The Global Water Initiative

A Partnership Funded by the Howard G. Buffett Foundation

ÉTUDE SUR LE PARTAGE DES BENEFICES ISSUS DE LA VENTE DE L'ELECTRICITE DE KANDADJI AVEC LES POPULATIONS AFFECTEES

RAPPORT FINAL

Rédigé par le Cabinet d'Etudes et Conseil Maïna Boukar

JANVIER 2011

UICN

iied

The Global Water Initiative

Le programme « Global Water Initiative » (GWI), financé par la Fondation Howard G. Buffett, cherche à relever le défi de fournir à long terme l'accès à l'eau potable et à l'assainissement, ainsi que la protection et la gestion des services des écosystèmes et des bassins hydrographiques, au profit des plus pauvres et des plus vulnérables dépendant de ces services.

L'approvisionnement en eau dans le cadre du GWI se fait à travers la sécurisation de la ressource et le développement d'approches nouvelles ou améliorées de la gestion de l'eau, et s'intègre dans un cadre plus large qui traite de la pauvreté, du pouvoir et des inégalités qui touchent particulièrement les populations les plus pauvres.

Pour y parvenir, il faut allier une orientation pratique sur l'approvisionnement en eau et l'assainissement avec des investissements visant à renforcer les institutions, augmentant la prise de conscience et l'élaboration de politiques efficaces.

Le consortium régional du GWI en Afrique de l'Ouest est composé des partenaires suivants :

- International Union for the Conservation of Nature (IUCN)
- Catholic Relief Services (CRS)
- CARE International
- SOS Sahel (UK)
- International Institute for Environment and Development (IIED)

Le programme du GWI en Afrique de l'Ouest couvre 5 pays : le Sénégal, le Ghana, le Burkina Faso, le Mali, et le Niger.

SOMMAIRE

ACRONYMES **4**

LISTE DES TABLEAUX **5**

RESUME **6**

1. CONTEXTE DE L'ETUDE ET METHODOLOGIE **8**

1.1 CONTEXTE DE L'ETUDE 8
1.2 METHODOLOGIE 10
1.2.1 Recherche et revue de la documentation *10*
1.2.2 Elaboration du rapport sur les aspects relatifs à la faisabilité de la démarche *10*

2. PRESENTATION DU SECTEUR ELECTRIQUE AU NIGER **11**

2.1 POTENTIALITES ET RESSOURCES DU SECTEUR 11
2.2 SITUATION SUR LA CONSOMMATION D'ENERGIE ELECTRIQUE 12
2.3 APERÇU SUR LA POLITIQUE ENERGETIQUE DU NIGER 12
2.3 LES ACTEURS DU SECTEUR ELECTRIQUE 13
2.3.1 Le Ministère en charge de l'Energie *13*
2.3.2 Les Collectivités territoriales *13*
2.3.3 L'organe de régulation *13*
2.3.4 Les délégataires du service public de l'énergie électrique *13*
2.3.5 La Cellule d'Electrification Rurale *14*

3. LA ZONE DE COUVERTURE DU PROGRAMME KANDADJI : PROBLEMES ET CONTRAINTES SPECIFIQUES AU SECTEUR **15**

4. EVOLUTION DU PARC DE PRODUCTION ET PERSPECTIVES DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE (SANS LA CENTRALE DE KANDADJI) **16**

4. 1 EVOLUTION DU PARC DE PRODUCTION 16
4.2 PERSPECTIVES D'EVOLUTION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE (SANS L'APPORT DE LA CENTRALE ELECTRIQUE DE KANDADJI) 16

5. PREVISION DE LA PRODUCTION DE LA CENTRALE DE KANDADJI **18**

6. MONTAGE INSTITUTIONNEL POUR LE FINANCEMENT DE LA CENTRALE CHARGEE DE LA PRODUCTION ET DE LA VENTE DE L'ENERGIE DE KANDADJI **20**

7. CADRE JURIDIQUE ET INSTITUTIONNEL EXISTANT ET MISE EN ŒUVRE DU SYSTEME DE PARTAGE **21**

7.1 DU CADRE JURIDIQUE 21
7.1.1 Plusieurs textes juridiques et réglementaires régissent la gestion des ressources naturelles au Niger *21*
7.1.2 Analyse du cadre juridique *22*
7.1.3 Autres avantages accessibles contenus dans les différents documents et cadres contractuels existants *23*
7.2 CADRE INSTITUTIONNEL POUR LE PARTAGE DES BENEFICES ISSUS DE L'EXPLOITATION DE LA CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE KANDADJI 24
7.2.1 Rôle de l'Etat *24*
7.2.2 Rôle des communes concernés *24*
7.2.3 Rôles des populations bénéficiaires *25*
7.3 CADRE INSTITUTIONNEL POUR LA GESTION DES FONDS 25

8. SOURCES DE MOBILISATION DES RESSOURCES POUR LA MISE EN PLACE DU SYSTEME DE PARTAGE **26**

8.1 PRELEVEMENT D'UNE TAXE SUR LES TARIFS DE VENTE AU NIVEAU DE LA CENTRALE 26
8.2 PRELEVEMENT D'UN TAXE SUR L'ENSEMBLE DES VENTES D'ELECTRICITE PAR LA NIGELEC AU NIVEAU NATIONAL. 27

9. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS **29**

BIBLIOGRAPHIE **31**

ANNEXES **32**

ACRONYMES

AIEA	Agence Internationale pour l'Energie Atomique
ARM	Autorité de Régulation Multisectorielle
BOOT	Build, Own, Operate and Transfer
CSI	Centres de Santé Intégré
COMINAK	Compagnie Minière d'Akouta
DPG	Déclaration de Politique Energétique
GWh	Gigawatt heure
KV	Kilovolt
MME	Ministère des Mines et de l'Energie
MW	Megawatt
MI/AT	Ministère de l'Intérieure et de l'Aménagement du Territoire
NIGELEC	Société Nigérienne d'Electricité
OMD	Objectifs du Millénaire pour le Développement
ORTN	Office des Radios Diffusion et Télévision du Niger
PRASE	Programme National de Référence d'Accès aux Services Energétiques modernes
P-KRESMIN	Programme de Kandadji de Régénération des Ecosystèmes et de Mise en valeur de la vallée du Niger
SOMAIR	Société des Mines de l'Aïr
SONICHAR	Société Nigérienne de Charbon d'Anou Araren
SEM	Services Energétiques Modernes
PPP	Partenariat Public Privé
VRA Resettlement	Fonds d'appui aux populations recasées de l'Autorité de la Volta

LISTE DES TABLEAUX

Tableau N°1 : Evolution du parc de production de la Zone Fleuve……....16

Tableau N°2 : Evolution de l'offre et de la demande de la zone fleuve……..16

Tableau N°3 : Prévision de la production et de la consommation de la zone fleuve……...18

Tableau N°4 : Montant annuel des différentes taxes……26

Résumé

La construction des grands barrages et des centrales hydroélectriques fait aujourd'hui l'objet de vives controverses quant à leurs impacts sur le développement durable des zones territoriales concernées; en particulier, sont évoqués leurs impacts négatifs dont la paupérisation des populations souvent déplacées des sites retenus et de celles vivant alentour et la répartition inégale des bénéfices qui en sont issus.

En effet, l'établissement de tels ouvrages s'accompagne souvent d'expropriation pour cause d'utilité publique et de déplacement involontaire des populations vivant à l'intérieur des limites des sites ; il entraîne aussi une désorganisation dans les localités avoisinantes qui leur cause des manques à gagner souvent considérables.

Les personnes et les communautés victimes des expropriations, des déplacements involontaires et des impacts négatifs de l'installation desdits ouvrages sont indemnisées en conséquence ; dans certains cas comme à Akosombo au Ghana, les communautés bénéficient de projets de développement financés à partir des ressources tirées de l'exploitation des ouvrages pendant une durée limitée.

En août 2002, le Gouvernement de la République du Niger a adopté le document du programme intégré de gestion des ressources naturelles du bassin du fleuve Niger dit « Programme de Kandadji de Régénération des Ecosystèmes et de Mise en valeur de la vallée du Niger » (P-KRESMIN), qui prévoit, entre autres composantes, la réalisation d'un barrage sur le fleuve Niger pour une capacité de 1,569 milliards de mètres cube, d'une centrale hydroélectrique, et le déplacement de 38,000 personnes. Pour mettre en place ce programme, l'Etat a procédé à l'expropriation pour cause d'utilité publique de la zone territoriale nécessaire à l'installation des ouvrages et de toutes leurs annexes.

Au Niger, malgré la présence de nombreuses potentialités et ressources, la situation énergétique est caractérisée par un faible niveau de consommation d'énergie par habitant.
Par ailleurs, le taux d'électrification des ménages en 2009 est de 8,4%[1], caractérisé par un contraste marqué entre les villes, où il ressort à 47%, et les campagnes, où il est de 0,4%. Ces faibles taux s'expliquent principalement par l'insuffisance des investissements de l'Etat pour le développement du secteur. Afin de pallier cette insuffisance, l'Etat a entrepris de nombreuses réformes dont l'adoption de la loi 2003-004 du 31 Janvier 2003, portant code de l'électricité.
Les différentes études réalisées par la NIGELEC font ressortir qu'une progression significative de déficit de puissance sera observée à partir de 2017 en l'absence de toute augmentation des capacités des centrales de la zone. La réponse apportée à travers la réalisation de la centrale hydroélectrique de Kandadji permettra ainsi de résorber ce déficit voir d'exporter l'énergie vers les pays voisins. C'est pourquoi le projet de la centrale demeure un projet à caractère stratégique.

La présente étude vise à éclaircir les aspects juridiques, institutionnels et financiers concernant les modalités opérationnelles d'un partage de bénéfices de la vente d'électricité qui serait issue de l'exploitation du barrage de Kandadji avec les populations déplacées.

Au Niger, les ressources naturelles, dont les ressources en eau comme le fleuve, appartiennent au peuple. Toute action visant leur mise en valeur doit prendre en compte l'intérêt des populations présentes et futures regroupées au sein des collectivités territoriales. L'exploitation des potentialités de chaque collectivité doit servir de base pour son développement. Cette vision fait l'objet de

[1] Taux d'électrification déterminé par la formule (Nombre d'abonnés x Taille des ménages/ Population) avec une taille moyenne des ménages de 7,1 au Niger

dispositions particulières de la nouvelle Constitution promulguée le 25 Novembre 2010, Les mesures sont déjà prises dans le secteur minier ou un prélèvement permet de répartir la redevance minière entre l'Etat (85%) et les collectivités locales (15%).

Cependant, ces précisions n'existent pas dans la loi n°2003-004 du 31 janvier 2003 portant Code de l'Electricité qui régit la construction et l'exploitation des ouvrages de production d'énergie électrique à partir de toute source.
La Constitution délègue une partie des recettes tirées de la mise en valeur des ressources naturelles aux collectivités au sein desquelles sont menées ces activités, il devrait en être donc ainsi pour les recettes de l'Etat qui seront générées par l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Kandadji.

La présente étude évalue les ressources potentiellement mobilisables en appliquant un certain nombre de taux d'imposition et leur incidence sur le tarif de vente de l'énergie.

Le prélèvement par taxe sur l'ensemble des ventes de la NIGELEC pourrait être considéré à priori comme une solution facile parce qu'elle permet une mobilisation plus rapide et régulière des ressources. Mais sa mise en œuvre reste une question très sensible. Une taxe supplémentaire de l'énergie électrique serait insupportable pour la population qui trouve déjà la situation actuelle difficile.

L'étude analyse alors le prélèvement de 2-5% de taxe uniquement sur l'électricité générée par la centrale de Kandadji et vendue à la NIGELEC (ou d'autres opérateurs) et montre que cela permettrait de générer entre 203 millions de CFA et 1272 millions de CFA par an selon le prix de vente et le pourcentage appliqué. Elle retient l'hypothèse d'un prélèvement de 2 à 3% avec un prix de vente de 20-30 CFA/KWh afin de générer entre 200 et 300 millions de CFA par an. Ces fonds seraient versés dans un fonds de développement créé à cet effet et géré directement par les représentants des communautés des zones concernées et l'étude fait des propositions de démarche dans ce sens.

Pour assurer une gestion transparente de ce fonds de développement, il sera institué selon des périodes convenues un audit des comptes et une évaluation des actions et projets financés sur les ressources du fonds.

Il ressort des analyses faites sur les différents aspects relatifs à la mise en œuvre de l'approche de partage des revenus avec les populations touchées par la mise en place du Programme de Kandadji, qu'il existe des dispositions juridiques, institutionnelles et financières favorables, notamment dans la nouvelle Constitution 2010, ainsi qu'une certaine expérience nationale dans le secteur minier. La mise en place d'un fonds de développement pour les populations affectées par le barrage de Kandadji devra se construire sur des fondations solides, tout en nécessitant une modification de la loi (notamment le Code de l'Électricité) afin de la rendre conforme à la nouvelle constitution.

1. Contexte de l'étude et méthodologie

1.1 Contexte de l'étude

La construction des grands barrages et des centrales hydroélectriques fait aujourd'hui l'objet de vives controverses quant à leurs impacts sur le développement durable des zones territoriales concernées; en contre pied des avantages sociaux et économiques attendus de l'exploitation de tels ouvrages, sont évoqués leurs impacts négatifs, notamment la paupérisation des populations souvent déplacées des sites retenus et de celles vivant alentour et la répartition inégale des bénéfices qui en sont issus.

En effet, l'établissement de tels ouvrages s'accompagne souvent d'expropriation pour cause d'utilité publique des terrains grevés de droits des tiers inclus dans les sites de leur réalisation et de déplacement des populations vivant à l'intérieur des limites des sites ; il entraîne aussi une désorganisation dans les localités avoisinantes qui leur cause des manques à gagner souvent considérables.

Les personnes et les communautés victimes des expropriations, des déplacements et des impacts négatifs de l'installation desdits ouvrages sont indemnisées en conséquence ; dans certains cas comme à Akossombo au Ghana, les communautés bénéficient de projets de développement financés à partir des ressources tirées de l'exploitation des ouvrages pendant une durée limitée.

Mais du fait de cette limitation par rapport à la durée réelle de l'exploitation des ouvrages, de la mauvaise gestion et de la mauvaise répartition de la part des avantages qui leur est destinée, on constate souvent une certaine paupérisation des populations des expropriations. L'appât du développement de leurs localités et de l'amélioration de leurs conditions de vie qu'on leur a promis pour leur faire accepter le projet devient un mirage. Cette situation constitue une source de frustration des victimes qui se disent qu'elles n'ont pas eu « leur part » des avantages et retombées positives du barrage et peut entraîner des réactions subversives de leur part.

Ce constat a amené l'Institut International pour l'Environnement et le Développement (IIED) à diligenter une étude sur « le partage des bénéfices issus des grands barrages en Afrique de l'ouest ».

Des conclusions de l'étude, il ressort de l'expérience des grands barrages en Afrique de l'Ouest (par exemple Kainji au Nigeria, Akosombo au Ghana, Manantali et Sélingué au Mali) que les populations impactées vivent des sentiments d'injustice et de frustration même 20 à 40 ans après la construction des ouvrages qui émanent du sentiment que les recasées ont sacrifié leurs villages et leurs terres ancestrales mais n'ont pas eu « leur part » des avantages et retombées positives des barrages et qu' il est nécessaire de créer les conditions d'un meilleur partage des bénéfices tirés des barrages afin de remédier à cette frustration sociale qui peut entraver l'établissement d'une trajectoire de développement positive pour ces villages.

En août 2002, le Gouvernement de la République du Niger a adopté le document du programme intégré de gestion des ressources naturelles du bassin du fleuve Niger dit « Programme de Kandadji de Régénération des Ecosystèmes et de Mise en valeur de la vallée du Niger » (P-KRESMIN).
Les principales composantes du programme porte sur la réalisation:

- d'un barrage sur le fleuve Niger au niveau du village de Kandadji pour une capacité de réservoir de 1,569 milliard de m3; -
- d'une centrale hydroélectrique d'une capacité de 130 MW et d'une ligne de transport associée de 132 KV destinées à assurer l'indépendance en énergie électrique des régions de Tillabéry et de Niamey ;

- d'un Programme de Développement local axé sur le renforcement des capacités, l'aménagement de 31000 ha de périmètres irrigués (dont 6.000 ha en première phase) et d'autres réalisations, notamment la promotion d'activités génératrices de revenus au profit des populations affectées de la zone.

Pour la réalisation de ce projet, l'Etat a procédé à l'expropriation pour cause d'utilité publique de la zone territoriale nécessaire à l'installation des ouvrages et de toutes leurs annexes conformément aux dispositions de la loi n°61-37 du 24 novembre 1961, règlementant l'expropriation pour cause d'utilité publique et l'occupation temporaire, modifiée par la loi n°2008-37 du 10 juillet 2008, et au déplacement involontaire des populations vivant sur le site retenu.

Les impacts majeurs négatifs de la réalisation du barrage de KANDADJI sont associés à l'expropriation des terres, au déplacement et à la réinstallation des populations. Ces activités entraîneront un déplacement involontaire d'environ 38 000 personnes qui, pour la plupart, quitteront un milieu de vie insulaire où s'étaient établis leurs ancêtres, pour se retrouver sur les rives du futur réservoir ou en aval de l'ouvrage sur de nouveaux sites créés à cet effet ou dans d'autres villages préexistants.

La réalisation du P-KRESMIN est tout aussi comptable des constats de l'étude diligentée par la Banque Africaine de Développement. Les bénéfices issus de l'exploitation de chacune de ses composantes doivent profiter aux populations qui ont été obligées d'accepter la perte de leur terroir ancestral pour sa réalisation; des populations à qui il a été soutenu que ce sacrifice permettra certainement leur développement économique et social.

Fondamentalement, le partage de bénéfices tirés de l'exploitation des barrages et l'accès des populations impactées aux ressources générées ne peuvent être assurés qu'au moyen d'un encadrement juridique et institutionnel adéquat ; mais le dispositif juridique et institutionnel devant sous-tendre un tel partage fait généralement défaut dans les Etats concernés.

La présente étude vise à éclaircir les aspects juridiques, institutionnels et financiers concernant les modalités opérationnelles du partage de bénéfices de la vente d'électricité de Kandadji avec les populations déplacées à travers les réponses aux questions spécifiques suivantes :

- Comment est-ce que l'électricité de Kandadji s'inscrit dans les choix énergétiques du Niger ? (prix des alternatives, complémentarités avec les autres sources, achat du Nigeria, etc.)

- Quel montage institutionnel est prévu pour la production et la vente de l'électricité de Kandadji ? (Etat, privé, partenariat public/privé)

- Quelles sont les prévisions de production d'énergie du barrage de Kandadji, les taux de rentabilité interne, les prix du marché et le montage financier général de l'investissement prévu par les études actuelles ?

- Quelles sont les implications financières et économiques du rajout d'une taxe de 2, 3, 4 et 5% sur le prix de vente en gros ? Ces taxes généreraient combien de recettes annuelles ?

- Quel est le cadre juridique au Niger ? Est-ce qu'il permet la mise en place d'une taxe de ce type ?

- Si le principe d'une taxe était accepté, quelles seraient les étapes à suivre afin de le mettre en œuvre sur le plan institutionnel ?

1.2 Méthodologie

La méthodologie utilisée pour analyser tous les aspects relatifs aux différents questionnements posés par les TDR comporte deux étapes ; i) l'étape de recherche, de collecte de la documentation et d'échanges d'informations et des appréciations sur cette approche ; ii) l'élaboration du rapport provisoire relatif aux différents aspects de la faisabilité de cette approche dans la zone du programme Kandadji.

1.2.1 Recherche et revue de la documentation

Cette phase a permis de compiler et d'étudier les différents documents et rapports sur le Programme Kandadji, en particulier :

- les rapports d'étude de faisabilité du Programme de Kandadji, les rapports d'études environnementales, les rapports de rentabilité sur le volet énergétique, les rapports sur les systèmes institutionnels et organisationnels en place, etc. ;
- les lois sur la gestion des ressources naturelles : le code Rural, le code de l'eau, le code de l'électricité, les différentes lois minières et pétrolières, les textes sur les droits coutumiers, etc.

L'examen de ces différents rapports d'étude et des textes de lois ont permis de présenter des axes de réponse aux principales questions posées par les termes de référence.

1.2.2 Elaboration du rapport sur les aspects relatifs à la faisabilité de la démarche

Après l'analyse des résultats des revues documentaires, de l'examen des textes juridiques existants, et des discussions et appréciations au niveau des différentes parties prenantes et acteurs essentiels dans le Programme Kandadji, ce présent rapport de faisabilité présente des éléments de réponse aux différentes préoccupations des TDR et en particulier aux différentes questions ci-dessus posées.

2. Présentation du secteur électrique au Niger

2.1 Potentialités et ressources du secteur

Le Niger regorge d'énormes potentialités en ressources énergétiques selon les statistiques du Ministère des Mines et de l'Energie. Celles-ci englobent la biomasse, l'uranium, le pétrole, le charbon et les énergies hydrauliques, solaires et éoliennes.

La biomasse, notamment le bois énergie, constitue la principale énergie utilisée par les ménages au Niger. Le bois représente plus de 85% des besoins des ménages en énergie domestique.

Le Niger dispose d'importantes réserves d'uranium estimées à 280 000 tonnes dans la région d'Agadez, au Nord du pays. Cet uranium est exploité par la Société des Mines de l'Aïr (SOMAIR) à Arlit et à Akokan par la Compagnie Minière d'Akouta (COMINAK). Avec une production totale de 3 400 tonnes/an, le Niger se classe au quatrième rang mondial. Le Niger pourrait occuper la deuxième place mondiale, avec la mise en service de la mine d'Immouraren d'une capacité de 5000 tonnes en 2013. Au regard des crises récurrentes de l'offre d'énergie, le Niger envisage à long terme la mise en service de centrales électriques nucléaires. A cet effet, l'Etat du Niger a déposé sa candidature pour siéger au Conseil des Gouverneurs de l'Agence Internationale pour l'Energie Atomique (AIEA) pour, à terme, faire aboutir son projet de centrale nucléaire civile.

Les réserves prouvées de charbon du Niger dépassent 40 millions de tonnes, dont 30 dans la région de Tahoua à Salkadamna et 10 à Anou Araren et d'importants gisements sur le site de Solomani dans la région d'Agadez. Actuellement, seul le gisement d'Anou Araren est mis en exploitation par la Société Nigérienne de Charbon d'Anou Araren (SONICHAR) pour alimenter la Cominak et la Somaïr ainsi que l'approvisionnement de la NIGELEC dans les localités d'Agadez, Tchirozérine et Arlit. Des études de faisabilité sont en cours pour la construction d'une centrale à charbon de 200 MW et l'installation d'une usine de fabrication de 100 000 tonnes de charbon minéral, en substitution du bois énergie, sur le site de Salkadamna.

Les ressources pétrolifères du Niger sont localisées dans deux grands bassins, à savoir le bassin occidental des Iullemenden et le bassin oriental du Tchad, sur la base des recherches effectuées par plusieurs compagnies étrangères. Les réserves prouvées du bloc d'Agadem, dans le bassin oriental, sont estimées à 300 millions de tonnes de pétroles et environ 10 milliards de m3 de gaz. Dans le cadre de l'exploitation de ce gisement, l'Etat du Niger a signé un contrat de production pétrolière avec la société chinoise China National Oil Development and Exploration. Ce contrat prévoit la construction d'une raffinerie à Zinder de capacité 20 000 barils/j pour la consommation locale et un pipeline d'environ 2 000 km pour l'évacuation du pétrole par le port de Cotonou.

Le potentiel hydroélectrique du Niger est estimé à plus de 378 MW, dont 220 MW à Kandadji, 122 MW à Gambou et 26 MW à Dyondyonga. En outre, plusieurs sites propices à la micro hydroélectricité ont été identifiés sur les cours d'eau saisonniers, notamment la Sirba, le Goroubi, le Dargol, le Goulbi Maradi et la Maggia.

La production d'énergie solaire est possible sur toute l'étendue du territoire où le niveau d'ensoleillement moyen est de 5 à 6 kW/m² avec une durée moyenne de 8,5 heures par jour. Quelques villages sont électrifiés à base de panneaux photovoltaïques, mais de manière générale, cette ressource est insuffisamment utilisée, au regard des potentialités.

Les vitesses de vent, qui varient de 2,5 m/s au Sud à 5 m/s au Nord, sont favorables à l'installation d'éoliennes. Cette énergie n'est pas suffisamment exploitée même s'il existe quelques applications

dans l'alimentation des Centres de Santé Intégré (CSI), le pompage pour la petite irrigation et l'adduction d'eau potable.

2.2 Situation sur la consommation d'énergie électrique

Malgré la présence de nombreuses potentialités et ressources, la situation énergétique du Niger est caractérisée par un faible niveau de consommation d'énergie par habitant, d'environ 0,14Tep (Tonne équivalent pétrole) en 2009 répartis à concurrence de 87% de biomasse, 11% d'hydrocarbures et 2% d'électricité.

Cette consommation d'électricité se répartit comme suit : ménages 47 %, industries 39%, commerce et services 13% et aménagements hydro-agricoles 1%.

Par ailleurs, le taux d'électrification des ménages en 2009 est de 8,4%[2], caractérisé par un contraste marqué entre les villes, où il ressort à 47%, et les campagnes, où il est de 0,4%.

Ces faibles taux s'expliquent principalement par l'insuffisance des investissements de l'Etat pour le développement du secteur. Afin de pallier cette insuffisance l'Etat a entrepris de nombreuses études techniques en vue d'engager des réformes significatives dans le secteur, en particulier la privatisation de la NIGELEC, dont aucune décision n'a été prise à cette date. Toutefois l'Etat a continué les réformes.
C'est ainsi que fut adoptée la loi 2003-004 du 31 Janvier 2003, portant code de l'électricité.
Les innovations majeures introduites par cette loi concernent, entre autres, la régularisation du secteur par l'Autorité de régulation multisectorielle (ARM), la libération de la production de l'énergie électrique sur tout le territoire et la création d'une structure chargée de la promotion de l'électricité en zone rurale.

2.3 Aperçu sur la politique énergétique du Niger

En 2004, le secteur de l'énergie au Niger présentait les caractéristiques suivantes : (i) faiblesse du taux d'accès des populations aux Services Energétiques Modernes (SEM[3]), moins de 6,5%, avec pour corollaire la dégradation du maigre couvert végétal par l'utilisation quasi exclusive du bois compromettant ainsi la survie des générations futures et (ii) discrimination prononcée de l'accès aux SEM, entres les villes où il ressort à 30% et les campagnes où il est de 0,1%.
Par ailleurs, à la neuvième session de la Commission du Développement Durable en 2001, les Gouvernements ont conclu que « pour atteindre l'Objectif du Millénaire pour le Développement (OMD) relatif à la réduction de moitié d'ici 2015 de la proportion de personnes vivant avec moins d'un dollar par jour, il est indispensable d'assurer l'approvisionnement énergétique à un prix abordable. »

Pour remédier aux insuffisances constatées et pour atteindre les OMD, le Gouvernement du Niger a adopté en 2004 une Déclaration de Politique Energétique (DPG) dont les principaux objectifs sont donnés ci après :

- assurer une sécurisation de l'approvisionnement énergétique ;
- promouvoir l'exploitation des ressources énergétiques nationales, notamment les hydrocarbures, le charbon minéral et les énergies renouvelables ;
- favoriser l'accès des pauvres aux SEM ;

[2] Taux d'électrification déterminé par la formule (Nombre d'abonnés x Taille des ménages/ Population) avec une taille moyenne des ménages de 7,1 au Niger
[3] Le sigle SEM est utilisé pour décrire les usages finaux que l'apport de l'énergie permet. Il considère la fourniture du service final et la satisfaction des besoins humains fondamentaux de l'homme (alimentation, santé, éducation, .etc.)

- rationaliser la consommation énergétique ;
- développer les échanges énergétiques à travers les interconnexions des réseaux électriques et le gazoduc ;
- assurer une coordination efficiente des intervenants dans le secteur, notamment les bailleurs de fonds.

En vue d'atteindre ces objectifs, le gouvernement entend mettre en œuvre les stratégies suivantes : (i) l'insertion de l'énergie en tant que facteur moteur dans les programmes et projets des secteurs prioritaires par le biais du Programme National de Référence d'Accès aux Services Energétiques modernes (PRASE), en cours d'exécution, qui permettra de réduire ce fossé avec la mise à disposition de services énergétiques modernes à au moins 40% des populations rurales du Niger à l'horizon 2020 ; (ii) l'implication de tous les acteurs notamment les collectivités, les acteurs privés et les Organisations Non Gouvernementales (ONG) dans la conception et la mise en œuvre des programmes énergétiques ; (iii) l'élaboration d'un Plan Directeur de l'électrification rurale ; (iv) la restructuration et la libération des sous secteurs de l'électricité et des hydrocarbures ; (vi) la promotion des énergies renouvelables et (vii) l'accélération du processus d'utilisation du charbon minéral comme substitut au bois de feu.

2.3 Les acteurs du secteur électrique

Le sous secteur de l'électricité est régi par la loi 2003-004 du 31 janvier 2003 et le décret 204-266 du 14 septembre 2004 portant code de l'électricité. Aux termes de cette loi, les différents acteurs intervenant dans le sous secteur sont le Ministère en charge de l'Energie, l'Autorité de Régulation Multisectorielle (ARM), les Collectivités locales, la Cellule d'Electrification Rurale et les délégataires du service public de l'électricité.

2.3.1 Le Ministère en charge de l'Energie

Le Ministère chargé de l'Energie est le Ministère des Mines et de l'Energie (MME). Le MME détermine la politique sectorielle et définit le cadre législatif et réglementaire des activités de production, de transport, d'importation, d'exportation et de distribution de l'énergie électrique et en assure le suivi.

2.3.2 Les Collectivités territoriales

Les collectivités territoriales peuvent exécuter, sous le contrôle du Ministère chargé de l'énergie, l'électrification rurale dans leur circonscription sur fonds propres ou en association avec des personnes physiques et morales de droit nigérien.

2.3.3 L'organe de régulation

Le secteur de l'énergie électrique est soumis à la régulation exercée par l'Autorité de Régulation Multisectorielle (ARM), en charge de l'énergie, de l'eau et des télécommunications, créée par l'ordonnance 99-011 du 26 octobre 1999. En ce qui concerne le secteur de l'électricité, l'ARM est chargée, entre autres, de le réglementer et de veiller à l'équilibre économique et financier du secteur.

2.3.4 Les délégataires du service public de l'énergie électrique

Les missions de service public, notamment la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique, sont assurés par délégation de l'Etat sous forme de concession.

Ainsi, il a été conclu un Traité de concession (i) entre l'Etat et la NIGELEC en 1993 pour la production, le transport et la distribution sur toute l'étendue du territoire et (ii) entre la SONICHAR et l'Etat en 1978 pour l'alimentation des sociétés minières de SOMAÏR et COMINAK ainsi que la fourniture de l'électricité à NIGELEC pour l'alimentation des villes d'Arlit, de Tchirozérine et d'Agadez.

2.3.5 La Cellule d'Electrification Rurale

Sous la tutelle du Ministre en charge de l'Energie, la cellule d'électrification rurale est une structure chargée de promouvoir et de coordonner l'électrification en milieu rural sur toute l'étendue du territoire, en œuvrant sous l'angle multisectoriel de l'énergie dans l'optique d'accroître l'impact socioéconomique de l'électrification rurale.

3. La zone de couverture du programme Kandadji : Problèmes et contraintes spécifiques au secteur

Elle correspond à la zone qui englobe la Région de Tillabéri et la Communauté Urbaine de Niamey (selon les données de l'Institut National de la Statistique la projection de la population totale de la région de Tillaberi en 2010 est de 2 500 454 hts et celle de la Communauté Urbaine de Niamey de 1 222 066 hts).

Niamey est la capitale politique du Niger et abrite plus de 85% des industries du pays. Les habitants s'adonnent également au commerce et à l'artisanat, qui est riche et varié.

La Région de Tillabéri est une zone agricole où les activités dominantes sont : l'élevage, le maraîchage et la pêche. Les principales cultures sont le mil, le sorgho, le niébé et le riz. Tillabéri est aussi une grande zone touristique avec des sites mondialement connus comme le Parc national du W (Tapoa), la mosquée de Say, la mare aux caïmans et plusieurs marchés de la région (Ayorou, Balleyara, etc.).

Il faut noter aussi que cette zone concentre la plus forte demande d'électricité du pays car elle représente environ 72% en 2007 des ventes d'énergie réalisées.

Dans la zone en général et à Niamey en particulier, les équipements de production qui alimentent le réseau interconnecté sont vétustes. En effet, à Goudel, la centrale de 12 MW ne fournit qu'à peine 8 MW. Dans la Centrale de Niamey II, les deux turbines à gaz de 20 MW ne sont pas totalement opérationnelles, avec la rareté des pièces de rechange.

En situation de pointe ou en cas d'indisponibilité de la ligne 132 kV, la NIGELEC est obligée d'utiliser ses groupes électrogènes et turbines à gaz installés à Niamey (de capacité théorique 32 MW) dont le coût de production dépasse nettement le prix de vente de l'énergie et qui ne produisent au maximum que 75% de leur capacité installée (soit 24 MW). Ceci rend le passage des pointes de consommation très difficile voire impossible entraînant quelques fois des délestages qui risquent de s'accentuer les années à venir si rien n'est fait. En outre, en cas d'indisponibilité de la fourniture du Nigéria, ces moyens ne suffisent plus à alimenter la zone du fleuve, et ce même en période de faible charge.

Les régions de Dosso et de Tillabéry ne disposent pas de moyens de production propre. Toutefois, il est envisagé l'installation, courant 2010, d'une puissance de 1,5 MW à Tillabéry et de 1 MW à Dosso, pour sécuriser l'alimentation de ces zones.

Il convient de relever la réhabilitation en cours de la ligne 132 kV Birni N'kebbi-Niamey, qui permettra de faire passer la capacité de transit de la ligne de 40 à 80MW.

Compte tenu de ce qui précède, il est nécessaire de sécuriser l'alimentation de la zone, vu son importance stratégique (capitale politique et pôle économique), par le renforcement de la capacité de production de la Zone du Fleuve.

4. Evolution du parc de production et perspectives de l'offre et de la demande (sans la centrale de Kandadji)

4. 1 Evolution du parc de production

Le tableau ci-après présente le parc de production de NIGELEC dans la zone fleuve de 2010 jusqu'à l'horizon 2025.

Tableau N°1 : Evolution du parc de production de la Zone Fleuve

Données en MW	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2020	2025
Puissance disponible à Niamey (a)	28,0	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	41,0	41,0	41,0
Goudel	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Niamey II	20	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5
Puissance disponible à Tillabéry (b)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Puissance disponible à Dosso (c)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Capacité de production totale zone fleuve (d)= (a)+(b)+(c)	30,5	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0

***Source** : NIGELEC, 2010*

Il ressort du tableau ci-dessus que la production totale de la zone aura un niveau stationnaire de 2011 à 2025 grâce à l'intervention envisagée par la NIGELEC pour renforcer la capacité de production de la zone fleuve par une puissance additionnelle de 2,5 MW dans les régions de Dosso et Tillabéry en 2010 et 12,5 MW à la centrale de Niamey II en 2011.

4.2 Perspectives d'évolution de l'offre et de la demande (sans l'apport de la centrale électrique de Kandadji)

Le tableau ci-dessous montre l'évolution de la demande et les prévisions de l'offre jusqu'à l'horizon 2025 ainsi que le déficit observé en l'absence du barrage de Kandadji.

Tableau N°2 : Evolution de l'offre et de la demande de la zone fleuve

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2020	2025
Demande (MW)	83	88	94	100	107	114	122	131	140	161	227
Offre de la Zone Fleuve	80,5	103	123	123	123	123	123	123	123	123	123
Contribution de la ligne 132 kV	50	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Déficit	2,5	-	-	-	-	-	-	7,9	17,2	37,8	103,6

***Source** : NIGELEC, 2010*

De l'analyse du tableau ci-dessus, il ressort une progression significative du déficit de puissance qui sera observée sur ce réseau à partir de 2017 en l'absence de toute augmentation des capacités des centrales de la zone.

En cas d'indisponibilité de la ligne 132 kV (grosses réparations, arrêts momentanés pour maintenance, etc.), ledit déficit est observé dès 2010. Ce qui est présentement le cas à Niamey qui connaît des délestages importants, dès que la fourniture du Nigeria est interrompue. Ce déficit sera accentué en cas d'indisponibilité d'un groupe pour incident ou maintenance préventive (révision).

5. Prévision de la production de la centrale de Kandadji

Il ressort de l'étude de faisabilité du barrage de Kandadji (2006) et du diagnostic des besoins en eau et en électricité, que la demande en énergie atteindra 900 GWh en 2025 et la demande en pointe 170 MW pour la période 2000-2025 en considérant le scénario de base. Deux scénarii ont été utilisés : scénario de base et scénario de croissance accélérée. Ils comprennent des informations sur la demande en énergie et en puissance, tant au niveau de la consommation que de la production.

Tableau N°3 : Prévision de la production et de la consommation de la zone fleuve

Année	Scénario de base				Scénario de croissance accélérée			
	Demande en énergie (GWH)		Demande en puissance (MW)		Demande en énergie (GWH)		Demande en puissance (MW)	
	Cons.	Prod.	Cons.	Prod.	Cons.	Prod.	Cons.	Prod.
2000	217	241	49,6	55,1	223	248	50,9	56,6
2001	228	253	52,0	57,7	237	264	54,1	60,1
2002	239	265	54,0	59,9	253	281	57,0	63,3
2003	251	278	56,1	62,3	269	299	60,1	66,8
2004	263	392	58,3	64,8	287	319	63,5	70,5
2005	277	308	60,8	67,5	306	340	67,1	74,6
2006	291	324	63,3	70,4	358	397	77,6	86,2
2007	307	341	66,2	73,5	411	457	88,3	98,1
2008	324	360	69,2	76,9	471	524	100,4	111,5
2009	343	481	72,4	80,5	500	556	105,5	117,2
2010	362	402	75,8	84,3	531	590	111,0	123,3
2011	383	426	79,5	88,3	565	628	117,0	130,0
2012	405	450	83,3	92,5	602	668	123,4	137,1
2013	429	476	87,4	97,1	641	712	130,3	144,8
2014	454	504	91,2	101,9	684	760	137,9	153,2
2015	481	534	96,3	107,0	731	813	146,1	162,3
2016	510	567	101,3	112,5	783	870	155,0	172,2
2017	541	602	106,6	118,4	839	932	164,6	182,9
2018	575	639	112,2	124,7	900	1,000	175,2	194,6
2019	611	679	118,3	131,4	967	1,074	186,6	207,3
2020	650	723	124,8	138,6	1,040	1,156	199,0	221,1
2021	692	769	131,7	146,3	1,120	1,244	212,5	236,1
2022	737	819	140,3	155,8	1,207	1,342	229,1	254,6
2023	786	873	149,6	166,1	1,303	1,448	247,3	274,7
2024	838	931	159,4	177,1	1,408	1,564	267,1	296,8
2025	894	993	170,1	189,0	1,522	1,691	288,9	321,0

***Source** : Etude de faisabilité Kandadji, 2006*

Si on considère le tableau N°3, la prévision de la production pour le scenario de base en 2010 est de 84,3 MW. Or, la pointe observée actuellement est de 80 MW. Donc, la prévision est réaliste car il existe également beaucoup de quartiers non desservis en électricité qui peuvent consommer au moins 5 MW s'il y a disponibilité de l'énergie électrique.
Une étude récente réalisée par la NIGELEC en Août 2009 a montré que la demande en électricité en 2020 est de 170 MW en scénario de base et 300 MW en croissance accélérée. Quel que soit le scénario, la demande de la zone fleuve est toujours croissante.
D'autre part dans cette prévision, nous n'avons pas tenu compte de l'aspect irrigation qui reste un important volet de cet ouvrage. Quoiqu'il en soit, l'énergie fournie par le barrage trouvera une

demande.

Le scénario de croissance accélérée semble le mieux adapté vu les perspectives minières et pétrolières que connaît le pays et la stabilité politique qui permettront de booster l'économie nigérienne.

A terme, il est indéniable que la centrale hydro électrique de Kandadji permettra de résorber le déficit en énergie électrique du pays, voir d'exporter vers les pays voisins dans le cadre du marché régional de l'électricité. Il faut noter que ce projet, identifié dans le cadre de l'étude à long terme de l'énergie électrique au Niger par Lavalin International en 1986, est ***une priorité pour le Gouvernement du Niger*** et a même fait l'objet du décret présidentiel n° 2002-217bis du 22 août 2002 portant approbation du programme. Ce programme est inscrit dans les priorités de développement du bassin du Niger comme un programme structurant de la vision partagée. Cet ouvrage, s'il est réalisé, sera un maillon essentiel vers l'indépendance énergétique du Niger vu sa capacité de 130 MW. ***C'est pourquoi, il demeure un projet à caractère stratégique.***

6. Montage institutionnel pour le financement de la centrale chargée de la production et de la vente de l'énergie de Kandadji

L'approche qui semble être privilégiée est le Partenariat Public Privé (PPP) qui est un mode de financement par lequel une autorité publique fait appel à des prestations privées pour financer et gérer un équipement assurant ou contribuant à assurer un service public accessible aux pauvres. Le partenariat privé reçoit en contrepartie un paiement du partenaire public et/ou des usagers du service qu'il gère.
Ce mode de financement est présent dans de nombreux pays sous des formes variées.
Il joue un rôle de plus en plus important dans le financement des infrastructures. C'est pourquoi, le Niger doit élaborer une stratégie d'accès au PPP en ce qui concerne la réalisation des installations électriques afin d'attirer les investisseurs.
A l'heure actuelle, le schéma du PPP n'est pas définitivement arrêté.

Déjà, l'Etat s'est engagé à contribuer dans un Fonds Spécial d'Investissement à hauteur de 10 milliards de F CFA par an. Un engagement écrit des bailleurs de fonds a été sollicité. Des recherches de financements supplémentaires à des conditions concessionnelles ont été engagées auprès de plusieurs bailleurs de fonds dont : la Banque Mondiale, la Banque Africaine de Développement, l'Union Européenne et l'Agence Française de Développement. Ceux-ci sont nécessaires afin que le coût de cession de l'énergie soit acceptable pour la NIGELEC, compétitif sur le futur marché sous régional d'électricité et accessible aux populations concernées.

Dans le passé, il faut signaler que les gouvernements du Niger et du Bénin ont décidé de la réalisation en commun d'un aménagement hydroélectrique de 26 MW au site de Dyodonga sur la rivière Mékrou dans le secteur frontalier des deux pays. A cet effet, ils ont signé avec la Société Hydroélectrique de la Mékrou une convention de concession pour la réalisation dudit barrage sous forme de BOOT[4] (Build, Own, Operate and Transfer).

Au plan de la tarification, l'étude de faisabilité financière réalisée en Août 2003 par l'opérateur a abouti à deux hypothèses de coût d'achat : 55 F CFA /kWh et 60 F CFA/kWh sortie usine. Dans les deux cas, il est prévu une revalorisation (augmentation) annuelle de ce coût à hauteur de 50%. Ainsi, le coût d'achat moyen sur la période d'étude du projet était respectivement de 63,77 F CFA et 69,57 F CFA selon l'hypothèse choisie. Le coût de revient à Niamey pouvait être estimé à 70 ou 77 F CFA. Ce coût n'étant pas supportable au regard du niveau des tarifs pratiqués par la NIGELEC (qui n'évoluent pas chaque année) et surtout en comparaison avec d'autres sources d'approvisionnement disponibles notamment l'énergie importée dont le coût de revient à Niamey était de 23 F CFA. ***Ce projet de barrage hydroélectrique de Dyodonga n'a donc pas abouti.***

La méthode de calcul consiste à dérouler toutes les charges et à déterminer le coût de revient minimum du kWh qu'il faut majorer pour tenir compte de la rémunération de l'opérateur. Cette méthode appliquée dans le cas de Kandadji avait permis d'aboutir à un coût de revient moyen sur la période de l'étude de 31,4 F CFA par kWh.

C'est pourquoi, il est indispensable que la part de l'Etat dans l'investissement des installations électriques soit substantielle afin de rendre le prix de cession de l'opérateur intéressant pour la NIGELEC et d'assurer un tarif accessible aux populations de la zone. Dans le cadre du montage institutionnel prévu, l'opérateur vendra sa production à la NIGELEC qui est chargée de la vente de l'électricité car elle a le monopole du transport et de la distribution.

[4] Forme de concession accordée à une entreprise privée pour réaliser une infrastructure et assurer sa gestion pendant une certaine durée

7. Cadre juridique et institutionnel existant et mise en œuvre du système de partage.

7.1 Du cadre juridique

7.1.1 *Plusieurs textes juridiques et réglementaires régissent la gestion des ressources naturelles au Niger*

Au Niger, les ressources naturelles, dont les ressources en eau comme le fleuve, appartiennent au peuple. Toute action visant leur mise en valeur doit prendre en compte l'intérêt des populations présentes et futures regroupées au sein des collectivités territoriales. L'exploitation des potentialités de chaque collectivité doit servir de base pour son développement. Cette vision fait l'objet de dispositions particulières de la nouvelle Constitution promulguée le 25 Novembre 2010, en particulier :

- **Article 28 -** Toute personne a droit à la propriété. Nul ne peut être privé de sa propriété que pour cause d'utilité publique, sous réserve d'une juste et préalable indemnisation.

- **Article 37** - Les entreprises nationales et internationales ont l'obligation de respecter la législation en vigueur en matière environnementale. Elles sont tenues de protéger la santé humaine et de contribuer à la sauvegarde ainsi qu'à l'amélioration de l'environnement.

- **Article 148-** Les ressources naturelles et du sous-sol sont la propriété du peuple nigérien.
  La loi détermine les conditions de leur prospection, de leur exploitation et de leur gestion.

- **Article 149 -** L'État exerce sa souveraineté sur les ressources naturelles et du sous-sol.
  L'exploitation et la gestion des ressources naturelles et du sous sol doit se faire dans la transparence et prendre en compte la protection de l'environnement, du patrimoine culturel ainsi que la préservation des intérêts des générations présentes et futures.

- **Article 152-** Les recettes réalisées sur les ressources naturelles et du sous-sol sont réparties entre le budget de l'État et les budgets des collectivités territoriales conformément à la loi.

- **Article 164 -** L'administration territoriale repose sur les principes de la décentralisation et de la déconcentration.
  Les collectivités territoriales sont créées par une loi organique. Elles s'administrent librement par des conseils élus.
  La loi détermine les principes fondamentaux de la libre administration des collectivités territoriales, leurs compétences et leurs ressources.

- **Article 165-** L'État veille au développement harmonieux de toutes les collectivités territoriales sur la base de la solidarité nationale, de la justice sociale, des potentialités régionales et de l'équilibre inter -régional.
  Le représentant de l'Etat veille au respect des intérêts nationaux.

Ces dispositions générales sont reprises dans des lois applicables à tout type de ressource naturelle ; ainsi :

- l**'ordonnance n° 93-015 du 02 mars 1993 fixant les principes d'orientation du Code Rural**

Article 7 : L'organisation de l'espace rural et les normes d'utilisation des ressources rurales sont déterminées par les autorités compétentes en concertation avec les populations concernées.

Article 17 : L'Etat définit et veille à la mise en œuvre d'une politique de développement régional et local qui favorise la modernisation du monde rural.
Article 138: Dans tous les cas, les autorités publiques doivent associer les populations et leurs représentants aux opérations de développement. A cet égard, elles recueilleront des avis, procéderont à des enquêtes publiques avant d'entreprendre toute réalisation.

- **la loi n° 2001-32 du 31 décembre 2001 portant orientation de l'aménagement du territoire**

Article 5 : La Politique d'Aménagement du Territoire repose sur les principes suivants **:** l'Aménagement du Territoire est une politique concertée conduite par l'Etat et impliquant les différents acteurs, notamment les collectivités territoriales, les ONG, les secteurs privés et la société civile […];

Article 76 : Il est mis en œuvre une politique de décentralisation susceptible d'induire une large et active participation des populations.
Ces dispositions prévoient l'implication des collectivités territoriales et des populations dans toutes les actions de développements engagées dans leurs zones dont celles concernant la valorisation des ressources naturelles ;
Le législateur s'est fait plus précis dans certains cas en incluant dans des lois particulières à certains types de ressources naturelles, le quota de la répartition des recettes tirés de leur mise en valeur entre les collectivités sur les territoires desquelles se trouvent ces ressources et l'Etat ; il en est ainsi, par exemple pour les substances minières :

- **loi min 21-7-06**

Article 95 (nouveau) : de l'utilisation des recettes minières

Les recettes minières constituées par la redevance minière, la redevance superficiaire, le droit fixe pour l`autorisation d`exploitation artisanale, le produit de la taxe d'exploitation artisanale et le produit de la vente des cartes d'artisans miniers, déduction faite des ristournes concédées aux agents du Ministère des Mines et de l'Energie, sont réparties comme suit :

- 85% pour le budget national ;
- 15% pour le budget des communes de la région concernée pour le financement du développement local.

Cependant, ces précisions n'existent pas dans la loi n°2003-004 du 31 janvier 2003 portant Code de l'Electricité qui régit la construction et l'exploitation des ouvrages de production d'énergie électrique à partir de toute source.
De ce fait, leur application fait ressortir des insuffisances qui ne permettent pas l'atteinte des objectifs d'équité visés par le législateur.

7.1.2 Analyse du cadre juridique

L'analyse des dispositions ci-dessus fait ressortir de nombreuses insuffisances et limites en termes de partage des bénéfices réalisés et sur la gestion des ressources affectées aux collectivités territoriales à cet effet.

La Constitution délègue une partie des recettes tirées de la mise en valeur des ressources naturelles aux collectivités au sein desquelles sont menées ces activités, il devrait en être donc ainsi pour les recettes de l'Etat qui seront générées par l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Kandadji.

Mais comme nous l'avons fait remarquer, ni l'ordonnance n° 93-015 du 02 mars 1993 fixant les principes d'orientation du Code Rural, ni la loi n°2003-004 du 31 janvier 2003 portant Code de l'Electricité ne contiennent des dispositions de mise en œuvre de cette disposition constitutionnelle ; cernés du fait que cette ouverture ne se trouve que dans la Constitution du 31 octobre 2010 postérieure au code rural et à la loi n°2003-004 du 31 janvier 2003 portant Code de l'Electricité. Il s'avère ainsi nécessaire de réviser cette dernière afin de la mettre en conformité avec la constitution.

En outre, la Constitution, en désignant « les collectivités » sans aucune précision, ne permet pas de déterminer clairement quelles sont les structures administratives concernées et peut amener des conflits de compétences qui pourraient priver les populations, directement concernées par l'exploitation de la centrale, de bénéficier réellement des fonds qui leur seront destinés. En effet, l'organisation administrative du Niger comprend plusieurs niveaux de collectivités territoriales dont les régions, composées des départements subdivisés en commune urbaines constituées à leur tour de plusieurs communes rurales. A qui profite alors la disposition constitutionnelle ? Et sous quelles conditions ?

Pour éviter de tels conflits de compétences, le code minier, par exemple, précise que ces fonds vont aux communes des régions concernées par l'exploitation ; la révision proposée de la loi n°2003-004 du 31 janvier 2003 portant Code de l'Electricité devra en tenir compte.

Mais, tout en restant dans l'exemple du code minier, il est à noter que, malgré ces précisions il a été remarqué que du fait de la défaillance de la gouvernance au niveau des autorités chargées de la répartition des fonds entre les communes concernées, de l'insuffisance, voire du manque de compétences des mairies et de l'incompétence des élus locaux représentant directement les populations, les objectifs d'équité visés par le législateur ne peuvent être atteints. Pour apporter des solutions à cette situation pour ce qui concerne l'accès des populations impactées par le barrage de Kandadji à la part de recettes qui leur est destinée, la révision proposée de l'ordonnance portant code de l'électricité devra, d'une part, inclure des dispositions permettant de situer clairement les responsabilités de chaque intervenant, de renforcer la représentation des populations dans l'élaboration des Plans de Développement Locaux par un délégué de la société civile et par les chefs traditionnels ; et d'autre part, préconiser l'assistance technique des mairies dans le montage des projets de développement.

7.1.3 Autres avantages accessibles contenus dans les différents documents et cadres contractuels existants

Dans le cadre des contrats miniers de recherche et d'exploitation, une clause engage les sociétés à participer au développement local de leur zone d'intervention. Cette clause n'a jamais été contestée par ces sociétés ; à titre d'exemple COMINAK et SOMAIR affectent chaque année au moins cinq cent millions (500 000 000) de francs CFA au développement de la région d'Agadez, la Société des Mines du Liptako construit des écoles, des dispensaires et facilite l'accès à l'eau potable pour les populations de sa zone d'intervention, etc.

Le contrat qui sera signé avec les partenaires qui bénéficieront du dossier de la construction et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Kandadji pourra bien comprendre une telle clause.

Toutefois pour assurer son effectivité, il sera nécessaire de préciser les dispositions d'application de cette clause dans un accord qui sera signé entre le partenaire et les responsables communaux concernés.

Ensuite, comme le projet de réalisation de la centrale prévoit la participation de l'Etat dans le capital de la société qui devra être créée à cet effet et que l'ordonnance n° 93-015 du 02 mars 1993 fixant les principes d'orientation du Code Rural dispose en son article 138 cité ci-dessus que dans tous les cas, les autorités publiques doivent associer les populations et leurs représentants aux opérations de développement, à cet égard, les autorités devront recueillir les avis des populations en procédant à des enquêtes publiques avant d'entreprendre toute réalisation. En l'absence d'aucune

précision sur la forme d'association des populations, ces dernières pourront s'organiser afin de recevoir une partie, par l'entremise de leur commune, du quota de participation de l'Etat dans la société et y devenir ainsi partenaire actif.
Enfin, bien que les fonds provenant des activités minières sont gérés par le Ministre chargé des Mines, leur partage est sous la responsabilité du MI/AT. Cette situation ne permet pas au Ministre des Mines de veiller à leur répartition selon le degré d'impact subi par chaque commune et s'assurer de leur bonne utilisation. Cela lui aurait permis de noter l'apport de son action dans cette zone. Dans le cas des revenus de l'électricité de Kandadji, une telle situation est envisageable et des dispositions sont à prendre en amont pour améliorer la gestion des fonds à partager au niveau des ministères.

7.2 Cadre institutionnel pour le partage des bénéfices issus de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Kandadji

Le projet de création et de l'exploitation de la centrale prévoit sa prise en charge dans un cadre de partenariat public-privé. Ainsi, quelque soit le type de contrat choisi par les parties, l'Etat et ses démembrements concernés ont chacun un rôle à jouer pour la réalisation de l'accès des populations affectées par la construction et l'exploitation de la centrale de Kandadji.

7.2.1 Rôle de l'Etat

La gestion de l'énergie, sur l'ensemble du territoire, incombe au Ministère des Mines et de l'Energie (MME) ; la Direction de l'Electricité, la Direction des Energie Renouvelables et des Energies Domestiques et la Cellule d'Electrification Rurale sont, au sein du ministère, les structures directement chargées de la gestion des questions relatives à la production de l'énergie électrique. L'établissement et l'exploitation des ouvrages de production, de transport et de distribution sont régis par la loi n°2003-004 du 31 janvier 2003 portant Code de l'Electricité. L'activité production en vue de sa vente aux sociétés de distribution s'exerce dans le cadre du service public. Elle fait l'objet d'une délégation de service public. Le Ministre chargé de l'Energie est chargé de la négociation et de la signature du contrat avec le bénéficiaire de la délégation.
C'est donc à lui que revient la responsabilité de modifier la loi afin de permettre l'attribution d'une part des recettes aux communes concernées et de négocier la clause contractuelle de participation de la société au développement local.

7.2.2 Rôle des communes concernés

L'ordonnance n° 93-015 du 02 mars 1993 fixant les principes d'orientation du Code Rural consacre le principe de la décentralisation choisie par l'Etat. En effet, elle dispose en son article 111 que l'administration et la gestion des populations rurales relèvent de la compétence directe des autorités publiques décentralisées et déconcentrées.
La décentralisation organise le territoire national en régions, départements et communes dont chacune jouit de la personnalité morale, de l'autonomie financière et de compétences à elles transférés par l'Etat.
Par conséquent, la répartition des fonds qui sont destinés aux communes de la région de Tillabéri concernées par l'exploitation de la centrale peut bien se faire au niveau de l'Etat. Chacune pourra ainsi recevoir la part qui lui revient et la gérer convenablement dans l'intérêt bien compris de ses populations.
Les communes de la région de Tillabéri concernées par l'exploitation de la centrale sont des communes rurales ; or, dans les communes rurales, la loi n°2002-013 du 11 juin 2002, portant transfert de compétences aux régions, départements et communes, dispose que l'organe délibérant est le conseil municipal. L'organe exécutif est le maire assisté d'un (1) ou de deux (2) adjoints (article 83).

Le maire est donc la personne habilitée à signer l'accord de mise en œuvre de la clause contractuelle de participation de la société au développement local visée ci-dessus sur avis conforme du conseil municipal.

7.2.3 Rôles des populations bénéficiaires

L'ordonnance n° 93-015 du 02 mars 1993 fixant les principes d'orientation du Code Rural dispose que les autorités publiques doivent toujours associer les populations bénéficiaires et leurs représentants à la conception, la réalisation et la gestion des opérations de développement. A cet égard, elles recueilleront leurs avis et procéderont à des enquêtes avant toute réalisation.
La loi n° 2001-32 du 31 décembre 2001 portant orientation de l'aménagement du territoire dispose que l'aménagement du territoire est une politique concertée conduite par l'Etat impliquant les différents acteurs notamment les collectivités territoriales, les ONG, le secteur privé et la société civile.
A ce titre, les avis des ONG et des organisations de la société civile intéressés doivent être recueillis avant toute réalisation.

7.3 Cadre institutionnel pour la gestion des fonds

Chaque commune pourra créer un fonds qui sera alimenté par les fonds provenant du partage, des contributions de la société au développement local, et éventuellement des dividendes reçus par la commune si elle acquiert des parts d'actions dans la société chargée de gérer la centrale. Pour éviter que son fonctionnement soit budgétivore, il pourra être administré par un conseil d'administration dont la composition doit refléter la structure sociale et, notamment, les représentants des femmes et des jeunes ; sa gestion peut se faire par une structure légère logée au niveau de la structure chargée de la gestion de la centrale.

8. Sources de mobilisation des ressources pour la mise en place du système de partage

Selon le cadre juridique existant et les pratiques en cours, il existe plusieurs possibilités de mobiliser des ressources pour assurer le financement du système de partage des bénéfices ; notamment :

1. le versement direct avec une clef de répartition des ressources entre les localités où ces ressources sont exploitées et l'Etat (cas des sociétés minières et pétrolières) ;
2. la contribution financière des sociétés, ou compagnies qui exploitent ces ressources, au développement économique et social de la zone, soit en mettant à la disposition de ces zones un financement annuel (cas des sociétés d'uranium à Agadez), soit en finançant directement des actions sociales et économiques concourant à l'amélioration des conditions de vie des populations des zones concernées (cas des sociétés d'exploitations des mines d'or) ;
3. Le prélèvement par l'institution d'une taxe, soit au niveau de la vente de l'électricité produite à Kandadji à la NIGELEC, soit par une taxe sur l'ensemble des ventes d'électricité par la NIGELEC au niveau national.

Les termes de référence de la présente étude préconisent l'analyse d'un prélèvement par l'institution d'une taxe, ce qui nous mène à analyser plus dans le détail l'option 3 ci-dessus.

8.1 Prélèvement d'une taxe sur les tarifs de vente au niveau de la centrale

Le tableau suivant fait ressortir les différents montants des recettes des taxes selon les scénarios proposés et leur incidence sur les tarifs de la vente de l'énergie produite par la centrale.

Les résultats contenus dans ce tableau ont été calculés en prenant une hypothèse de puissance disponible de 130 MW et d'une énergie produite de 565GWH considéré comme un niveau de production normale.

Tableau N°4 : Montant annuel des différentes taxes

Energie produite (GWh)	Energie vendue (GWh)	Prix de vente du kWh à la NIGELEC	Taxes annuelles en millions de F CFA			
			2%	3%	4%	5%
565	509	20 F CFA	**203**	*305*	**407**	**509**
565	509	30 F CFA	**305**	**458**	**610**	**763**
565	509	50 F CFA	**509**	**763**	**1018**	**1272**

L'énergie vendue est l'énergie produite diminuée des pertes estimées à environ 10% de l'énergie produite.
L'impact est fonction de la quantité d'énergie vendue qui dépend du facteur de charge du réseau ; celle-ci peut augmenter si le facteur charge augmente. Dans l'exemple ci-dessus, nous avons tenu compte d'un facteur de charge de 0 ,5.

L'importance des taxes collectées est fonction du prix de vente en gros, selon les trois hypothèses de prix de 20, 30 et 50 F CFA :

- Pour 20 FCFA de prix de vente : 203 millions de F CFA (2%) à 509 millions de F CFA (5%) par an ;
- Pour 30 F CFA de prix de vente 305 millions de F CFA (2%) à 763 millions de F CFA (5%) par an
- Pour 50 F CFA de prix de vente : 509 millions de F CFA (2%) à 1272 millions F CFA (5%) par an.

Pour justifier le niveau de financement raisonnable à prévoir, nous avons tenté de faire une comparaison avec le cas du barrage hydroélectrique d'Akosombo. Ce projet fut mis en service en Janvier 1966. En 1996, soit 30 ans après sa mise en service, le gouvernement du Ghana a créé un fonds dénommé **: Volta River Authority Resettlement Trust Fund,** autrement dit le fonds d'appui aux populations recasées de l'Autorité de la Volta. Il a été créé suite aux conditions difficiles que vivent les populations recasées du barrage d'Akosombo (52 localités). Chaque année, la Société d'électricité verse environ 500.000 dollars américains dans ce fonds. Ce fonds est géré par 17 membres comprenant, entre autres, un membre du gouvernement, les députés des zones concernées, un membre du Ministère des Mines et de l'Energie. Ce fonds finance des projets d'électrification, d'éducation, d'élevage, d'agriculture, etc. soumis par les 52 localités. En 2003, l'Autorité du barrage d'Akosombo a introduit l'Initiative pour le programme de Développement Communautaire afin d'aider les communautés dans les domaines opérationnels. Vu le montant alloué 500 000 dollars/an et l'importance des besoins urgents à satisfaire, ce fonds suscite, cependant, un certain malaise parmi la population.

A la lumière de l'expérience du barrage hydroélectrique d'Akosombo, le prélèvement d'un montant équivalent à 200 ou 300 millions de F CFA est envisageable ; ce qui correspond à un montant en pourcentage de 2 à 3% de la production de la centrale destinée à la vente. En utilisant un prix au kWh de 20 ou 30 FCFA contre actuellement un prix de 23 F CFA pour l'énergie importée du Nigeria et un coût de revient calculé à 31 FCFA /KWh pour la centrale de Kandadji dans les études de faisabilité, nous sommes dans le bon ordre de grandeur.

Ce montant paraît raisonnable compte tenu du fait que toutes les dépenses de recasement sont prises en charge dans le coût du projet et si on compare la situation de Kandadji au cas ghanéen dont le montant annuel alloué est de 500 000 dollars alors que la population recasée et le nombre de localités affectés sont nettement plus importants. En outre, avec ces niveaux de prélèvement les prix de vente de l'énergie restent à des niveaux de prix intéressants.

8.2 Prélèvement d'un taxe sur l'ensemble des ventes d'électricité par la NIGELEC au niveau national.

L'institution d'une taxe au niveau des prix de vente à la NIGELEC qui doit transporter et distribuer cette énergie peut poser des problèmes compte tenu des niveaux et des structures des tarifs déjà en place de la NIGELEC à la clientèle (cf. en annexes les tableaux présentant les niveaux et les structures existants).
Les prix de ventes moyens de la NIGELEC incluent actuellement dans leurs structures les éléments des taxes ci-après :

- une redevance fixe de 250 F CFA par KW souscrite et prélevée par mois
- une TVA de 19% appliquée pour les consommateurs de plus de 150 KWH
- une taxe d'édilité de 2 F CFA au profit des collectivités territoriales

- une taxe de 3 F CFA par KW au profit de l'ORTN.

Dans le contexte actuel, il ne peut être envisagé de la suppression de ces taxes compte tenu des fonctions qu'elles jouent, en l'absence des ressources alternatives. En effet, la redevance fixe et la TVA constitue des éléments des ressources du budget de l'Etat ; la taxe d'édilité contribue à la mise en place de la politique d'extension des réseaux dans les centres secondaires et la taxe ORTN participe au financement des services publics des radios et télévisions.

9. Conclusions et recommandations

Il ressort des analyses faites sur les différents aspects relatifs à la mise en œuvre de l'approche de partage des revenus avec les populations touchées par la mise en place du Programme de Kandadji, qu'il existe des dispositions juridiques, institutionnelles et financières favorables à la mise en place d'une telle démarche.

Toutefois, on peut noter aussi que la mise en œuvre de ces textes connaît des limites et insuffisances, notamment :

- le manque de précision de certaines dispositions contenues dans ces textes de loi ;
- la faible capacité des bénéficiaires dans l'identification des projets pertinents et dans leur gestion ;
- les problèmes de gouvernance au niveau des collectivités chargées de gérer les ressources mises à la disposition des populations (ressources utilisées très souvent pour des projets non pertinents pour les communautés)
- l'inexistence des critères objectifs et efficaces d'allocation de ces ressources ;
- la faible représentation des communautés directement concernées, etc.

Dans le souci de créer les meilleures conditions de réalisation de la centrale, d'assurer une base juridique solide au système de partage des revenus mis en place et de meilleurs résultats aux actions de développement local mises en œuvre, les recommandations ci-après sont formulées :

a) concernant le schéma de financement, il est préconisé que la part de l'Etat dans les investissements lourds de la centrale électrique soit substantielle, condition qui permettrait de rendre le prix de l'électricité issue du barrage de Kandadji plus compétitif par rapport aux différents prix sur le marché au moment de l'exploitation industrielle et commerciale de l'ouvrage. Car ce prix doit tenir compte de l'ouverture dès 2012 du marché régional de l'électricité de la CEDEAO.

b) Sur le plan juridique il est nécessaire :

   - D'accélérer l'élaboration des différents textes d'application des dispositions contenues dans la constitution et dans les autres textes existants ;
   - D'adapter les différents textes de loi aux dispositions de la nouvelle constitution, en particulier l'ordonnance portant code de l'électricité, le traité de concession et les documents contractuels signés dans le cadre de l'électricité afin que ces derniers formalisent le principe de partage et déterminent les modalités pratiques de ce partage.

c) concernant la mobilisation des ressources pour financer le système de partage, il est recommandé le prélèvement d'un pourcentage de la production destinée à la vente (exemple : de 2 à 3%) et/ou la quantification des ressources allouées à la contribution au développement économique et social des localités affectées (un montant annuel à préciser). Les ressources provenant de ce prélèvement doivent être versées dans un fonds de développement.
   Cette recommandation vise à rendre visibles les ressources allouées et à faciliter la programmation des investissements dans la durée.
   Pour sa mise en œuvre effective, il est souhaité :
   - qu'un engagement écrit du gouvernement et de l'opérateur précède à la création de ce fonds de développement ;
   - que la gestion de ce fonds implique la participation effective des communautés concernées, des élus, des organisations de la société civile, des organisations

paysannes et des représentants de l'opérateur ;

- qu'une obligation de rendre compte de la gestion de ce fonds et de l'impact de ses réalisations fasse l'objet d'un rapport circonstancié qui sera examiné par les différentes parties prenantes.

d) au plan de l'utilisation des ressources allouées : les investissements à réaliser devraient concerner en priorité les domaines suivants : l'agriculture, l'élevage, la pêche, l'éducation, la santé et les actions de renforcement des capacités et surtout les activités génératrices des revenus à court terme. Cette dernière catégorie d'activités est d'une nécessité cruciale car elle pourra constituer une incitation à la réduction de l'exode rural qui est un phénomène important dans la zone ;

e) concernant l'outil de programmation qui est le plan de développement local, il est préconisé que celui-ci soit élaboré pour une durée de deux à trois ans afin qu'il constitue un véritable facteur de transformation socio économique. C'est à cette condition que les changements et progrès attendus, suite aux différentes actions contenues dans le programme de Kandadji, seront effectifs ;

f) la mise en œuvre d'un plan de formation et de renforcement des capacités de toutes les parties prenantes dans la gestion du fonds de développement mis en place est à envisager en vue de renforcer leur implication dans l'identification des projets et actions diverses et dans leur participation à l'exécution et au suivi de ces activités. A cet effet, des programmes de renforcement des capacités financés sur le fonds devraient être élaborés et exécutés par l'intermédiaire des ONG et associations de la société civile résidant dans la zone.

BIBLIOGRAPHIE

- République du Niger – Etude sur l'analyse de la gestion des bénéfices autour de la future retenue du Barrage de Kandadji – Rapport final – 30 Mars 2009
- Institut International pour le l'Environnement et le Développement – Partage des bénéfices issus des grands barrages en Afrique de l'Ouest – Sous la Direction de Jamie Skinner, Madiodio Niasse et Lawrence Haas – 2009
- RÉPUBLIQUE DU NIGER - Haut Commissariat au Barrage de Kandadji - Étude de Faisabilité - Diagnostic des Besoins en Eau et en Electricité - Chapitre 3 –
- 1er Forum Régional de la CEDEAO sur la régulation du secteur de l'électricité, Accra, Ghana, 9-10 Novembre 2010
- Hydro generation Department, technical visit to the Volta River Authority's Hydro generating Facilities, Accra, Ghana
- Site web: www.vra.gh
- Volta River Authority, Annual Reports and Accounts,2007
- Etude de faisabilité du barrage hydroélectrique de Dyodonga, 2003
- Etude de faisabilité- barrage de Kandadji, diagnostic des besoins en eau et en électricité
- Etude à long terme du sous secteur de l'électricité, Lavalin International, 1986
- La constitution du 25 Novembre 2010
- Loi 2003-004 du 31 Janvier 2003 et le décret d'application 204-266 du 14 Septembre 2004 portant Code de l'électricité
- L'ordonnance 99-011 du 26 Octobre 19999 créant l'Autorité de Régulation Multisectorielle
- L'ordonnance N°93015 du 2 Mars 1993 fixant les principes d'orientation du code rural
- La loi N°2001-32 du 31 Décembre 2001 portant orientation de l'aménagement du territoire
- La loi minière du 21-7-2006
- La loi N°2002-013 du 11 Juin 2002 portant transfert de compétences, aux régions, départements et communes
- Etude de la Nigelec sur la demande, Août 2009

ANNEXES

Situation des niveaux et des structures existants des tarifs

Tableau 1 : historique des tarifs

Historique des tarifs	1983	1985	1993	1994	2009
Tarif moyen BT	66,6	77	71,4	79,25	79,25
Variation		15,6%	-7,3%	11,0%	0,0%

Source: NIGELEC

Ces tarifs sont maintenus inchangés depuis 1994 malgré les hausses successives des différents facteurs de coûts notamment le gas-oil utilisé dans les centrales dont le prix du litre est passé de 182 FCFA/litre à 497 FCFA/litre entre 2000 et 2006, soit une hausse de 274% à la suite de la suppression de la stabilisation intervenue en Août 2001.

Le gel des investissements pendant plus d'une décennie s'est traduit par une stagnation du taux d'électrification et la vétusté des ouvrages dégradés a nécessité d'énormes investissements partiellement financés par des emprunts. Leur niveau a atteint 35 milliards en 2005 dont plus de 11 milliards sur prêt de la BOAR, ce qui implique des engagements financiers fermes que la NIGELEC doit impérativement respecter. La diminution brutale de ses ressources à travers une réduction hasardeuse des tarifs peut la rendre incapable de tenir ses engagements.

Les tarifs de vente de l'énergie électrique sont fixés par décret pris en Conseil des Ministres après avis de l'Autorité de Régulation Multisectorielle. Ils sont révisables de la même manière.

Tendance des prix de vente moyens pour les trois dernières années

Tableau N°2: historique des prix moyens TTC par catégorie client

	Energies kWh			Chiffre d'affaires kFCFA			Prix moyen F/kWh		
Types de clients	**2007**	**2008**	**2009**	**2007**	**2008**	**2009**	**2007**	**2008**	**2009**
Particuliers	224 462 008	240 524 890	291 858 978	19 312 329 372	20 627 276 451	24 782 561 929	86,04	85,76	84,91
Commerciaux	118 328 718	116 284 284	125 873 921	8 616 098 540	8 581 557 927	9 366 338 404	72,81	73,80	74,41
Offices et Collectivités	31 220 843	34 273 694	31 726 998	2 302 813 384	2 538 835 543	2 258 649 467	73,76	74,08	71,19
Administration	41 849 595	43 410 952	44 138 345	3 292 832 959	3 562 229 918	3 788 536 066	78,68	82,06	85,83
CEB	2 091 300	2 489 400	2 437 790	71 104 200	84 639 600	82 884 860	34,00	34,00	34,00
Prix moyen Global	**417 952 464**	**436 983 220**	**496 036 032**	**33 595 178 455**	**35 394 539 439**	**40 278 970 726**	**80,38**	**81,00**	**81,20**

Source : NIGELEC

Par niveau de tension En les prix moyen BT MT et HT ont évolué comme suit :

Tableau N°3 historique des prix TTC par niveau des tensions

Niveau tension	Energie KWH			Chiffre d'affaires K/FCFA			Prix moyen F/KWH		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2007	2008	2009
Ventes BT	255786263	276445595	330307489	22047487	23756386	20279496	86,19	86,84	85,62
Ventes MT	160074901	158048226	168611698	11479591	11553513	11916590	71,71	73,10	70,67
Ventes CEB (HT)	2091300	2489400	2437790	71104	84640	82885	34,00	34,00	34,00

Le taux de croissance du tarif moyen des 5 dernières années est de 13% en BT monophasé et 15% en BT Triphasé

Tableau N°4 : tarif basse tension à large diffusion

Code Tarif		Puissance (kW)	K32		K33	
Longue utilisation	Courte utilisation		Redevance fixe F/mois	Prix énergie F/kWh	Redevance Fixe F/mois	Prix énergie F/kWh
K32.1	K33.1	3	3 000	70,71	750	79,25
K32.2	K33.2	6	6 000	70,71	1 500	79,25
K32.3	K33.3	12	12 000	70,71	3 000	79,25
K32.4	K33.4	18	18 000	70,71	4 500	79,25
K32.5	K33.5	30	30 000	70,71	7 500	79,25

Source : NIGELEC

Le tarif général par niveau de tension est élaboré comme suit :

***Tableau 5:* Tarif Général**

Tension	Code Tarif	Redevance fixe (F/mois)	Prime de Puissance (F/kW/mois)	Postes Horaires	Zone Fleuve (F/kWh) Réseau Interconnecté NEPA - NIGELEC		Centres Isolés de Prod. Thermique (F/kWh)	Prix Energie Réactive (F/kVARh)
					Mars à Octobre	Novembre à Février		
HT	Général K11	15 000	1 500	Heures pointe	131,83	Non Applic.	94,46	24,035
				Heures pleines	46,94	39,95	62,65	24,035
				Heures creuses	43,7	36,83	53,63	24,035
	LU K12	15 000	5 000	unique	51,79	44,91	54,29	24,035
	Interruptible K13	15 000	5 000	unique	45,77	38,89	47,59	24,035
MT	Général K21	15 000	1 500	Heures pointe	136,2	Non Applic.	98,35	24,035
				Heures pleines	55,35	47,26	67,59	24,035
				Heures creuses	48,07	39,99	56,37	24,035
	LU K22	15 000	3 500	unique	57,15	49,42	57,53	24,035
	Interruptible K23	15 000	1 500	unique	50,45	42,72	50,83	24,035
BT	Horaire K31	1 500	500	Heures pointe	140,33	Non Applic.	116,58	
				Heures pleines	94,99	85,28	94,95	
				Heures creuses	53,92	44,85	60,6	
	LU K32	1 500	1 000		70,71	70,71	70,71	
	CU K33		250		79,25	79,25	79,25	
	EP K34		45 850		51,35	51,25	51,35	

LU : Longue Utilisation
CU : Courte Utilisation
EP : Eclairage public

Source: NIGELEC