



OPTIMISATION DE L'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE DE LA ZONE FLEUVE AU NIGER

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER EN INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT
OPTION : GENIE ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 4 juillet 2016 par :
SOUMANA ILLIASSOU Seybou

Maitre de stage :

M. ALZOUMA CISSE Ibrahim, Chef division planification Nigelec,
M. DIARRA Mamadou, Attaché DEI Nigelec,

Encadreur Pédagogique :

M. Justin BASSOLE, Enseignant au Département Génie électrique Energétique et Industriel,
2iE

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. BAGRE Ahmed

Membres et correcteurs : M. BASSOLE Justin
M. KONANE Jacques

Promotion [2014/2015]

Dédicaces

Ce modeste travail est dédié,

- A la mémoire de ma mère, feu AMINA Salou

Que son âme repose en paix

- A mon père, M. SOUMANA Illiassou

- A mes frères et sœurs

- A mes tantes

Remerciements

Nous tenons par devoir, à adresser nos vifs remerciements à tous ceux qui ont de près ou de loin contribué à la réalisation de ce travail. Nous pensons particulièrement à :

- ✓ Mes encadreurs, M. IBRAHIM ALZOUMA Cissé, Chef division planification, M. MAMADOU Diarra, Attaché à la DEI, M. Justin BASSOLE, Enseignant au Département Génie électrique Energétique et Industriel, 2iE qui malgré ses multiples occupations à accepter de nous suivre et de nous prodiguer des conseils combien utiles ;
- ✓ M. TANALHER Ouma, Chef service étude et planification Nigelec;
- ✓ M. GAMADADI Liman, Directeur de la direction des études et de l'ingénierie Nigelec;
- ✓ M. LAOUALI Iro IIIA, Chef division commerciale à la direction de la distribution et marketing Nigelec ;
- ✓ M. AMADOU Soumana, Chef de la division électricité nucléaire au ministère de l'énergie et du pétrole ;
- ✓ M. MAMADOU Bâ, Conseiller au haut-commissariat à l'aménagement de la vallée du Niger ;
- ✓ Mme. ABDOU Ousseina ;
- ✓ Mme HALIDOU mariama.

Résumé

Au Niger, Le sous-secteur de l'électricité, sur le plan de l'approvisionnement, se caractérise par une dépendance vis-à-vis de l'extérieur (environ 70 % d'importation) et une insuffisance de l'offre due à la limitation de la puissance importée d'une part et, de la faiblesse de la capacité de la production locale d'autre part.

A court et moyen termes, le parc énergétique du Niger s'agrandira en raison de l'aboutissement des importants projets suivants : la centrale thermique Diesel (100 MW), la centrale au charbon (3 ×200 MW), le barrage hydroélectrique (130 MW).

La planification énergétique est un processus continu, et les outils de planification servant à la prise de décisions doivent être maintenus à jour par des révisions constantes au fur et à mesure que de nouvelles informations sont disponibles. Des réflexions permanentes sur l'optimisation de l'approvisionnement en électricité s'avèrent dès lors opportunes au sein des sociétés pour garantir l'offre dans les conditions de rationalité.

Ce mémoire présente l'évolution de la demande et propose un mix énergétique en vue d'une optimisation de l'offre de la zone fleuve sous trois scénarii (de base, rapide, et lent) sur la période 2016 -2035.

Vu l'évolution de la demande de la zone fleuve et sur la base du prix de revient des différentes sources, l'hydroélectricité constituera la source de base de la stratégie de résorption du déficit avec l'augmentation du parc de production prévue sur la période 2019 en plus de l'importation du Nigeria. Le Niger dispose de gisements de charbon exploitable pour la production d'électricité dont un projet de centrale d'une puissance de 3×200 MW sur le site de Salkadamna dans la région de Tahoua. Le charbon sera la source de diversification additionnelle à l'hydroélectricité du fait de son coût d'exploitation plus abordable que les combustibles pétroliers.

Mots clés : demande, offre, planification, zone fleuve

Abstract

In Niger, the under-sector of electricity, in the field of the provisioning, is characterized by a dependence with respect to the outside (approximately 70 % of importation) and an insufficiency of the offer due to the limitation of the imported power on the one hand and, weakness of the local output on the other hand.

With short and medium term, the energy park of Niger will increase because of the result of the significant following projects: the Diesel power station (100 MW), the power station with coal (3×200 MW), hydroelectric stopping (130 MW).

Energy planning is a continuous process, and the tools for planning being used for the decision-making must be maintained up to date by constant revisions as new information is available. Permanent reflexions on the optimization of the provisioning of electricity consequently prove convenient within the companies to guarantee the offer under the conditions of rationality.

This memory presents the evolution of demand and proposes one mix energetics for an optimization of the offer of the zone river under three scenarios (basic, fast, and slow) over the period 2016 -2035.

Considering the evolution of the request of the zone river and on the basis of cost price of the various sources, the hydroelectricity will constitute the basic source of the strategy of resorption of the deficit with the increase in the park of production envisaged over the period 2019 in addition to the importation of Nigeria. Niger has exploitable coal layers for the production of electricity of which a project of station of a power of 3×200 MW on the site of Salkadamna in the area of Tahoua. Coal will be the source of additional diversification to the hydroelectricity because of its cost of exploitation more accessible than oil fuels.

Key words : demand, offers, planning, zone river

Liste des abréviations

2iE : Institut International de l'Ingénierie de l'Eau, l'Environnement et l'Energie

BT : Basse tension

COMINAK : Compagnie minière d'Akouta

DEI : Direction des études et de l'ingénierie

EEEOA : Echange d'énergie électrique ouest africain

GWh : Gigawattheure

KWh : Kilowattheure

NIGELEC : Société Nigérienne d'électricité

MWh : Mégawattheure

MT : Moyenne tension

PCHN : Petroleum compagny holding of Nigeria

PERREN : Projet d'extension et de renforcement du réseau électrique du Niger

SAFELEC : Société africaine d'électricité

SOMAIR : Société minière de l'Aïr

WAPP : West african power poo

Table des matières

<i>Liste des tableaux</i>	3
<i>Liste des figures</i>	4
<i>I. Introduction</i>	5
<i>I.1 Contexte</i>	5
<i>I.2 Objectifs du mémoire</i>	7
<i>I.3 Présentation de la structure d'accueil</i>	7
<i>I.4 Méthodologie</i>	9
<i>II. Historique de la demande</i>	10
<i>II.1 Consommation de la zone fleuve</i>	10
<i>II.1.1 Consommation de la région de Niamey</i>	12
<i>II.1.2 Consommation de la région de Tillabéry</i>	14
<i>II.1.3 Consommation de la région de Dosso</i>	16
<i>II.2 Conclusion</i>	18
<i>III. Situation de l'offre de la zone fleuve</i>	19
<i>III.1 Importation de l'énergie électrique</i>	19
<i>III.2 Production thermique</i>	19
<i>III.3 Historique de l'offre</i>	20
<i>III.3.1 Hypothèses</i>	20
<i>III.3.2 Zone fleuve</i>	20
<i>III.3.2.1 Région de Niamey</i>	21
<i>III.3.2.2 Région de Tillabéry</i>	22
<i>III.3.2.3 Région de Dosso</i>	22
<i>III.4 Projets futurs</i>	23
<i>III.5 Conclusion</i>	24
<i>IV. Analyse prévisionnelle</i>	25

<i>IV.1 Méthodes de prévision</i>	25
<i>IV.2 Prévision de ventes</i>	26
<i>IV.3 Prévision de l'offre</i>	29
<i>IV.4 Conclusion</i>	35
<i>V. Mix énergétique</i>	36
<i>V.1 Analyse des projets</i>	36
<i>V.2 Analyse du mix énergétique</i>	37
<i>V.3 Conclusion</i>	41
<i>Conclusion générale</i>	42
<i>Bibliographie</i>	43
<i>Annexes</i>	45
<i>Annexe 1 : Historique des ventes nettes en kWh</i>	I
<i>Annexe 2 : Evolution annuelle des ventes nettes</i>	II
<i>Annexe 3 : Historique du nombre d'abonnés facturés</i>	III
<i>Annexe 4 : Evolution annuelle du nombre d'abonnés facturés</i>	IV
<i>Annexe 5 : Consommation spécifique en kWh/abonné</i>	V
<i>Annexe 6 : Historique de l'offre dans la zone (Niamey-Tillabéry)</i>	VI
<i>Annexe 7 : Historique de l'offre dans la région de Niamey</i>	VII
<i>Annexe 8 : Historique de l'offre dans la région de Tillabéry</i>	VIII
<i>Annexe 9 : Historique de l'offre dans la région de Dosso</i>	IX

Liste des tableaux

<i>Tableau 1 : Energie vendue (scénario de Base)</i>	27
<i>Tableau 2 : Energie vendue (scénario lent)</i>	28
<i>Tableau 3 : Energie vendue (scénario rapide)</i>	29
<i>Tableau 4 : Energie appelée (scénario de Base En MWh)</i>	30
<i>Tableau 5 : Puissance de Pointe (scénario de base en MW)</i>	31
<i>Tableau 6 : Energie appelée (scénario lent en MWh)</i>	32
<i>Tableau 7 : Puissance de Pointe (scénario lent en MW)</i>	33
<i>Tableau 8 : Energie appelée (scénario rapide en MWh)</i>	34
<i>Tableau 9 : Puissance de Pointe (scénario rapide en MW)</i>	35
<i>Tableau 10 : mix énergétique (scénario de base) en MWh</i>	39
<i>Tableau 11 : mix énergétique (scénario rapide) en MWh</i>	40
<i>Tableau 12 : mix énergétique (scénario lent) en MWh</i>	41

Liste des figures

<i>Figure 1 : Organigramme de la direction des Etudes et de l'Ingénierie.....</i>	<i>8</i>
<i>Figure 2 : Ventes de la zone fleuve</i>	<i>10</i>
<i>Figure 3 : Abonnés BT de la zone fleuve</i>	<i>11</i>
<i>Figure 4 : Abonnés MT de la zone fleuve</i>	<i>11</i>
<i>Figure 5 : Ventes de la région de Niamey.....</i>	<i>12</i>
<i>Figure 6 : Abonnés BT de la région de Niamey.....</i>	<i>13</i>
<i>Figure 7 : Abonnés MT de la région de Niamey.....</i>	<i>13</i>
<i>Figure 8 : Ventes de la région de Tillabéry</i>	<i>14</i>
<i>Figure 9 : Abonnés BT de la région de Tillabéry</i>	<i>15</i>
<i>Figure 10 : Abonnés MT de la région de Tillabéry</i>	<i>15</i>
<i>Figure 11 : Ventes de la région de Dosso.....</i>	<i>16</i>
<i>Figure 12 : Abonnés BT de la région de Dosso.....</i>	<i>17</i>
<i>Figure 13 : Abonnés MT de la région de Dosso</i>	<i>18</i>
<i>Figure 14 : Energie appelée de la zone fleuve.....</i>	<i>20</i>
<i>Figure 15 : Energie appelée de la région de Niamey</i>	<i>21</i>
<i>Figure 16 : Pointe de charge de la région de Niamey.....</i>	<i>21</i>
<i>Figure 17 : Energie appelée de la région de Tillabéry.....</i>	<i>22</i>
<i>Figure 18 : Energie appelée de la région de Dosso</i>	<i>23</i>
<i>Figure 19 : Pointe de charge de la région de Dosso</i>	<i>23</i>
<i>Figure 20 : mix énergétique de la zone fleuve</i>	<i>38</i>

I. Introduction

Les sociétés d'électricité opèrent sous une forte contrainte, celle de l'ajustement, à tout instant, de l'offre et de la demande dans les meilleures conditions de coûts, de qualité de service et de sécurité.

Pour cela, une bonne description de l'évolution et du profil de la demande d'électricité à court, moyen et long terme est nécessaire.

Des réflexions permanentes sur l'optimisation de l'approvisionnement en électricité s'avèrent dès lors opportunes au sein des sociétés pour garantir l'offre dans les conditions de rationalité.

Notre étude s'inscrit dans ce cadre tout en se limitant à la zone fleuve sur le long terme (jusqu'à 2035) avec comme base de l'étude un tarif inchangé sur la période.

I.1 Contexte

Au Niger, la fourniture d'énergie électrique est régie par le Code de l'Electricité, adopté par loi n° 2003-004 du 31 janvier 2003 qui réaffirme le monopole de l'Etat sur le service public de l'électricité. Le régime de la Concession est la forme de délégation consacrée par cette loi qui ouvre la possibilité de production indépendante.

La situation actuelle de l'approvisionnement est de manière générale, caractérisée par un faible taux couverture et d'accès à l'électricité. L'insuffisance et le vieillissement du parc de production entraînent une mauvaise qualité de service. Le déséquilibre entre l'offre et la demande est plus important en saison chaude qui s'étend sur neuf mois sur douze de l'année (Février-Octobre) et se trouve exacerbé par une demande sans cesse croissante. Le tarif de vente de l'énergie basé sur une péréquation nationale, est resté quasiment inchangé depuis 1994 et à même connu des baisses notamment en 2001 où les aménagements hydroagricoles ont bénéficié d'une baisse de 25 % puis en 2012 où il a été introduit un tarif social aux ménages les plus vulnérables.

La demande en électricité se caractérise par une forte croissance au regard de l'essor économique du Niger au cours de la décennie passée. Les perspectives

économiques laissent entrevoir, d'ailleurs, le maintien de cette tendance pour les années à venir.

Le système électrique nigérien comprend principalement cinq zones en plus des centres de production thermique isolés :

- ✓ La zone Nord, alimentée par la Sonichar, elle couvre les sociétés minières SOMAIR et COMINAK, les villes de Tchirozérine, Agadez et Arlit ;
- ✓ La zone du fleuve : Elle couvre les régions de Dosso, Tillabéry et de Niamey ;
- ✓ La zone du Niger Centre Est : Elle concerne les régions de Maradi, Tahoua et Zinder;
- ✓ La zone Est : Elle couvre la région de Diffa ;
- ✓ La zone thermique (centres isolés), alimentés par des groupes diesel.

Ces différentes zones ne sont pas interconnectées entre elles. La zone fleuve, objet de notre étude, représente près de 2/3 de la demande énergétique du pays. La stratégie d'approvisionnement en énergie électrique de la zone fleuve a été depuis les années 70, axée sur l'interconnexion avec le Nigeria. La première ligne mise en service en 1976 est la ligne 132 kV Binin Kebbi – Niamey (principale ligne de la zone fleuve) d'une puissance de transit initiale de 40 MW. A partir de 2007 le Projet d'Extension et de Renforcement du Réseau Electrique du Niger (PERREN) a permis de développer l'interconnexion du réseau interne aussi bien dans la zone fleuve que dans le Niger Centre-Est. Malgré le renforcement de la ligne 132 kV Binin Kebbi-Niamey par le remplacement des câbles et l'installation des différentes compensations shunts dans le but d'améliorer sa capacité de transit, la NIGELEC peine à couvrir la demande de consommation d'électricité. Ainsi, face à la demande croissante et aux irrégularités de l'approvisionnement à partir du Nigeria, le Niger a signé un contrat avec le groupe Aggreko pour la location de générateurs diesel d'une puissance totale de 30MW. Cependant, ces interventions sont des réponses ponctuelles plutôt qu'une stratégie à long terme.

Le parc énergétique du Niger s'agrandira en raison de l'aboutissement des importants projets suivants : la centrale thermique Diesel de 80 MW à Gorou Banda (100MW à terme), la centrale au charbon de 3×200 MW à Salkadamna, la centrale

solaire photovoltaïque de 20 MW à Gorou Banda (phase de préfaisabilité) ainsi que le barrage de Kandadji (centrale hydro de 130 MW).

I.2 Objectifs du mémoire

➤ Objectif général

Proposer une stratégie d'approvisionnement en électricité de la zone fleuve.

➤ Objectifs spécifiques :

- Développer le système d'approvisionnement;
- Diversifier les sources.

I.3 Présentation de la structure d'accueil

La Société Nigérienne d'Electricité (NIGELEC), société anonyme d'économie mixte détenue essentiellement par l'État nigérien (94,65 %) a été créée en 1968 pour succéder à la société africaine de l'électricité (SAFELEC). Elle a pour mission la production, l'achat, le transport, et la distribution de l'énergie électrique sur l'étendue du territoire national sous un régime de concession.

Notre structure d'accueil, la Direction des Etudes et de l'Ingénierie (DEI), a pour rôle d'assurer la planification stratégique du développement de la société et la maîtrise d'œuvre des projets d'équipements. Ces attributions sont :

- ✓ Etudier la demande d'énergie électrique et prévoir les moyens de sa couverture,
- ✓ Etudier le plan d'affaires (budgets d'investissement annuel et pluriannuel, plan directeur de développement),
- ✓ Réaliser les études de faisabilité des projets afin d'établir les divers dossiers de financement, d'appel d'offres et d'exécution,
- ✓ Initier et conduire les dossiers de recherche de financement des projets,
- ✓ Elaborer les procédures, les dossiers de prescriptions administratives et techniques,
- ✓ Veiller au suivi des études et des projets confiés aux cabinets externes,
- ✓ Préparer les dossiers d'appel d'offres,

- ✓ Préparer les études et les négociations tarifaires,
- ✓ Coordonner et gérer les plans de financement des investissements et au développement,
- ✓ Assurer la consolidation des statistiques relatives à la mission de la société par la compilation des informations diverses tant internes qu'externes,
- ✓ Adapter de manière permanente l'organisation de l'entreprise au développement aussi bien des activités que technologies,
- ✓ Effectuer toutes études de conception et de réalisation des ouvrages neufs de production, de transport, de distribution et de génie civil,
- ✓ Contrôler et assurer la surveillance et la réception des ouvrages,
- ✓ Veiller au respect du code d'électricité.

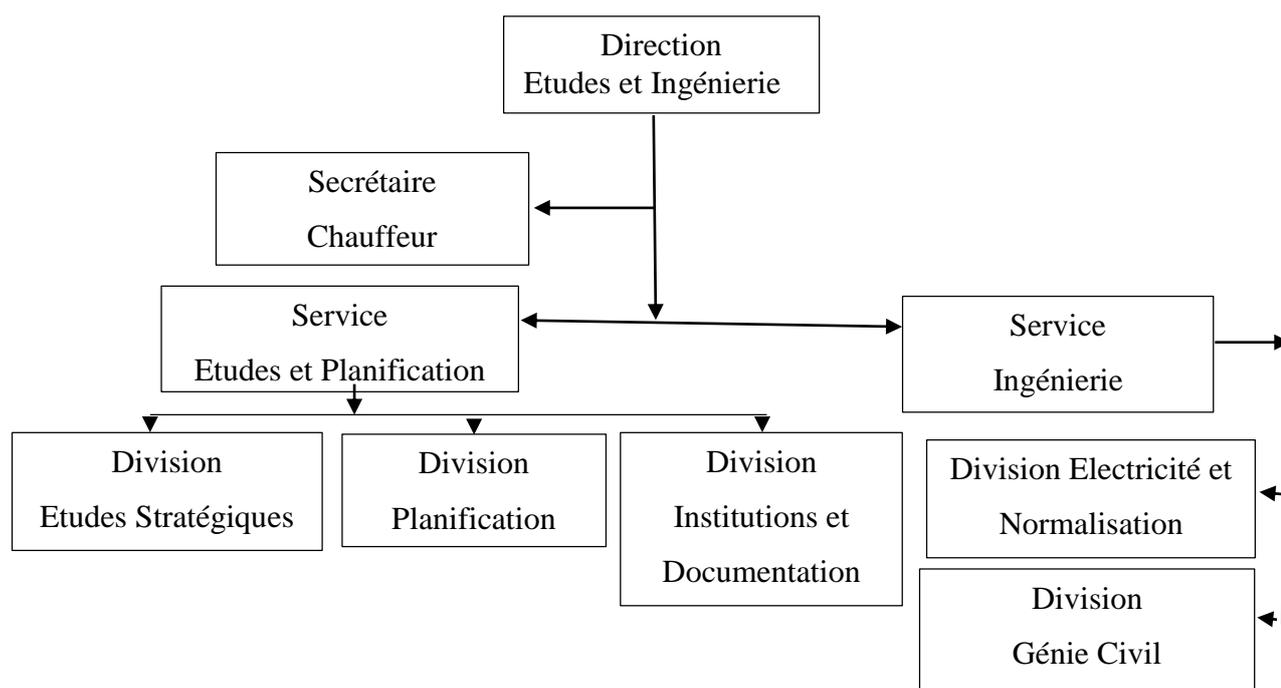


Figure 1 : Organigramme de la direction des Etudes et de l'Ingénierie

I.4 Méthodologie

Ce travail consiste à :

- ✓ Collecter les données sur la période 2004-2014,
- ✓ Analyse des données suivant les régions de la zone,
- ✓ étudier les prévisions de la demande à long terme
- ✓ étudier l'offre en énergie électrique ainsi que les perspectives de développement eu égard aux futurs projets de la zone fleuve du Niger,
- ✓ proposer un mix énergétique.

II. Historique de la demande

La zone fleuve est constituée des régions ouest du Niger : Niamey, Tillabéry et Dosso. Sa superficie est 131 350 km² et une population estimée à 5 953 374 habitants (recensement 2012 de l'institut national de la statistique). L'approvisionnement en électricité de la zone, essentiellement assuré par une production nationale et des importations à partir du Nigeria, n'a cessé de croître ces dernières années. Les données historiques des ventes nettes recueillies à la NIGELEC des 10 dernières années (2004 à 2014), nous permet d'étudier la zone fleuve sur ces 3 régions. Le nombre d'abonnés considéré correspond au nombre des points facturés.

II.1 Consommation de la zone fleuve

De 2004 à 2014, La demande en énergie électrique est passée de 127,7 GWh à 376,3 GWh en basse tension et 96,8 GWh à 136,2 GWh en HTA. Le taux de croissance annuelle de la zone est en moyenne de 11,47 % en basse tension et 3,83 % en HTA. La figure suivante illustre cette évolution.

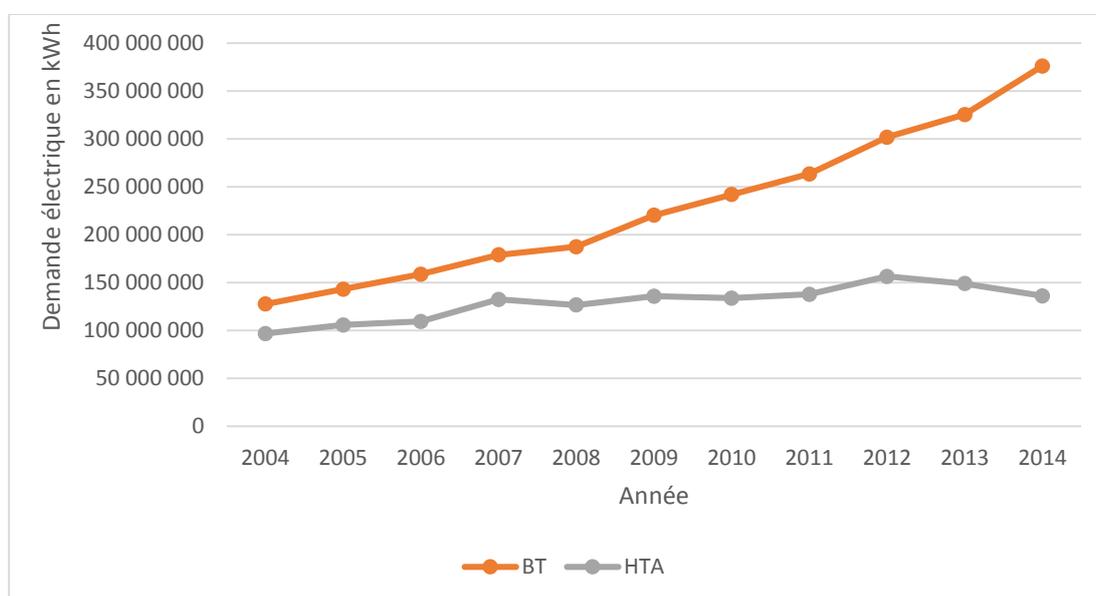


Figure 2 : Ventes de la zone fleuve

On constate la demande en basse tension est en constante progression sur ces 10 dernières années. Par contre la consommation HTA est pratiquement stationnaire due

à la non industrialisation du pays avec un léger pic en 2007 et 2012 et une baisse progressive après 2012.

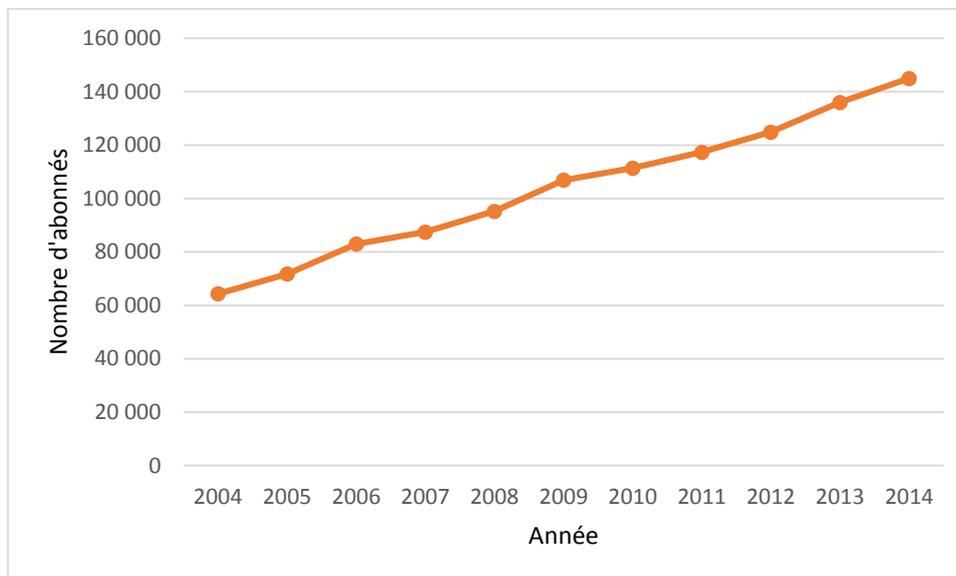


Figure 3 : Abonnés BT de la zone fleuve

De même que la demande en basse tension, le nombre d'abonnés BT de la zone n'a cessé d'évoluer (en moyenne 8.52 % par an). La consommation annuelle par abonné de la zone est en moyenne de 2163 kWh.

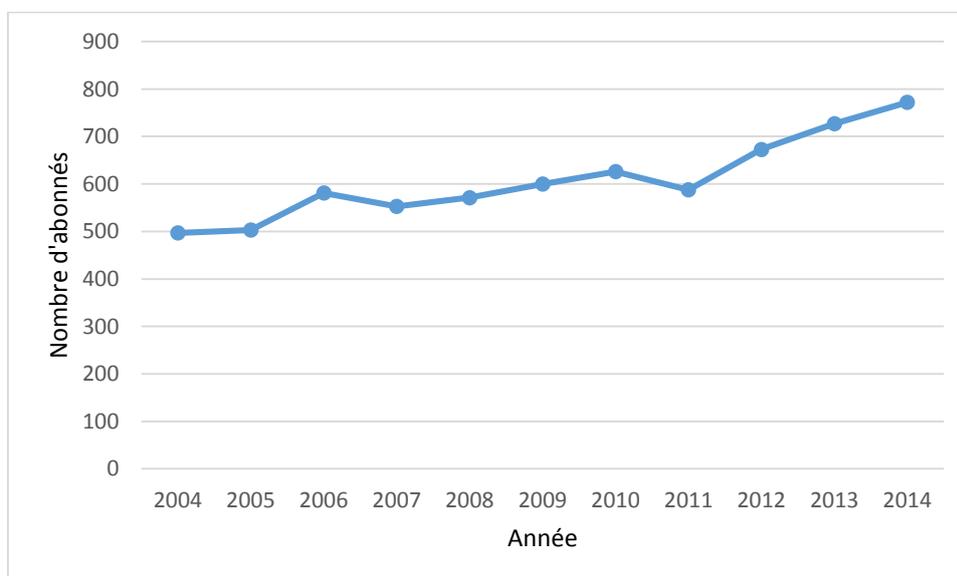


Figure 4 : Abonnés HTA de la zone fleuve

Le nombre abonnés HTA a connu une nette évolution en 2006, un accroissement dans la période 2007 à 2010 et une croissance rapide à partir de 2011. La consommation annuelle de la zone par abonné est en moyenne de 213 082 kWh. Le taux d'abonnement moyen est de 4,72 % par an.

II.1.1 Consommation de la région de Niamey

La demande électrique de Niamey représente plus de 85 % de la demande totale de la zone fleuve. La demande en basse tension a presque triplé au cours de ces 10 dernières années passant de 113,3 GWh à 327,9 GWh en 2014 alors que la HTA est passée de 89 GWh à 119,6 GWh au cours de la même période, le taux de croissance annuelle moyen de la région de Niamey est de 11,28 % en basse tension et 3,16 % en HTA. La figure suivante illustre cette évolution.

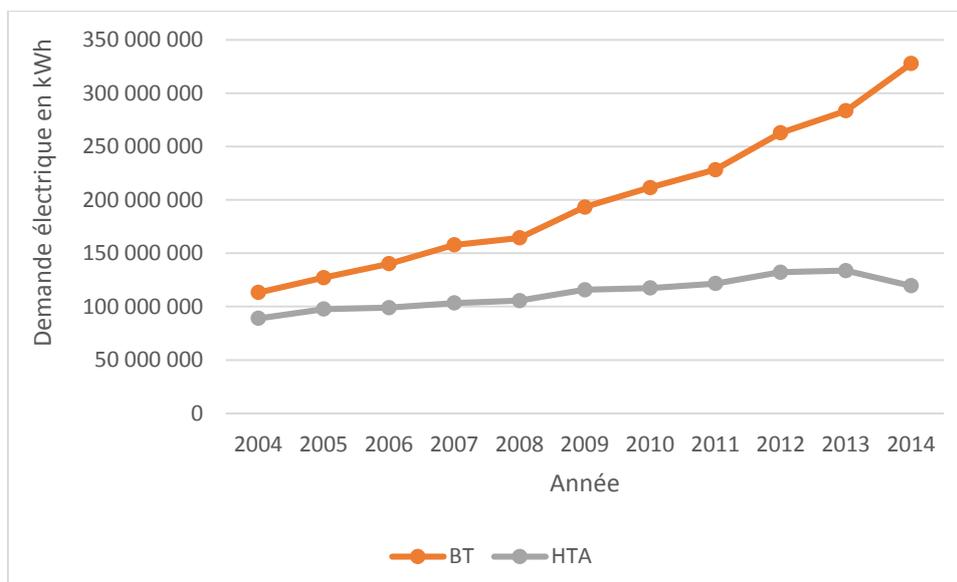


Figure 5 : Ventes de la région de Niamey

La figure II.4 a pratiquement la même allure que la figure II.1 de par la proportion qu'elle représente. Une croissance de la demande forte en BT et lente en HTA avec un fléchissement à partir de 2013 où l'on constate une baisse de cette demande HTA.

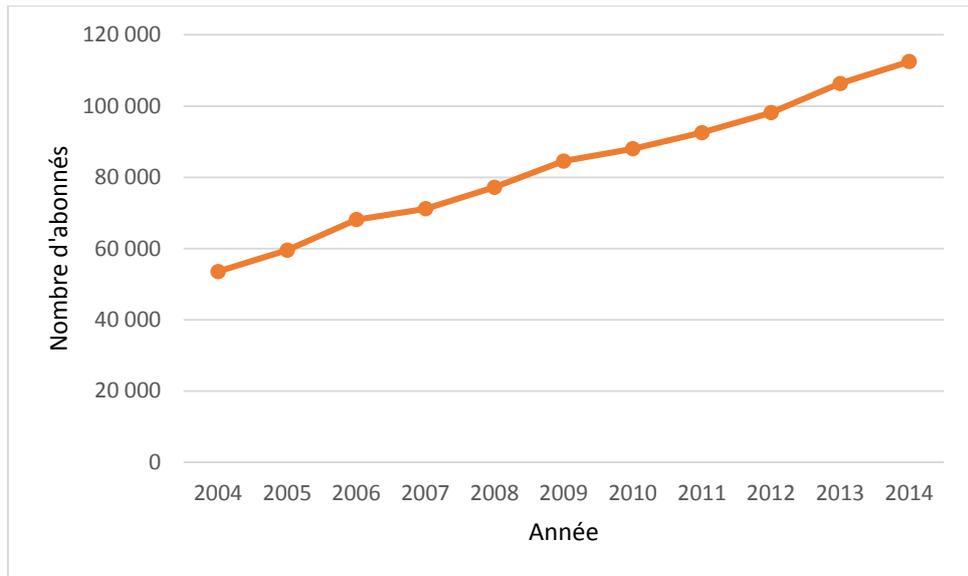


Figure 6 : Abonnés BT de la région de Niamey

Le nombre d'abonnés de la région de Niamey est en perpétuelle croissance (en moyenne 7,75 % par an). La consommation annuelle par abonné dans la région est en moyenne de 2370 kWh.

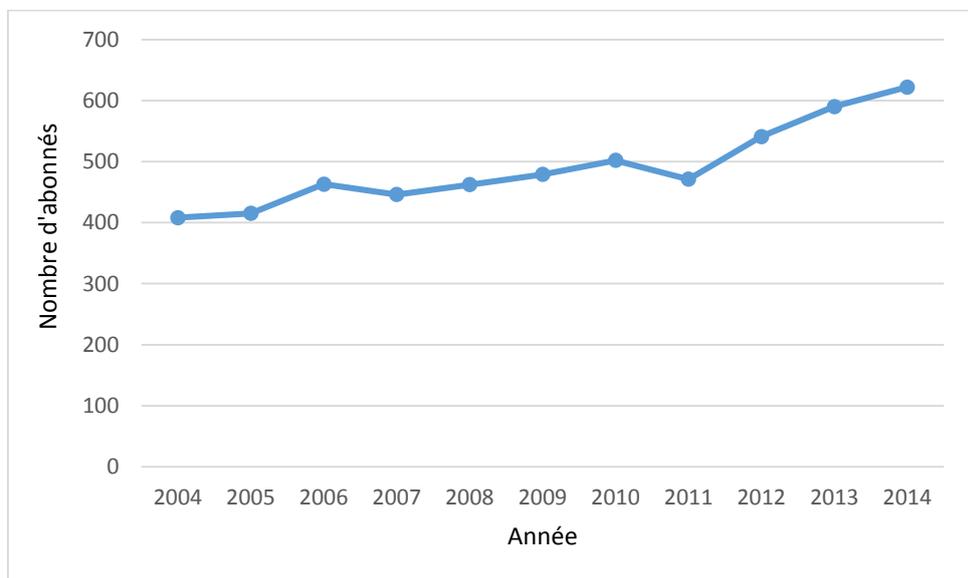


Figure 7 : Abonnés HTA de la région de Niamey

Le nombre d'abonnés HTA a connu une nette évolution en 2006, un accroissement dans la période 2007 à 2010 et une progression rapide à partir de

2011. La consommation annuelle par abonnés de la région de Niamey est en moyenne de 229 529 kWh. Le taux d'abonnement moyen est de 4,48 % par an.

II.1.2 Consommation de la région de Tillabéry

La demande en énergie électrique de la région de Tillabéry est passée en 2004 de 5,34 GWh en basse tension et 6 GWh en HTA à respectivement 22,5 GWh et 12,14 GWh en 2014. Le taux annuel de croissance moyen de la région est de 15,53 % en basse tension et 23,11 % en HTA.

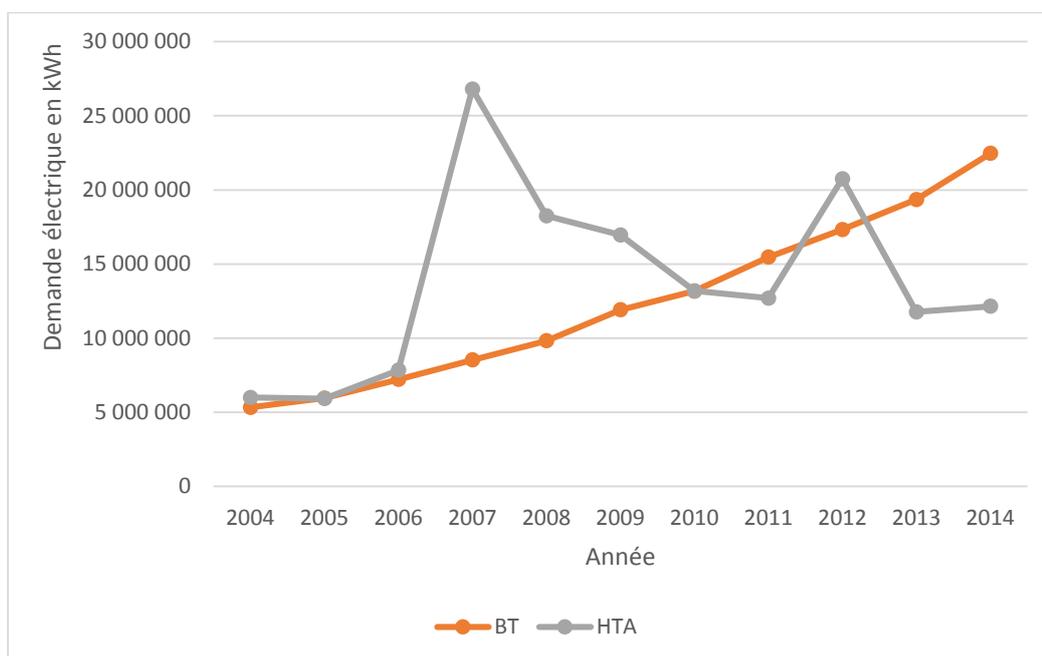


Figure 8 : Ventes de la région de Tillabéry

On remarque une nette évolution de la demande sur les 10 dernières années en consommation BT. Par contre les ventes HTA ont connu :

- ✓ un pic de consommation de 241.57 % en 2007 par rapport à 2006 dû au raccordement sur le réseau électrique de la mine aurifère et de l'usine de traitement d'or dans la région ;
- ✓ Une baisse vertigineuse courant 2007/2011 ;
- ✓ Un nouveau pic en 2012 suivi d'une baisse des ventes en 2013.

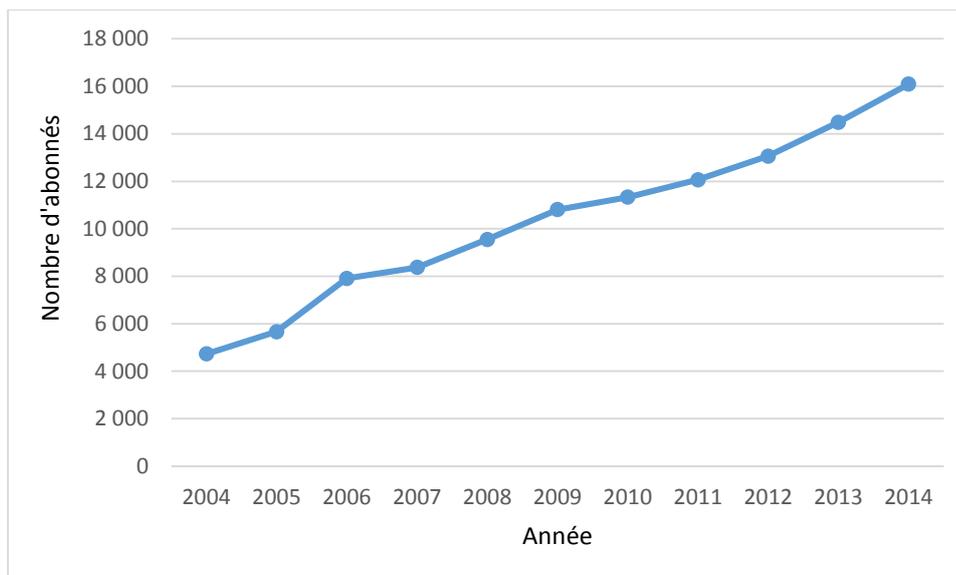


Figure 9 : Abonnés BT de la région de Tillabéry

Le nombre d'abonnés BT est en pleine croissance ces dernières années. On peut remarquer une évolution progressive sur la période 2004/2006. Une stagnation des nombres d'abonnés courant 2006/2007 et enfin une évolution rapide à partir de 2007. La consommation annuelle par abonné de la région de Tillabéry est en moyenne de 1159 kWh. Le taux d'abonnement moyen est de 13,42 % par an.

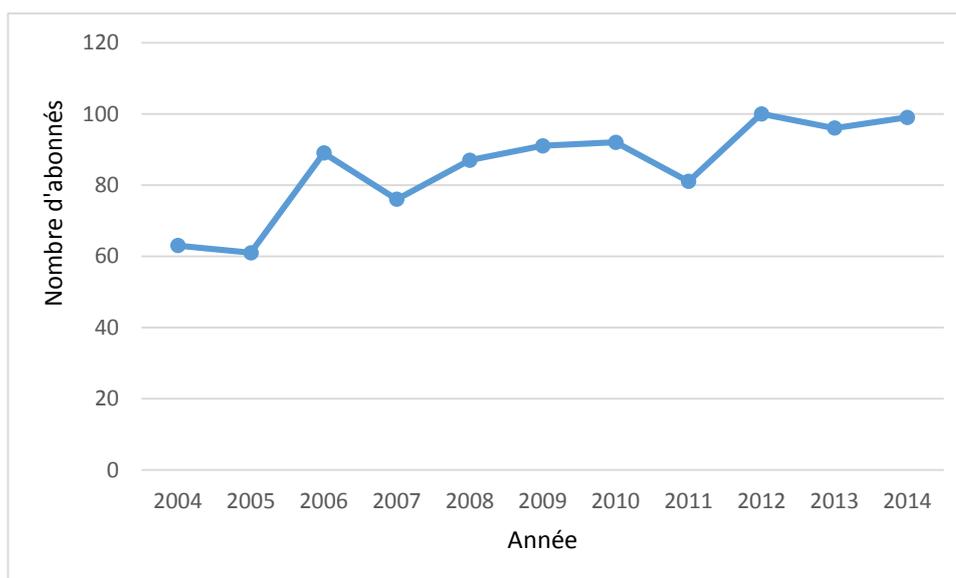


Figure 10 : Abonnés HTA de la région de Tillabéry

Avec une diminution du nombre des abonnés entre 2004 et 2005, Le nombre d'abonnés a connu une croissance fulgurante courant 2005/2006 avec une évolution de 45,90 %. Elle connaîtra une baisse en 2007. On remarque aussi une évolution de 23,46 % courant 2011/2012. L'analyse de la figure II.9 montre la variabilité de la demande HTA dans la région. La consommation annuelle par abonné de cette catégorie, dans la région de Tillabéry est en moyenne de 162 029 kWh. Le taux de croissance moyen est de 5,89 % par an.

II.1.3 Consommation de la région de Dosso

La demande en énergie électrique de la région de Dosso est passée en 2004 de 9,05 GWh en basse tension et 1,85 GWh en HTA à respectivement 25,9 GWh et 4,52 GWh en 2014. Le taux de croissance moyen de la zone fleuve est de 10,23 % en basse tension et 11,47 % en HTA. La figure suivante illustre cette évolution.

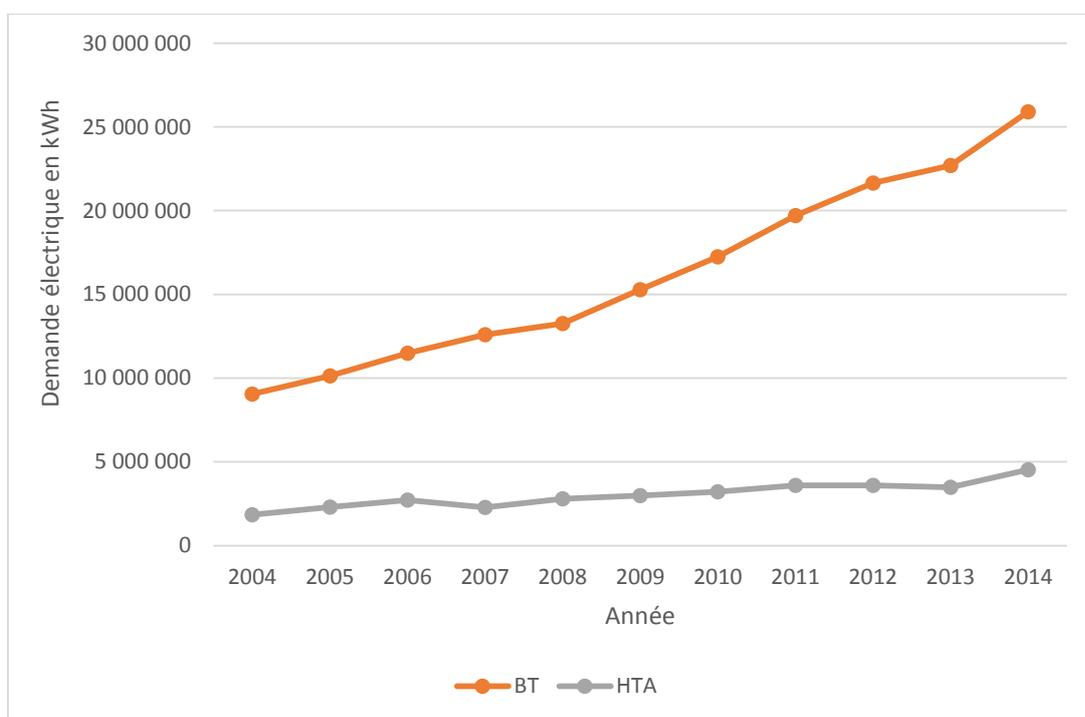


Figure 11 : Ventes de la région de Dosso

Les ventes BT de la région de Dosso peuvent être classées en 2 plages :

- ✓ Zone linéaire avec une progression rapide : 2004/2007 ; 2008/2012 et 2013/2014 ;

- ✓ Zone avec une progression lente : 2007/2008 et 2012/2013.

Les ventes HTA de la région ont connues :

- ✓ une nette évolution de 2004 à 2006 avant une baisse de 16,27 % au cours de 2006/2007 ;
- ✓ une évolution plus importante dans la période 2007 à 2011 ;
- ✓ une stabilité entre 2011 et 2013 et enfin une croissance de 29,64 % période 2013/2014.

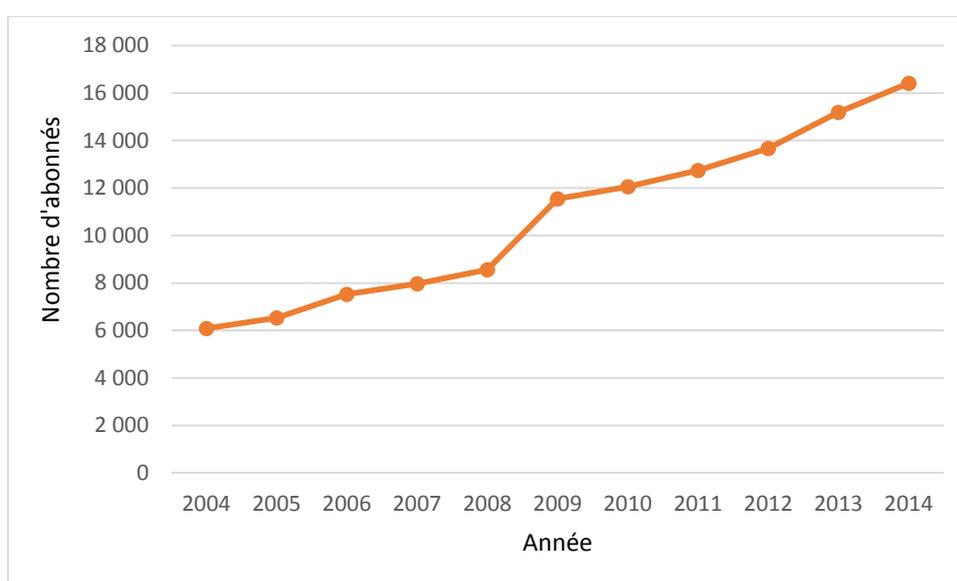


Figure 12 : Abonnés BT de la région de Dosso

Le nombre d'abonnés BT est en croissance sur la période 2004/2008 et 2009/2014. La période 2008/2009 est marquée par une forte demande d'abonnement 34,93 % au cours de l'année. La consommation annuelle par abonné de la région de Dosso est en moyenne de 1514 kWh. Le taux d'abonnement moyen est de 10,74 % par an.

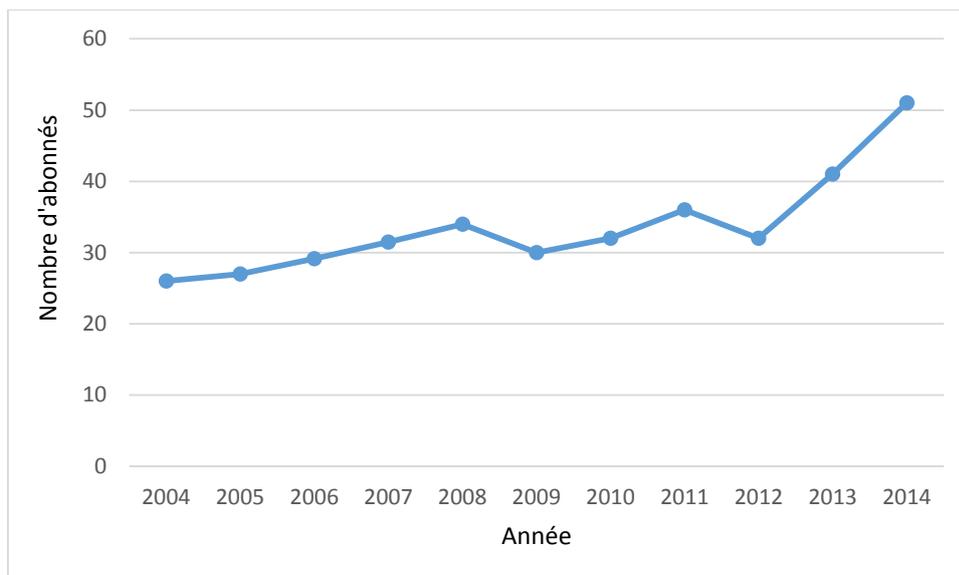


Figure 13 : Abonnés HTA de la région de Dosso

On remarque :

- ✓ Le nombre d'abonnés HTA était en pleine croissance sur les périodes 2004 à 2008 et 2009 à 2011.
- ✓ une baisse de ce nombre 2008/2009 et 2011/2012.
- ✓ Une évolution plus importante sur la période 2012/2014 respectivement de 28,13 % en 2012/2013 et 24,39 % en 2013/2014.

La consommation annuelle par abonné de la région de Dosso est en moyenne de 89 988 kWh. Le taux d'abonnement moyen est de 7,66 % par an.

II.2 Conclusion

En dix ans, la demande en énergie électrique de la zone fleuve s'est accrue, de 184,70 % en basse tension et de 40,72 % en HTA. Les abonnements quant à eux ont connu en basse tension une augmentation de 125,33 % et 55,33 % en HTA. Ces résultats s'expliquent par l'urbanisation accélérée des trois principales villes que sont Niamey-Dosso-Tillabéry et une augmentation du taux d'électrification rurale de la zone (environ 10 %).

III. Situation de l'offre de la zone fleuve

L'approvisionnement de la zone est principalement axé sur l'importation à partir du Nigeria et sur la production thermique propre de la Nigelec et celle d'un producteur indépendant d'aggreko.

III.1 Importation de l'énergie électrique

L'approvisionnement de toute la zone fleuve, en énergie électrique est assuré principalement par la ligne d'interconnexion haute tension 132 kV Birnin Kebbi (Nigeria) - Niamey (Niger), longue de 264 km. . Sa capacité de transit est actuellement de 60MW. Toutefois, des opérations de compensation y sont prévues pour renforcer sa capacité et atteindre à terme 80 MW.

Une ligne de 33 kV à partir de Kamba, alimente une partie de la région de Dosso. Elle a une capacité de 6 MW.

III.2 Production thermique

Le parc de production thermique de la société Nigérienne d'électricité dans la zone fleuve se répartit ainsi :

- ✓ La ville de Niamey où sont installées la centrale de Goudel d'une capacité de 35, 750 MVA et une centrale Niamey II située à la zone industrielle fonctionnement au Diésel d'une capacité de 32, 250 MVA,
- ✓ Les villes de Dosso et Tillabéry sont alimentées par des petits groupes d'une capacité respective totale de 1,990 MVA à Dosso et 365 kVA à Tillabéry,
- ✓ A part toutes ces centrales, des groupes diésel installés sur site isolés dans différentes localités de la zone.

On dénombre en fin 2014, au total 48 groupes installés dans la zone fleuve de capacité 75,013 MVA (presque 60 MW).

Mise à part le parc de production nationale, il est fait recours à un producteur indépendant totalisant sur deux sites distincts 30 MW installés.

III.3 Historique de l'offre

III.3.1 Hypothèses

- ✓ Les énergies appelées ont été calculées à partir des énergies vendues et de rendement global ;

$$\text{rendement global} = \frac{\text{Energie vendue}}{\text{Energie appelée}}$$

- ✓ L'énergie **vendue** est l'énergie totale facturée auprès des abonnés ôtée des pertes commerciales.

Les pertes commerciales constituent la part de l'énergie facturée non recouvrée,

- ✓ L'énergie **appelée** est l'énergie livrée au transport.
- ✓ Un rendement global a été considéré pour l'ensemble de la zone.

III.3.2 Zone fleuve

L'appel en énergie électrique de la zone fleuve n'a cessé de croître avec une évolution moyenne de 9,20 % par an, elle est passée de 266 GWh en 2004 à 633 GWh en dix ans.

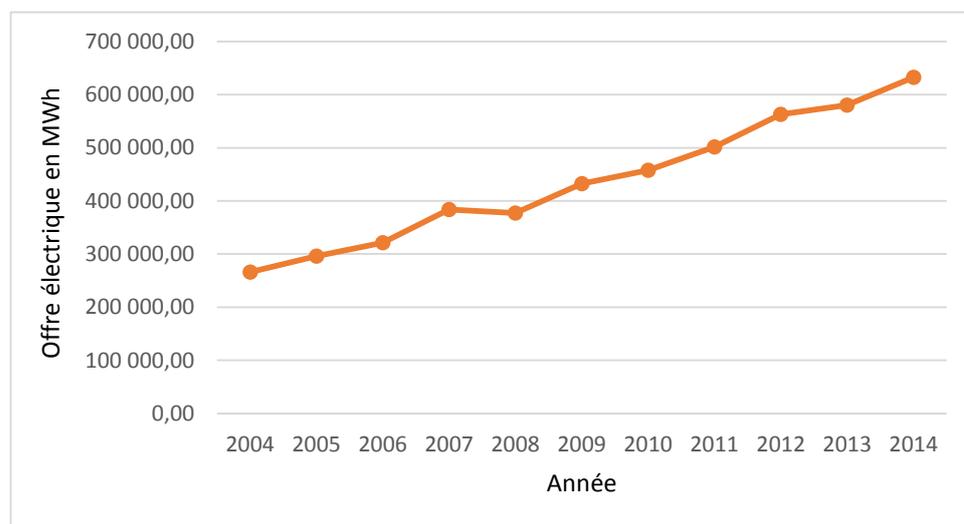


Figure 14 : Energie appelée de la zone fleuve

III.3.2.1 Région de Niamey

Avec une évolution moyenne de 8,78 % sur ces 10 dernières années, l'énergie appelée de la région de Niamey est passé de 239,66 GWh en 2004 à 552,4 GWh 2014.



Figure 15 : Energie appelée de la région de Niamey

La comptabilité énergétique de la société associe la région de Niamey et Tillabéry pour la détermination des pointes de charge. La caractéristique de charge montre une évolution moyenne de 8,96 % par an. En 2015 la pointe est de 123,10 MW alors qu'elle était de 52,4 MW en 2005.

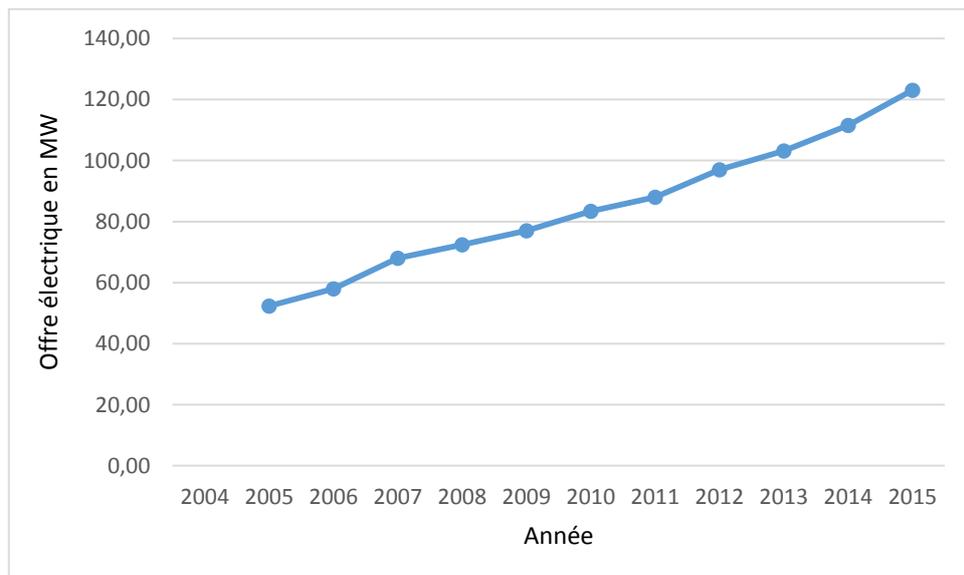


Figure 16 : Pointe de charge de la région de Niamey

III.3.2.2 Région de Tillabéry

Avec une évolution moyenne de 18,36 % par an, l'appel en énergie électrique de la région de Tillabéry bien qu'évolutif, n'a cessé de fluctuer au cours de ces dix dernières années. Comme le montre, la figure ci-dessous, une augmentation de 141,67 % entre 2006 et 2007, 32,92 % en 2011/2012. Néanmoins on remarque aussi une baisse de -22,68 % en 2007/2008 et -18,64 % en 2012/2013.



Figure 17 : Energie appelée de la région de Tillabéry

III.3.2.3 Région de Dosso

L'historique de l'énergie appelée de la région de Dosso représenté par la figure III.5 peut se diviser en deux parties :

- une croissance lente : 2008, elle est de 5,1 % et 2013 de 3,27 %
- une croissance rapide : 2009, elle est 15,15 % et 2014 de 17,35 %

L'évolution moyenne de l'énergie appelée est de 11,38 % par an. En dix ans l'appel est passé de 12,91 GWh en 2004 à 37,55 GWh en 2014.

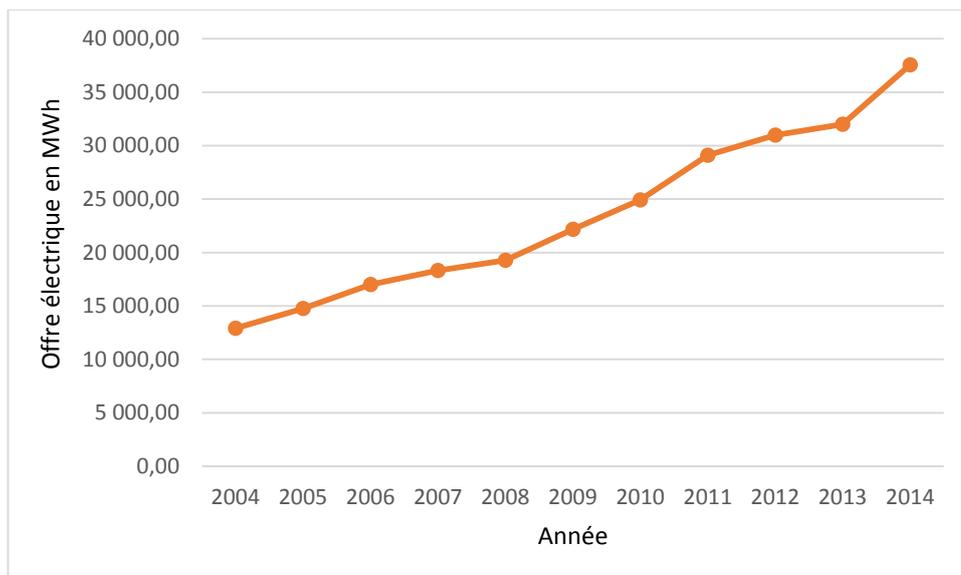


Figure 18 : Energie appelée de la région de Dosso

Compte tenu de la non-disponibilité des données sur les dix dernières années de cette région, l'historique de pointe de charge ne commence qu'à partir de 2011. L'évolution de la pointe de charge moyenne est estimée à 15,04 % par an avec en 2015 une pointe de charge de 7,2 MW.

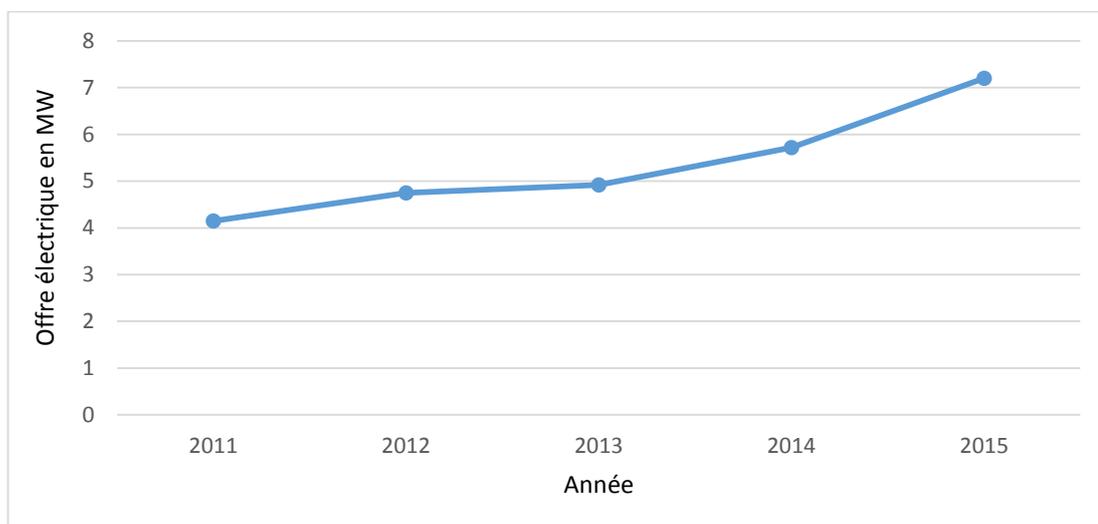


Figure 19 : Pointe de charge de la région de Dosso

III.4 Projets futurs

Pour répondre à un besoin sans cesse croissant de la demande en énergie électrique le Niger à travers la Nigelec va investir dans les projets suivants :

- ✓ La centrale thermique de Gorou Banda de 80 MW (extensible à 100 MW) en cours de réalisation dans la zone fleuve dont la mise en service probable est prévue en Janvier 2017,
- ✓ Le centrale hydroélectrique de Kandadji dans la zone fleuve d'une capacité de 130 MW en projet dont la mise en exploitation probable est estimée en 2019,
- ✓ La construction de la ligne dorsale Nord 330kV 500 MW mise en service probable 2019,
- ✓ Centrale thermique à charbon de Salkadamna de 600MW mise en service probable 2018,
- ✓ Centrale solaire photovoltaïque de Gorou Banda de 20MW mise en service probable 2020.

III.5 Conclusion

En effet, en 2015, la pointe de charge Niamey-Tillabéry était de 123,1 MW et celle de Dosso était à 7,2 MW. La capacité totale de la NIGELEC (importation, production propre et production indépendante) sur la zone fleuve est 150 MW. L'offre a évolué de 135 % à Niamey-Tillabéry en dix ans et de 73 % en cinq ans à Dosso. Ainsi les projets futurs permettront à la société de répondre à la demande en électricité de la zone.

IV. Analyse prévisionnelle [26]

L'exercice de prévision de consommation suppose une analyse approfondie préalable des facteurs ayant une influence sur la demande d'électricité. Ces facteurs sont nombreux et concernent :

- ✓ L'environnement socio-économique et politique,
- ✓ La politique énergétique,
- ✓ Moyens propres à l'entreprise,
- ✓ Le niveau des revenus,
- ✓ Les variabilités et le changement climatique,
- ✓ La politique tarifaire,
- ✓ La politique industrielle.

Par ailleurs, d'autres facteurs s'avèrent déterminants: la démographie, le comportement des consommateurs et l'efficacité électrique.

Il existe une corrélation entre la consommation d'électricité et la croissance économique. Le principal indicateur de cette dernière est le produit intérieur brut (PIB). La croissance est responsable de manière aussi bien directe qu'indirecte de la hausse de la consommation électrique : d'une part, elle conduit à la création de nouveaux emplois, d'autre part, à un revenu plus élevé.

IV.1 Méthodes de prévision [25]

Il existe plusieurs scénarii de prévision de la demande dont notamment :

- ✓ Les méthodes dites de «story telling» sur lesquelles nous nous baserons. Elles s'appuient sur une démarche tendancielle de l'évolution. Cette méthode permet de décrire le futur sur la base de l'historique;
- ✓ Les méthodes de «back casting» qui privilégient un ou plusieurs objectifs à atteindre et proposent des trajectoires pour y parvenir (vision téléologique) ;
- ✓ Les méthodes de simulation du système énergétique à partir de modèles mathématiques qui assurent une cohérence technico-économique (modèles d'équilibre général ou partiel) ;
- ✓ Les méthodes d'optimisation qui permettent de tracer des trajectoires optimales au regard de certains critères (coûts pour le consommateur, émissions de CO₂ etc...);

L'étude de l'historique de l'offre et de la demande a permis d'obtenir une tendance moyenne d'évolution annuelle. La méthode dite de «story telling» est la mieux appropriée pour décrire la tendance futur de la demande. A partir de cette méthode dite de «story telling», trois scénarios sont envisagés :

- Le scénario de base : la demande aura une évolution continue due à une croissance économique normale et une amélioration de la situation des différents secteurs d'activités. Cela se traduira par le maintien de la structure actuelle de la demande en électricité (chapitre III et IV).
- Le scénario rapide : la demande aura une évolution plus importante qui pourrait s'expliquer par le développement global de tous les secteurs, une bonne croissance économique. Une augmentation de 0.5 % sur le scénario de base est prise en hypothèse.
- Le scénario lent : la demande aura une évolution faible due au ralentissement de la croissance de tous les secteurs d'activités et aux choix de la politique énergétique. Une diminution de 0.5 % sur le scénario de base est prise en hypothèse.

IV.2 Prévision de ventes

- ✓ Le scénario de base montre que les prévisions de ventes de cette zone passeront de 127,7 GWh en 2004 à 3 798 GWh en 2035 en consommation basse tension alors que la moyenne tension évoluera de 96,7 GWh à 315,21 GWh sur la même période dans toute la zone fleuve. La ville de Niamey connaîtra une évolution plus significative de sa demande basse tension. La croissance des régions de Dosso et Tillabéry suivent presque la même évolution

Tableau 1 : Energie vendue (scénario de Base)

en GWh	NIAMEY		TILLABERY		DOSSO		Zone Fleuve	
	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA
2015	365	123	26	13	29	5	419	141
2016	406	127	29	14	32	5	467	147
2017	452	131	33	15	36	6	521	152
2018	503	135	38	16	40	7	580	158
2019	560	140	43	17	44	7	647	164
2020	623	144	49	18	49	8	721	170
2021	693	149	56	20	54	9	803	177
2022	771	153	64	21	60	10	895	184
2023	858	158	73	22	67	11	998	191
2024	955	163	83	24	74	12	1 113	199
2025	1 063	168	95	26	83	13	1 240	207
2026	1 182	174	108	27	92	15	1 383	216
2027	1 316	179	123	29	102	16	1 542	225
2028	1 464	185	141	31	114	18	1 719	234
2029	1 630	191	160	34	126	19	1 916	244
2030	1 813	197	183	36	140	21	2 137	254
2031	2 018	203	208	38	156	24	2 382	265
2032	2 246	209	238	41	173	26	2 657	277
2033	2 499	216	271	44	193	29	2 963	289
2034	2 781	223	309	47	214	32	3 304	302
2035	3 095	230	352	50	238	35	3 685	315

- ✓ Le scénario lent révèle que même avec un ralentissement de la croissance, la demande atteindra les 3 456,8 GWh en basse tension et 285 GWh en moyenne tension à l'horizon 2035 dans la zone fleuve.

Tableau 2 : Energie vendue (scénario lent)

en GWh	NIAMEY		TILLABERY		DOSSO		Zone Fleuve	
	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA
2015	363	123	26	13	29	5	417	141
2016	402	126	29	14	32	5	463	145
2017	446	129	33	15	35	6	514	150
2018	494	133	37	16	39	7	570	155
2019	547	136	42	17	43	7	632	160
2020	606	140	48	18	48	8	702	166
2021	671	144	55	19	53	9	779	171
2022	744	148	62	20	58	10	864	177
2023	824	151	70	21	64	10	959	183
2024	913	156	80	23	71	11	1 064	190
2025	1 011	160	90	24	79	13	1 181	196
2026	1 120	164	103	26	87	14	1 310	204
2027	1 241	168	117	28	96	15	1 454	211
2028	1 375	173	132	29	107	17	1 614	219
2029	1 523	177	150	31	118	18	1 791	227
2030	1 687	182	170	33	131	20	1 988	235
2031	1 869	187	193	35	145	22	2 207	244
2032	2 071	192	220	38	160	24	2 450	254
2033	2 294	197	249	40	177	26	2 720	264
2034	2 541	202	283	43	196	29	3 020	274
2035	2 815	208	321	46	217	32	3 353	285

- ✓ Le scénario rapide qu'accompagne la bonne croissance économique révèle que la demande en électrique de la zone fleuve devrait atteindre les 4 171 GWh en basse tension et 330 GWh en moyenne tension sur la période de l'étude.

Tableau 3 : Energie vendue (scénario rapide)

en GWh	NIAMEY		TILLABERY		DOSSO		Zone Fleuve	
Année	BT	MT	BT	MT	BT	MT	BT	MT
2015	367	124	26	13	29	5	421	142
2016	410	128	29	14	32	6	471	148
2017	458	133	34	15	36	6	528	154
2018	512	138	39	16	40	7	591	161
2019	572	143	44	17	45	8	661	168
2020	640	148	51	19	50	8	740	175
2021	715	154	58	20	56	9	829	183
2022	799	159	66	22	63	10	928	191
2023	893	165	76	23	70	11	1 039	200
2024	999	171	87	25	78	13	1 164	209
2025	1 116	178	100	27	87	14	1 303	218
2026	1 248	184	114	29	97	15	1 459	228
2027	1 395	191	131	31	108	17	1 634	239
2028	1 559	198	150	33	121	19	1 830	250
2029	1 743	205	171	36	135	21	2 049	262
2030	1 948	213	196	39	151	23	2 295	274
2031	2 178	220	225	42	168	26	2 571	288
2032	2 434	228	257	45	188	28	2 879	301
2033	2 721	237	294	48	210	31	3 225	316
2034	3 042	246	337	52	234	35	3 613	332
2035	3 400	255	386	55	262	38	4 048	348

IV.3 Prévision de l'offre

L'évaluation de la prévision de l'offre s'est effectuée sur l'hypothèse du maintien du rendement global (transport et distribution) au-dessus de 80 %. Dans le scénario de base, l'offre énergétique évoluera de 439 % dans la ville de Niamey, de 992 % en région de Tillabéry et 763 % en région de Dosso. Alors que la puissance de pointe évoluera de 1549 % à Dosso et 457 % Niamey-Tillabéry. On constatera un déficit en puissance à partir de 2017 sans la mise en place des projets où la pointe attendue est de 146,16 MW à Niamey-Tillabéry.

Tableau 4 : Energie appelée (scénario de Base En MWh)

Année	NIAMEY	TILLABERY	DOSSO	Zone Fleuve
2015	600 928	48 164	41 829	690 920
2016	653 715	54 281	46 588	754 584
2017	711 140	61 174	51 889	824 203
2018	773 609	68 943	57 793	900 345
2019	841 565	77 699	64 368	983 632
2020	915 491	87 567	71 692	1 074 750
2021	995 910	98 688	79 849	1 174 447
2022	1 083 394	111 221	88 934	1 283 550
2023	1 178 563	125 346	99 053	1 402 963
2024	1 282 092	141 265	110 324	1 533 681
2025	1 394 715	159 206	122 876	1 676 797
2026	1 517 231	179 425	136 857	1 833 513
2027	1 650 510	202 212	152 429	2 005 150
2028	1 795 496	227 893	169 772	2 193 161
2029	1 953 218	256 835	189 088	2 399 142
2030	2 124 795	289 454	210 603	2 624 851
2031	2 311 444	326 214	234 565	2 872 223
2032	2 514 488	367 643	261 254	3 143 386
2033	2 735 369	414 334	290 979	3 440 682
2034	2 975 653	466 954	324 087	3 766 694
2035	3 237 044	526 258	360 961	4 124 263

Tableau 5 : Puissance de Pointe (scénario de base en MW)

Année	DOSSO	NY-TIL
2015	7,20	123,10
2016	8,28	134,14
2017	9,53	146,16
2018	10,96	159,26
2019	12,61	173,54
2020	14,51	189,09
2021	16,69	206,05
2022	19,20	224,52
2023	22,09	244,64
2024	25,41	266,57
2025	29,24	290,47
2026	33,63	316,51
2027	38,69	344,88
2028	44,51	375,80
2029	51,21	409,48
2030	58,91	446,19
2031	67,78	486,19
2032	77,97	529,77
2033	89,70	577,26
2034	103,20	629,01
2035	118,72	685,40

- ✓ Dans le scénario lent, le déficit commencerait courant 2017 aussi même si la consommation est plus lente que le scénario de base. Une variation de l'appel en énergie de 391 % à Niamey, 900 % dans la région de Tillabéry et 689 % dans la région de Dosso est attendue sur la période de l'étude. La puissance de pointe passera de 7.2 MW à 108,81 MW à Dosso et 123,1 à 625,17 MW à Niamey-Tillabéry.

Tableau 6 : Energie appelée (scénario lent en MWh)

Année	NIAMEY	TILLABERY	DOSSO	Zone Fleuve
2015	598 166	47 950	41 641	687 757
2016	647 720	53 800	46 171	747 690
2017	701 379	60 364	51 193	812 936
2018	759 484	67 728	56 762	883 973
2019	822 402	75 991	62 936	961 329
2020	890 532	85 262	69 783	1 045 576
2021	964 307	95 663	77 373	1 137 344
2022	1 044 193	107 334	85 790	1 237 317
2023	1 130 697	120 429	95 122	1 346 249
2024	1 224 368	135 122	105 470	1 464 959
2025	1 325 798	151 606	116 943	1 594 347
2026	1 435 632	170 102	129 664	1 735 398
2027	1 554 564	190 855	143 769	1 889 187
2028	1 683 349	214 139	159 408	2 056 896
2029	1 822 803	240 264	176 748	2 239 815
2030	1 973 810	269 576	195 975	2 439 361
2031	2 137 327	302 465	217 293	2 657 084
2032	2 314 390	339 365	240 930	2 894 685
2033	2 506 121	380 768	267 138	3 154 027
2034	2 713 737	427 222	296 197	3 437 155
2035	2 938 551	479 343	328 417	3 746 311

Tableau 7 : Puissance de Pointe (scénario lent en MW)

Année	DOSSO	NY-TIL
2015	7,20	123,10
2016	8,25	133,52
2017	9,45	144,82
2018	10,82	157,08
2019	12,39	170,37
2020	14,20	184,80
2021	16,26	200,44
2022	18,63	217,40
2023	21,33	235,80
2024	24,44	255,76
2025	27,99	277,41
2026	32,06	300,89
2027	36,72	326,36
2028	42,06	353,99
2029	48,18	383,95
2030	55,19	416,45
2031	63,21	451,70
2032	72,41	489,93
2033	82,94	531,40
2034	95,00	576,38
2035	108,81	625,17

- ✓ Dans le scénario rapide, le déficit de puissance commencerait courant 2017 où la puissance de pointe de Niamey-Tillabéry dépasserait 147 MW. En termes d'énergie appelée on observera une augmentation de 490 % à Niamey, 3068 % dans la région de Tillabéry et 844 % dans la région de Dosso. Une pointe de 130 MW en 2035 sera observée contre 7.2 MW en 2015. Quant à Niamey-Tillabéry, elle sera de 751 MW en 2035 contre 123,1 MW en 2015.

Tableau 8 : Energie appelée (scénario rapide en MWh)

Année	NIAMEY	TILLABERY	DOSSO	Zone Fleuve
2015	603 690	48 377	42 016	694 084
2016	659 738	54 763	47 007	761 509
2017	720 991	61 992	52 591	835 573
2018	787 930	70 175	58 837	916 942
2019	861 084	79 438	65 826	1 006 348
2020	941 030	89 924	73 645	1 104 598
2021	1 028 398	101 794	82 392	1 212 584
2022	1 123 877	115 231	92 179	1 331 287
2023	1 228 222	130 441	103 128	1 461 791
2024	1 342 254	147 659	115 377	1 605 291
2025	1 466 873	167 150	129 082	1 763 105
2026	1 603 062	189 214	144 414	1 936 691
2027	1 751 896	214 190	161 568	2 127 654
2028	1 914 547	242 463	180 759	2 337 770
2029	2 092 300	274 469	202 229	2 568 998
2030	2 286 556	310 698	226 250	2 823 505
2031	2 498 847	351 711	253 124	3 103 682
2032	2 730 848	398 136	283 190	3 412 175
2033	2 984 389	450 690	316 827	3 751 907
2034	3 261 469	510 182	354 460	4 126 111
2035	3 564 275	577 526	396 563	4 538 363

Tableau 9 : Puissance de Pointe (scénario rapide en MW)

Année	DOSSO	NY-TIL
2015	7,20	123,10
2016	8,32	134,75
2017	9,61	147,50
2018	11,11	161,46
2019	12,83	176,75
2020	14,83	193,47
2021	17,13	211,78
2022	19,79	231,83
2023	22,87	253,77
2024	26,43	277,79
2025	30,53	304,08
2026	35,28	332,86
2027	40,76	364,36
2028	47,10	398,84
2029	54,42	436,59
2030	62,87	477,91
2031	72,65	523,14
2032	83,94	572,65
2033	96,98	626,85
2034	112,06	686,18
2035	129,48	751,12

IV.4 Conclusion

L'étude de ces scénarii révèle que, quel que soit le scénario considéré, le parc de Nigelec serait déficitaire à partir de 2017 sans la mise en place des projets en cours et futur. L'importance de la mise en place de tous ces projets serait capitale car même avec le scénario lent, la puissance de pointe atteindrait 625 MW en 2035 alors qu'elle n'est que de 150 MW en 2015.

V. Mix énergétique

Le mix énergétique représente la répartition des différentes sources de production d'énergie dans la production totale d'électricité d'un réseau ou d'un sous-réseau. Entre autres, les parts d'énergie fossile, nucléaire et renouvelable sont des repères permettant de comparer les différents réseaux et de définir l'autosuffisance d'une entité territoriale. Cette répartition peut être variable suivant l'heure et la saison ; on parle alors de mix énergétique dynamique, représentant la production pas à pas de chaque source, généralement représenté par une courbe de charge.

V.1 Analyse des projets

Les études de faisabilité de ses projets ont maintenu un prix préférentiel pour l'exploitation des ouvrages :

- ✓ La ligne 132 kV est la principale ligne d'importation d'une capacité à terme de 80MW, en 2014, le prix moyen d'achat d'électricité à la PHCN est de 15,59 F CFA du fait de l'augmentation de la capacité de transit de la ligne. Compte tenu de la privatisation récente de la PHCN, une hausse du prix d'achat à hauteur de 70 % avant 2018 est admise.
- ✓ La production d'électricité à partir des centrales thermiques reste la première source d'électricité propre à la Nigelec. Avec un parc vétuste, le maintien des performances techniques du parc déjà atteintes et de l'effort de la maîtrise de charge d'exploitation sont de mise. En 2014, le coût du kWh produit par le parc de production de l'entreprise s'élève à 133,93 F CFA.
- ✓ La centrale diesel de Gorou Banda avec une capacité de 80 MW (100 MW à terme) à pour coût d'investissement de 80 milliards. L'étude de faisabilité de cette centrale a retenu un prix préférentiel de 109 F CFA.
- ✓ La centrale hydroélectrique Kandadji avec une capacité de 130 MW à pour coût d'investissement (génie civil, barrage hydroélectrique, la ligne Kandadji – Gorou Banda) de 371 milliards. L'étude de faisabilité de cette centrale a retenu un prix préférentiel de 25,84 F CFA.

- ✓ La centrale à charbon de Salkadamna avec une capacité de 3×200 MW à pour coût d'investissement 740 milliards. L'étude de faisabilité de cette centrale a retenu un prix préférentiel de 48 F CFA.
- ✓ La centrale photovoltaïque avec une capacité de 20 MW (en cours d'étude). L'étude de préfaisabilité de ce type de centrale a retenu un prix d'exploitation moyen de 70 F CFA.

Hors le tarif (79,25 F CFA) de ventes de l'énergie basé sur une péréquation nationale, est resté quasiment inchangé depuis 1994 et a même connu des baisses notamment en 2001 où les aménagements hydro agricoles ont bénéficié d'une baisse de 25 % puis en 2012 où il a été introduit un tarif social aux ménages les plus vulnérables (consommation inférieur à 50 kWh/mois).

V.2 Analyse du mix énergétique

Sur la base de l'approche d'optimisation par le coût pour les consommateurs et pour garder un équilibre financier à l'entreprise, les projets, les plus rentables sont ceux dont le tarif de vente est inférieur à 79,25 F CFA. L'équilibre financier a été assuré jusqu'ici grâce à la marge tirée du tarif préférentiel à l'importation. Ce tarif révèle aussi, même si la dépendance en matière d'offre va considérablement diminuer avec la mise en place des projets, l'importation du Nigeria restera toujours prioritaire sur les autres sources.

Dans la vision globale de l'analyse du mix énergétique, le choix défavorable de l'apparition simultanée de la pointe vue de l'offre (production) dans toute la zone a été considéré.

Ainsi,
$$pointe\ offre = \frac{pointe\ demande}{rendement\ global}$$

Quel que soit le scénario considéré, la centrale diesel de Gorou Banda fonctionnera en réserve froide à partir de 2018 avec la mise en place de la centrale à charbon de Salkadamna. On constatera qu'avec les scénarii l'appel de puissance passerait de 160 MW en 2015 à 966 MW dans le scénario lent, 1058 MW dans le scénario de base et 1159 MW dans le scénario rapide en 2035. On constate que dans le scénario rapide le déficit de puissance apparaîtra dès fin 2033 (98MW). Dans les

prochaines années l'offre de la zone fleuve sera constituée de 21 % d'hydroélectricité, 63 % du combustible charbon et 16 % du combustible diésel.

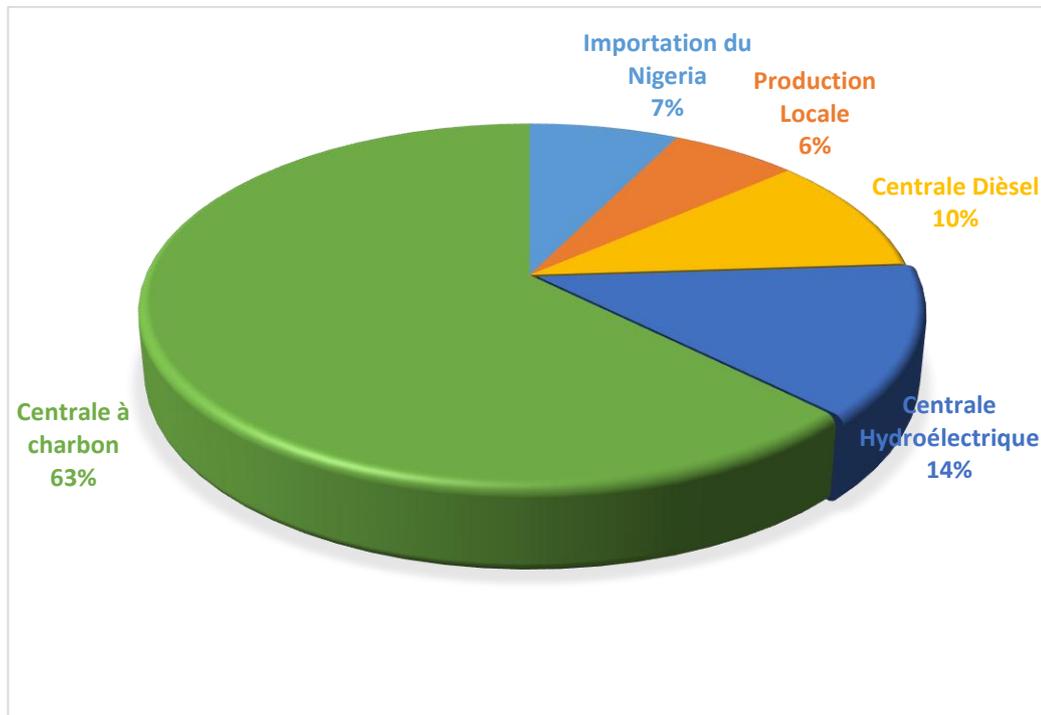


Figure 20 : mix énergétique de la zone fleuve

Tableau 10 : mix énergétique (scénario de base) en MWh

Année	Importation du Nigeria	Production Locale	Centrale Dièsel	Centrale Hydroélectrique	Centrale à charbon
2017	70	44	80	0	0
2018	70	0	0	0	143
2019	70	0	0	130	33
2020	70	0	0	130	56
2021	70	0	0	130	81
2022	70	0	0	130	109
2023	70	0	0	130	139
2024	70	0	0	130	172
2025	70	0	0	130	209
2026	70	0	0	130	249
2027	70	0	0	130	294
2028	70	0	0	130	343
2029	70	0	0	130	397
2030	70	0	0	130	456
2031	70	0	0	130	522
2032	70	0	0	130	594
2033	70	0	73	130	600
2034	70	60	100	130	600
2035	70	60	100	130	600

Tableau 11 : mix énergétique (scénario rapide) en MWh

Année	Importation du Nigeria	Production Locale	Centrale Dièsel	Centrale Hydroélectrique	Centrale à charbon
2017	70	45	80	0	0
2018	70	0	0	0	145
2019	70	0	0	130	38
2020	70	0	0	130	62
2021	70	0	0	130	89
2022	70	0	0	130	119
2023	70	0	0	130	151
2024	70	0	0	130	188
2025	70	0	0	130	228
2026	70	0	0	130	272
2027	70	0	0	130	321
2028	70	0	0	130	376
2029	70	0	0	130	436
2030	70	0	0	130	502
2031	70	0	0	130	576
2032	70	0	57	130	600
2033	70	48	100	130	600
2034	70	60	100	130	600
2035	70	60	100	130	600

Tableau 12 : mix énergétique (scénario lent) en MWh

Année	Importation du Nigeria	Production Locale	Centrale Diésel	Centrale Hydroélectrique	Centrale à charbon
2017	70	42	80	0	0
2018	70	0	0	0	140
2019	70	0	0	130	29
2020	70	0	0	130	50
2021	70	0	0	130	73
2022	70	0	0	130	99
2023	70	0	0	130	127
2024	70	0	0	130	157
2025	70	0	0	130	191
2026	70	0	0	130	227
2027	70	0	0	130	267
2028	70	0	0	130	311
2029	70	0	0	130	360
2030	70	0	0	130	413
2031	70	0	0	130	471
2032	70	0	0	130	535
2033	70	0	5	130	600
2034	70	0	82	130	600
2035	70	60	100	130	600

V.3 Conclusion

Dans les prochaines années, la production électrique de la zone fleuve va considérablement changer avec la mise en place de ces projets. La concrétisation du projet WAPP (West African Power POOL) ou EEEOA (système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain) autour de 2019 serait d'une importance car sans doute empêcherait le fonctionnement en réserve froide de la nouvelle centrale diésel de Gorou Banda.

Conclusion générale

Tout exercice de prévision à long terme comporte des incertitudes, d'où le choix de l'encadrement de l'évolution tendancielle de la demande et de l'offre par des scénarii. Bien qu'ayant pas pris en considération le dérèglement climatique, la hausse des températures qui joue sur les rendements de la production limiterait l'exploitation des certaines machines.

Ce mémoire présente de manière quantitative l'évolution de la demande électrique de la zone fleuve. Vu l'évolution, les scénarii se justifient par la mise en place des projets dont l'exploitation de la centrale de Gorou Banda dès 2016 qui viendra ajuster l'offre déjà saturée sur la demande. La tendance évolutive de la demande conjuguée à la mise en place du projet de l'extension et de renforcement de réseau de distribution de la ville Niamey boostera sans doute les ventes de la région.

A l'analyse du futur mix énergétique de la zone fleuve, la centrale diesel de Gorou Banda paraît la moins rentable des projets du point de vue prix du kWh. Les centrales hydroélectriques donnent un meilleur avantage d'exploitation par rapport à leur coût.

L'hydroélectricité est l'option majeure de la stratégie de résorption du déficit avec l'augmentation du parc de production prévue sur la période 2019 en plus de l'importation du Nigeria. Le Niger dispose de gisements de charbon exploitable pour la production d'électricité dont un projet de centrale d'une puissance de 3×200 MW sur le site. A défaut de découvertes plus importantes, le charbon est la source de diversification additionnelle par rapport à l'hydroélectricité. Le charbon restera une source de recours durant la période 2016 – 2035 du fait de son coût d'exploitation plus abordable que les combustibles pétroliers.

Bibliographie

- [1] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2004, Mai 2005
- [2] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2005, Mai 2006
- [3] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2006, Juin 2007
- [4] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2007, Juin 2008
- [5] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2008, Juin 2009
- [6] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2009, Juin 2010
- [7] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2010, Juin 2011
- [8] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2011, Juin 2012
- [9] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2012, Mai 2013
- [10] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2013, Mai 2014
- [11] **Nigelec**, Analyse des états financiers 2014, Mai 2015
- [12] **Nigelec**, Demande électrique 1998-2020,
- [13] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2004
- [14] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2005
- [15] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2006
- [16] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2007
- [17] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2008
- [18] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2009
- [19] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2010
- [20] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2011
- [21] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2012
- [22] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2013
- [23] **Nigelec**, Statistiques des ventes, 2014
- [24] **Nigelec**, Plan d'affaires 2012-2027, année 2011

[25] Ministère de Mines et de l'énergie, Rapport sur l'évaluation de la demande et de l'offre énergétiques en utilisant les modèles MAED et MESSAGE, Décembre 2013.

[26] Pascal GIBIELLE et Jérôme BOTTIN, Demande d'électricité et prévision à long terme, Techniques de l'Ingénieur, D4010.

Annexes

Annexe 1 : Historique des ventes nettes en kWh

ANNEE	NIAMEY		TILLABERY		DOSSO		Zone Fleuve	
	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA
2004	113 288 179	88 963 905	5 334 993	5 999 908	9 050 429	1 845 991	127 673 601	96 809 804
2005	127 117 806	97 659 558	5 958 823	5 926 361	10 131 944	2 301 736	143 208 573	105 887 655
2006	140 168 352	99 013 271	7 221 831	7 845 686	11 493 285	2 715 800	158 883 468	109 574 757
2007	157 830 762	103 364 221	8 531 363	26 798 336	12 593 667	2 274 052	178 955 792	132 436 609
2008	164 445 424	105 576 776	9 819 191	18 250 279	13 252 489	2 804 331	187 517 104	126 631 386
2009	193 249 099	115 846 727	11 915 676	16 961 589	15 281 827	2 993 174	220 446 602	135 801 490
2010	211 582 185	117 441 429	13 176 909	13 190 464	17 249 056	3 207 339	242 008 150	133 839 232
2011	228 289 351	121 622 266	15 470 148	12 699 149	19 707 222	3 587 585	263 466 721	137 909 000
2012	262 839 621	132 220 072	17 333 241	20 751 044	21 643 492	3 595 576	301 816 354	156 566 692
2013	283 507 382	133 816 814	19 351 691	11 772 672	22 695 009	3 487 497	325 554 082	149 076 983
2014	327 882 564	119 563 922	22 469 057	12 147 289	25 898 845	4 521 204	376 250 466	136 232 415

Source : [13][14][15][16][17][18][19][20][21][22][23]

Annexe 2 : Evolution annuelle des ventes nettes

ANNEE	NIAMEY		TILLABERY		DOSSO		Zone Fleuve	
	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA
2004/2005	12,21%	9,77%	11,69%	-1,23%	11,95%	24,69%	12,17%	9,38%
2005/2006	10,27%	1,39%	21,20%	32,39%	13,44%	17,99%	10,95%	3,48%
2006/2007	12,60%	4,39%	18,13%	241,57%	9,57%	-16,27%	12,63%	20,86%
2007/2008	4,19%	2,14%	15,10%	-31,90%	5,23%	23,32%	4,78%	-4,38%
2008/2009	17,52%	9,73%	21,35%	-7,06%	15,31%	6,73%	17,56%	7,24%
2009/2010	9,49%	1,38%	10,58%	-22,23%	12,87%	7,16%	9,78%	-1,44%
2010/2011	7,90%	3,56%	17,40%	-3,72%	14,25%	11,86%	8,87%	3,04%
2011/2012	15,13%	8,71%	12,04%	63,40%	9,83%	0,22%	14,56%	13,53%
2012/2013	7,86%	1,21%	11,64%	-43,27%	4,86%	-3,01%	7,86%	-4,78%
2013/2014	15,65%	-10,65%	16,11%	3,18%	14,12%	29,64%	15,57%	-8,62%

Annexe 3 : Historique du nombre d'abonnés facturés

ANNEE	NIAMEY		TILLABERY		DOSSO		Zone Fleuve	
	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA
2004	53 545	408	4 726	63	6 079	26	64 350	497
2005	59 538	415	5 664	61	6 534	27	71 736	503
2006*	68 123	463	7 909	89	7 518	29	82 969	581
2007*	71 141	446	8 371	76	7 964	31	87 476	553
2008*	77 216	462	9 550	87	8 553	34	95 253	571
2009	84 539	479	10 809	91	11 541	30	106 889	600
2010	88 019	502	11 330	92	12 060	32	111 409	626
2011	92 542	471	12 066	81	12 746	36	117 354	588
2012	98 156	541	13 061	100	13 671	32	124 888	673
2013	106 344	590	14 484	96	15 186	41	136 014	727
2014	112 499	622	16 095	99	16 408	51	145 002	772

Source : [13][14][15][16][17][18][19][20][21][22][23]

Annexe 4 : Evolution annuelle du nombre d'abonnés facturés

ANNEE	NIAMEY		TILLABERY		DOSSO		Zone Fleuve	
	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA
2004/2005	11,19%	1,72%	19,85%	-3,17%	7,48%	3,85%	11,48%	1,21%
2005/2006	14,42%	11,57%	39,64%	45,90%	15,06%	7,98%	15,66%	15,51%
2006/2007	4,43%	-3,67%	5,84%	-14,61%	5,93%	7,98%	5,43%	-4,82%
2007/2008	8,54%	3,65%	14,08%	14,47%	7,40%	7,98%	8,89%	3,30%
2008/2009	9,48%	3,62%	13,19%	4,60%	34,93%	-11,75%	12,22%	5,03%
2009/2010	4,12%	4,80%	4,82%	1,10%	4,50%	6,67%	4,23%	4,33%
2010/2011	5,14%	-6,18%	6,50%	-11,96%	5,69%	12,50%	5,34%	-6,07%
2011/2012	6,07%	14,86%	8,25%	23,46%	7,26%	-11,11%	6,42%	14,46%
2012/2013	8,34%	9,06%	10,90%	-4,00%	11,08%	28,13%	8,91%	8,02%
2013/2014	5,79%	5,42%	11,12%	3,13%	8,05%	24,39%	6,61%	6,19%

Annexe 5 : Consommation spécifique en kWh/abonné

ANNEE	NIAMEY		TILLABERY		DOSSO		Zone Fleuve	
	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA	BT	HTA
2004	2 116	218 049	1 129	95 237	1 489	71 000	1 984	194 788
2005	2 135	235 324	1 052	97 153	1 551	85 249	1 996	210 512
2006	2 058	213 852	913	88 154	1 529	93 152	1 915	188 597
2007	2 219	231 758	1 019	352 610	1 581	72 235	2 046	239 488
2008	2 130	228 383	1 028	209 773	1 549	82 497	1 969	221 675
2009	2 286	241 851	1 102	186 391	1 324	99 772	2 062	226 336
2010	2 404	233 947	1 163	143 375	1 430	100 229	2 172	213 801
2011	2 467	258 221	1 282	156 780	1 546	99 655	2 245	234 539
2012	2 678	244 399	1 327	207 510	1 583	112 362	2 417	232 640
2013	2 666	226 808	1 336	122 632	1 494	85 061	2 394	205 058
2014	2 915	192 225	1 396	122 700	1 578	88 651	2 595	176 467

Annexe 6 : Historique de l'offre dans la zone (Niamey-Tillabéry)

Année	Energie vendue (kWh)	rendement global	Energie appelée (MWh)	Evolution Energie appelée	Puissance de pointe (MW)	Evolution Pointe
2004	224 483 405	84,39%	266 007,12			
2005	249 096 228	84,16%	295 979,36	11,27%	52,40	
2006	268 458 225	83,61%	321 083,87	8,48%	58,00	10,69%
2007	311 392 401	81,12%	383 866,37	19,55%	68,00	17,24%
2008	314 148 490	83,36%	376 857,59	-1,83%	72,40	6,47%
2009	356 248 092	82,39%	432 392,39	14,74%	77,00	6,35%
2010	375 847 382	82,07%	457 959,52	5,91%	83,40	8,31%
2011	401 375 721	80,07%	501 281,03	9,46%	88,00	5,52%
2012	458 383 046	81,44%	562 847,55	12,28%	97,00	10,23%
2013	474 631 065	81,81%	580 162,65	3,08%	103,20	6,39%
2014	512 482 881	81,00%	632 694,91	9,05%	111,60	8,14%

Source : [1][2][3][4][5][6][7][8][9][10][11]

Annexe 7 : Historique de l'offre dans la région de Niamey

Année	Energie vendue (kWh)	rendement global	Energie appelée (MWh)	Evolution Energie appelée
2004	202 252 084	84,39%	239 663,57	
2005	224 777 364	84,16%	267 083,37	11,44%
2006	239 181 623	83,61%	286 068,20	7,11%
2007	261 194 983	81,12%	321 985,93	12,56%
2008	270 022 200	83,36%	323 922,98	0,60%
2009	309 095 826	82,39%	375 161,82	15,82%
2010	329 023 614	82,07%	400 906,07	6,86%
2011	349 911 617	80,07%	437 007,14	9,00%
2012	395 059 693	81,44%	485 092,94	11,00%
2013	417 324 196	81,81%	510 113,92	5,16%
2014	447 446 486	81,00%	552 403,07	8,29%

Annexe 8 : Historique de l'offre dans la région de Tillabéry

Année	Energie vendue (kWh)	rendement global	Energie appelée (MWh)	Evolution Energie appelée
2004	11 334 901	84,39%	13 431,57	
2005	11 885 184	84,16%	14 122,13	5,14%
2006	15 067 517	83,61%	18 021,19	27,61%
2007	35 329 699	81,12%	43 552,39	141,67%
2008	28 069 470	83,36%	33 672,59	-22,68%
2009	28 877 265	82,39%	35 049,48	4,09%
2010	26 367 373	82,07%	32 127,91	-8,34%
2011	28 169 297	80,07%	35 180,84	9,50%
2012	38 084 285	81,44%	46 763,61	32,92%
2013	31 124 363	81,81%	38 044,69	-18,64%
2014	34 616 346	81,00%	42 736,23	12,33%

Annexe 9 : Historique de l'offre dans la région de Dosso

Année	Energie vendue (kWh)	rendement global	Energie appelée (MWh)	Evolution Energie appelée	Puissance de pointe (MW)	Evolution Pointe
2004	10 896 420	84,39%	12 911,98			
2005	12 433 680	84,16%	14 773,86	14,42%		
2006	14 209 085	83,61%	16 994,48	15,03%		
2007	14 867 719	81,12%	18 328,06	7,85%		
2008	16 056 820	83,36%	19 262,02	5,10%		
2009	18 275 001	82,39%	22 181,09	15,15%		
2010	20 456 395	82,07%	24 925,55	12,37%		
2011	23 294 807	80,07%	29 093,05	16,72%	4,15	
2012	25 239 068	81,44%	30 991,00	6,52%	4,75	14,46%
2013	26 182 506	81,81%	32 004,04	3,27%	4,92	3,58%
2014	30 420 049	81,00%	37 555,62	17,35%	5,72	16,26%
2015					7,2	25,87%