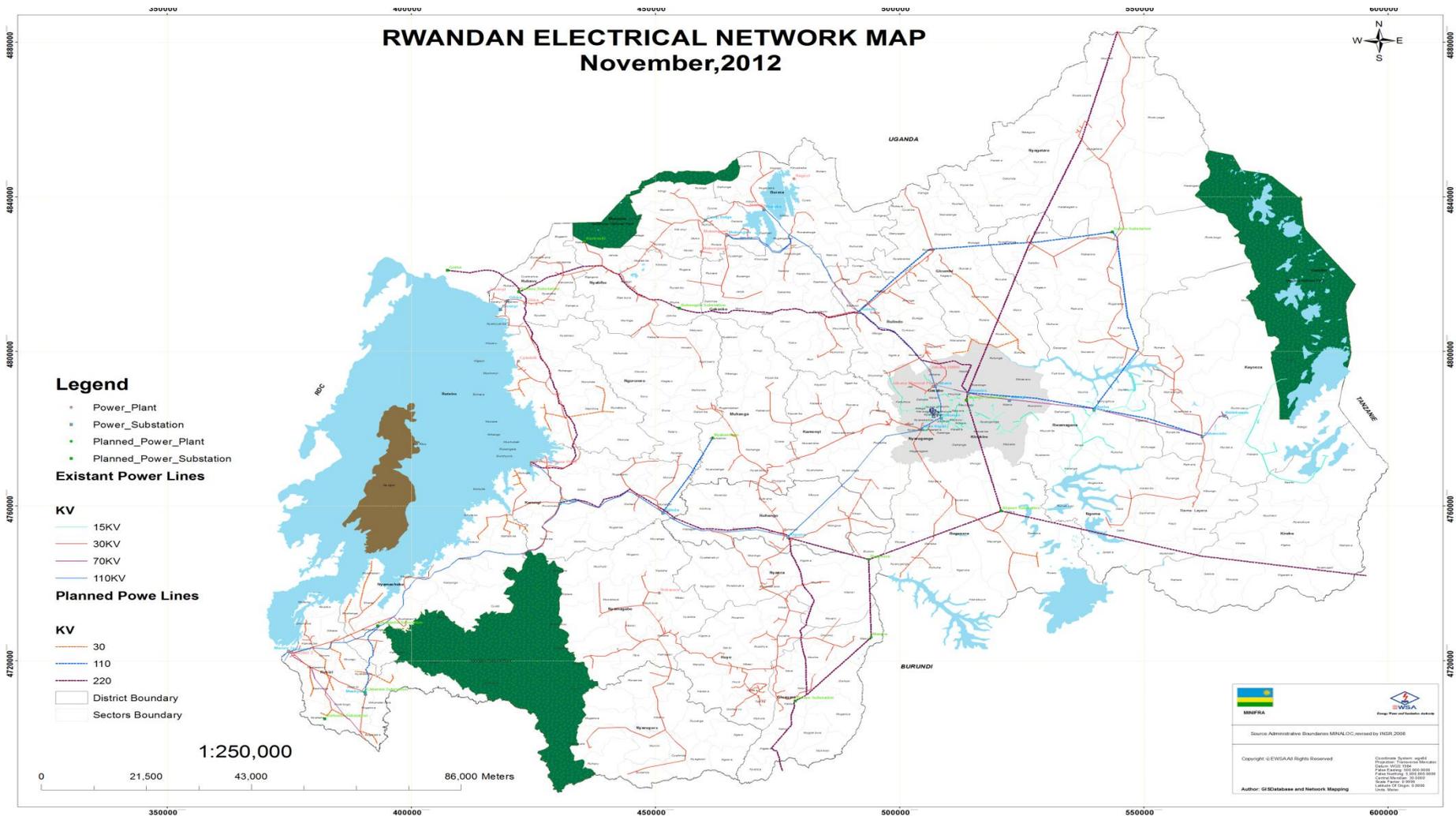


Figure 2: Vue générale du réseau électrique rwandais dans son ensemble

1.2.2. Lignes de transport électrique

Le système de transport haute tension a une longueur de 381.4km dont 294,4km en 110kV et 87km en 70kV (tableau 3). Plusieurs centrales électriques débitent dans le réseau à travers les lignes 30kV (figure 1 et figure 2). Tout le transport électrique se fait en courant alternatif.

Tableau 1: Lignes de transport haute tension

No	Corridor	Corridor de transport haute tension	Niveau de tension en kV	Longueur en km
1	Nord	Ntaruka-Mukungwa-Rulindo-Jabana I-Gikondo	110	89,4
		Jabana 2-Jabana 1	110	1,2
		Jabana 1-Birembo	110	9
2	Sud	Ruzizi II-Mururu II-Mururu I- Kibogora-Karongi-Kilinda-Kigoma-Gikondo	110	192,2
		Kibuye-Karongi	110	12,6
3	Est	Birembo-Rwinkwavu	70	87
	Total			381,4

1.2.3. Postes de transformation

Le réseau électrique est constitué de 18 postes de transformations (tableau 4). Le poste Poids Lourds 30/15kV qui sert de point d'import et export avec entre les réseaux électriques EWSA et SNEL de la RDC. Le poste de Camp Belge est principalement constitué de jeux de 30kV et permet l'interconnexion en 30kV des centrales hydroélectriques de Mukungwa et Ntaruka.

Tableau 2: Principaux postes de transformation

No	Nom du poste	Niveau de tension	Capacité installée
1	Gikondo	110/15kV	3x15MVA
2	Mont Kigali	110/30/15kV	1x10MVA et 1x5MVA
3	Kigoma	110/30kV	1x10 MVA
4	Kilinda	110/30kV	1x1,5MVA
5	Karongi	110/30kV	1x6MVA
6	Kibogora	110/30kV	1x6MVA
7	Mururu I	110/30/6.6kV	1x10MVA et 1x10MVA
8	Mashyuza	30/6,6kV	1x2,5MVA+1x4MVA
9	Kibuye	110/30/11kV	2x22,5MVA et 1x5MVA

10	Poids Lourds	30/15kV	1x5MVA
11	Rulindo	110/30kV	1x3,15MVA
12	Jabana	110/15kV	3x6MVA
13	Musha	70/15kV	2x2,5MVA
14	Gasogi	70/15kV	1x10MVA
15	Kabarondo	70/30kV	1x10MVA
16	Rwinkwavu	70/15kV	1x2,5MVA
17	Birembo	110/70/15kV	1x10MVA and 1x20MVA
18	Camp Belge	30/30kV	Jeux de barre

De ces postes principaux de transformation partent plusieurs lignes moyenne tension de 30kV et 15kV. Egalement des lignes moyenne tension en 30kV, 11kV et 6.6kV partent des centrales pour la distribution locale et/ou le transport vers le principaux postes décrits ci-haut (figures 1 et 2). Ainsi, à coté des postes des postes principaux de transformation, s'ajoutent des postes éleveurs des centrales.

1.2.4. Postes MT/BT et les longueurs de lignes moyenne et basse tension

Des postes MT/BT tension sont installés le long des lignes moyenne tension pour abaisser la tension et permettre la distribution locale en 400V pour les charges triphasées et 230V pour les charges monophasées. Les longueurs des lignes de distribution moyenne et basse tension sont données dans le tableau 5. Le réseau de distribution est divisé en 17 stations. La station de Kigali est en son tour divisée en 7 antennes. Les stations et antennes ont principalement les fonctions de distribution et commerciales et représentent l'Office de l'Energie, de l'Eau et de l'Assainissement à travers le pays.

Tableau 3: Longueur des lignes de distribution moyenne et basse tension par Station

No	Nom de Station	Réseau 30kV (m)	Réseau 15kV (m)	400V (m)	Total (m)
1	Gicumbi	92.101		218.204	310.305
2	Huye	138.660		344.278	482.938
3	Kabaya	66.350		320.716	387.066
4	Karongi	72.321		226.164	298.485
5	Kigali		257.800	2.384.900	2.642.700
6	Muhanga	603.239		110.315	713.554
7	Musanze	176.284		877.225	1.053.509
8	Ngoma	223.426		255.494	478.920
9	Nyagatare	292.501		812.278	1.104.779
10	Nyamagabe	128.394		14.663	343.057

11	Nyamata	208.620		396.426	605.046
12	Nyanza	87.780		236.733	324.513
13	Rubavu	136.054		627.708	763.762
14	Ruhango	67.580		133.724	201.304
15	Rulindo	86.605		201.968	288.573
16	Rusizi	163.368		673.893	37.261
17	Rwamagana		175.333	326.674	326.674
	Total	2.543.283	433.133	8.361.363	11.162.446

2. Problématique

Le réseau électrique rwandais a connu en 2011 des pertes globales avoisinant 21,75% (annexe 1) de toute l'énergie électrique produite et fournie au réseau, alors que celles de 2010 étaient de 20%. Ces pertes impliquent une perte de revenus d'EWSA. Les données statistiques des rapports annuels d'EWSA montre que depuis l'année 2001 jusqu'en 2010, les pertes globales du réseau électrique rwandais ont tendance à diminuer, mais en 2011, les pertes globales ont tendance à changer l'allure de la courbe (tableau 6 et figure 3).

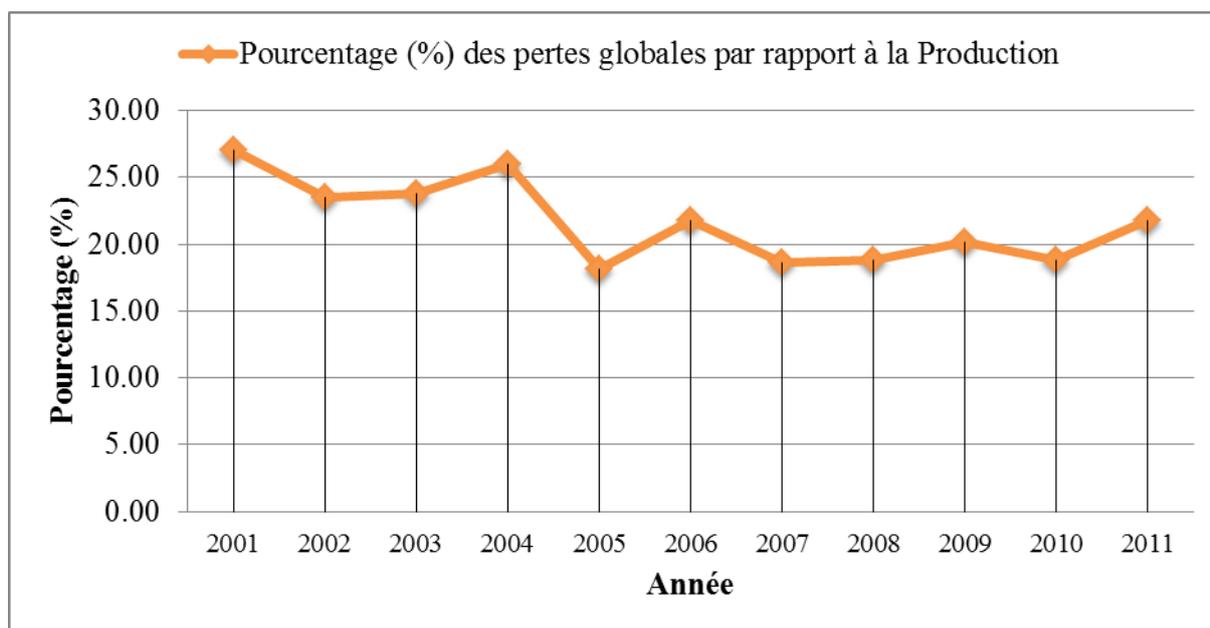


Figure 3: Variation des pertes globales de 2001 à 2011

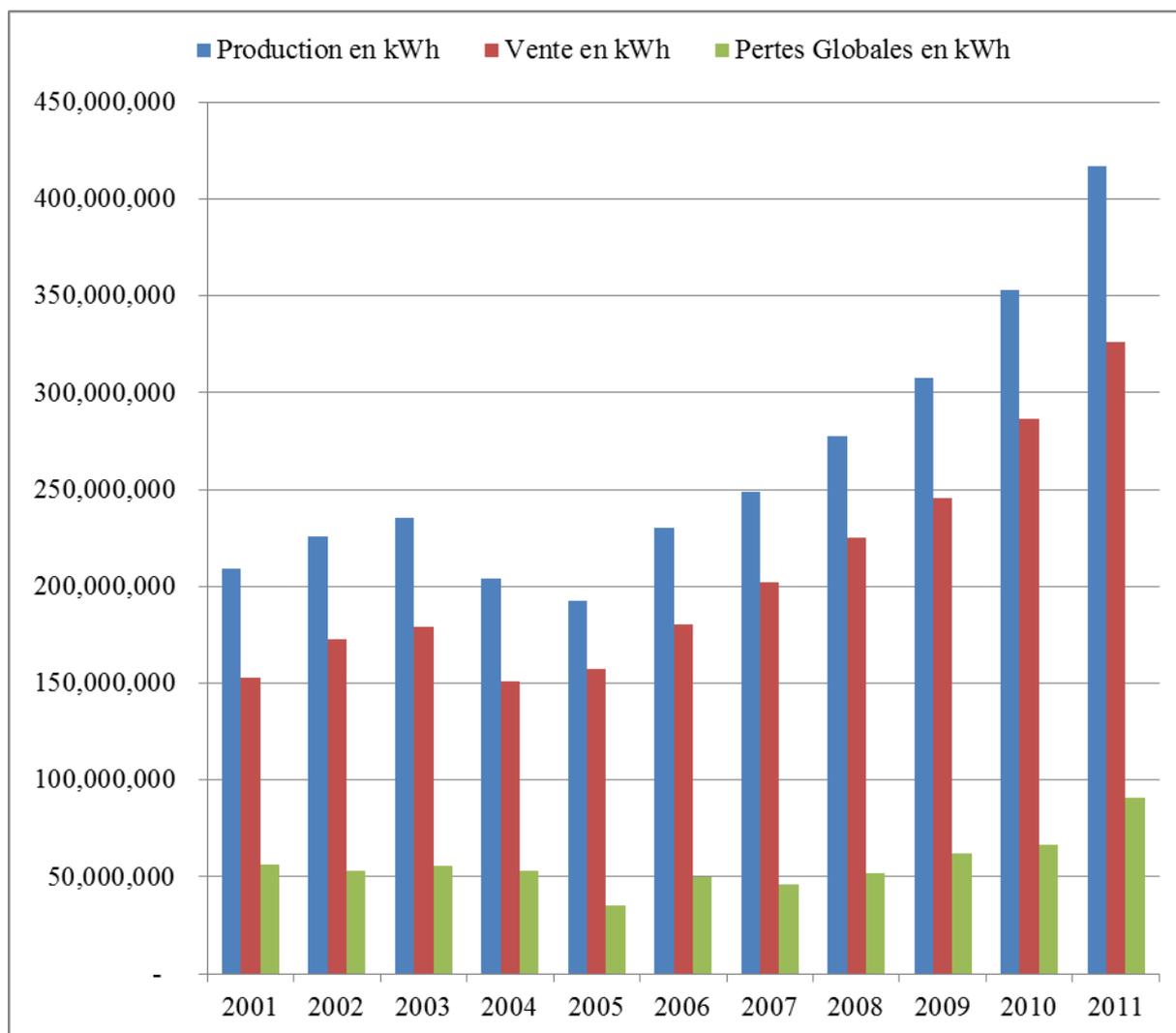


Figure 4: Comparaison entre la production, la vente et les pertes annuelles en kWh

La réduction des pertes, tant techniques que non techniques, est l'une des exigences d'une bonne gestion et du développement durable du Secteur de l'Énergie.

Les paramètres du réseau tels que la tension des lignes, la capacité de transport, la résistance des lignes de transport et de distribution, des types et mode de fonctionnement d'équipements connectés au réseau, etc., sont siège des pertes techniques du réseau.

Avec la politique actuelle de développement rapide du Secteur de l'énergie et spécialement de l'électricité dans le but d'améliorer les conditions socio-économiques du peuple tout en garantissant l'augmentation de façon durable de l'économie nationale, une forte construction de ligne de distribution est en cours partout sur le territoire national. Une simple observation pourrait conduire à penser que plus la couverture du réseau électrique augmente, plus les pertes techniques augmentent.

Une bonne pratique, au contraire, devrait optimiser tous les paramètres mis en jeu pour réduire les pertes au lieu de les augmenter.

2.1. Objectifs du projet

- Identifier des sources et des quantités des pertes techniques du système électrique.
- Proposer des solutions pour optimiser les installations électriques et de réduire des pertes techniques dans le réseau électrique en expansion.

2.2. Pourquoi est ce que l'allure des pertes globales du réseau a tendance à augmenter?

- Etat des pertes électriques globales au cours des dernières.
- Etat des pertes du réseau de transport. Le réseau de transport rwandais est constitué des postes de élévateurs des centrales (MT/HT), les lignes de transport Haute Tension (HT) 110kV et 70kV ainsi que les postes abaisseurs HT/MT.
- Etat des pertes du réseau de distribution moyenne tension (MT).
- Quelles sont les principales sources de ces pertes techniques ?

Ce travail vise à répondre à ces questions et apporter une contribution pour optimiser les installations existantes et le réseau électrique futur.

3. Méthodologie pour la détermination des pertes techniques

3.1. Introduction

L'électricité est un produit de consommation courante qui se caractérise par un certain nombre de paramètres tels : le courant, la tension, la puissance, l'énergie, la consommation, etc. Les lignes électriques de transport et de distribution ont pour rôle d'acheminer l'énergie des sites de production vers les sites de consommation, avec des étapes de baisse de niveau de tension dans les postes de transformation. Des pertes d'énergies électriques sont observées le long de ce processus.

Les générateurs électriques fournissent une puissance active. Ils fournissent également ou absorbent la puissance réactive. Les générateurs sont dispersés et interconnectés entre eux par des lignes électriques. La puissance appelée par des charges électriques varie avec la tension et la fréquence qui règnent au droit des charges. Une charge peut être consommatrice de

puissance active et réactive, consommatrice d'une puissance active ou réactive seulement. Un réseau électrique sera alors constitué de plusieurs éléments dont les lignes, câbles, transformateurs, appareils de mesures et protection, etc.

3.2. Revue de la littérature en rapport avec les pertes électriques

3.2.1. Bilan de puissance active du réseau électrique

La somme de puissance actives injectées dans le réseau par les générateurs électriques est égale à la somme des puissances actives absorbées par les charges, augmentée des pertes actives du réseau.

$$\text{Ainsi : } \Sigma P_G = \Sigma P_L + \text{pertes de puissances actives du réseau.} \quad (3.1)$$

3.2.2. Bilan des puissances réactives du réseau électrique

La somme des puissances réactives injectées dans le réseau ou absorbées par les générateurs est égale à la somme des puissances réactives consommées ou produites par les charges augmentées de la somme des consommations ou productions réactives du réseau. Cette somme varie selon le niveau de tension et de la répartition du transit de puissance dans les lignes et les transformateurs.

$$\text{Ainsi : } \Sigma Q_G = \Sigma Q_L + \text{production ou consommations réactives du réseau} \quad (3.2)$$

3.3. Origine des pertes techniques dans un réseau électrique

Les pertes électriques actives dans le réseau se composent essentiellement comme suit :

- a) les pertes liées à la magnétisation des transformateurs dès qu'ils sont sous tension (« pertes fer » ou « pertes à vide ») ;
- b) les pertes liées à l'échauffement des enroulements des transformateurs lorsqu'ils sont parcourus par des courants (« pertes cuivre » ou « pertes en charge ») ; et
- c) les pertes liées à l'échauffement des conducteurs des liaisons aériennes et des liaisons souterraines en relation avec les puissances acheminées par ces ouvrages [Mathias LAFONTE, 2009].

Alors que les pertes du premier groupe sont en pratique quasiment constantes, les pertes des deux derniers groupes varient en fonction du carré du courant transporté par l'équipement considéré ; elles dépendent également des caractéristiques constructives de cet équipement (longueur du circuit, section des conducteurs et nature des matériaux de ces conducteurs). Les pertes électriques actives du réseau correspondent donc à une puissance qui est dissipée sous forme de chaleur, par ventilation naturelle ou par refroidissement forcé pour maintenir la température de fonctionnement des ouvrages en-dessous d'une limite constructive déterminée.

Les pertes techniques de tous les éléments consommateurs d'énergie qui composent les réseaux de transport et de distribution (liaisons et postes de transformation), sont principalement les pertes par effet Joule (80 % des pertes sur le réseau de transport sont dues à l'effet Joule sur les liaisons) mais aussi les pertes par effet couronne (décharge électrique entraînée par l'ionisation du milieu entourant un conducteur), ainsi que les pertes des transformateurs et des auxiliaires des postes [HQT-10, 2000], [Florin Bogdan ENACHEANU, 2007].

Les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré de l'intensité du courant qui circule dans ces éléments.

Sur les réseaux de distribution, les pertes dites « non techniques » sont dues aux fraudes, aux erreurs, aux limites technologiques actuelles du comptage et aux différences entre les index de résiliation et de mise en service en cas de changement d'occupant d'un local. [Éric DYÈVRE et Coll., 2010].

3.3.1. La problématique des pertes Joule

Les pertes par effet Joule, dues au passage d'un courant dans un conducteur électrique, constituent une préoccupation des exploitants des réseaux électriques.

Ces pertes font partie des coûts d'exploitation de réseaux. L'énergie perdue dans l'ensemble des lignes et transformateurs électriques n'est pas une quantité négligeable par rapport à la quantité d'énergie consommée. Une quantité supplémentaire d'énergie doit donc être produite afin de compenser le déficit engendré par les pertes. Il est évident que, d'une certaine manière, le coût des pertes se retrouve finalement sur la facture d'électricité des consommateurs finaux. Les distributeurs d'électricité assurent la compensation des pertes sur leurs réseaux par l'achat de l'énergie auprès des fournisseurs. Ce sont donc les gestionnaires de réseau qui voient

apparaître, dans leur bilan financier, les pertes au sein de leur réseau. Les recettes qui permettent de couvrir ces dépenses sont incluses dans les charges d'exploitation du réseau.

Une préoccupation plus importante sur la réduction de ces pertes est donc requise au niveau de l'Office de l'Energie. En plus de cette motivation financière à court terme, la réduction des pertes d'énergie se traduit par une réduction de l'énergie produite et donc par la réduction des émissions des gaz à effet de serre. [Florin Bogdan ENACHEANU, 2007].

Les pertes électriques techniques sont des déperditions d'énergie sur le réseau électrique. Ces déperditions d'énergie suivent des règles physiques et conduisent à l'émission des CO₂. [RTE, 2011].

3.3.2. Autres sources de pertes techniques

3.3.2.1. Pertes par effet couronne

La deuxième source en importance est constituée des pertes par effet couronne, surtout dans le réseau de transport. Tout près des fils, le champ électrique est très intense, ce qui provoque dans l'air à proximité une multitude de petites décharges électriques accompagnées d'un crépitement. Ce phénomène très local se produit à quelques centimètres des fils. L'effet couronne est amplifié par les précipitations. Les aspérités présentes sur les conducteurs sont des discontinuités naturelles propices à augmenter le champ électrique. Par temps humide, les gouttelettes d'eau présentes sur les conducteurs augmentent considérablement les aspérités, ce qui favorise l'ionisation de l'air. Ce phénomène est principalement observé au niveau des conducteurs soumis à des tensions très élevées. [HQT-10, 200]

3.3.2.2. Pertes shunt

Les pertes shunt proviennent des appareils branchés à la terre dont les appareils de compensation, de soutien, de mesurage, de protection. Les fluctuations de la puissance transitée en fonction de la demande affectent la tension du réseau. Les compensateurs synchrones et statiques de même que les condensateurs shunt et les inductances servent à contrôler la tension. Des appareils de mesurage et de protection sont également présents sur le réseau, dont les parafoudres qui protègent l'équipement des surtensions dues à la foudre et aux ondes de choc. Les pertes shunt sont influencées par le niveau de tension et le facteur d'utilisation des appareils. Les compensateurs et les appareils de mesurage sont constamment

en fonction, les condensateurs et les inductances sont manœuvrés périodiquement pour le contrôle de tension. Chacun de ces appareils soutire une faible quantité de courant pour fonctionner, mais leur grand nombre entraîne des pertes relativement importantes.

3.3.2.3. Pertes de fuite

Les pertes de fuite sont le résultat de courants à la surface des isolateurs et dans les gaines isolantes des lignes souterraines. Ces courants sont de faible amplitude mais touchent tous les isolateurs présents dans les lignes de transport, ce qui génère une certaine quantité de pertes.

3.3.2.4. Pertes par induction

Les pertes par induction électromagnétique résultent de l'induction de courant dans des circuits parallèles fermés comme les fils de garde non isolés à leur point de support. Elles seront donc fonction du courant de charge circulant dans la ligne.

3.4. Détermination des pertes techniques du réseau électriques

Pour déterminer la quantité d'énergie qui a été dissipée par les pertes durant une période de temps déterminée, on enregistre quotidiennement des situations relevées lors de l'exploitation du réseau en temps-réel. Il est ainsi possible de calculer les pertes individuelles de chaque circuit électrique en tenant compte du courant effectif qui parcourt l'équipement concerné. La variété de situations traitées permet notamment de tenir compte correctement de :

- la configuration effective du réseau (ouvrages consignés pour entretien, adaptation de topologie des circuits, ...) ;
- l'amplitude et le profil des échanges internationaux de puissance ;
- la configuration des productions injectées dans le réseau ; et
- l'amplitude et le profil des prélèvements depuis le réseau.

La puissance perdue sur le réseau, pour une situation déterminée, correspond à la somme des pertes sur l'ensemble des ouvrages du réseau considéré. L'énergie perdue durant une période de temps déterminée correspond à la somme des puissances perdues pour l'ensemble des situations de cette période, chaque situation étant pondérée par la durée de son occurrence.

3.4.1. Périmètre de calcul des pertes techniques réseau électrique

Le réseau électrique rwandais est composé des équipements fonctionnant aux tensions nominales de 110kV, 70kV, 30kV, 15kV, 11kV, 6,6kV, 0,69kV, 0,66kV, 0,4kV et 0,23kV. Ces équipements comportent les lignes aériennes, les câbles souterrains, les transformateurs à décalage de phase et les transformateurs de tension qui relient ces tensions entre elles. Dans ce travail, nous nous intéresserons aux pertes du réseau depuis la production dans les centrales jusqu'à la distribution moyenne tension 15kV. Ainsi seront prises en considération toutes les centrales électriques, certains générateurs débutant sur les jeux de barre 400V, d'autres sur les jeux de barre 690V (Rukarara), 660V (Rugezi) et d'autres sur les jeux de barre 6600V. Les lignes de transport sont à la fin 2011 en 110kV et 70kV alors les lignes moyenne tension sont de 30kV, 15kV, 11kV et 6,6kV. Il est à noter que seuls 3km de ligne 11kV sont jusqu'à la fin 2011 sont actifs entre la centrale hydroélectrique de Rukarara et sa prise d'eau. Une distribution moyenne tension de 6,6kV est disponible sur une partie des Stations de Huye et Rubavu. Il faut cependant noter qu'une étude de remplacement de ces réseaux 6,6kV par des réseaux 30kV est en cours.

3.4.2. Ecoulement des charges dans le réseau électrique

La détermination des tensions à tous les nœuds, les transits de puissances dans toutes les branches, les pertes, etc, du réseau électrique pour connaître l'état électrique complet du réseau, fait recours au calcul d'écoulement des charges.

3.4.3. Modélisation mathématique du réseau électrique

3.4.3.1. Modèle du générateur

Le générateur est considéré comme élément principal du réseau électrique car il assure la production de l'énergie électrique appelée par les consommateurs. Il sera modélisé par une source de tension constante qui injecte, au niveau du nœud auquel il est connecté, une puissance active P_g et une Puissance réactive Q_g .

Le générateur possède deux boucles de régulation automatique, l'une pour régler la puissance « AGC » et l'autre pour régler la tension « AVR ». [Rabah BENABID, 2007] [PERALTA Jaime, 2007] .

3.4.3.2. Modèle d'une ligne électrique

La ligne de transport est modélisée par un schéma équivalent en Π qui se compose d'une impédance série (résistance R en série avec la réactance inductive X), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G (Figure 5). [Nadir GHANEMI, 2008], [Luc Lasne, 2008].

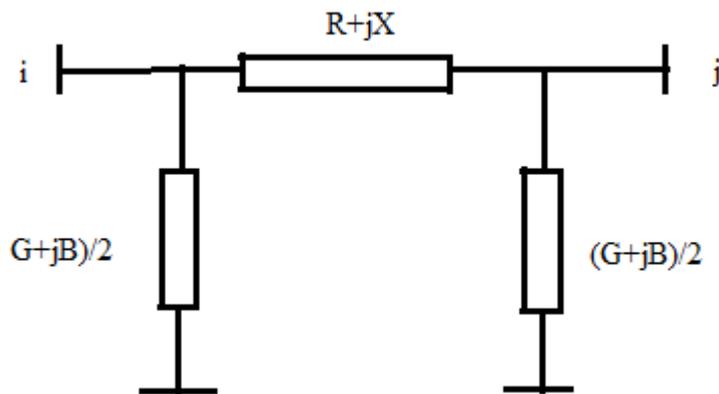


Figure 5: Modèle en Π d'une ligne électrique

3.4.3.3. Modèle d'un transformateur

Un transformateur électrique est représenté par un quadripôle en Π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les susceptances de la matrice d'admittance sont prises comme fonctions du rapport de transformation. [Luc Lasne, 2008].

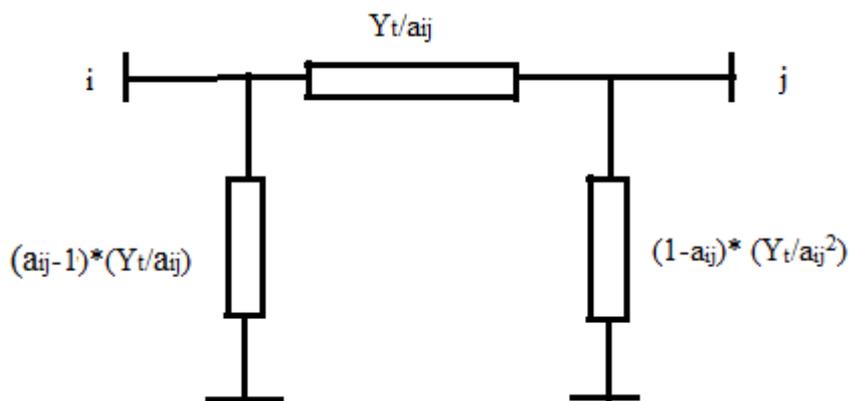


Figure 6: Modèle d'un transformateur

3.4.3.4. Quadripôle universel

Dans le calcul de répartition de charge, on ne supposera que toutes les branches du réseau modélisées en Π par le quadripôle de la figure 7. Le schéma équivalent en pi de la ligne ou du câble s'obtient en posant $n_{ij}=1$ et $\phi_{ij}=0$ et le schéma équivalent du transformateur s'obtient en posant $B_{sji}=0$ et que seuls les transformateurs déphaseurs ont le paramètre $\phi_{ij}\neq 0$.

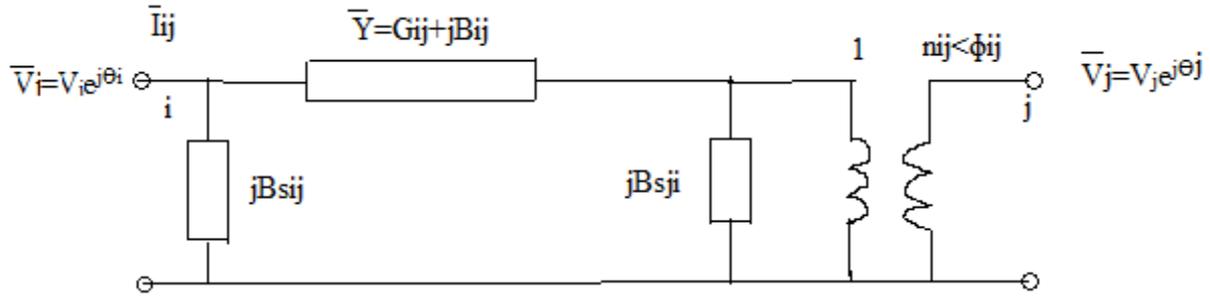


Figure 7: Quadripôle universel

Comme le quadripôle relie le nœud i et j, le courant qui y entre du côté du nœud i vaut :

$$\bar{I} = jB_{sjj} * \bar{V}_i + \bar{Y}_{ij} * (\bar{V}_i - \frac{\bar{V}_j}{n_{ij}} e^{-j\theta_{ij}}) = jB_{sjj} * \bar{V}_i + (G_{ij} + jB_{ij}) * (\bar{V}_i - \frac{\bar{V}_j}{n_{ij}} e^{-j\theta_{ij}}) \quad (3.3)$$

3.4.3.5. Bilans de puissances nodaux

Le réseau électrique comporte plusieurs jeux de barre. Soit $N(i)$, l'ensemble des nœuds reliés au même i-ème nœud ($i=1, 2, \dots, N$) par des branches.

$$\bar{I}_i = \mathbf{j} \mathbf{B}_{si} * \bar{V}_i + \sum_{j \in N(i)} \bar{I}_{ij} \quad (3.4)$$

La puissance complexe entrant dans le réseau à l'i-ème jeu de barres vaut :

$$P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = -jB_{si} V_i^2 + \sum_{j \in N(i)} \bar{I}_{ij}^* * \bar{V}_i \quad (3.5)$$

3.4.3.6. Générateur balancier

Il est difficile de spécifier les puissances actives à tous les nœuds du réseau. Cependant le bilan de puissance active est donné par la relation :

$$\sum_{i=1}^N P_i = p \quad (3.6)$$

p représente les pertes actives totales dans le réseau. Spécifier toutes les valeurs P_i reviendrait donc à spécifier les pertes. Or, ces dernières sont fonction des courants dans les branches et donc des tensions aux nœuds, lesquelles ne sont pas connues à ce niveau.

Seules des différences angulaires interviennent dans l'équation (3.5). En ajoutant une même constante à toutes les phases, l'état électrique du réseau reste le même.

Il convient de calculer les déphasages de $N - 1$ nœuds par rapport à l'un d'entre eux pris comme référence.

Pour traiter ce double problème, un des jeux de barres du réseau est désigné comme référence angulaire et se voit imposer la phase de sa tension, plutôt que la puissance active. Il est d'usage de spécifier une phase nulle, mais c'est arbitraire. En ce nœud, l'équation (3.5) ne sera pas utilisée et la phase ne doit évidemment pas être calculée. Ce jeu de barres est qualifié de balancier

3.4.3.7. Equations de répartition de charge sous forme vectorielle

Soient le nombre de nœuds pour lesquels la puissance active et la tension sont spécifiées, notés N_{PV} et le nombre de nœuds pour lesquels les puissances active et réactive sont spécifiées, notés N_{PQ} , on l'équation : $N_{PV} + N_{PQ} + 1 = N$ (3.7)

Où :

V = le vecteur des modules des tensions aux nœuds PQ (dimension N_{PQ})

p^o = le vecteur des injections actives spécifiées aux nœuds PV et PQ (dimension $N - 1$)

q^o = le vecteur des injections réactives spécifiées aux nœuds PQ (dimension N_{PQ})

θ = le vecteur des phases des tensions aux nœuds PV et PQ, rapportées au balancier (dimension $N - 1$).

Les équations de répartition de charge peuvent s'écrire sous forme vectorielle de la façon suivante:

$$N - 1 \text{ équations de puissance active aux nœuds PV et PQ: } f(v, \theta) - p^o = 0 \quad (3.8)$$

$$N_{PQ} \text{ équations de puissance réactive aux nœuds PQ: } g(v, \theta) - q^o = 0 \quad (3.9)$$

(ADAMA D. Diara, 1984)

3.4.3.8. Solution des équations de répartition de charge

Les équations de répartition de charges dans le réseau électrique sont résolues numériquement. Les puissances actives et réactives sont fonctions de la tension et de l'argument en chaque nœud du réseau :

$$P_i = f(U_i, \theta_i) \text{ pour } i=1 : N, \quad (3.10)$$

$$Q_i = f(U_i, \theta_i) \text{ pour } i=1 : N$$

Cette méthode suppose une linéarisation (développement en série Taylor d'ordre 1) du système (3.10) autour d'un point de fonctionnement (défini par des tensions égales en module à la tension nominale $U = U_n$ et pour des déphasages nuls $\theta = 0$). On obtient un système dont les sorties sont les écarts des puissances autour du point de fonctionnement choisi et les entrées les variations des modules de tensions et des arguments (3.10).

$$\Delta P_i = \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \Delta U_k$$

$$\text{Alors: } \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P^c - P \\ Q^c - Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix} \quad (3.11)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \Delta U_k$$

Avec P^c : la puissance de consigne et P : la puissance calculée.

[Olivier RICHARDOT, 2006], [HAIMOUR Rachida, 2009], [Camilo APRAEZ, Avril 2012].

Le déroulement de l'algorithme suppose le calcul de puissances avec les relations (3.10). Les tensions sont estimées égales à la tension nominale. Ensuite, on calcule les variations de puissances. On utilise le système matriciel (3.11) pour calculer les vecteurs inconnus ΔU et $\Delta \theta$. Le processus itératif recommence avec le calcul des puissances (3.10), à partir des nouvelles valeurs de tensions.

Il s'agit donc de résoudre un système d'équations non linéaires du type :

$$A \times \bar{x} = \bar{b} \quad (3.12)$$

La matrice A représente le Jacobien (la matrice de dérivées partielles du système (3.11)). Le vecteur \bar{x} représente le vecteur des inconnues (ΔU et $\Delta\theta$) et le vecteur \bar{b} représente le vecteur des entrées (ΔP et ΔQ) [Rashid BELHACHEM, 2012].

3.5. Ecoulement des charges dans le réseau électrique

Il existe plusieurs logiciels d'analyse de réseau électrique dans le régime fréquentiel, qui permettent d'effectuer des calculs d'écoulements de puissance. Parmi ces logiciels, le PSS/E (Power System Analysis for Engineering) a été choisi dans le cadre de ce travail. Ce logiciel sert à déterminer la solution en régime permanent d'un circuit électrique simple ou complexe. L'utilisateur entre les paramètres électriques des lignes, des transformateurs ainsi que les tensions nominales des nœuds, la production des générateurs et la quantité de charge à un instant donné. Le logiciel détermine par la suite les tensions et les angles à toutes les barres, et par conséquent, l'amplitude et la direction des échanges de puissance entre les jeux de barres, permettant ainsi de vérifier qu'il n'y a pas de lignes ou de génératrices surchargées, et que le réseau peut bien supporter les conditions de charge et de production. Toujours dans le domaine fréquentiel, on retrouve d'autres fonctionnalités de calculs telles que le calcul des courants de court-circuit, des harmoniques, du réglage des systèmes de protection, etc.

(Marc-André Moffet, 2011)

.

3.5.1. Collection des données pour la simulation du réseau

La collection des données et informations pour répondre au besoin du logiciel de calcul et l'analyse du système électrique rwandais a été faite. Les informations nécessaires pour l'analyse du système électriques concernent notamment l'architecture générale et détaillée du réseau électrique, les caractéristiques des groupes générateurs des centrales, caractéristiques des lignes haute et moyenne tensions: nature, longueur section des conducteurs, réactance, la puissance nominale et réelle de chaque ligne, les caractéristiques des transformateurs présents dans le réseau électrique. Les générateurs, lignes haute, les départs moyenne tension, les transformateurs et les jeux de barre ont été modélisés pour répondre à la structure du logiciel d'analyse (Annexes 2, 3, 4, 5, 6).

3.6. Etat actuelle du réseau et la planification en court

Plusieurs projets de production, de transport et de distribution électriques ont été exécutés, sont en cours d'exécution et sont dans la planification pour le court, le moyen et le long terme, en vue de répondre au développement du pays et de la région des Grands Lacs.

Le réseau électrique rwandais est en évolution rapide tant sur le plan de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Il s'ensuit que les répartitions de charge change rapidement au fil et en mesure que les nouvelles centrales et lignes sont mises en service et les nouveaux consommateurs d'électricité sont connectés ainsi que l'augmentation des échanges d'énergie avec les réseaux régionaux. Des simulations continues sont donc indispensables pour s'assurer des performances du réseau électrique avant et après l'introduction d'une centrales, ligne ou et des nouveaux consommateurs.

Le Schéma Directeur du réseau national, document élaborée en 2009 sert de guide lors du développement d'une nouvelle centrale ou ligne. Le Schéma Directeur a inventorié les possibilités de développement de toutes les composantes du réseau, y compris les types et capacités des centrales, tension et longueurs des lignes haute tension pour l'horizon 2025. Ces réseaux théoriques ont été simulés pour la répartition des charges et des calculs des courants de court-circuit pour les états 2009, 2010, 2015, 2015, 2020 et 2025 [ELECTROGAZ, 2009], conduisant à des propositions des centrales et lignes en mettre en place pour chaque période. Les lignes d'interconnexion avec la République Démocratique du Congo, le Burundi, la Tanzanie et l'Uganda ainsi que les centrales transfrontalières sont incluses. Toute variation dans le choix proposé par le Schéma Directeur, notamment le retard de mise en service d'une importante centrale alors que les lignes et les consommateurs correspondantes sont mis en place, le changement de type et de l'emplacement de la centrale, etc. conduit au chargement de répartition de charge, donc une nouvelle simulation du réseaux est nécessaire pour étudier les nouvelles tendances des pertes, des chutes de tension, des courants de court-circuit, etc. et des actions accompagnatrices pour maintenir la sécurité de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique.

Les politiques et stratégie nationales de l'énergie sur les périodes 2008-2012 et 2012-2017 préconisent entre autres :

- L'utilisation des technologies à haute rendement et l'encouragement des clients utilisateurs de l'énergie dont l'électricité parmi d'autres ;
- Les consommateurs potentiels sont encouragés à auditer régulièrement leurs installations et corriger les zones à faible rendement ;
- Bonne gestion des potentiels énergétiques existants et permettre l'intégration des nouvelles centrales et lignes de transport et distribution [MININFRA, 2009, 2011].

Cette stratégie induit également d'autres sources d'énergie et nouvelles location sur le territoire national, notamment la tourbe et la géothermie. Des changements en matières en matière de l'écoulement des charges, des caractéristiques des lignes sont observables.

Le programme d'accès pour tous à l'électricité (Access Electricity Roll out Program) a pour objectif d'augmenter le nombre de connexions au réseau électrique. Ce programme s'appuie sur la construction de nouvelles lignes MT et BT par l'extension du réseau de distribution existant [Castalia Strategic Advisor, 2009]. Le réseau de transport ne faisant pas partie du programme, une augmentation significative des lignes moyenne et basse tension conduit à l'augmentations du courant en ligne qui s'accompagne des chutes de tension et des pertes en puissance active.

3.7. Facteur de charge du réseau rwandais

Le facteur de charge du réseau électrique, mesurée en pourcentage (%) est une mesure d'uniformité et de rendement avec lesquels l'énergie électrique est utilisée. Le Facteur de charge =Energie totale fournie/ (demande maximale enregistrée x temps de fourniture)

$$\text{ou : } Fc = \frac{W}{P_{\max} \times T} \quad (3.13)$$

où : Fc= Facteur de charge

W=Energie fournie

Pmax= Puissance maximale atteinte

T= Temps de fourniture

Pour le cas de l'étude, le facteur de charge est de 62%. L'énergie fournie au réseau en 2011 est de 417.120.774kWh alors que la pointe maximale atteinte était de 78MW

4. Résultats des de l'étude des pertes techniques du réseau électrique rwandais

La simulation de l'état d'écoulement des charges du réseau en fin d'année 2011 conduit aux résultats en dessous. Le schéma unifilaire du réseau électrique est construit pas à suivant les paramètres et données réels modélisés des générateurs, des jeux de barre, des transformateurs, des lignes et des charges du réseau. La configuration du réseau modélisé représenté le réseau physique. La plupart des centrales et des postes ont un seul jeu de barre (figure 1). Quelques résultats de simulation sont présentés dans les annexes 7, 8 et 9 du présent document. Cependant, des résultats importants sont repris dans les pages suivantes.

4.1. Topologie du réseau électrique

La construction du réseau électrique effectuée à partir des données modélisées sur des générateurs, des jeux de barre, des transformateurs, des lignes et des charges conduit à une topologie en dessous. C'est à partir de ce réseau que les différentes simulations sont faites.

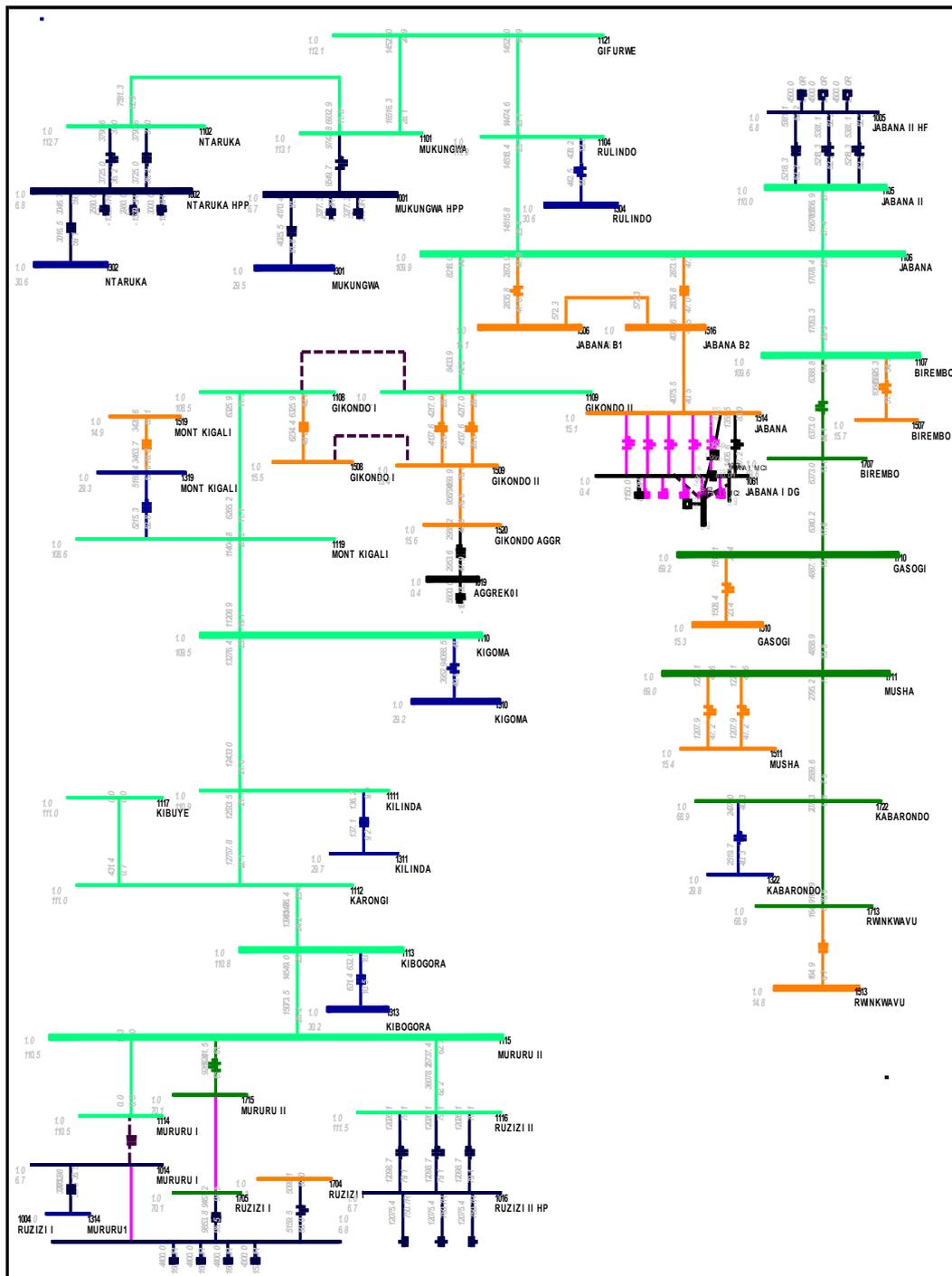


Figure 8: Topologie du réseau électrique rwandais modélisé en fin 2011

4.2. Pertes techniques par niveau de tension

Les pertes concernées par cette simulation sont ceux des lignes hautes tensions, lignes moyenne tension les postes de transformation et centrales. Le tableau suivant montrent que

ces pertes s'élèvent à 7,68 % de toute l'énergie active totale produite en 2011. Les résultats détaillés de simulation sont présentés à l'annexe 8 du présent document.

Table 4: Bilan de répartition des pertes techniques par niveau de tension

Tension	Pertes en puissance		Pertes en énergie		
	kW	kVAr	kWh	kVArh	% de pertes d'énergie active
110	1.203,94	2.218,55	6.538.838,93	12.049.388,76	1,57%
70	111,15	936,41	603.677,88	5.085.829,99	0,14%
30	2.317,02	2.508,63	12.584.199,02	13.624.871,26	3,02%
15	1.765,46	2.833,9	9.588.566,35	15.391.477,68	2,30%
6,6	397,76	6.881,49	2.160.314,11	37.374.748,49	0,52%
3,3	12,97	129,72	70.442,66	704.535,26	0,02%
0,7	0	0	0	0	0,00%
0,4	93,73	876,79	509.066,38	4.762.021,85	0,12%
Total	5.902,03	16.385,49	32.055.105,34	88.992.873,29	7,68%

4.3. Pertes sur les départs moyenne tension

La simulation du réseau donne des résultats suivant. Les départs moyenne tension sont en 15kV et 30kV. Les départs avec les pertes significatives sont repris dans le tableau 10. Les détails de simulation se trouvent à l'annexe 10 du présent document.

Table 5: Pertes sur les départs Moyenne Tension

Nom du Départ et poste source	Pertes technique sur les départs	
	kW	kVAr
Kinyinya du Poste Gikondo	33,60	25,50
Nyarurama du Poste Gikondo	0,30	0,10
Gasogi du Poste Gikondo	172,80	156,70
Park Industriel du Poste Gikondo	89,40	880,70
Gikondo Haute du Poste Gikondo	5,00	2,70
Rutongo du Poste Jabana	0	0
Utexrwa du Poste Jabana	32,20	29,10
Kinyinya du Poste Jabana	9,60	8,80
Kigali du Poste Jabana	333,20	302,20
Kigali Nord du Poste Gikondo	240,90	6,40
Kigali Sud du Poste Gikondo	161,80	104,30

Kigali du Poste Mont Kigali	30,60	25,30
Kanombe du Poste Gasogi	70,50	52,20
Kimironko du Poste Birembo	201,60	183,50
Gikomero du Poste Birembo	7,60	4,10
Remera du Poste Birembo	15,90	14,20
Nyarutarama du Poste Birembo	24,10	17,40
Kinyinya du Poste Birembo	65,40	59,50
Kigufi du Poste Gihira	75,70	40,80
Goma du Poste Gihira	1,50	0,80
Gisenyi du Poste Gihira	0	0,10
Ruhengeri du Poste Ntaruka	16,90	9,10
Ruhengeri du Poste Mukungwa	688,60	593,20
Cyanika du Poste Ntaruka	6,40	3,50
Remera du Poste Mukungwa	0,10	0
Rwamagana du Poste Musha	19,30	11,20
Karenge du Poste Musha	69,80	37,60
Redemi du Poste Musha	0,10	6,70
Kiyumba du Poste Mont Kigali	12,00	6,40
Shagasha du Poste Mururu 1	12,50	6,70
Mashyuza du Poste Mururu 1	32,00	28,30
Nyamasheke du Poste Kibogora	1,40	0,70
Rwankina du Poste Kibogora	12,90	11,80
Gisovu du Poste Karongi	0,30	0,20
Mugonero du Poste Karongi	0,70	0,40
Kibuye du Poste Karongi	1,20	0,60
Bwakira du Poste Kilinda	0,10	0,10
Kilinda Hôpital du Poste Kilinda	0	0
Zaza du Poste Kabarondo	12,00	6,00
Akagera du Poste Rwinkwavu	1,90	1,00
Butare du Poste Kigoma	1.277,30	1.165,70
Byumba du Poste Rulindo	23,80	12,80
Musasa du Poste Rulindo	0,60	0,20
Base du Poste Rulindo	0,20	0,10
Gatumba du Poste Kigoma	24,80	22,50
Ntongwe du Poste Kigoma	4,40	2,30
Kinazi du Poste Mont Kigali	9,30	7,80
Kiziguro du Poste Kabarondo	71,90	62,20
CHE Rusizi 1	165,50	3.184,50
CHE Rusizi 2	0	0
Uganda /Kabale	0	0
Total	4.037,70	7.276

4.3. La répartition des tensions sur les jeux de barre

Les résultats de simulation donnent l'image des tensions sur les jeux de barre du réseau. Certaines valeurs sont plus grande par rapport à la tension nominale assignée à la barre alors que d'autres sont beaucoup plus faible. Les détails de simulation sont présentés à l'annexe 8.

5. Discussion des résultats et analyse

5.1. Pertes par niveau de tension

Les pertes techniques sur le réseau à partir des centrales et points d'interconnexion jusqu'à tension de 30kV et 15kV sont estimées à 7,78% de l'énergie active totale produite en 2011. La composante du réseau 30kV est de 3,02% de l'énergie active totale. Le réseau 30kV représente 85% de toute la longueur moyenne tension. Cependant, le réseau 15kV dont les pertes s'élèvent à 2,30%, quoique petites par rapport à celles du réseau 30kV représente une portion grande comparativement à la taille de ce réseau. En effet, le réseau 15kV couvre toute la ville de Kigali, la zone dont la demande moyenne représente 65% de la demande nationale. Etant essentiellement générée par effet joule, les pertes techniques, sont plus importants dans la ville de Kigali où les courants transportés par les départs 15kV sont importants.

L'énergie réactive perdue par le système considérée est estimée à 88,99GVARh, une énergie important, qui dans la plus part des cas, doit être fournie par les générateurs. Cette production de l'énergie réactive conduit à la surexcitation des générateurs, à l'augmentation du courant dans les enroulements des alternateurs et transformateurs, avec comme conséquence les pertes d'isolement et vieillissement prématurée des machines.

Les résultants montrent qu'on doit tourner presque 6MW pour satisfaire ces demande -pertes.

5.2. Pertes sur les départs moyenne tension

La distribution moyenne tension est une composante importante du réseau électrique. Plus la ligne est chargée, plus les pertes sont grandes. Il s'ensuit que la ligne 30kV Butare qui sert de chemin d'évacuation de l'énergie électrique produite à la centrale hydroélectrique de Rukarara d'une capacité installée de 9MW, connaît des pertes en puissance qui s'élèvent à 1.277,3kW,

soit une perte annuelle estimée à 6,94GWh. Plus la tension est faible, plus les pertes sont grandes. La ligne 30kV utilisée est donc insuffisante, il faut construire une ligne de tension supérieure pour diminuer les pertes.

Le départ Ruhengeri attire une attention particulière. Cette ligne alimente la zone du nord du pays avec une charge de plus de 4MW. Une étude pour le changement de la configuration de l'alimentation notamment par augmentation du niveau de tension est nécessaire.

Bien courtes, les départs Gasogi, Kigali Nord, Kigali Sud, Kimironko et Kigali alimentent des grandes charges industrielles et commerciales de Kigali. Ces départs sont calibrés à 300A, pouvant facilement atteindre 6MW. La révision des chargements des départs est à envisager pour diminuer les pertes dues aux grands courants. Il est à noter que surcharges due aux grands courants conduisent aussi au vieillissement prématuré des câbles.

Le tableau ci-dessous montre des départs dont les pertes sont significatives pour lesquels des solutions sont nécessaires pour réduire leurs pertes. .

Table 6: Départs avec pertes techniques significatives

Poste source	Départ	Pertes sur les departs	
		Pertes en kW	Pertes en kVAR
Gikondo	Gasogi	172,8	156,7
	Kigali Nord	240,9	186,4
	Kigali Sud	161,8	104,3
	Kigali	333,2	302,2
Birembo	Kimironko	201,6	183,5
Mukungwa	Ruhengeri	688,6	593,2
Kogoma	Butare	1.277,3	1.165,7

5.3. Niveau de tension sur les jeux de barre

Les résultats montres que certains jeux de barre ont une tension plus élevée ou inférieure à la tension normale. Or le niveau de tension du réseau considérée sert de base pour le fonctionnement des équipements. La chute de tension, donc une tension sur le jeu de barre plus petite que la tension nominale conduit à l'augmentation de l'intensité du courant

nécessaire aux consommateurs. L'effet joule, l'effet de peau sont alors renforcés accompagné des pertes prématurées des équipements soumis à un courant d'intensités plus élevées.

Les tensions plus élevées conduisent au claquage des isolements. A part ces pertes d'équipements et interruption de fourniture de l'énergie électrique, les pertes de fuites sont augmentées.

Quand les limites tolérables des tensions sont dépassées, les dispositifs de protections interviennent pour ouvrir les circuits concernent, conduisant à la perte de charge et de revenus.

Pour maintenir les tensions normales sur les jeux de barre, il faut respecter les normes de construction des lignes en respectant les longueurs et les charges admissibles, faire des compensations des énergies réactives ou encore insérer des générateurs décentralisés dans le réseau.

6. Recommandations

Dans le cadre de l'amélioration du réseau existant et de la garantie de sécurité de production, de transport et de distribution dans l'avenir toute en tenant compte des objectifs visant l'augmentation rapide de la production et l'assurance de l'accès cent pourcent à l'électricité en 2020, des recommandations suivantes sont à considérer. Ces mesures pourront aider dans la planification de la réduction des pertes techniques sur le réseau électrique, mais aussi améliorer la qualité et la quantité de fourniture de l'énergie électrique et la stabilité du réseau.

6.1. Raccordement des nouvelles centrales électriques au réseau

- Il faut effectuer des études, des simulations et/ou des essais concernant l'impact des nouvelles capacités de production sur le réglage de tension du raccordement ou le plan de protection du réseau existant.
- Il faut également déterminer, au niveau des nouveaux groupes, la stabilité statique et la stabilité transitoire, l'optimisation des régulations associées et les régulations de tension et de vitesse des groupes turbo-alternateurs.
- Il faut effectuer une étude sur les problèmes de spécifications, de réglages, de choix, de localisation ou une étude de solutions alternatives basées sur les nouvelles technologies.

6.2. Les systèmes de transport et distribution électrique

Pour exploiter efficacement un réseau électrique du futur :

- Il faut améliorer la conduite par la connaissance du système électrique et son état présent, son fonctionnement, ses limites et les marges de manœuvre.
- Il faut simuler l'évolution du réseau électrique pour procéder aux études, aux analyses, et aux réflexions nécessaires pour en optimiser son exploitation au fil et à mesure que le réseau grandit.
- Il faut améliorer l'exploitation du système SCADA présent au Dispatching National et les systèmes informatisés pour la télécommunication, la téléconduite et l'automatisation des réseaux. Le point-clé de cette automatisation est le contrôle-commande de tous les postes HT/MT et MT/BT.

6.3. Maîtrise de la Demande en Energie

Il faut disposer des moyens de simulation d'actions de maîtrise de la demande de l'énergie et d'analyse des conséquences sur les charges des réseaux. Ces études permettent la mise en œuvre de solutions de limitation de la compensation d'énergie réactive, de l'adaptation des réseaux et des alimentations pour le raccordement de charges perturbatrices, de la gestion des charges et de la télécommande des compteurs.

6.4. Recommandations spécifiques

La reconfiguration du réseau moyenne tension de Kigali est nécessaire pour équilibrer les charges des départs. Cette mesure réduira les pertes techniques mais aussi éviter l'écoulement du réseau si un départ plus charge est découplé.

En plus des lignes 220kV des principaux artères et d'interconnexion avec l'Ouganda, Tanzanie, Burundi et la RDC, les lignes 110kV sont à construire pour servir d'intermédiaire entre la tension de transport 220kV et celle de 30kV ou 15 kV de distribution.

La reconfiguration du réseau moyenne tension de Kigali est nécessaire pour équilibrer les charges des départs. Cette mesure réduira les pertes techniques mais aussi éviter l'écoulement du réseau si un départ fortement charge est découplé.

De plus les départs tels que Butare du poste Kigoma, Gatumba du Poste Kigoma, Kiziguro du

Poste Kabarondo, Ruhengeri du Poste Mukungwa étirés sur plusieurs km avec plusieurs sous départs. Le renforcement de ces départs est nécessaire avec des lignes 110kV pour sauvegarder la tension et réduire les pertes techniques. Des nouveaux postes 110kV/30kV seront donc construits le long des nouvelles lignes 110kV. Ces nouvelles lignes 110kV permettent l'alimentation des nouveaux villages et charges sans augmenter les pertes en lignes qui surviendraient avec la politique de l'extension du réseau de distribution pour réaliser plus de connexion.

7. Conclusion et perspectives

La sécurité de production, transport et distribution électrique réseau est un enjeu considérable. Ceci découle du fait que les recettes des consommations s'effectuent essentiellement sur la base de la puissance active. Or, le transfert de la puissance active ne peut pas s'effectuer sans un soutien de la tension, principalement au moyen du réglage de la puissance réactive. En effet, la puissance réactive joue un rôle très important dans le maintien de la sécurité du réseau. Il faudra donc valoriser cette énergie aussi bien pour le régime normal que pour le régime perturbé.

L'architecture du réseau électrique est la base des conditions d'écoulement des puissances et donc de l'énergie vers les différents points de consommation. Cette architecture s'accompagne :

- De l'état, type et emplacement des centrales électriques ;
- Du niveau de tension, dimension, types et longueurs de lignes ;
- Répartition territoriale des postes de transformation et charges des départs issus des postes ;
- Efficacité des transformateurs de puissances du réseau et leur mode d'exploitation ;
- Etc.

Plus la topologie est optimisée, plus les pertes sur le réseau électrique sont contrôlées et réduites.

Comme le périmètre utilisé pour le suivi des pertes actives en 2011 comporte l'ensemble des équipements fonctionnant aux tensions nominales de 110 kV, 70 kV, 30kV et 15 kV pour les lignes et les postes de transformation ainsi que 6,6kV, 0,69kV, 0,66kV et 0,4kV pour les générateurs avec l'exclusion des équipements faisant partie des raccordements des utilisateurs de réseau, les pertes rencontrées sont originaires principalement :

- de la magnétisation des transformateurs dès qu'ils sont sous tension (« pertes fer » ou «

pertes à vide ») ;

- de l'échauffement des enroulements des transformateurs lorsqu'ils sont parcourus par des courants (« pertes cuivre » ou « pertes en charge ») ; et

- de l'échauffement des conducteurs des liaisons aériennes et des liaisons souterraines en relation avec les puissances acheminées par ces ouvrages.

Alors que les pertes du premier groupe sont en pratique quasiment constantes, les pertes des deux derniers groupes varient en fonction du carré du courant transporté par l'équipement considéré ; elles dépendent également des caractéristiques constructives de cet équipement (longueur du circuit, section des conducteurs et nature des matériaux de ces conducteurs).

Les pertes électriques actives du réseau correspondent donc à une puissance qui est dissipée sous forme de chaleur, par ventilation naturelle ou par refroidissement forcé pour maintenir la température de fonctionnement des ouvrages en-dessous d'une limite constructive déterminée. A ces pertes s'ajoutent celles dues, mais en proportion réduite, à l'effet de peau/couronne, au shunt, aux fuites et à l'induction.

Ces pertes sont entièrement techniques, car le soutirage de l'énergie par les consommateurs se fait à partir des postes MT/BT essentiellement.

Les pertes techniques totales sur le périmètre d'étude sont estimées à 7,68% de l'énergie électrique totale produite en 2011.

Le départ Butare du poste de Kigoma a plus de pertes techniques. Ceci étant due principalement à ces conditions d'exploitation car il sert de chemin d'évacuation de l'énergie électrique produite à la centrale hydroélectrique de Rukarara de capacité installée de 9MW. Ce départ serve plusieurs sous départ le long de son corridor dans les Station de Ruhango, Nyanza, Huye et Nyamagabe.

La réduction de ces pertes doit s'attaquer notamment à la topologie du réseau, spécialement sur le niveau de tension de certain tronçons, la longueur des lignes 30kV et la répartition des centrales électriques sur le réseau. Le raccordement de nouveaux sites de production sur le réseau impose de réaliser les études pour en évaluer l'impact.

La construction de la ligne 110kV pour l'évacuation de l'énergie électrique de la Centrale hydroélectrique de Rukarara n'est pas seulement une mesure à court terme de réduction des pertes, mais aussi à long terme, car cette ligne servira de chemin d'évacuation de l'énergie des

centrales en cours de construction (Rukarara 2 et 5) et d'étude (Rukarara 3 et 4) sur la même cascade de la rivière Rukarara.

Le renforcement des lignes de distribution moyenne tension par des lignes 110kV constitue une base de la réalisation rapide de nouvelles connexions.

8. Bibliographie

1. ADAMA D. DIARRA, La répartition optimale de la puissance réactive pour le contrôle des tensions de barre d'un réseau électrique par SIMPLEX LP.
2. Camilo APRAEZ, Etude comparative de méthode de simulation de la stabilité transitoire, Mémoire pour l'Obtention de la Maitrise en Génie Electrique à l'Ecole de Technologie Supérieure, Montréal, Canada, Avril 2012.
3. ELECTROGAZ, Study for Updating the Electricity Master Plan, 2009.
4. Éric DYÈVRE et Coll., Les dispositifs de couverture des pertes d'énergie des réseaux publics d'électricité, Rapport de synthèse, Mars 2010.
5. Florin Bogdan ENACHEANU, Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution, Thèse de Doctorat de L'INP Grenoble, France, 2007.
6. HAIMOUR Rachida, Contrôle des puissances réactives et des tensions par des dispositifs FACTS dans un réseau électrique, Mémoire pour l'obtention des du diplôme de Magister en Electrotechnique à l'Ecole Normale Supérieure de l'Enseignement Technologique d'Oran, Algérie, 2009.
7. HQT-10, Méthodologie de calcul du taux de pertes de transport, Document 3, 2000.
8. Luc Lasne, Electrotechnique, Université de Bordeaux 1, France, 2008
9. Mathias LAFONTE, Pertes d'énergie dans les réseaux de distribution d'électricité, 2009
10. Marc-André Moffet et Coll., Etude des outils de simulation de réseaux électriques à code source ouvert pour les simulations paramétriques de longues durée, Montréal, Canada, 2011.
11. MININFRA, National Energy Policy and National Energy Strategy 2008-2012, 2009
12. MININFRA, National Energy Policy Strategy, 2011
13. Nadir GHANEMI, Modélisation et Commande des machines électriques, Mémoire pour le diplôme de Magister en Electrotechnique à l'Université MENTOURI de Constantine, Algérie, 2008.
14. Olivier RICHARDOT, Réglage Coordonnée de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production décentralisée, Thèse de doctorat de l'INP Grenoble, France, 2006.

15. PERALTA Jaime, unbalanced three-phase load-flow using a positive-sequence load-flow program, Memoire pour l'obtention du diplôme de Maitrise en Sciences Appliqués à l'Université de Moreal, Canada, 2007.
16. Rabah BENABID, Optimisation multi objectif de la synthèse des FACTS par les particules en Essaim pour le contrôle de la stabilité de la tension des réseaux électriques, Mémoire de Master en Electrotechnique de l'Université Amar Telidji, Laghouat, Algérie, 2007.
17. Rashid BELHACHEM, Résolution de Dispatching Optimal en combinant l'écoulement de puissance pour le calcul des pertes, Université de Djillali Liabes, Algérie, 2012
18. RTE, Bilan carbone 2010, 2011.
19. Rwanda Electricity Sector Access Programme, 2009.

Annexe 1 : production, vente et pertes de l'énergie électrique sur le réseau rwandais

	Année					
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Production (kWh)	209.350.019	225.511.388	235.251.447	204.027.563	192.532.097	230.356.298
Vente (kWh)	152.711.734	172.581.694	179.368.127	150.931.005	157.518.210	180.225.457
Pertes Globales (kWh)	56.638.285	52.929.694	55.883.320	53.096.558	35.013.887	50.130.841
Pourcentage des pertes	27,05	23,47	23,75	26,02	18,19	21,76

	Année				
	2007	2008	2009	2010	2011
Production (kWh)	248.623.363	277.449.623	307.789.939	353.228.826	417.120.744
Vente (kWh)	202.346.264	225.363.672	245.612.131	286.585.870	326.407.158
Pertes Globales (kWh)	46.277.099	52.085.951	62.177.808	66.642.956	90.713.586
Pourcentage des pertes	18,61	18,77	20,20	18,87	21,75

Annexe 2 : Données sur les générateurs du réseau électrique

A	B	C	D	E	F	G	H	$I = \sqrt{(F^2 - (F^2 * G))}$	$J = \sqrt{(F^2 - (F^2 * H))}$	K	L	M
Nom de la Centrale	Tension (KV)	Nombre d'Unités	Unités x Capacité unitaire (MW)	Unités x Capacité unitaire (MVA)	Puissance apparent unitaire (MVA)	Cosφ		Capacité en Puissance réactive (MVar)		Xd	Xd'	Xd''
						En avance	En retard	Sous excitation	Sur excitation			
GIHIRA	6.6	2	2X0.9	2X1.25	1.25	0.95	0.85	0.39	0.66	0.922	0.3	0.2
Gisenyi	0.4	2	2X0.6	2x0.7	0.7	0.95	0.85	0.22	0.37	0.922	0.3	0.2
Mukungwa	6.6	2	2X6	2x7.5	7.5	0.95	0.85	2.34	3.95	1.1	0.3	0.22
Ntaruka	6.6	3	3x3.75	3x5	5	0.95	0.85	1.56	2.63	1.1	0.3	0.22
Rusizi I G1-2	6.6	2	2X9.6	2X11.4	11.4	0.95	0.85	3.56	6.01	1.052	0.32	0.204
Rusizi I G3-4	6.6	2	2X7.2	2X8.4	8.4	0.95	0.85	2.62	4.42	1.1	0.3	0.2
Rusizi II	6.6	3	3X12	3X15	15	0.9	0.8	6.54	9.00	1.052	0.32	0.204
Jabana I	0.4	6	6X1.3	6X1.625	1.625	0.95	0.85	0.43	0.81	1.052	0.32	0.204
Jabana II	6.6	3	3X6.8	3x8.75	8.75	0.9	0.8	3.29	5.10	1.052	0.32	0.204
Aggreko	0.4	14	12X0.85	14x1	12	0.95	0.85	3.35	6.32	0.922	0.3	0.2
Rukarara	0.69	3	3x3.2	3X4	4	0.9	0.85	1.55	1.86	1.1	0.32	0.3
KP 1	0.4	3	3X1.2	3X1.5	1.5	0.9	0.85	0.58	0.74	1.96	0.32	0.211
Rugezi	0.66	2	1X2.2	2X1.375	2.75	0.95	0.85	0.72	1.36	0.922	0.3	0.2
Nkora	0.4	1	1x0.68	0.85	0.85	0.95	0.85	0.22	0.53	0.922	0.3	0.2
Murunda	0.4	1	1x0.1	0.125	0.125	0.95	0.85	0.03	0.08	0.922	0.3	0.2
Cymbili	0.4	1	1x0.3	0.375	0.375	0.95	0.85	0.10	0.23	0.922	0.3	0.2
Keya	0.4	1	1x2.2	2.75	2.75	0.95	0.85	0.72	1.70	0.922	0.3	0.2

Note : ABC.....M : c'est l'identification des colonnes tel que se fait dans les tableurs Excel.

Annexe 3 : Données sur les lignes de transports du réseau électrique rwandais

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	
Poste de Départ	Poste d'arrivée	Tension	Ω/km		$\mu\text{F}/\text{km}$		Ω/km	X0	C0	Longueur (km)	p.u MVA		
			R1	X1	C1	R0					X1	B1	
MURURU I	MURURU II	110	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	0.4	0.000764	0.001445	0.000122	
MURURU II	KIBOGORA	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	41.7	0.042389	0.147156	0.014259	
KIBOGORA	KARONGI	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	42	0.042694	0.148215	0.014362	
KARONGI	KILINDA	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	27	0.027446	0.095281	0.009233	
KILINDA	KIGOMA	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	29.6	0.030089	0.104456	0.010122	
KIGOMA	MONT KIGALI	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	43.7	0.044422	0.154214	0.014943	
MONT KIGALI	GIKONDO	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	5.4	0.005489	0.019056	0.001847	
GIKONDO	JABANA I	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	9.1	0.009250	0.032113	0.003112	
JABANA I	RULINDO	110	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	27.9	0.053264	0.100763	0.008480	
RULINDO	GIFURWE	110	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	29	0.055364	0.104736	0.008815	
GIFURWE	MUKUNGWA	110	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	18	0.034364	0.065008	0.005471	
MUKUNGWA	NTARUKA	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	28.9	0.029378	0.101986	0.009882	
JANANA I	BIREMBO	110	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	7.5	0.014318	0.027087	0.002280	
MURURU II	RUSIZI II	110	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	14.3	0.027300	0.051645	0.004347	
KARONGI	KIBUYE	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	12.4	0.012605	0.043759	0.004240	
BIREMBO	GASOGI	70	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	16.5	0.077786	0.147153	0.002031	
GASOGI	MUSHA	70	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	16.5	0.077786	0.147153	0.002031	
MUSHA	KABARONDO	70	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	25	0.117857	0.222959	0.003077	
KABARONDO	RWINKWAVU	70	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	8.5	0.040071	0.075806	0.001046	
JABANA II	JABANA I	110	0.123	0.427	0.009	0.327	1.119	0.006	1.2	0.001220	0.004235	0.000410	
RUZIZI I	MURURU I	70	0.231	0.437	0.008	0.554	1.43	0.006	1.4	0.006600	0.012486	0.000172	

Annexe 3 : Données sur les lignes de transports du réseau électrique (suite)

A	B	N			P	Q	R	S	T	U
		p.u MVA								
Poste de Départ	Poste d'arrivée	R0	X0	B0	Type de conducteur	Capacité Thermique (A)	Capacité installée (A)	Capacité effective MVA	Capacité Thermique (MVA)	
MURURU I	MURURU II	0.001831	0.004727	0.000085	ACSR 157/25	570	300	57.2	108.6	
MURURU II	KIBOGORA	0.112693	0.385639	0.009031	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
KIBOGORA	KARONGI	0.113504	0.388413	0.009096	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
KARONGI	KILINDA	0.072967	0.249694	0.005847	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
KILINDA	KIGOMA	0.079993	0.273739	0.006410	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
KIGOMA	MONT KIGALI	0.118098	0.404135	0.009464	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
MONT KIGALI	GIKONDO	0.014593	0.049939	0.001169	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
GIKONDO	JABANA I	0.024593	0.084156	0.001971	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
JABANA I	RULINDO	0.127740	0.329727	0.005936	ACSR 157/25	570	300	57.2	108.6	
RULINDO	GIFURWE	0.132777	0.342727	0.006170	ACSR 157/25	570	300	57.2	108.6	
GIFURWE	MUKUNGWA	0.082413	0.212727	0.003830	ACSR 157/25	570	300	57.2	108.6	
MUKUNGWA	NTARUKA	0.078102	0.267265	0.006259	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
JANANA I	BIREMBO	0.034339	0.088636	0.001596	ACSR 157/25	570	300	57.2	108.6	
MURURU II	RUSIZI II	0.065473	0.169000	0.003043	ACSR 157/25	570	300	57.2	108.6	
KARONGI	KIBUYE	0.033511	0.114674	0.002685	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
BIREMBO	GASOGI	0.186551	0.481531	0.001422	ACSR 157/25	570	300	36.4	69.1	
GASOGI	MUSHA	0.186551	0.481531	0.001422	ACSR 157/25	570	300	36.4	69.1	
MUSHA	KABARONDO	0.282653	0.729592	0.002154	ACSR 157/25	570	300	36.4	69.1	
KABARONDO	RWINKWAVU	0.096102	0.248061	0.000732	ACSR 157/25	570	300	36.4	69.1	
JABANA II	JABANA I	0.003243	0.011098	0.000260	ACSR 240/40	645	300	57.2	122.9	
RUZIZI I	MURURU I	0.015829	0.040857	0.000121	ACSR 157/25	570	300	36.4	69.1	

Remarque:

$$K = D7 * J7 * 100 / C7^2$$

$$L = +E7 * J7 * 100 / C7^2$$

$$M = 2 * 3.14 * 50 * F7 * J7 * C7^2 * 10^{-6} / 100$$

$$N = +G7 * J7 * 100 / C7^2$$

$$O = +H8 * J8 * 100 / C8^2$$

$$P = 2 * 3.14 * 50 * I7 * J7 * C7^2 * 10^{-6} / 100$$

$$T = \text{SQRT}(3) * S8 * C8 / 1000$$

$$U = \text{SQRT}(3) * R8 * C8 / 1000$$

Note : ABC.....U : c'est l'identification des colonnes tel que se fait dans les tableurs Excel.

Annexe 4 : Données sur les transformateurs de puissance des postes principaux

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
Nom du Poste	Rapport de tension	Nombre	Connexion des enroulements	Déphasage	% Impédance		% Prises					%	R
	(KV)	Capacité (MVA)		(degrés)	HV-LV	X/R	PLUS	Moins	Prises	Pas	RMAX	RMIN	%
GOKONDO	110/15	3X15	YNyn0	0	9.2	19	13	13	27	1.23	1.16	0.84	0.48
JABANA I	110/15	2X6	YNyn0	0	8.6	13	13	13	27	1	1.13	0.87	0.66
JABANA I	0.4/15	6X1.625	YNd11	-30	5.74	7	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.82
JABANA 2	110/6.6	2X15	YNd11	-30	10.4	19	12	12	25	1.25	1.15	0.85	0.55
KARONGI	110/30	1X6	YNyn0	0	9.95	12	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.83
KIBOGORA	110/30	1X6	YNyn0	0	9.95	12	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.83
KIGOMA	110/30	1X10	YNyn0	0	8.35	16	13	13	27	1.23	1.16	0.84	0.52
KILINDA	110/30	1X1.5	YNyn0	0	10	7	2	2	5	2.5	1.05	0.95	1.43
MONT KIGALI	110/30	1X10	YNyn0	0	9.95	16	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.62
MONT KIGALI	30/15	1X5	YNyn0	0	6.6	12	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.55
MUKUNGWA	110/6.6	1X15	YNd11	-30	12	19	13	13	27	1.23	1.16	0.84	0.63
MUKUNGWA	30/6.6	1X5	YNd11	-30	6	12	2	1	4	1.8	1.04	0.98	0.50
MURURU 2	110/70	1X15	YNyn0	0	10	19	10	10	21	1.25	1.125	0.875	0.53
MURURU 1	110/6.6	1X10	YNd11	-30	10.5	16	8	8	17	2.5	1.20	0.80	0.66
MURURU 1	30/6.6	1X10	YNd11	-30	10.5	16	8	8	17	2.5	1.20	0.80	0.66
NTARUKA	110/6.6	2X10	YNd11	-30	8	16	8	8	17	2.2	1.18	0.82	0.50
NTARUKA	30/6.6	1X5	YNd11	-30	7.2	12	12	12	25	0.38	1.045	0.955	0.60
RULINDO	110/30	1X3.15	YNyn0	0	7.2	10	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.72
RUZIZI II	110/6.6	3X15	YNd11	-30	10.5	19	4	4	9	2.5	1.10	0.90	0.55
RIZIZI I	70/6.6	2X10	YNd11	-30	6.8	16	8	8	17	1.25	1.10	0.90	0.43

RUZIZI I	15/6.6	1X10	YNd11	-30	6.8	16	8	8	17	1.25	1.10	0.90	0.43
RUZIZI I	15/6.6	2X5.2	YNd11	-30	6.8	12	8	8	17	1.25	1.10	0.90	0.57
GIHIRA	30/6.6	1X3.15	YNd11	-30	7.2	10	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.72
GISENYI	0.4/6.6	2X0.8	YNd11	-30	5	6	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.83
GISENYI	30/6.6	1X5	YNd11	-30	6.6	12	2	2	5	1	1.02	0.98	0.55
POLDS LOURD	30/15	1X5	YNd1	30	6.6	12	2	2	5	1	1.02	0.98	0.55
RUKARARA	30/6.6	3X4	YNd11	-30	9.5	19	9	9	19	1.25	1.11	0.89	0.50
BIREMBO	110/15	1X20	YNyn0	0	10.46	22	10	14	25	1.25	1.13	0.83	0.48
BIREMBO	110/70	1X10	Yy0	0	5.88	16	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.37
GASOGI	70/15	1X6.3/10	YNyn0	0	9.32	12	13	13	27	1.23	1.16	0.84	0.78
MUSHA	70/15	2X2.5	YNyn0	0	6	9	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.67
KABARONDO	70/30	1X6.3/10	YNyn0	0	10.5	12	8	8	17	1.25	1.10	0.90	0.88
RWINKWAVU	70/15	1X2.5	YNyn0	0	6	9	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.67
KIBUYE	30/11	1X5	YNyn0	0	6.6	12	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.55
MASHYUZA	30/6.6	1X2.5	YNd11	-30	6	9	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.67
MASHYUZA	30/6.6	1X4	YNd11	-30	6.6	12	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.55
AGGREKO	0.4/15	2x6.3	YNd11	-30	9.2	12	4	4	9	2.5	1.10	0.90	0.77
KEYA	3.3/30	1X2.5	YNd11	-30	6.6	12	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.55
KP 1	0.4/30	3x1.6	YNd11	-30	6.6	12	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.55
CYIMBILI	0.4/30	1X0.4	YNd11	-30	5	4	2	2	5	2.5	1.05	0.95	1.25
NKORA	0.4/30	1X0.8	YNd11	-30	5	6	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.83
MURUNDA	0.4/30	1X0.25	YNd11	-30	5	3	2	2	5	2.5	1.05	0.95	1.67
KEYA	3.3/30	1X2.5	YNd11	-30	7.2	10	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.72
RUGEZI	0.69/30	2X1.6	YNd11	-30	6	7	2	2	5	2.5	1.05	0.95	0.86

Remarque:

$$L=1+(J*H/100)$$

$$M=1-(I*K/100) \text{ et } N=+F/G$$

Annexe 5: Modélisation des jeux de barre

Niveau de tension	Plage de numérotation de jeux de barre	Couleur
6.6 kV	1001 - 1099	Bleu ciel
	1601 - 1699	
11 kV	1801 - 1899	Vert clair
	1501 - 1599	Vert foncé
15 kV	5001 - 5999	
0.4kV	1301 - 1399	Orange
	3001 - 3999	
70 kV	1701 - 1799	Marron
110 kV	1101 - 1199	Bleu foncé

Annexe 6 : Numéro des départs Moyenne tension

Antenne/Station		Départ	
Antenne/Station	Numéro	Nom du départ	Numéro
Gikondo	9	Kinyinya du Poste Gikondo	50
		Nyarurama du Poste Gikondo	2
		Gasogi du Poste Gikondo	3
		Park Industriel du Poste Gikondo	4
		Gikondo Haute du Poste Gikondo	5
Kacyiru	10	Rutongo du Poste Jabana	6
		Utexrwa du Poste Jabana	7
		Kinyinya du Poste Jabana	8
Muhima	11	Kigali du Poste Jabana	9
	12	Kigali Nord du Poste Gikondo	10
		Kigali Sud du Poste Gikondo	11
Nyamirambo	13	Kigali du Poste Mont Kigali	12
Kanombe	14	Kanombe du Poste Gasogi	13
		Kimironko du Poste Birembo	14
		Gikomero du Poste Birembo	58
Remera	15	Remera du Poste Birembo	15
		Nyarutarama du Poste Birembo	16
		Kinyinya du Poste Birembo	17
Huye	16	Butare du Poste Kigoma	18
Rubavu	17	Kigufi du Poste Gihira	43
		Goma du Poste Gihira	44
		Gisenyi du Poste Gihira	45
Musanze	18	Ruhengeri du Poste Ntaruka	38
		Ruhengeri du Poste Mukungwa	39
		Cyanika du Poste Ntaruka	40
		Remera du Poste Mukungwa	41
Rwamagana	19	Kiziguro du Poste Kabarondo	23
		Rwamagana du Poste Musha	24
		Karenge du Poste Musha	25
		Redemi du Poste Musha	26
Muhanga	20	Gatumba du Poste Kigoma	20
		Kiyumba du Poste Mont Kigali	22
Ruzizi	21	Shagasha du Poste Mururu 1	28
		Mashyuza du Poste Mururu 1	29
		Nyamasheke du Poste Kibogora	30
		Rwankina du Poste Kibogora	31
Karongi	22	Gisovu du Poste Karongi	52
		Mugonero du Poste Karongi	53
		Kibuye du Poste Karongi	54
		Bwakira du Poste Kilinda	55

		Kilinda Hospital du Poste Kilinda	57
Ngoma	23	Zaza du Poste Kabarondo	34
		Akagera du Poste Rwinkwavu	56
		Akagera MP du Poste Rwinkwavu	1
Nyamagabe	24	Butare du Poste Kigoma	18
Nyanza	25	Butare du Poste Kigoma	18
Rulindo	26	Byumba du Poste Rulindo	35
		Musasa du Poste Rulindo	36
		Base du Poste Rulindo	37
Kabaya	27	Gatumba du Poste Kigoma	20
		Ruhengeri du Poste Mukungwa	39
Gicumbi	28	Byumba du Poste Rulindo	35
Ruhango	29	Butare du Poste Kigoma	18
		Gatumba du Poste Kigoma	20
		Ntongwe du Poste Kigoma	21
Nyamata	30	Kinazi du Poste Mont Kigali	27
Nyagatare	31	Kiziguro du Poste Kabarondo	23
		CHE Rusizi 1	101
		CHE Rusizi 2	102
		Uganda /Kabale	103

TO LINE SHUNT	0.0	0.0	0.0	0.0
FROM LINE CHARGING	0.0	34647.9	0.0	34259.4

VOLTAGE	X-----	LOSSES	-----X	X--	LINE SHUNTS	--X	CHARGING
LEVEL BRANCHES		KW	KVAR		KW	KVAR	KVAR
110.0	17	1203.94	2218.55		0.0	0.0	26412.8
70.0	8	111.15	936.41		0.0	0.0	814.7
30.0	241	2317.02	2508.63		0.0	0.0	6744.7
15.0	144	1762.49	2833.47		0.0	0.0	670.4
6.6	22	397.76	6881.50		0.0	0.0	5.3
3.3	1	12.97	129.72		0.0	0.0	0.0
0.7	2	0.00	0.00		0.0	0.0	0.0
0.4	19	93.73	876.79		0.0	0.0	0.0
TOTAL	454	5899.07	16385.07		0.0	0.0	34647.9

Annexe 8 : Résultats des de simulation -tension sur les jeux de barre

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E

FRI, DEC 28 2012 11:50

EWSA POWER SYSTEM 2011

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1002		NTARUKA	HPP	6.6000	1	1.8491	12.204	1003		RUGEZI		0.6600	1	1.9900	1.313
1005		JABANA	II HF	6.6000	1	1.1106	7.330	1008		KEYA		3.3000	1	1.1136	3.675
1009		GIHIRA		6.6000	1	1.1119	7.338	1019		AGGREK0	I	0.4000	1	1.1102	0.444
1020		RUKARARA		0.6900	2	1.3337	0.920	1030		GISENYI		0.4000	1	1.2430	0.497
1031		NKORA		0.4000	1	1.1082	0.443	1032		CYIMBIRI		0.4000	1	1.1031	0.441
1033		MURUNDA		0.4000	2	1.0942	0.438	1034		KP 1		0.4000	1	1.1158	0.446
1035		KP 1		0.4000	1	1.1118	0.445	1036		KP 1		0.4000	1	1.1158	0.446
1061		JABANA	I DG	0.4000	1	1.7722	0.709	1062		JABANA	I MC20	0.4000	1	1.7722	0.709
1063		JABANA	I MC30	0.4000	1	1.7722	0.709	1064		JABANA	I MC40	0.4000	1	1.7086	0.683
1065		JABANA	I MC50	0.4000	1	1.7086	0.683	1066		JABANA	I MC60	0.4000	1	1.7086	0.683
1101		MUKUNGWA		110.00	1	1.1815	129.97	1102		NTARUKA		110.00	1	1.3614	149.76
1104		RULINDO		110.00	1	1.1423	125.66	1304		RULINDO		30.000	1	1.0592	31.777
1506		JABANA	B1	15.000	1	1.5582	23.373	1514		JABANA		15.000	1	1.5609	23.414
1516		JABANA	B2	15.000	1	1.5582	23.373	1596		GOMA		15.000	1	1.0607	15.911
3040		KINIHIRA	MP	30.000	1	1.0533	31.598	3054		GASIZA	T	30.000	1	1.0592	31.777
3055		GASIZA		30.000	1	1.0592	31.777	3056		MP		30.000	1	1.0591	31.774
3057		NYAMUGARI	T	30.000	1	1.0591	31.774	3058		MBUYE	MP	30.000	1	1.0591	31.774
3059		MBUYE		30.000	1	1.0591	31.774	3061		MUSASA	MP	30.000	1	1.0588	31.763
3062		MUSASA		30.000	1	1.0586	31.758	3063		APEM		30.000	1	1.0586	31.758
3068		KININI		30.000	1	1.0592	31.775	5601		ALICOM	MP	15.000	1	1.5550	23.326
5602		JALI	T	15.000	1	1.5525	23.287	5603		JALI		15.000	1	1.5519	23.279
5604		GATSATA	MP	15.000	1	1.5481	23.221	5605		ABATTOIR	T	15.000	1	1.5445	23.167

5606	KNORTH MP	15.000	1	1.5430	23.145	5607	KNORTH	15.000	1	1.5430	23.145
5608	YANZE MP	15.000	1	1.5426	23.139	5609	SHIYORO T	15.000	1	1.5418	23.127
5610	MAGERWA MP	15.000	1	1.5407	23.110	5611	SHIYORONGI	15.000	1	1.5407	23.111
5612	KAMUHANDA	15.000	1	1.5414	23.122	5614	GATERA MP	15.000	1	1.5564	23.346
5615	GACULIRO T	15.000	1	1.5548	23.322	5616	FCN MP	15.000	1	1.5545	23.318
5617	GACULIRO	15.000	1	1.5545	23.318	5618	UTEXRWA MP	15.000	1	1.5537	23.306
5619	KACYIRU	15.000	1	1.5537	23.306	5621	KAMI	15.000	1	1.5558	23.337
5622	KINYINYA	15.000	1	1.5558	23.337						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1004	RUZIZI I	6.6000	4	0.7010	4.627	1014	MURURU I	6.6000	2	0.6209	4.098
1024	RUZIZI I	6.6000	2	0.7010	4.627	1108	GIKONDO I	110.00	2	0.9499	104.49
1111	KILINDA	110.00	2	0.9458	104.04	1301	MUKUNGWA	30.000	1	0.4760	14.280
1307	MUKUNGWA II	30.000	1	0.7027	21.080	1310	KIGOMA	30.000	2	0.8964	26.893
1311	KILINDA	30.000	2	0.9440	28.319	1314	MURURU1	30.000	2	0.4900	14.700
1319	MONT KIGALI	30.000	2	0.9482	28.446	1504	RUSIZI I	15.000	4	0.6525	9.787
1505	RUSIZI I	15.000	4	0.6525	9.787	1519	MONT KIGALI	15.000	2	0.9486	14.230
1705	RUZIZI I	70.000	4	0.8253	57.773	1706	RUZIZI I	70.000	2	0.8253	57.773
1715	MURURU II	70.000	2	0.8282	57.975	3001	CAMP BMP2	30.000	1	0.5829	17.488
3002	CAMP BELGE	30.000	1	0.6900	20.700	3003	MUKUNGWA 2T	30.000	1	0.7028	21.084
3004	MUSANZE MP	30.000	1	0.7215	21.644	3005	SHINGIRO T	30.000	1	0.7402	22.205
3006	SHINGIRO	30.000	1	0.7401	22.204	3007	GATOVU T	30.000	1	0.7783	23.350
3008	MUKAMIRA MP	30.000	1	0.8107	24.320	3009	KABAYA T	30.000	1	0.8431	25.293
3010	GICIYE HP T	30.000	1	0.8429	25.286	3011	KABAYA MP	30.000	1	0.8426	25.279
3012	KABAYA	30.000	1	0.8425	25.274	3013	KABATWA T	30.000	1	0.8715	26.146
3014	KABATWA MP	30.000	1	0.8715	26.145	3015	KABATWA	30.000	1	0.8715	26.144
3016	KILISIMBA	30.000	1	0.8715	26.144	3017	MUDENDE T	30.000	1	0.9256	27.768
3019	MUDENDE MP	30.000	1	0.9255	27.765	3020	CYANZARWE	30.000	1	0.9255	27.765
3021	CAMP MP	30.000	1	0.8470	25.410	3023	KINIGI MP	30.000	1	0.6894	20.683

3024	KINIGI	30.000	1	0.6893	20.680	3028	MUK II MP	30.000	1	0.7027	21.080
3035	NGOME MP	30.000	1	0.8423	25.269	3036	NGOMERERO	30.000	1	0.8423	25.268
3101	RWOGAP1	30.000	2	0.9021	27.064	3102	MASANGO T	30.000	2	0.9080	27.241
3103	GITWEP2	30.000	2	0.9074	27.222	3104	MASANGO	30.000	2	0.9074	27.222
3105	NYABISUNDUP3	30.000	2	0.9110	27.330	3106	GASORO T	30.000	2	0.9140	27.421
3107	BIGEGAP4	30.000	2	0.9139	27.417	3108	GASORO	30.000	2	0.9139	27.418
3109	SONGAP5	30.000	2	0.9237	27.712	3110	RUGOGWE T	30.000	2	0.9336	28.009
3111	KIRUHURAP6	30.000	2	0.9334	28.001	3114	RUGOGWE	30.000	2	0.9334	28.001
3115	MUGUSA T	30.000	2	0.9359	28.077	3116	MUGUSAP7	30.000	2	0.9349	28.047
3117	TRF-PA9	30.000	2	0.9349	28.047	3118	GASAGARAT	30.000	2	0.9426	28.278
3120	GASEKEP8	30.000	2	0.9420	28.261	3121	GASAGARA	30.000	2	0.9420	28.261
3122	MBAZI P9	30.000	2	0.9472	28.416	3145	GIHAMA MP	30.000	2	0.8947	26.841
3146	JANGWE T	30.000	2	0.8934	26.803	3147	JANGWE MP	30.000	2	0.8933	26.800
3148	JANGWE	30.000	2	0.8933	26.800	3149	KABGAYI	30.000	2	0.8933	26.799
3150	MARAMBI T	30.000	2	0.8932	26.797	3151	MARAMBI MP	30.000	2	0.8930	26.791
3152	MARAMBI	30.000	2	0.8930	26.791	3153	RUGENDA MP	30.000	2	0.8927	26.781
3154	RUGENDABARI	30.000	2	0.8926	26.777	3155	MUHORORO	30.000	2	0.8925	26.774
3161	REBERO MP	30.000	2	0.8963	26.890	3162	BUSOROT	30.000	2	0.8962	26.887
3163	BUSORO MP	30.000	2	0.8962	26.886	3164	BUSORO	30.000	2	0.8962	26.886
3165	KAMAHORO	30.000	2	0.8962	26.887	3166	RUTABO MP	30.000	2	0.8961	26.883
3167	RUTABO	30.000	2	0.8960	26.880	3168	KAKIRENZI MP	30.000	2	0.8962	26.885
3169	BIBUNGO T	30.000	2	0.8961	26.884	3170	BIBUNGO	30.000	2	0.8961	26.884
3171	SYABASTASI	30.000	2	0.8961	26.884	3190	NYAMATA MP	30.000	2	0.9473	28.418
3191	RUHUHA T	30.000	2	0.9467	28.401	3192	RUHAHA MP	30.000	2	0.9460	28.380
3193	RUHAHA	30.000	2	0.9455	28.365	3194	MAYANGE MP	30.000	2	0.9465	28.394
3195	MAYANGE	30.000	2	0.9464	28.392	3196	GASHORA	30.000	2	0.9462	28.385
3197	NEMBA	30.000	2	0.9464	28.391	3198	KIYUMBA T	30.000	2	0.9459	28.377
3199	KIYUMBA MP	30.000	2	0.9452	28.355	3200	KIYUMBA	30.000	2	0.9452	28.356
3201	MUSAMBIRA MP	30.000	2	0.9454	28.363	3202	CYEZA T	30.000	2	0.9451	28.352
3203	CYEZA	30.000	2	0.9450	28.350	3204	MURAMBI	30.000	2	0.9448	28.345
3211	KILINDA H	30.000	1	0.9440	28.319	3213	BWAKIRA MP	30.000	2	0.9439	28.316
3214	BWAKIRA	30.000	1	0.9439	28.317	3241	MUTONGO MP	30.000	2	0.4883	14.649

3242	BUTAMBAMOT	30.000	2	0.4867	14.602	3243	BUTAMBAMO MP	30.000	2	0.4865	14.594
3244	BUTAMBAMO	30.000	2	0.4864	14.593	3245	MIBILIZI MP	30.000	2	0.4859	14.576
3246	NYAKABUYE T	30.000	2	0.4851	14.552	3247	NYAKIBUYE MP	30.000	2	0.4850	14.551
3248	NYAKIBUYE	30.000	2	0.4850	14.551	3249	MASHYUZA	30.000	2	0.4849	14.547
3250	BUGARAMA MP	30.000	2	0.4839	14.518	3251	KAMANYOLA	30.000	2	0.4839	14.516
3254	MURANGI	30.000	2	0.4880	14.639	3255	RUTARAKIRO P	30.000	2	0.4877	14.630
3256	RUTARAKIRO	30.000	2	0.4877	14.630	3257	RUGANDA MP	30.000	2	0.4871	14.613
3258	RWABIDEGE T	30.000	2	0.4864	14.593	3259	RWABIDEGE MP	30.000	2	0.4863	14.589
3260	RWABIDEGE	30.000	2	0.4863	14.588	3261	GAFUNZO T	30.000	2	0.4863	14.589
3262	GAFUNZO MP	30.000	2	0.4861	14.583	3263	GAFUNZO	30.000	2	0.4861	14.582
3264	NTENDEZI MP	30.000	2	0.4860	14.579	3265	NYUNGWE T	30.000	2	0.4858	14.573
3266	NYUNGWE MP	30.000	2	0.4857	14.570	3267	NYUNGWE	30.000	2	0.4857	14.570
3410	MURWA MP	30.000	1	0.4757	14.272	3411	KIVURUGA T	30.000	1	0.4756	14.267
3412	KIVURUGA MP	30.000	1	0.4755	14.266	3413	KIVURUGA	30.000	1	0.4755	14.265
3414	MASER MP	30.000	1	0.4755	14.265	3415	MUSEKERA	30.000	1	0.4755	14.265
5191	GATARE MP	15.000	2	0.9471	14.206	5192	MUNANIRA T	15.000	2	0.9458	14.187
5193	MUNANIRA MP	15.000	2	0.9456	14.184	5194	MUNANIRA	15.000	2	0.9456	14.184
5195	MUMENA T	15.000	2	0.9455	14.183	5196	MUMENA	15.000	2	0.9451	14.177
5197	JURUP MP	15.000	2	0.9441	14.162	5198	JURUPACK	15.000	2	0.9441	14.162
5199	MPAZI MP	15.000	2	0.9443	14.165	5200	ABATTOIR	15.000	2	0.9443	14.165
5932	MAKUZA T	15.000	2	0.9496	14.245	5933	MAKUZA	15.000	2	0.9495	14.242
5934	OPROVIA MP	15.000	2	0.9468	14.201	5935	REMERA T	15.000	2	0.9447	14.170
5936	RUBILIZI	15.000	2	0.9442	14.163	5937	AIRPORT MP	15.000	2	0.9445	14.168
5938	AIRPORT	15.000	2	0.9445	14.168	5940	REMERA MP	15.000	2	0.9419	14.129
5941	AMAHORO T	15.000	2	0.9399	14.099	5942	AMAHORO	15.000	2	0.9397	14.095
5943	MUSHIKIRI	15.000	2	0.9388	14.081						

Annexe 9 : Résultats de simulation - Pertes des départs Moyenne Tension

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										SAT, DEC 29 2012 15:32	
EWSA POWER SYSTEM 2011										OWNER TOTALS	
										IN KW/KVAR	
X- OWNER	--X	X----- FROM -----X	INDUCTN	TO	TO	TO BUS	BUS GNE	TO LINE	FROM	LOSSES	
		SYNCHRN	INDUCTN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING		
1		58649.7	0.0	0.0	69.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1861.9	
		3244.3	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0	0.0	27235.8	9113.0	
2		0.0	0.0	0.0	290.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	
		0.0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	2.6	0.1	
3		0.0	0.0	0.0	4270.0	0.0	0.0	0.0	0.0	172.8	
		0.0	0.0	0.0	1520.0	0.0	0.0	0.0	24.2	156.7	
4		0.0	0.0	0.0	2911.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.4	
		0.0	0.0	0.0	1205.0	0.0	0.0	0.0	18.1	880.7	
5		0.0	0.0	0.0	1097.6	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	
		0.0	0.0	0.0	441.0	0.0	0.0	0.0	2.9	2.7	
6		0.0	0.0	0.0	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
		0.0	0.0	0.0	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
7		0.0	0.0	0.0	1940.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.2	
		0.0	0.0	0.0	834.0	0.0	0.0	0.0	13.0	29.1	
8		0.0	0.0	0.0	970.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.6	

	0.0	0.0	0.0	297.0	0.0	0.0	0.0	6.8	8.8
9	0.0	0.0	0.0	5586.0	0.0	0.0	0.0	0.0	333.2
	0.0	0.0	0.0	2120.0	0.0	0.0	0.0	32.3	302.2
10	0.0	0.0	0.0	4480.0	0.0	0.0	0.0	0.0	240.9
	0.0	0.0	0.0	1901.0	0.0	0.0	0.0	59.2	186.4
11	0.0	0.0	0.0	4900.0	0.0	0.0	0.0	0.0	161.8
	0.0	0.0	0.0	2121.0	0.0	0.0	0.0	184.1	104.3
12	0.0	0.0	0.0	3317.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.6
	0.0	0.0	0.0	571.0	0.0	0.0	0.0	33.7	25.3
13	0.0	0.0	0.0	1400.0	0.0	0.0	0.0	0.0	70.5
	0.0	0.0	0.0	350.0	0.0	0.0	0.0	68.4	52.2
14	0.0	0.0	0.0	3340.0	0.0	0.0	0.0	0.0	201.6
	0.0	0.0	0.0	860.0	0.0	0.0	0.0	17.4	183.5
15	0.0	0.0	0.0	1261.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.9
	0.0	0.0	0.0	200.0	0.0	0.0	0.0	23.7	14.2
16	0.0	0.0	0.0	1649.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.1
	0.0	0.0	0.0	400.0	0.0	0.0	0.0	47.6	17.4
17	0.0	0.0	0.0	3104.0	0.0	0.0	0.0	0.0	65.4
	0.0	0.0	0.0	581.0	0.0	0.0	0.0	20.7	59.5
18	300.0	0.0	0.0	6630.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1277.3
	107.7	0.0	0.0	1400.1	0.0	0.0	0.0	1230.0	1165.7

20	0.0	0.0	0.0	1890.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.8
	0.0	0.0	0.0	360.0	0.0	0.0	0.0	278.5	22.5
21	0.0	0.0	0.0	189.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.4
	0.0	0.0	0.0	77.0	0.0	0.0	0.0	232.1	2.3
22	0.0	0.0	0.0	750.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0
	0.0	0.0	0.0	150.0	0.0	0.0	0.0	313.2	6.4
23	0.0	0.0	0.0	1415.0	0.0	0.0	0.0	0.0	71.9
	0.0	0.0	0.0	264.0	0.0	0.0	0.0	828.2	62.2
24	0.0	0.0	0.0	845.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.3
	0.0	0.0	0.0	290.0	0.0	0.0	0.0	28.3	11.2
25	0.0	0.0	0.0	1203.0	0.0	0.0	0.0	0.0	69.8
	0.0	0.0	0.0	508.0	0.0	0.0	0.0	39.2	37.6
26	0.0	0.0	0.0	135.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
	0.0	0.0	0.0	46.0	0.0	0.0	0.0	2.8	0.0
27	0.0	0.0	0.0	999.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3
	0.0	0.0	0.0	200.0	0.0	0.0	0.0	393.6	7.8
28	0.0	0.0	0.0	1430.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.5
	0.0	0.0	0.0	441.0	0.0	0.0	0.0	266.1	6.7
29	0.0	0.0	0.0	2191.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.0
	0.0	0.0	0.0	550.0	0.0	0.0	0.0	242.1	28.3
30	0.0	0.0	0.0	470.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4
	0.0	0.0	0.0	50.0	0.0	0.0	0.0	72.8	0.7

31	0.0	0.0	0.0	160.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.9
	0.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	0.0	16.5	11.8
34	0.0	0.0	0.0	899.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0
	0.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	0.0	349.0	6.0
35	0.0	0.0	0.0	762.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.8
	0.0	0.0	0.0	120.0	0.0	0.0	0.0	435.2	12.8
36	0.0	0.0	0.0	205.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
	0.0	0.0	0.0	39.2	0.0	0.0	0.0	92.7	0.2
37	0.0	0.0	0.0	220.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
	0.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	0.0	126.8	0.1
38	0.0	0.0	0.0	2158.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.9
	0.0	0.0	0.0	526.0	0.0	0.0	0.0	280.7	9.1
39	0.0	0.0	0.0	2160.0	0.0	0.0	0.0	0.0	688.6
	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	607.1	593.2
40	0.0	0.0	0.0	264.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.4
	0.0	0.0	0.0	87.0	0.0	0.0	0.0	80.6	3.5
41	0.0	0.0	0.0	99.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
	0.0	0.0	0.0	21.0	0.0	0.0	0.0	101.0	0.0
43	0.0	0.0	0.0	823.0	0.0	0.0	0.0	0.0	75.7
	0.0	0.0	0.0	166.5	0.0	0.0	0.0	141.7	40.8
44	0.0	0.0	0.0	748.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5

	0.0	0.0	0.0	59.2	0.0	0.0	0.0	41.9	0.8
45	0.0	0.0	0.0	840.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	450.0	0.0	0.0	0.0	18.0	0.1
50	0.0	0.0	0.0	2037.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.6
	0.0	0.0	0.0	750.0	0.0	0.0	0.0	38.0	25.5
52	0.0	0.0	0.0	190.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
	0.0	0.0	0.0	21.0	0.0	0.0	0.0	81.5	0.2
53	0.0	0.0	0.0	90.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
	0.0	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	0.0	111.5	0.4
54	0.0	0.0	0.0	361.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
	0.0	0.0	0.0	66.0	0.0	0.0	0.0	273.5	0.6
55	0.0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	105.9	0.1
56	0.0	0.0	0.0	91.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9
	0.0	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	0.0	24.8	1.0
57	0.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4	0.0
58	0.0	0.0	0.0	700.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6
	0.0	0.0	0.0	200.0	0.0	0.0	0.0	12.1	4.1
101	53726.1	0.0	0.0	23000.0	0.0	0.0	0.0	0.0	165.5
	8648.9	0.0	0.0	4230.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3184.5

102	0.0	0.0	0.0	12770.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	5290.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
103	1200.0	0.0	0.0	536.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	176.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	113875.8	0.0	0.0	107976.1	0.0	0.0	0.0	0.0	5899.6
	12000.9	0.0	0.0	30280.0	0.0	0.0	0.0	34661.4	16382.2