



Détermination d'une structure de gestion du barrage de Kandadji

19/11/2018

RAPPORT FINAL DE STRUCTURE DE GESTION



Rédacteurs	DL, CB, MN, MR, MS, NY, JPG, YS, AB, TC, MM
Validation	DT
Contrôle qualité	MB

SOMMAIRE

A. RESUME EXECUTIF.....	8
A.1. KANDADJI : UN PROJET PRIORITAIRE DEJA LARGEMENT ENGAGE	8
A.2. PERIMETRE DE L'ETUDE	8
A.3. PRINCIPAUX ENJEUX.....	9
A.4. OPTION DE GESTION RETENUE.....	10
A.5. FLUX FINANCIERS ET DECISIONS STRUCTURANTES	11
A.6. PROCHAINES ETAPES	21
B. INTRODUCTION.....	22
B.1. UN PROJET PRIORITAIRE A FORT ENJEU.....	22
B.2. OBJECTIFS DE L'ETUDE	22
B.3. RAPPEL DES CONCLUSIONS VALIDEES A LA SUITE DE L'EXAMEN DU RAPPORT PROVISoire DE STRUCTURE DE GESTION.....	23
B.4. OBJECTIFS DU RAPPORT FINAL DE STRUCTURE DE GESTION	26
C. ENJEUX ET QUESTIONNEMENTS	27
C.1. RAPPEL DU PERIMETRE	27
C.2. ENJEUX ET QUESTIONNEMENTS LIES A LA GESTION DE L'EAU	28
C.3. ENJEUX ET QUESTIONNEMENTS LIES A LA GESTION DU PATRIMOINE	41
C.4. ENJEUX ET QUESTIONNEMENT LIES A L'EXPLOITATION DES INFRASTRUCTURES	44
C.5. ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX	55
C.6. ENJEUX LIES AUX FLUX FINANCIERS.....	61
D. RAPPELS DE L'ANALYSE DES OPTIONS DE GESTION	66
D.1. ELEMENTS PREALABLES A L'ANALYSE DES OPTIONS DE GESTION	66
D.2. RAPPEL DES OPTIONS ENVISAGEES DANS LE RAPPORT DE CADRAGE	67
D.3. FAISABILITE DES OPTIONS IDENTIFIEES.....	68
E. PRESENTATION DETAILLEE DE L'OPTION RECOMMANDEE.....	71
E.1. SYNTHESE DE L'OPTION RETENUE ET VARIANTES.....	71
E.2. ORGANISATION DES STRUCTURES RECOMMANDEES	73
E.3. GESTION DES INTERFACES CRITIQUES	80
E.4. ANALYSE FINANCIERE DES DECISIONS STRUCTURANTES POUR LE COUT DE L'HYDROELECTRICITE DE KANDADJI	86
E.5. CADRE JURIDIQUE D'INTERVENTION ET RECRUTEMENT DE L'OPERATEUR	114
F. PROCHAINES ETAPES.....	117

ACRONYMES ET ABREVIATIONS

ABK	Agence du Barrage de Kandadji
ABN	Autorité du Bassin du Niger
AEP	Alimentation en Eau Potable
AHA	Aménagement Hydro-Agricole
APD	Avant-Projet Détaillé
ARSE	Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie
BAfD	Banque Africaine de Développement
BEEEI	Bureau d'Evaluation Environnementale et des Etudes d'Impact
BM	Banque mondiale
BOAD	Banque Ouest-Africaine de Développement
CED	Commission Exécutive de la Durance
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CNEDD	Conseil National de l'Environnement et du Développement Durable
CNR	Compagnie Nationale du Rhône
CNU-Niger	Coordination Nationale des Usagers de la portion nigérienne du bassin du fleuve Niger
CPE	Commission Permanente de l'Eau
DAO	Dossier d'Appel d'Offres
DOE	Débits objectif
EDF	Electricité de France
EEM	Eskom Energy Manantali
EIES	Etude d'Impacts Environnementale et Sociale
E&S	Environnemental(e) et Social(e)
EPIC	Etablissement Public à Caractère Industriel et Commercial
GIRE	Gestion Intégrée des Ressources en Eau
HCAVN	Haut-Commissariat à l'Aménagement de la Vallée du Niger
MEDD	Ministère de l'Environnement et du Développement Durable
OMVS	Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal
ONAHA	Office Nationale des Aménagements Hydroagricoles
ONG	Organisation Non Gouvernementale
O&M	<i>Operation & Maintenance</i>
PADD	Plan d'Action de Développement Durable
PAPs	Personnes Affectées par le Projet

PAR	Plan d'Actions de Réinstallation
PDL	Plan de Développement Local
PEPP	Plan d'Engagement des Parties Prenantes
PGAIS	Plan de Gestion des Afflux et Impacts Sociaux
PGES	Plan de Gestion Environnementale et Sociale
PRU	Plan de Réinstallation Urbaine
PTF	Partenaire Technique et Financier
SDAGE	Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux
SEMAF	Société d'Exploitation de Manantali et de Félou
SONABEL	Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso
SPV	<i>Special Purpose Vehicle</i>

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Périmètre de l'étude et interfaces	27
Figure 2 : Puissance mensuelle moyenne sur une année moyenne (<i>source : APD 2007</i>)	33
Figure 3 : Niveau mensuel moyen du réservoir pour une année moyenne (APD 2007)	39
Figure 4 : Localisation de l'aire protégée selon le plan de gestion de la faune sauvage (2010)	57
Figure 5 : Principaux flux financiers envisageables	64
Figure 6 : Identification des fonctions	66
Figure 7 : Options de gestion initialement identifiées pour chacune des fonctions	67
Figure 8 : Option recommandée	70
Figure 9 : Scénario de base – Profil tarifaire - Variable (FCFA réel 2018)	102
Figure 10 : Scénario de base – Profil variable - Trésorerie et RCSD	102
Figure 11 : Scénario de base – Profil variable – Flux de l'Etat	103
Figure 12 : Scénario de base – Lissage Etat – Flux de l'Etat	109
Figure 13 : Scénario de base – Corrélation tarif / VAN de l'Etat	107
Figure 11 : Scénario de base – Décomposition du tarif de vente	108

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Liste des investissements initiaux	13
Tableau 2 : liste des conventions de financements accordées	14
Tableau 3 : Production d'électricité en fonction des scénarios	15
Tableau 4 : Besoins en eau potable pour le Niger	33
Tableau 5 : Simulations de l'énergie produite par la centrale hydroélectrique de Kandadji.....	48
Tableau 6 : Calendrier de mise en œuvre du projet Kandadji	53
Tableau 7 : Principaux documents de planification environnementale et sociale	56
Tableau 8 : Plan de financement du programme P-KRESMIN	62
Tableau 9 : Evaluation de la faisabilité des options.....	69
Tableau 10 : Analyse de l'option et de ses variantes	71
Tableau 11 : Avantages et inconvénients des 2 scénarios pour l'exploitation des ouvrages	72
Tableau 12: Liste des investissements initiaux.....	87
Tableau 13 : Investissements initiaux dans le scénario 1.....	88
Tableau 14 : Investissements initiaux dans le scénario 2.....	88
Tableau 15 : Investissements initiaux dans le scénario 3.....	89
Tableau 16 : Paramètre de durées de vies techniques des biens	90
Tableau 17 : Liste des investissements à renouveler	90
Tableau 18 : Montants des renouvellements prévus.....	92
Tableau 19 : Production en énergie électrique selon les scénarios	92
Tableau 20 : Estimation des redevances d'AEP	93
Tableau 21 : Frais d'entretien et maintenance et de charges de personnel (MUSD) – scénario 1	94
Tableau 22 : Frais d'entretien et maintenance et de charges de personnel (MUSD) – scénario 2	94
Tableau 23 : Frais d'entretien et maintenance et de charges de personnel (MUSD) – scénario 3	95
Tableau 24 : Paramètres de constitution des réserves légales	96
Tableau 25 : Paramètres d'imposition considérés	96
Tableau 26 : Liste des conventions de financement accordées.....	97
Tableau 27 : Paramètres des emprunts	98
Tableau 28 : Scénario de base - Plan de financement.....	101
Tableau 29 : Scénario de base – Profil variable – VAN de l'Etat	103
Tableau 30 : Scénario de base – Lissage Etat – VAN de l'Etat	109
Tableau 31 : Scénario de base – Synthèse.....	107
Tableau 29 : Scénario de base – Décomposition du tarif de vente.....	109
Tableau 32 : Résultats des variantes et sensibilités.....	111

A. RESUME EXECUTIF

A.1. KANDADJI : UN PROJET PRIORITAIRE DEJA LARGEMENT ENGAGE

La singularité du programme P-KRESMIN tient autant à son caractère stratégique pour le Niger – il s'agit d'un projet prioritaire pour le pays – qu'à sa dimension régionale. L'importance de l'impact environnemental et social du programme, en termes de population déplacée notamment, constitue par ailleurs un défi tant au plan financier qu'opérationnel, pour ne pas compromettre la bonne réalisation du projet en phase de construction mais également en phase d'exploitation et permettre aux populations affectées d'obtenir une juste compensation.

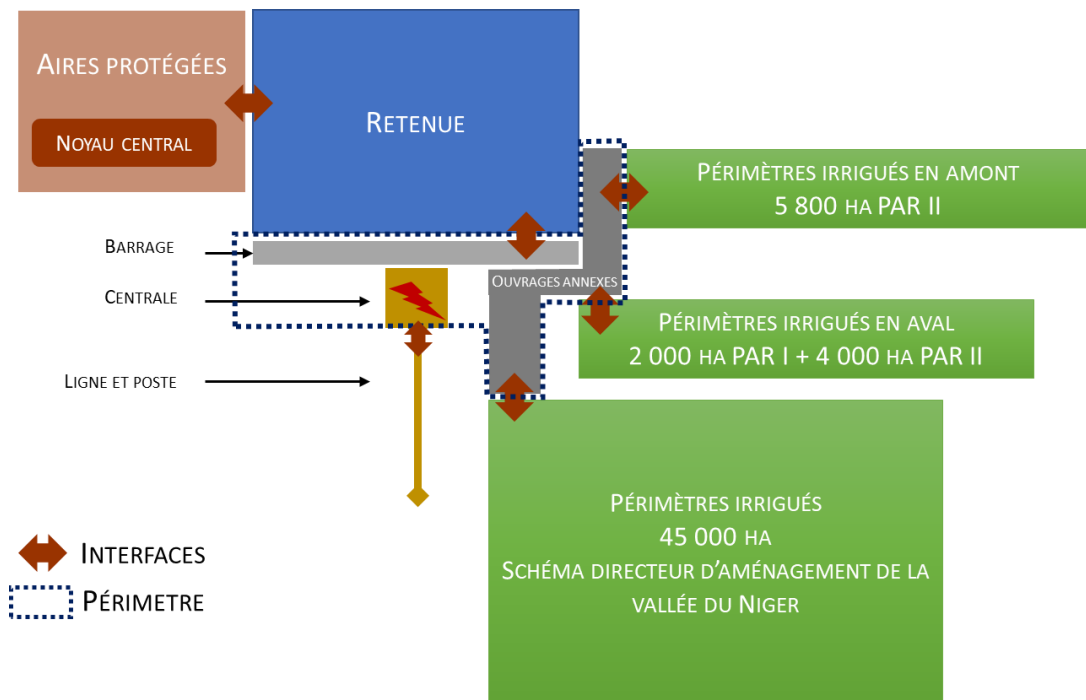
Le programme est également singulier par le caractère multi usages du barrage qui implique une gestion concertée de la ressource en eau pour permettre au pays de satisfaire sa demande en énergie électrique à moindre coût, d'accéder à l'indépendance alimentaire en développant l'agriculture irriguée et de respecter ses engagements régionaux en termes de débits d'étiage minimaux pour le fleuve Niger.

Enfin, le programme est déjà bien avancé : les études de conception sont achevées, les travaux de construction en cours de lancement et une première vague de population a déjà été déplacée et réinstallée. La mise en œuvre du programme suit un calendrier structuré autour d'étapes critiques et de dates cibles. Cette mise en œuvre est confiée à l'Agence du Barrage de Kandadji (ABK), qui a succédé au Haut-Commissariat pour l'Aménagement de la Vallée du Niger (HCAVN).

Ainsi, la réflexion sur les options de gestion de l'eau, du patrimoine et pour l'exploitation et la maintenance des ouvrages prendra en compte les différents enjeux permettant de garantir les objectifs multi usage du barrage et d'assurer la pérennité des ouvrages tout en intégrant l'état d'avancement du programme, les actions mises en place pour son développement et sa réalisation.

A.2. PERIMETRE DE L'ETUDE

Le périmètre de la présente étude concerne le barrage et ses ouvrages annexes, ainsi que la centrale hydroélectrique. Ainsi, il existe de nombreuses interfaces avec d'autres ouvrages ou activités développés dans le cadre du projet P-KRESMIN, notamment les périmètres irrigués et les activités liées à la retenue. La gestion de l'eau doit bien entendu en tenir compte.



A.3. PRINCIPAUX ENJEUX

La gestion de l'eau doit répondre à deux enjeux majeurs : le caractère multisectoriel du barrage d'une part, avec en particulier l'usage agricole et la production d'énergie électrique et le caractère transfrontalier de la gestion de la ressource mobilisée par le barrage de Kandadji qui impose le respect des débits d'étiage en plusieurs points du fleuve. Ces contraintes nécessitent de mettre en place une structure et des outils permettant une gestion coordonnée et concertée de la ressource en eau avec l'ensemble des acteurs impliqués.

La structure en charge de la gestion du patrimoine a vocation à être concessionnaire des ouvrages. Elle est responsable de leur financement, de leur maintenance lourde et de leur renouvellement. Cela implique que cette structure soit en mesure de générer des ressources financières stables et pérennes sans pour autant que le tarif de l'électricité soit au-delà des capacités de NIGELEC, ni les redevances d'eau au-delà des capacités contributives des autres usages.

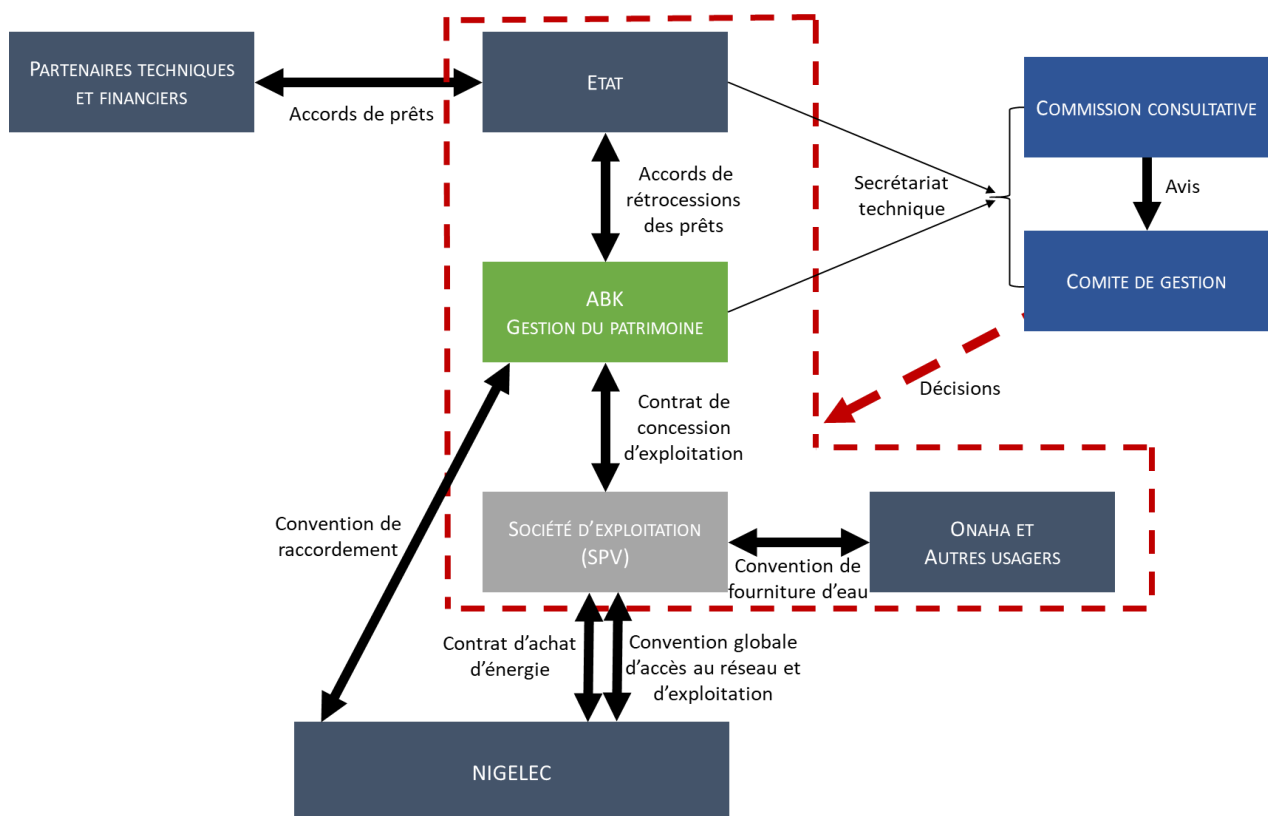
Les enjeux liés à l'exploitation et à la maintenance relèvent de la capacité de l'exploitant à gérer la centrale hydroélectrique et ses équipements de manière à maintenir, dans la durée, un niveau de disponibilité des équipements élevé. Cela implique la définition et le respect de règles d'exploitation et de maintenance précises (plan de maintenance préventive et curative). Concernant le barrage, l'exploitant devra assurer une bonne gestion de l'ouverture et de la fermeture des vannes conformément à l'allocation des ressources en eau définies dans le règlement d'eau.

La gestion attentive des risques techniques (notamment la surveillance, l'auscultation et la maintenance associées) sont d'autant plus fondamentaux qu'il s'agit d'un ouvrage barrant le cours principal du fleuve juste en amont de Niamey.

A.4. OPTION DE GESTION RETENUE

Compte tenu, d'une part, des principes devant gouverner la gestion de la ressource, du statut de l'ABK, de la nécessité de professionnaliser l'exploitation de la centrale électrique, de sécuriser les ressources en eau nécessaires aux autres usages tout en préservant l'objectif d'optimisation de l'allocation des différents risques du projet, l'option de gestion recommandée consiste à mettre en place 3 structures distinctes spécialisées pour assurer respectivement la gestion de l'eau, la gestion du patrimoine et l'exploitation des infrastructures.

Cette option est schématisée ci-après (couleurs en lien avec le texte qui suit), après prise en compte de quelques analyses complémentaires.

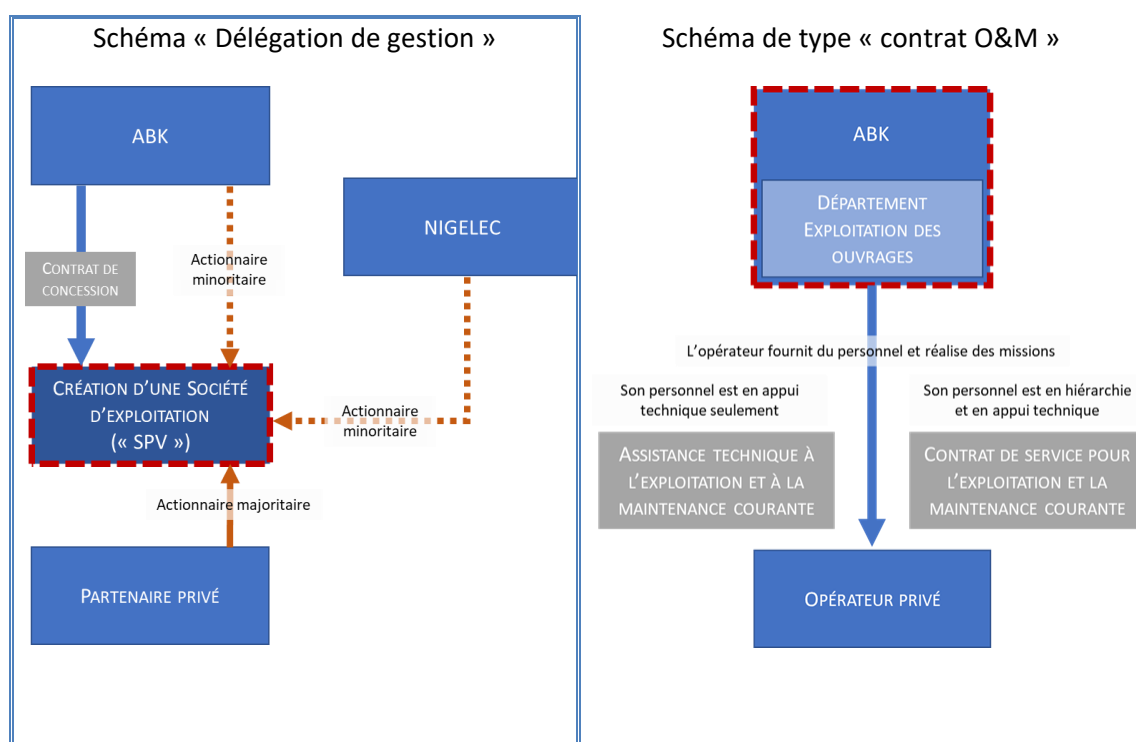


Cette option permet de répondre aux contraintes imposées pour la **gestion de l'eau** (usage multisectoriel de l'eau, respect des engagements régionaux) en mettant en place des instances de concertation et de gouvernance de la ressource regroupant l'ensemble des acteurs impliqués. La **Commission consultative du Fleuve Niger**, de composition large, aura une vocation essentielle d'information et de concertation, au cœur des bonnes pratiques de la GIRE. Le **Comité de gestion des eaux**, constitué de 4 à 6 membres issus des institutions et établissements les plus directement concernées (Ministère de l'Hydraulique, ABK, NIGELEC, ONAHA, SPEN et groupement des collectivités locales riveraines) a une vocation opérationnelle en matière d'allocation saisonnière des ressources en eau. L'ABK et le Ministère de l'Hydraulique assurent le secrétariat technique des deux entités. Le règlement d'eau, adopté par arrêté du Ministère de l'Hydraulique sur proposition du Comité après validation par la Commission, précise l'ensemble des règles applicables en termes de définition des débits et de partage des outils et des informations.

La **gestion du patrimoine** relève de l'ABK conformément à ses textes de création, lui affectant notamment le domaine public et le domaine privé de l'Etat nécessaire à la réalisation du projet. Le fait de disposer dès à présent de cette structure permettra de faciliter l'opérationnalisation de l'ensemble du dispositif. Par ailleurs, l'ABK gère également les risques liés aux infrastructures (barrage et infrastructures complémentaires).

L'**exploitation et la maintenance** du barrage, de ses ouvrages annexes et de la centrale hydroélectrique sont déléguées à un opérateur de référence expérimenté disposant de procédures et d'outils adaptés à ce type d'ouvrage, par l'intermédiaire d'un contrat de concession, conformément à ce qui est prévu dans les textes de création de l'ABK (schéma de gauche ci-dessous).

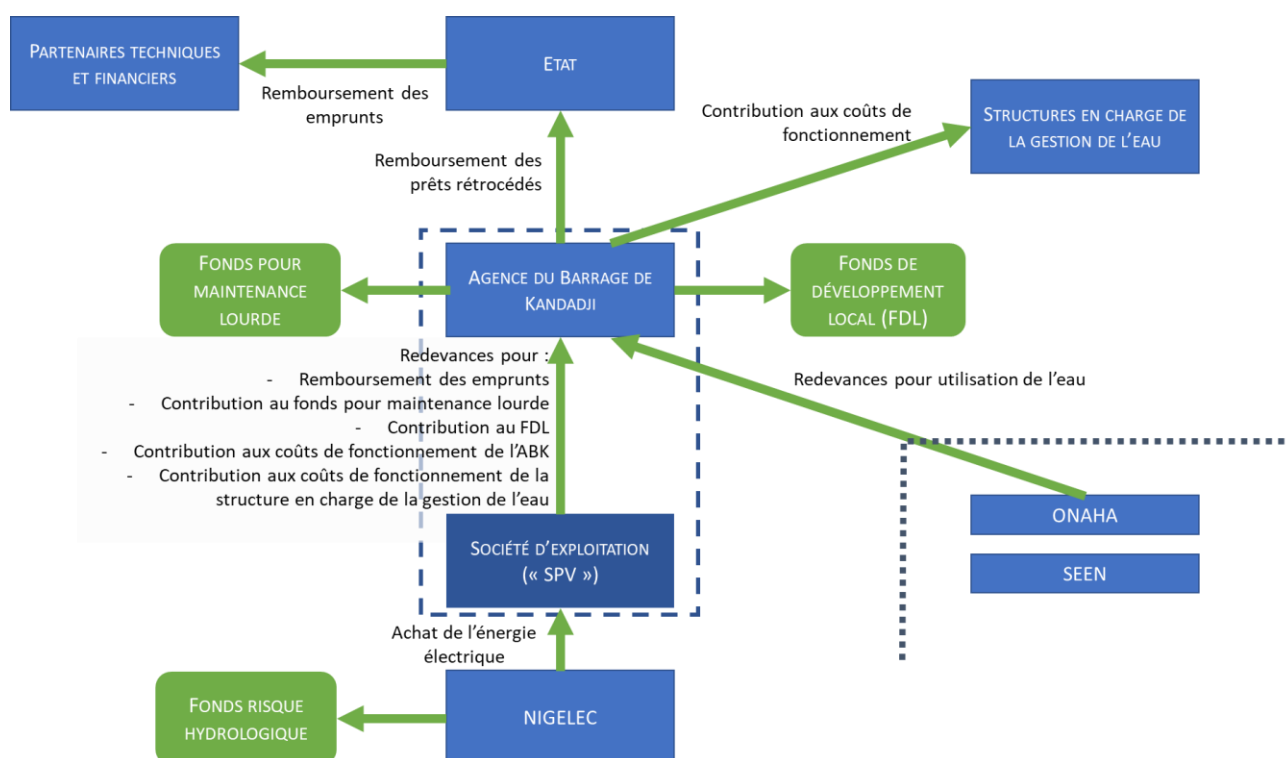
En cas d'appel d'offre infructueux pour le recrutement d'un concessionnaire, ou de défaillance de celui-ci, l'ABK pourra reprendre temporairement l'exploitation et l'entretien de la retenue et de l'usine qu'elle pourra confier à une équipe recrutée chez un exploitant en recourant à la mise en place d'un contrat d'assistance technique ou de service de type « O&M » – Schéma de droite ci-dessous. Cette option est à envisager comme une solution de secours temporaire (et/ou transitoire), car elle implique un moindre transfert de risques au partenaire privé, lequel est préférable pour la bonne marche d'une activité aussi complexe.



A.5. FLUX FINANCIERS ET DECISIONS STRUCTURANTES

A.5.1. Principaux flux

Les principaux flux sont résumés dans le graphique qui suit, puis détaillés ci-après.



A.5.2. Dépenses

Investissements initiaux

L'ensemble des investissements initiaux prévus dans le cadre du Projet Kresmin sont les suivants :

Tableau 1 : Liste des investissements initiaux

Investissements (M USD)	Total
Barrage - Génie civil	185,1
Barrage – vantellerie	10,6
Barrage - autres équipements	3,2
Sous total – Barrage	198,9
Centrale - génie civil	161,8
Centrale – alternateur	46,2
Centrale – turbines	77,1
Centrale - autres équipements	77,1
Sous total – Centrale	362,1
Ligne - équipements	77,1
Poste - équipements	30,8
Sous total – Ligne et Poste	107,9
Déviations de la route RN1W	30,0
Mesures environnementales et sociales	1 027,0
Aménagements hydroagricoles 45 000 ha	990,0
Gestion du programme	11,0
Sous total – Autres	2058,0
Total	2 726,9

Ce plan d'investissement est issu du plan de cohérence du Programme de Kandadji datant de juin 2017, d'estimations du Consultant (notamment sur la ventilation des coûts par composante et le niveau des coûts environnementaux et sociaux), et du Schéma directeur d'aménagement de la vallée du Niger.

Les investissements à prendre en compte dans les coûts de l'opérateur (validés sur la base du rapport provisoire de structure de gestion) sont les suivants :

- Barrages et ouvrages annexes, centrale hydroélectrique, ligne électrique et poste d'arrivée ;
- Une quote-part de la déviation de la route RN1W et de la gestion du Programme au prorata des autres investissements considérés (soit 24,9%) ;
- Exclusion des coûts des mesures environnementales et sociales en dehors de l'alimentation du fonds de développement local (une partie correspondant en a toutefois été considérée pour certains scénarios alternatifs) et des aménagements hydroagricoles.

Sous ces hypothèses, **l'ensemble des investissements initiaux est de 679 MUSD en réels 2018.**

Autres charges et coûts

Les autres coûts directs du projet à prendre en compte dans le tarif de l'électricité sont :

- Les charges d'exploitation correspondant à l'entretien/maintenance et personnel/frais généraux, qui sont de **9,4 MUSD/an en réels 2018** (et légèrement plus faibles en production à la côte 221 et 224 (entre 8,4 et 9,4 MUSD/an) ;

- L'alimentation du fonds de développement local, à raison de **3% des revenus des ventes d'électricité par an** ;
- La contribution à la structure en charge de la gestion de l'eau pour couvrir une partie de ses frais de fonctionnement, chiffrée à **200 MFCFA/an (soit¹ 0,4 MUSD/an) en réels 2018** ;
- Les coûts liés au Secrétariat Technique de la commission Consultante/comité de gestion assuré par l'ABK, chiffrés à **500 MFCFA/an (soit 0,9 MUSD/an) en réels 2018** ;
- L'alimentation annuelle éventuelle (selon les scénarios) d'un compte de réserve de renouvellement. Le total des renouvellements a été estimé à **71 MUSD en réels 2018**. Les investissements devraient avoir lieu de façon progressive entre 2055 et 2065.

Plan de financement de l'Etat du Niger

Le Projet est financé par des emprunts et des dons contractés par l'Etat du Niger :

- **Les emprunts et les dons accordés à l'Etat du Niger par les DFI :**

Tableau 2 : liste des conventions de financements accordées

M USD	Emprunt	Don	Total
FAD	32,9	36,4	69,3
IDA	241,3	13,7	255,0
AFD	58,0	16,0	74,0
BID	164,0		164,0
BADEA	10,0		10,0
FKDEA	30,0		30,0
FADD	10,0		10,0
FSD	30,0		30,0
OFID	15,0		15,0
BOAD	60,0		60,0
EBID	10,0		10,0
Total	661,2	66,1	727,3

Il est à noter que parmi les emprunts et dons ci-dessus, seuls ceux correspondants aux investissements couverts par le tarif de l'électricité sont pris en compte pour le projet de Kandadji, pour des totaux respectifs de 542,3 M USD et 14,7 M USD (voir ci-dessous plan de financement du projet).

Ces emprunts peuvent être rétrocédés par l'Etat à l'ABK soit en emprunts soit sous forme de subventions, soit encore sous forme d'apport en capital (comme contrepartie d'un apport en nature de l'Etat).

- **Un emprunt complémentaire est ensuite dimensionné pour couvrir le solde restant des emplois en période de construction.** Les conditions de cet emprunt

¹ Taux de change USD/FCFA spot au 08/11/18 de 533,15.

complémentaire (taux d'intérêt et de commissions, durée, différé) sont supposées égales à la moyenne pondérée des conditions des emprunts des bailleurs impliqués à ce jour dans le projet.

Notons que la seconde phase d'investissement (rehaussement du barrage à la cote 228) est considérée comme financée entièrement par un nouvel emprunt (aux mêmes conditions que la dette complémentaire) qui ne rentre pas dans le plan de financement initial.

A.5.3. Revenus du Projet

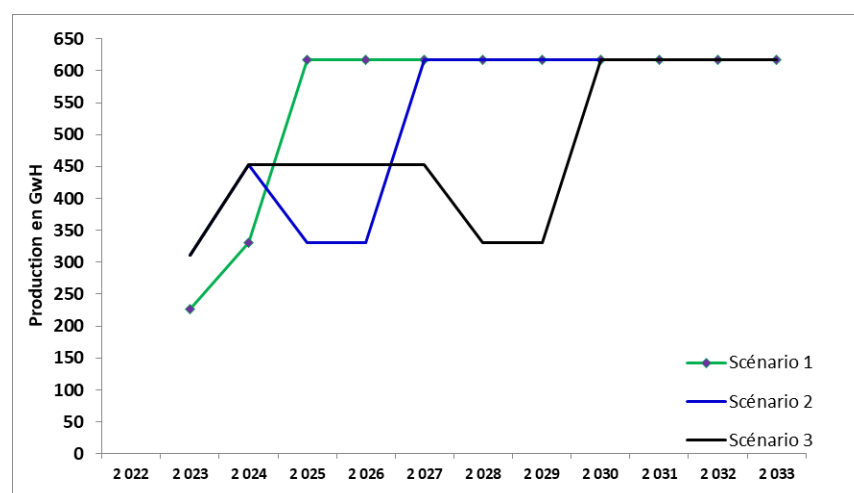
Le Projet dispose de deux sources de revenus : les ventes d'électricité et les redevances d'eau.

Revenus de la vente d'électricité

La mise en service de la centrale hydroélectrique est prévue fin 2022 après 4 ans de travaux. Trois scénarios de construction/production sont prévus pour tenir compte des besoins de construction à différentes côtes et des éventuels retards de construction :

- Scénario 1 : scénario considéré comme central, basé sur 2 ans à la cote 221 (après 4 ans de construction) puis cote 228 à partir de la 3^{ème} année ;
- Scénario 2 : 2 ans à la cote 224 (après 4 ans de construction), puis 2 ans à la cote 221, puis cote 228 à partir de la 5^{ème} année ;
- Scénario 3 : 5 ans à la cote 224 (après 4 ans de construction), puis 2 ans à la cote 221, puis cote 228 à partir de la 7^{ème} année.

Tableau 3 : Production d'électricité en fonction des scénarios



Redevances d'eau

Les redevances d'eau considérées sont celles relatives aux prélèvements destinés à **l'irrigation des grands périmètres** mis en place par l'Office National des Aménagements Hydro-Agricoles (ONAHA) et aux redevances **d'Alimentation en Eau Potable (AEP)**.

En l'absence d'information sur le niveau des futures redevances, des hypothèses provisoires et très indicatives ont été prises pour les besoins de cette analyse, que l'on peut considérer comme intermédiaires entre ce que pourraient être un niveau économique idéal et les niveaux observés dans la pratique dans de nombreux pays sahélo-soudaniens.

Le calcul des redevances est explicité dans la partie relative aux simulations financières. Ces dernières augmentent annuellement (Cf tableau ci-dessous).

Redevances (MFCFA/an)	2 023	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050
Redevance d'irrigation	0	4,5	30	62	101	149	207
Redevance d'AEP	73	85	114	152	202	273	366

Il est important de noter que les redevances d'eau représentent en **moyenne moins de 1% des ventes annuelles d'électricité**.

A.5.4. Simulations financières

Les simulations financières visent à quantifier les flux financiers générés par le projet afin d'aider les autorités à prendre position sur :

- Le niveau et le profil tarifaire proposé à la NIGELEC, sous contrainte de la compétitivité commerciale de ce tarif au regard des sources de substitution (importations) ;
- Les éventuels appuis attendus de l'Etat pour assurer la faisabilité commerciale du projet (acceptabilité du tarif de sortie pour la NIGELEC) ;
- La structuration financière et les objectifs de rentabilité de l'ABK.

Dans la suite de cette section, les résultats en termes de tarifs et de flux de l'Etat sont présentés en FCFA réels 2018 (nets de l'inflation).

Rappel du scénario de base

Le scénario de base proposé repose sur les paramètres suivants :

- Scénario de construction / production : mise en service de la rehausse en 2025 (scénario 1 présenté ci-avant) ;
- Pas de prise en compte des coûts E&S dans les investissements initiaux ;
- Pas de prise en compte des renouvellements ;
- Prise en compte des recettes tirées des redevances d'eau ;
- Prise en compte du fonds de développement local ;
- Rétrocession des emprunts identifiés aux mêmes conditions à la société de projet ;
- Part des fonds propres : 10%, apportés en nature via une part non rétrocédée des emprunts ;

- TRI actionnaire public (coût des fonds propres) : 2% nominal (correspondant au taux d'intérêt moyen des emprunts identifiés à ce stade) ;
- Fonds propres apportés en contrepartie d'un apport en nature d'une partie des ouvrages financés par les bailleurs ;
- Inflation annuelle moyenne de 2% ;
- Profil tarifaire variable (calé sur l'évolution du coût de revient du projet).

Plan de financement de l'ABK

Le tableau ci-dessous synthétise le plan de financement du projet dans ce scénario de base, en distinguant la première phase d'investissement et la rehausse.

Tableau 4 : Scénario de base - Plan de financement

	Investissement initial		Rehausse		Total	
Emplois	M FCFA	%	M FCFA	%	M FCFA	%
Investissements	354 069	96,6%	28 791	100,0%	382 861	96,9%
Intérêts et commissions	11 194	3,1%	0	0,0%	11 194	2,8%
CRSD	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Compte d'exploitation	1 238	0,3%	0	0,0%	1 238	0,3%
Total	366 501	100,0%	28 791	100,0%	395 293	100,0%

Ressources	M FCFA	%	M FCFA	%	M FCFA	%
Subventions - bailleurs	7 862	2,1%	0	0,0%	7 862	2,0%
Subvention - rétrocession	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Capital social	36 650	10,0%	0	0,0%	36 650	9,3%
Emprunts	321 989	87,9%	28 791	100,0%	350 781	88,7%
Total	366 501	100,0%	28 791	100,0%	395 293	100,0%

Coût de revient et tarif d'équilibre

Le coût de revient moyen du projet s'élève à **30,5 FCFA/kWh** en termes réels 2018. Ce coût de revient se situe donc à un niveau inférieur au prix des importations futures de la NIGELEC (36 FCFA en 2022, soit 33,3 FCFA en montant réel 2018), ce qui confirme la **faisabilité financière et commerciale globale du projet** avec ces hypothèses de financement.

Néanmoins, le profil tarifaire est fortement discontinu, comme l'illustre le graphique ci-après.

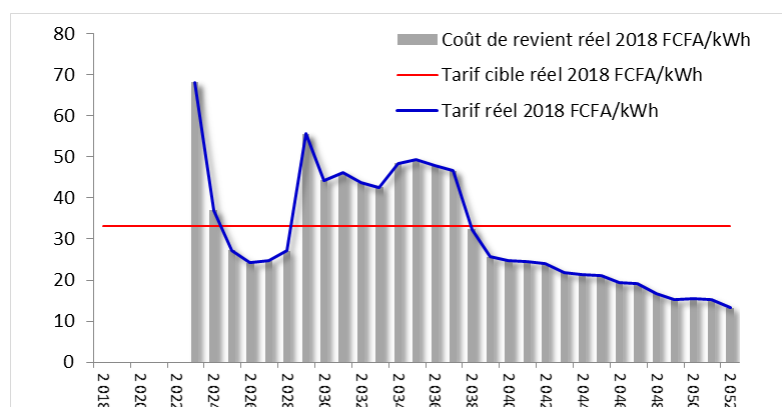


Figure 1 : Scénario de base – Profil tarifaire - Variable (FCFA réel 2018)

Le tarif plus élevé en 2023 (75 FCFA) et dans une moindre mesure 2024 s'explique par le niveau de productible moins élevé (la rehausse n'ayant pas encore été faite), ce qui augmente mécaniquement le poids par kWh du service de la dette et des charges d'exploitation fixe. Les tarifs plus élevés de la période 2029-2037 correspondent à la période de remboursement d'une partie importante des emprunts à l'issue de leurs périodes de grâce respectives (remboursement des emprunts IDA, AFD et BID à partir de 2029, fin de remboursement des emprunts AFD et BID respectivement en 2037 et 2038). Le tarif maximal sur la période de modélisation (ramené à un tarif moyen quinquennal maximal) s'élève à **47,0 FCFA**.

Dans ce scénario, le bilan pour l'Etat se traduit par un léger bénéfice actualisé de **1,0 milliard de FCFA sur la période 2018 - 2052**. Dans ce scénario en effet, l'Etat n'a en charge qu'une partie limitée du service de la dette (correspondant à la composante d'ouvrage apportée en nature), qui est compensée par les revenus tirés des fonds propres ainsi que les recettes fiscales (impôt sur les sociétés).

Optimisation du profil tarifaire

Si le tarif moyen reste inférieur au tarif cible de la NIGELEC, il le dépasse en revanche assez nettement sur une partie de la période de simulation, en période de montée en charge et de début de la période de remboursement des emprunts. Ce profil tarifaire pourrait être financièrement insoutenable par la NIGELEC. Afin de permettre au projet d'être équilibré avec un profil tarifaire davantage constant, plusieurs options tarifaires ont été modélisées en variantes du scénario de base :

- Application d'un profil tarifaire fixe (en termes réels) avec refinancement de la dette ;
- Lissage des tarifs en période de grâce et bonification des conditions de rétrocession ;
- Rétrocession d'une partie des emprunts sous forme de subvention ;
- Lissage des tarifs par l'Etat au travers d'un mécanisme de subvention d'exploitation / redevance.

Le tableau ci-dessous synthétise les résultats obtenus dans les différentes options tarifaires.

Tableau 5 : Scénario de base – Synthèse

	Tarif moyen réel 2018 (FCFA/kWh)	Tarif Q Max réel 2018 (FCFA/kWh)	% subvention %	CAN Etat @10% M FCFA 2018
Tarif variable	30,5	47,0	2,1%	(1 014)
Tarif fixe + refinancement	31,5	31,5	2,1%	5 633
Lissage période de grâce + bonification 30 ans	30,6	36,5	2,1%	4 764
Lissage période de grâce + bonification 35 ans	30,0	34,5	2,1%	7 762
Lissage période de grâce + bonification 40 ans	28,7	33,3	2,1%	10 257
Rétrocession subvention	25,4	33,3	20,1%	21 579
Lissage Etat (subvention/redevance)	30,5	30,5	2,1%	15 336
Tarif cible + lissage Etat	33,3	33,3	2,1%	6 652

Tarif Q Max = tarif quinquennal maximal ; CAN Etat = coût actualisé net pour l'Etat

Le choix d'un profil tarifaire, et des éventuelles mesures d'appui attendues de l'Etat, dépendra en premier lieu de la capacité de la NIGELEC d'absorber sans impact négatif un profil tarifaire variable impliquant, certaines années, un tarif supérieur au tarif d'achat cible. Si la NIGELEC est en mesure de « lisser » pour son compte un profil tarifaire variable tels que ceux pris en compte dans cette analyse, le scénario optimal sera alors celui du profil variable, qui minimise conjointement le prix moyen et le coût pour l'Etat.

Dans le cas contraire, le scénario optimal serait celui de la dernière option évoquée ci-dessus : un prix constant de 33,3 FCFA / kWh conjointement à un dispositif de subvention / redevance de l'Etat dimensionné pour combler le gap entre ce tarif de vente et le profil du coût de revient. Ce scénario correspond en effet à un optimum global tant du point de vue de la contrainte commerciale de la NIGELEC (tarif ne dépassant pas le prix de substitution) que de la minimisation du coût de l'Etat (cette solution correspond à celle qui minimise le coût pour l'Etat parmi celle respectant la contrainte commerciale de la NIGELEC, l'option de refinancement étant écartée).

Dans le scénario de lissage optimal proposé (mécanisme de subvention d'exploitation / redevance), le tarif appliqué à la NIGELEC se décomposerait tel que ci-dessous en distinguant (i) la part exploitation / entretien (y compris les frais de structure et de secrétariat technique), (ii) la part fonds de développement, et (iii) la part patrimoine (service de la dette et rémunération des fonds propres, net des flux de subvention / redevance de l'Etat).

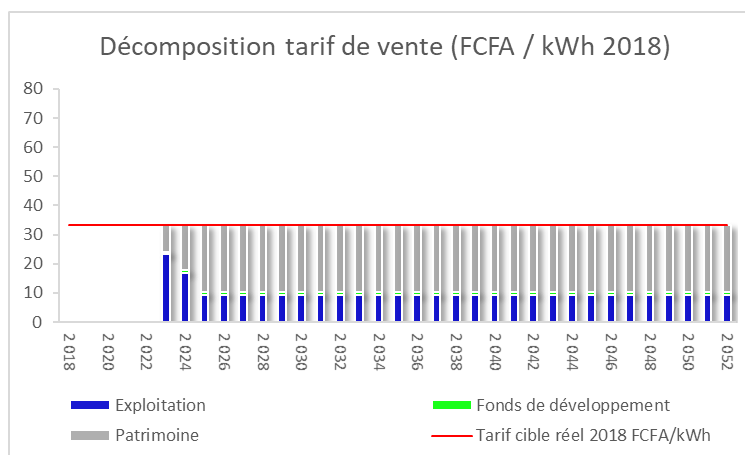


Figure 2 : Scénario de base – Décomposition du tarif de vente

Le tableau ci-dessous présente la décomposition moyenne sur l'ensemble de la période, en FCFA réel 2018.

Tableau 6 : Scénario de base – Décomposition du tarif de vente

Décomposition tarif	FCFA / kWh réel 2018
Exploitation	9,7
Fonds de développement	1,0
Patrimoine	22,6
Total	33,3

Le graphique ci-dessous représente les flux de l'Etat dans cette variante, en illustrant notamment les périodes de subvention (2023 puis 2029-2037) et de redevance.

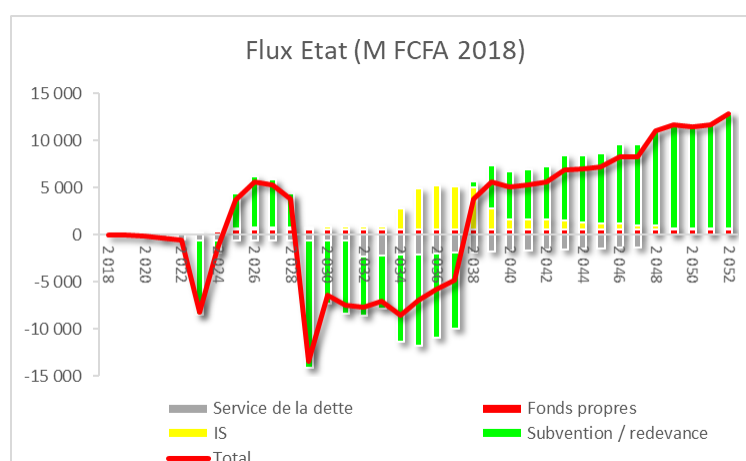


Figure 3 : Scénario de base – Lissage Etat – Flux de l'Etat

Le tableau ci-dessous présente la Valeur Actualisée Nette des flux de l'Etat, sur la base des flux réels (nets de l'inflation) et d'un taux d'actualisation de 10% (correspondant au taux de référence utilisé par la NIGELEC pour ses projets photovoltaïque), avec une sensibilité pour des taux d'actualisation de 4%, 6% et 8%.

Tableau 7 : Scénario de base – Lissage Etat – VAN de l'Etat

VAN Etat M FCFA 2018	@10%	@8%	@6%	@4%
Service de la dette à la charge de l'Etat	-6 762	-8 970	-12 169	-16 865
Apports en fonds propres	0	0	0	0
Revenus fonds propres	2 995	3 983	5 429	7 609
IS	4 781	6 803	9 801	14 304
Subvention / redevance	-7 665	-7 495	-5 454	676
Total	-6 652	-5 680	-2 386	5 724

Comme on peut le voir, la VAN de l'Etat est très sensible au taux d'actualisation retenu. Des taux d'actualisations moins élevés permettent en effet de mieux valoriser les redevances reversées à l'Etat à partir de la fin de remboursement des emprunts principaux du projet. A partir d'un taux d'actualisation compris aux alentours de 5%, la VAN de l'Etat redevient même positive.

La détermination plus précise du coût actualisé pour l'Etat, et des engagements correspondants, dépendra de la confirmation ou de la stabilisation d'un certain nombre d'hypothèses-clefs ayant un impact sur le coût de revient du projet, et en particulier (i) la date de réalisation de la rehausse, (ii) la prise en compte ou non dans le plan de financement d'une partie des coûts E&S, (iii) la prise en compte ou non dans les coûts du projet de la constitution d'un fonds de renouvellement, (iv) le niveau et le taux de rendement attendu des fonds propres publics, ainsi que de la confirmation du prix d'achat par la NIGELEC et, dans la mesure du possible à partir d'un modèle financier de la société, une estimation de sa capacité de lissage interne d'un profil tarifaire variable. De même, l'affinement de l'estimation des redevances de droit d'eau pourrait permettre de préciser les conditions d'équilibre du projet, même si l'impact devrait être relativement peu important (sauf niveau significativement supérieur à l'hypothèse prise en compte à ce stade).

Une fois ces hypothèses stabilisées, l'examen des engagements de l'Etat pourra être affiné sur la base notamment d'une analyse des décaissements prévus ramenés au PIB.

A.6. PROCHAINES ETAPES

Les orientations proposées dans l'analyse détaillée de l'option retenue seront présentées aux autorités dans le cadre d'un atelier tenu la semaine du 3 décembre 2018.

Sur la base des décisions des autorités, le présent rapport sera mis à jour dans sa version finale, et la phase suivante de la composante institutionnelle et financière du projet de Kandadji, à savoir l'élaboration du plan de mise en œuvre des solutions recommandées, pourra commencer.

Une fois ce plan validé, la mise en œuvre des solutions recommandée pourra démarrer, avec en particulier le recrutement de l'opérateur et la mise en place de la Commission consultative du Fleuve Niger et du Comité de gestion des eaux.

Il faut compter six mois pour la validation du plan de mise en œuvre, plus au moins un an pour le recrutement de l'opérateur (préparation du DAO, lancement de l'AO, désignation du candidat préféré, négociation de l'ensemble des documents contractuels y compris le PPA, signature).

Au vu des informations reçues sur l'avancement des passations de marché, pour que l'exploitant puisse participer à la réception des ouvrages et à la phase de test, il devra être en mesure de commencer ses activités à mi-2021. Le rétroplanning n'est donc pas très serré, mais les activités doivent se poursuivre pour prévenir tout aléa.

En parallèle, la mise en place des instances de gestion de l'eau doit idéalement se faire pour fin 2020, dans l'hypothèse où les autorités voudraient solliciter leur accord sur les documents contractuels finaux entre l'Etat et l'opérateur. La mise en place de ces institutions est tributaire de textes réglementaires à adopter. Là aussi, le temps disponible est suffisant, mais les activités doivent se poursuivre pour prévenir tout aléa.

B. INTRODUCTION

B.1. UN PROJET PRIORITAIRE A FORT ENJEU

La réalisation du barrage de Kandadji constitue un enjeu stratégique tant sur le plan national que régional. Sur le plan national, les premières études ont été initiées dès les années 70, principalement dans la perspective de satisfaire les besoins du Niger à long-terme en énergie, eau d'irrigation et eau potable. Sur le plan régional, le barrage de Kandadji fait partie, avec les barrages de Fomi en Guinée et Taoussa au Mali, des ouvrages structurants pour la gestion coordonnée du fleuve Niger et figure dans le Plan d'action de développement durable (PADD) et dans le programme d'investissement 2008-2027 de l'Autorité du Bassin du Niger (ABN).

Le projet, conçu dans un premier temps pour réguler le débit du fleuve, notamment en période d'étiage, vise à faire face aux enjeux environnementaux et socio-économiques devenus de plus en plus cruciaux face aux défis liés au changement climatique et à la forte croissance démographique au Niger. Il s'agit tout à la fois de préserver et régénérer les écosystèmes, de favoriser le développement de l'agriculture irriguée afin de garantir la sécurité alimentaire du pays et de favoriser le développement local et, enfin, d'accroître la capacité de production d'électricité à moindre coût dans un souci d'équilibre offre-demande et d'indépendance énergétique.

La mise en œuvre du projet pilotée par l'Agence du Barrage de Kandadji (ABK) implique de nombreux acteurs parmi lesquels les ministères sectoriels et les institutions qui leur sont rattachées, les associations de représentation des usagers, les populations locales et la société civile, ainsi que les partenaires techniques et financiers prenant part au financement du projet avec leurs contraintes et exigences propres. Cette pluralité d'acteurs nécessite une importante coordination pour assurer la cohérence des différentes réflexions et actions menées et maintenir le consensus vers un objectif commun partagé.

Le projet de barrage de Kandadji se caractérise également par l'importance des mesures environnementales et sociales accompagnant sa mise en œuvre et le nombre élevé de personnes à déplacer et à réinstaller (environ 60 000 personnes au total). Ces mesures constituent le défi majeur préalable à la mise en eau du barrage et à l'exploitation des ouvrages.

B.2. OBJECTIFS DE L'ETUDE

La présente étude, réalisée pour l'ABK par le groupement Nodalis / OIEau / ISL, vise à :

- Proposer pour le barrage de Kandadji un mode de gestion optimal ainsi que la ou les structures couvrant les 3 fonctions suivantes : gestion multisectorielle de l'eau, gestion du patrimoine, exploitation du barrage et de la centrale hydroélectrique ;
- Elaborer un plan de mise en œuvre de la solution retenue et préparer les documents et outils juridiques, contractuels et financiers nécessaires ;
- Assister l'ABK dans la mise en œuvre de la solution retenue.

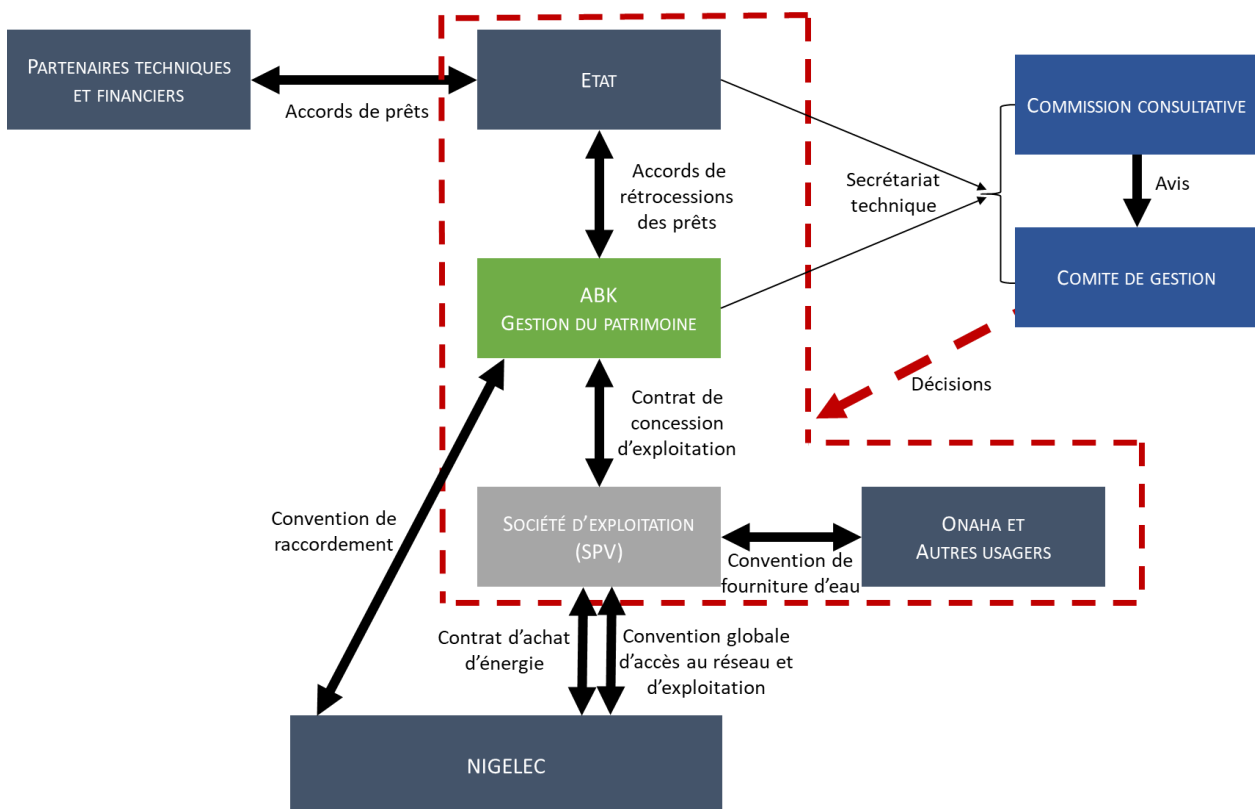
L'étude comporte également un volet de renforcement de capacité avec l'élaboration d'un plan de formation et un appui à sa mise en œuvre.

B.3. RAPPEL DES CONCLUSIONS VALIDEES A LA SUITE DE L'EXAMEN DU RAPPORT PROVISOIRE DE STRUCTURE DE GESTION

Certains éléments validés à la suite du rapport provisoire ont servi de base aux travaux pour le présent rapport.

B.3.1. Organisation institutionnelle

L'option retenue et validée, pour la **gestion de l'eau**, la **gestion du patrimoine** et l'**exploitation et la maintenance**, à la suite de l'examen du rapport provisoire de structure de gestion est rappelée ci-dessous (elle a évolué à la marge suite aux analyses ultérieures).



Les raisons de ce choix sont rappelées en partie D, et les détails de l'organisation proposée sont abordés en partie E.

B.3.2. Gestion de l'eau

Les principaux usages de l'aménagement de Kandadji découlent des objectifs principaux de planification du projet : soutien d'étiage (débit minimum de 146 m³/s), fourniture d'eau pour l'irrigation, production d'hydroélectricité. Pour autant les objectifs dits secondaires sont essentiels en termes de développement durable : maintien de la biodiversité dans les zones

humides aval, navigation, développement économique local, AEP urbaine et rurale, pêche, élevage, etc.

Les besoins et les contraintes des principaux usagers méritent encore d'être précisés, notamment :

- Les besoins pour l'irrigation qui seront satisfaits d'une part à partir d'un ouvrage de prise spécifique (2 000 ha), ainsi qu'en amont (5 916 ha) et par le biais des débits relâchés en aval (45 000 ha à terme). Pour le gestionnaire, il s'agira de passer à des débits évoluant selon les saisons et les contraintes globales du système mais aussi en fonction des effets des décisions prises ;
- La production d'hydroélectricité qui est soumise aux caractéristiques des équipements selon la charge et les débits car le système ne fonctionnera pas toujours aux valeurs nominales (puissances mensuelles moyennes de 20 à 115 MW) et également à la capacité de NIGELEC à absorber l'énergie produite.

Le règlement d'eau sera conçu comme un cadre permettant de définir une allocation optimale des ressources en eau. Il sera établi sur le long terme. L'allocation précise s'effectuera chaque année dans le cadre du règlement et à travers un comité ad hoc, incluant l'ABN s'agissant des aspects transfrontaliers.

Un système de droits d'eau n'a pas été retenu, car il est source de rigidité néfaste à une gestion optimisée et carcan peu réaliste au regard de la variabilité climatique actuelle et des incertitudes fortes liées aux changements globaux, climatiques en particulier.

B.3.3. Tarification de l'électricité

Compte-tenu des contraintes liées à la gestion multisectorielle de l'eau et des incertitudes hydrologiques, une tarification « capacitive » a été recommandée dans le rapport provisoire, et retenue, car une société d'exploitation ne sera pas à même de supporter ces contraintes dans de bonnes conditions pour l'ensemble du secteur.

Il y aura donc un tarif au MW « utile » disponible, avec un taux de disponibilité cible pour chacune des 4 turbines, avec possibilité d'introduire un système de bonus / malus en fonction du dépassement ou de la non-atteinte de l'objectif cible.

Un mécanisme de révision et d'indexation des prix sera précisé dans le contrat d'achat d'énergie (révision périodique sur la base d'une formule d'indexation polynomiale, révision exceptionnelle).

B.3.4. Hypothèses financières

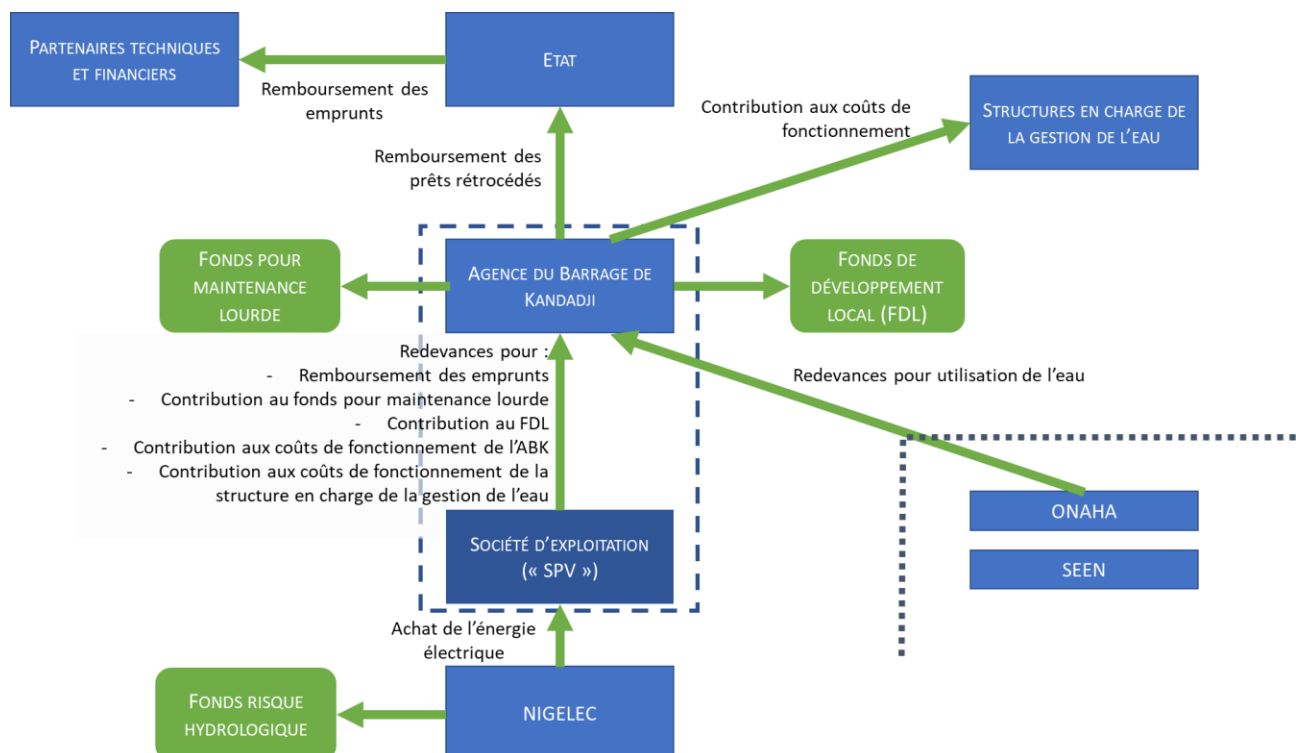
Les investissements à prendre en compte dans les coûts de l'opérateur pour le modèle financier de faisabilité ont également été validés sur la base du rapport provisoire de structure de gestion :

- Barrages et ouvrages annexes ;
- Centrale hydroélectrique ;

- Ligne électrique et poste d'arrivée ;
- Une quote-part de la déviation de la route RN1W au prorata des autres investissements considérés ;
- Une quote-part de la Gestion du programme au prorata des autres investissements considérés ;
- Exclusion des coûts des mesures environnementales et sociales en dehors de l'alimentation du fonds de développement local (une partie en a toutefois été considérée pour certains scénarios alternatifs).

Les flux financiers du projet sont les suivants :

- L'Etat rembourse aux PTF les emprunts contractés auprès de ces derniers ;
- L'ABK rembourse à l'Etat la part des prêts rétrocédée en prêts ;
- L'ABK (ou la société d'exploitation en cas de délégation) perçoit les revenus de la vente d'énergie hydroélectrique payés par NIGELEC ;
- L'ABK perçoit les redevances pour l'utilisation de l'eau (irrigation et AEP) versées par les structures utilisatrices ;
- L'ABK alimente un fonds pour la maintenance lourde et le renouvellement ainsi qu'un fonds de développement local pour les populations affectées par le projet ;
- L'ABK verse une contribution à la structure en charge de la gestion de l'eau pour couvrir une partie de ses frais de fonctionnement.



B.4. OBJECTIFS DU RAPPORT FINAL DE STRUCTURE DE GESTION

Le présent Rapport final sur la structure de gestion vient conclure la Tâche 1 – Etude d'une structure de gestion du barrage de Kandadji dont les objectifs étaient précisés dans les termes de référence de l'étude, rappelés ci-dessous.

L'objectif de cette étude est de définir le dispositif institutionnel le plus approprié afin d'assurer (i) la gestion du patrimoine et des revenus et de la dette ; (ii) la gestion multisectorielle de l'eau du réservoir à l'échelle nationale ainsi que du bassin du Niger et (iii) l'exploitation et l'entretien de la future usine hydroélectrique et du barrage de Kandadji. L'étude comprendra :

- La présentation de tous les cas de figures d'exploitation possibles ;*
- La comparaison de manière détaillée des alternatives en faisant ressortir les avantages et les inconvénients de chacune d'elles ;*
- L'identification et priorisation d'un nombre limité d'alternatives viables ;*
- La présentation des alternatives aux acteurs et Partenaires du projet Kandadji ;*
- La proposition des alternatives ou d'un choix motivé d'une structure au Comité de Pilotage du programme Kandadji (CPK) pour validation ;*

L'ensemble des points a été abordé dans le Rapport provisoire de structure de gestion, validé par l'ABK.

Le présent Rapport final de structure de gestion sera plus particulièrement dédié aux deux derniers points, avec un approfondissement du choix proposé.

Une analyse financière additionnelle permettra par ailleurs d'illustrer les décisions structurantes à prendre sur les coûts du projet à faire ou non supporter par l'hydroélectricité.

C. ENJEUX ET QUESTIONNEMENTS

C.1. RAPPEL DU PERIMETRE

La *gestion multisectorielle de l'eau* couvrira l'ensemble des usages de l'eau du barrage de Kandadji. A la lecture des documents et à la suite des premiers échanges, il apparaît que :

- L'objectif principal est de réguler le débit en respectant les engagements pris par le Niger au niveau régional dans le cadre de l'ABN (débit écologique minimal à Niamey de 120 m³/s et débit à la frontière avec le Nigeria de 80 m³/s) ;
- Les deux usages principaux en volume sont l'irrigation et la production hydroélectrique ;
- Les autres usages (eau potable, élevage, pêche, industrie, navigation) constituent des usages secondaires en volumes, et seront moins approfondis dans le cadre de cette étude, même s'ils sont pour certains prioritaires en termes de disponibilité.

Concernant la gestion du patrimoine et l'exploitation des ouvrages, l'étude se limitera au barrage, à ses ouvrages annexes et à la centrale hydroélectrique, conformément aux termes de référence et à notre proposition technique. Il reste entendu que l'ABK exerce une responsabilité particulière en matière de qualité de service et de bon usage de la retenue, ainsi que de sécurité aux abords immédiats des ouvrages hydrauliques à l'aval.

Les autres ouvrages et aménagements (aménagements hydroagricoles dans les périmètres irrigués, ligne électrique, aires protégées) seront également pris en considération mais en limitant l'analyse à la gestion des interfaces entre ces ouvrages, le barrage et la centrale hydroélectrique.

Le périmètre de l'étude pour la gestion du patrimoine et l'exploitation des ouvrages est illustré ci-dessous :

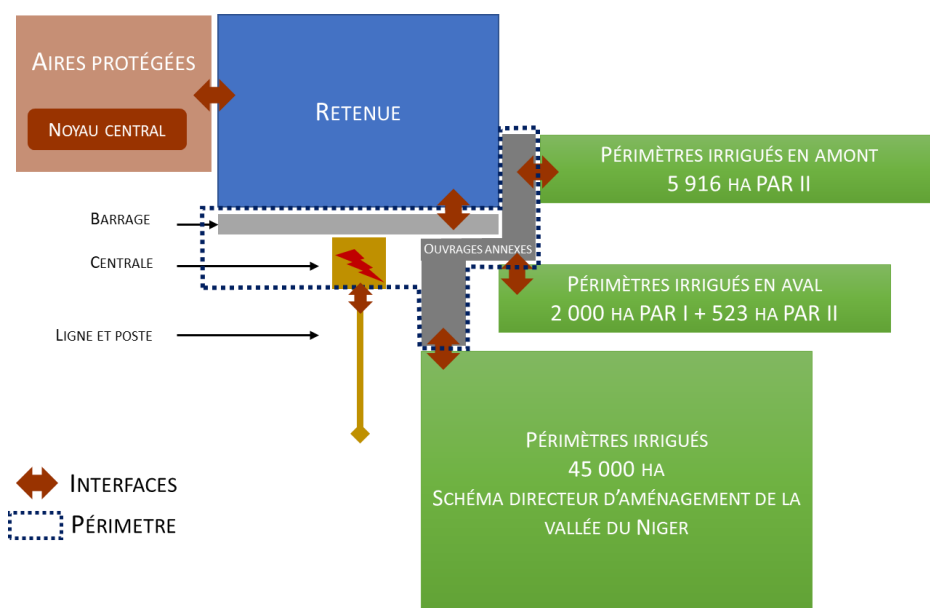


Figure 4 : Périmètre de l'étude et interfaces

C.2. ENJEUX ET QUESTIONNEMENTS LIES A LA GESTION DE L'EAU

Les principaux usages de l'ouvrage et de la retenue découlent des objectifs majeurs du programme P-KRESMIN : soutien d'étiage, fourniture d'eau pour l'irrigation, production d'électricité. Pour autant les objectifs dits secondaires sont essentiels en termes de développement durable : adaptation au changement climatique, maintien de la biodiversité dans les zones humides aval, navigation, développement économique local, adduction d'eau potable en zones urbaines et rurales, pêche, élevage, etc.

Les besoins et les contraintes des principaux usagers de la ressource en eau méritent d'être précisés, notamment :

- Les besoins pour l'irrigation qui seront satisfaits d'une part à partir d'un ouvrage de prise spécifique (pour les 2000 ha en aval et le périmètre terrasse de Gabou), ainsi qu'en amont et par le biais des débits objectifs d'étiage. Pour le gestionnaire du barrage, il s'agira de passer à des débits évoluant selon les saisons et les contraintes globales du système mais aussi en fonction des effets des décisions prises ;
- La production d'hydroélectricité qui est soumise à la fluctuation saisonnière de l'hydrologie (saison humide / saison sèche) ainsi qu'aux contraintes liées à l'usage multisectoriel du barrage ;
- La gestion coordonnée de l'ouvrage avec l'ABN qui doit tenir compte de son caractère transfrontalier, ce qui impose de prescrire des règles de gestion comportant notamment le débit minimum d'étiage à l'aval.

Le règlement d'eau sera conçu comme un cadre permettant de définir une allocation optimale des ressources en eau. Il sera établi sur le long terme, l'allocation précise s'effectuant différemment chaque année dans le cadre du règlement d'eau. La gestion de l'eau en situation hydrologique particulière (sécheresse et crue) nécessitera une modélisation hydrologique fine du système et un travail approfondi de hiérarchisation des contraintes comme des usages.

Il est suggéré de ne pas aller vers la création de droits d'eau, source de rigidité, néfaste à une gestion optimisée et carcan peu réaliste au regard de la variabilité climatique actuelle et des incertitudes fortes liées aux changements globaux, climatiques en particulier.

C.2.1. Gestion multi sectorielle de l'eau

La Directive CEDEAO relative au développement d'infrastructures hydrauliques en Afrique de l'Ouest recommande « *l'optimisation de la rentabilité des aménagements (...) en projet en généralisant leur vocation multiple* ». D'après les Lignes directrices pour le développement d'infrastructures hydrauliques en Afrique de l'Ouest de la CEDEAO, il s'agit ainsi de valoriser les ouvrages hydrauliques à travers leurs différentes composantes, en associant aussi bien les secteurs relevant des objectifs mêmes du projet (hydroélectricité, irrigation) que les secteurs induits (eau potable, pêche/ pisciculture, cultures de décrue, pastoralisme, etc.). L'ouvrage de Kandadji tel que conçu dans l'APD obéit bien à ces principes, en y rajoutant le soutien d'étiage.

En effet l'APD de 2007 énonce les priorités assignées au barrage :

- Le soutien d'étiage ;

- La garantie de la pérennité de l'irrigation et autres usages essentiels ;
- La production d'énergie électrique, considérée comme un sous-produit pour valoriser au maximum l'investissement consenti.

Parmi les principaux risques et enjeux liés à la gestion de la retenue d'un grand ouvrage comme Kandadji, on peut citer :

- Les transports solides liés à l'érosion dans le bassin versant, et à l'érosion du lit ; cette question concerne les pertes de capacité de stockage, les gênes à la navigation ou au bon fonctionnement des ouvrages hydrauliques et ont un impact sensible sur les écosystèmes ;
- La qualité des eaux aux ouvrages de prise, dans la retenue ou dans le fleuve à l'aval ;
- Les espèces envahissantes (surtout jacinthe d'eau, déjà présente) qui peuvent provoquer une gêne importante pour la valorisation des ouvrages ; le suivi et la possibilité d'intervention à un stade initial sont indispensables ;
- Les impacts sur la biodiversité animale et végétale ;
- De nouveaux usages de la retenue qui peuvent dépasser les cultures de décrue, la pêche ou la navigation (abreuvement du bétail, lavage, baignade, tourisme, etc.).

S'agissant des transports solides, la perte de la capacité de stockage de la retenue a été estimée dans le cadre des études de conception du barrage à environ 5 millions de m³/an. Ces apports solides sont essentiellement dus au Gorouol, seul affluent important en amont immédiat de la retenue ; le cours d'eau principal se décante dans le delta intérieur au Mali avant son entrée dans la retenue de Kandadji.

Sur tous ces thèmes, il est indispensable que la future structure de gestion dispose d'une fonction de veille (mesures et observatoire) avec une réelle capacité de passage à l'action en cohérence avec les institutions nationales et régionales existantes, notamment avec l'ABN.

La gestion multi sectorielle de l'eau a trait à :

- L'usage agricole : développement des périmètres irrigués ;
- L'usage électrique : production hydroélectrique ;
- Les autres usages : alimentation en eau potable, soutien d'étiage, etc.

Usage agricole : développement des périmètres irrigués

Surfaces irriguées

L'irrigation est aujourd'hui peu développée. La vallée du Niger compte 48 aménagements hydro-agricoles couvrant près de 10 900 ha dont 8 637 ha exploités. Les techniques courantes utilisées pour l'irrigation des 48 aménagements hydro-agricoles sont le système de canal gravitaire à ciel ouvert et le système californien (à basse pression). Quelques exploitations agricoles commerciales pratiquent la culture intensive irriguée.

L'APD du barrage de Kandadji prévoyait le développement des aménagements hydroagricoles sur une surface initiale de 31 000 ha à horizon 2034 (30 000 ha dans le PADD de l'ABN). Le schéma directeur de développement intégré et durable des ressources de la vallée du fleuve Niger de 2016 retient un scénario d'aménagement de 45 000 ha de périmètres irrigués (gravitaires et par pompage).

Les développements hydroagricoles en cours sont les suivants :

- 2 000 ha de périmètres irrigués en aval immédiat du Barrage de Kandadji ont déjà été aménagés à l'aval du barrage. Aujourd'hui exploités par pompage, ils sont destinés in fine à être alimentés gravitairement par prise d'eau dans la retenue ;
- 5 916 ha ont été identifiés comme sites potentiels d'aménagements hydro-agricoles autour des villages d'accueil en amont du barrage.

Le développement de 45 000 ha au lieu de 30 000 ha prévus dans le PADD aura des conséquences en aval (au Niger, mais aussi au Bénin et au Nigeria), qui pourraient être simulées à l'aide de l'outil d'allocation de l'ABN. Le PADD prévoit aussi le développement de périmètres irrigués au Bénin et au Nigeria, également liés à Kandadji.

Efficiences de l'irrigation

Les points ci-dessous méritent d'être approfondis pour garantir une bonne gestion de l'eau d'irrigation, qu'il s'agisse des périmètres alimentés par la prise d'eau sur le barrage ou des périmètres situés tout le long du fleuve jusqu'à la frontière avec le Bénin et le Nigeria (voire en aval) :

- Les pratiques culturales sont déterminantes en matière de besoins des plantes irriguées. La riziculture en saison des pluies permet de bien valoriser les pluies de saison humide propres à la parcelle en plus de l'eau d'irrigation ; la question de la part des cultures maraîchères et des cultures fourragères mérite d'être approfondie compte-tenu de ses impacts sociaux et économiques d'une part et sur les débits et volumes d'eau mobilisés d'autre part ;
- La stratégie d'adaptation et de flexibilité de l'ONAH et de ses clients agriculteurs est aussi déterminante, notamment en faisant appel à des variétés et des pratiques moins exigeantes en eau et plus résistantes au stress hydrique ;
- L'efficacité du système de transfert des eaux jusqu'à la parcelle irriguée est également clé². Le coefficient d'efficacité n'est pas anodin ; il dépend des choix faits pour les organes de transport des eaux, notamment (mais pas seulement) en matière d'étanchéité ;

² A titre d'exemple, l'efficacité du réseau primaire de l'Office du Niger est inférieure à 50 %, ce qui signifie que près de 50 % des ressources en eau prélevées à Markala sont perdues dans les canaux adducteurs et les falas ; les pertes d'eau dans les distributeurs et les partiteurs sont minimes, de l'ordre de 5 %, tandis que les pertes dans les arroseurs, rigoles et parcelles des paysans sont énormes, plus de 35 % ; en résumé l'efficacité des réseaux entre Markala et la parcelle ne dépasse pas 0,25, c'est-à-dire que pour un besoin net en eau d'irrigation de 1 l/s à la parcelle, le besoin brut s'élève à 4 l/s à Markala.

- Les pratiques sociales et/ou collectives peuvent encore amplifier l'entropie du système par la durée du travail dans la journée ou dans la semaine.

L'Etude des Risques Climatiques réalisée dans le cadre du PADD de l'ABN a comporté une évaluation des besoins en eau pour l'irrigation³. Sur la base des données fournies par l'ONAHA, il a été retenu une consommation annuelle de 33 000 m³/hectare, se décomposant en 14 000 m³/ha pour la culture du riz en saison des pluies et 19 000 m³/ha en saison sèche pour un mixte riz/cultures maraîchères. Ces chiffres sont basés sur un taux d'efficacité globale de 60 % (qui est par exemple loin d'être atteint à l'Office du Niger comme dans les périmètres existants de l'ONAHA).

En tout état de cause, le travail de passage des surfaces irriguées à des débits en tête de système hydraulique garantis selon les périodes de l'année et la situation hydro-climatique générale devrait être conduit assez rapidement car il aura des effets importants sur les résultats économiques et les performances agricoles des aménagements liés à Kandadji.

Gestion des périmètres irrigués

Aujourd'hui (source : rapports de structuration de l'ONAHA, spécifiquement rapport de diagnostic), la gestion de l'eau est déficiente sur de nombreux aménagements hydro-agricoles existants. L'opérationnalisation de l'ONAHA restructurée et la redynamisation des coopératives agricoles constituent un enjeu majeur pour :

- D'une part assurer l'entretien des aménagements hydroagricoles et éviter leur dégradation précoce, qui entraîne d'importants travaux de réhabilitation dont le coût exige un appui financier de l'Etat ;
- D'autre part, faire en sorte que les coopératives agricoles respectent leur engagement d'acquittement des redevances afin de garantir la permanence de l'approvisionnement en eau des périmètres.

Dans le cadre des périmètres associés au barrage de Kandadji, une taxe de prélèvement de l'eau (« préleveur-payeur » et « pollueur-payeur ») consacrée par le Code de l'Eau du Niger (et la Charte de l'Eau du bassin du Niger) pourrait être mise en place dans les AHA.

L'extension et le développement des périmètres irrigués soulèvent d'autres enjeux :

- Des sols riches offrant un grand potentiel en terres exploitables en irrigation comme en pluvial ;
- Des difficultés d'accès aux zones de production, aux centres urbains et aux villages. Dès qu'on s'éloigne de la RN1, l'accès aux zones de production et d'habitations devient difficile voire impossible en hivernage ;
- La situation foncière qui se traduit par des tensions exacerbées par la cohabitation agriculteurs / éleveurs ;
- Des conditions socio-économiques variables dans l'espace impactant la vocation des différentes zones de la vallée ;

³ Volume 3 partie I, version finale publiée en mai 2014.

- Le cercle vicieux du développement humain (une pauvreté généralisée et une disparité régionale accentuée par l'exode rural) ;
- Une population essentiellement rurale, tirant ses moyens de subsistance des ressources naturelles de la vallée (agriculture et élevage) ;
- La femme rurale, dans la vallée du Niger, qui joue un rôle central à conforter ;
- Un fort potentiel de jeunesse à valoriser par la promotion de l'emploi dans un cadre entrepreneurial ;
- Une couverture précaire des besoins alimentaires des populations (cf. Schéma Directeur de Développement Intégré de la Vallée du Niger, Avril 2017).

Usage électrique : production hydroélectrique

La demande en énergie annuelle moyenne estimée au stade de l'étude de faisabilité⁴ était de l'ordre de 85 MW en 2010 et de 110 MW en 2015. Cette demande en période de pointe peut être complètement couverte au cours des mois d'octobre à février par la production de la centrale de Kandadji. Pour la période mars – septembre, elle devra être partiellement couverte par d'autres sources. En année sèche (1985 par exemple), la demande de puissance estimée pour les années 2010 – 2015 n'aurait pu être couverte que pour les mois de novembre et décembre et il ne sera pas possible de produire d'énergie en juillet et août⁵.

Dans l'APD de 2007, les puissances mensuelles sur les mois de mai à juillet oscillent entre 20 et 30 MW, les mois d'avril et d'août présentent des valeurs légèrement supérieures estimées à 50 MW ; les puissances mensuelles moyennes supérieures à 100 MW sont notées uniquement sur les mois d'octobre à janvier.

En fin de saison sèche, la capacité de stockage de la retenue sera mobilisée pour le maintien du débit objectif d'étiage. Dans cette situation, le niveau de la retenue peut baisser notablement entre 228 (cote de retenue normale RN) et 215 (cote des plus basses eaux). Les courbes de gestion de la retenue selon l'hydraulicité du fleuve et la montée en puissance des usages seront établies après une large concertation. Le débit relâché dans le fleuve au titre du débit d'étiage devrait être entièrement turbiné.

⁴ Etude de faisabilité, Phase II, Volume II

⁵ Etude de faisabilité, Phase II, Volume II, Chapitre V

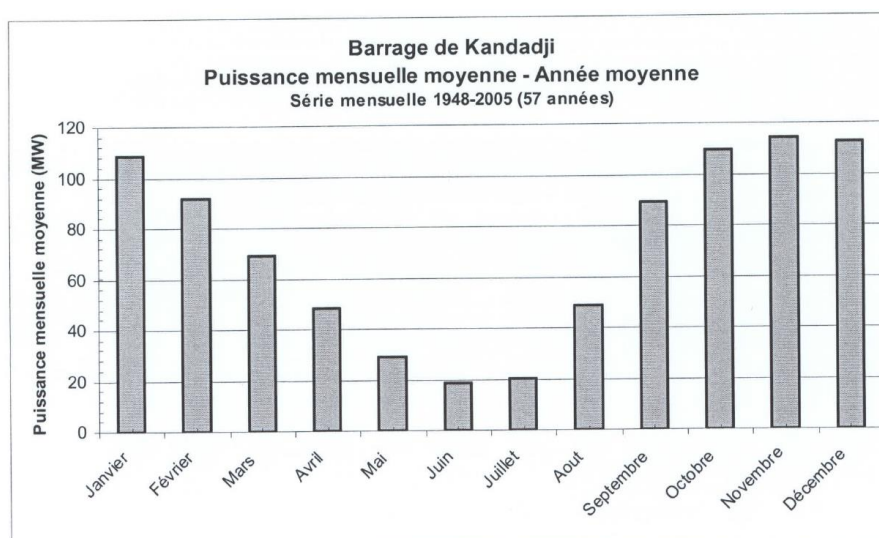


Figure 19 – Puissance mensuelle moyenne sur une année moyenne

Figure 5 : Puissance mensuelle moyenne sur une année moyenne (source : APD 2007)

Les simulations complémentaires de la gestion de la retenue réalisées par Tractebel en 2016 montrent pour la cote de Retenue normale RN à 228 m :

- Une Energie moyenne produite de 617 GWh ;
- Une Energie produite sur une année moyenne de 631 GWh ;
- Un déficit mensuel du débit sanitaire (établi dans ces simulations à 140 m³/s) de 0,4 % et annuel d'environ 5% ;
- Une Cote minimum du Plan d'eau en année moyenne de 224,9 m ;
- Un débit moyen déversé (hors usine) d'environ 205 m³/s.

Autres usages

Le barrage de Kandadji devrait également permettre :

- D'alimenter en eau potable la vallée du Niger et notamment la ville de Niamey. Ces besoins ne sont pas chiffrés dans les différentes études de l'ABK. Ils ont cependant été évalués par l'ABN dans le PADD et sont rappelés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8 : Besoins en eau potable pour le Niger

Echéance	2005	2025	2050	Commentaires
Population approvisionnée en eau de surface (millions d'habitants)	1,9	3,3	5,9	Taux de croissance annuel 2,9 %
Besoin quotidien par habitant (l/jour)	40	70	85	Au-dessus des ODD
Estimation des besoins annuels en eau potable (millions m ³)	29	85	183	
Débit moyen équivalent (m ³ /s)	0,9	2,7	5,8	

Source : PADD

Ces besoins sont loin d'être marginaux à terme d'autant plus qu'ils sont hautement prioritaires.

- D'abreuver le bétail : les besoins en eau pour l'abreuvement du bétail ont été estimés dans le PADD de 2007 à 45 millions de m³ par an en 2005 pour 4,1 millions d'Unité de Bétail Tropical (UBT) et à 68 millions de m³ en 2025 pour 6,25 millions d'UBT. Si ces besoins apparaissent marginaux dans le bilan annuel, ils le sont beaucoup moins en période d'étiage. Ils constituent par ailleurs, avec l'occupation des terres, un sujet potentiel de conflit entre agriculteurs et éleveurs ;
- De subvenir aux besoins environnementaux : outre le soutien d'étiage, il peut s'avérer nécessaire d'un point de vue environnemental (préservation des écosystèmes et de la biodiversité) de créer par la gestion de Kandadji des « crues artificielles » (non dommageables bien sûr pour les biens et les personnes), afin de maintenir les zones humides en aval, y compris au Bénin et au Nigeria. En cas de crue exceptionnelle (crue « guinéenne ») prévue suffisamment à l'avance (par l'ABN à l'aide de son Système Informatique de Prévision), un « creux » pourrait être ménagé dans la retenue afin d'obtenir une tranche d'écêtement permettant de protéger les principales villes aval contre les inondations, en particulier Niamey et Malanville.

C.2.2. Autres aspects à prendre en considération

Adaptation aux changements climatiques

Un ouvrage de régulation tel que Kandadji constitue en soi un moyen d'adaptation majeur aux changements climatiques à travers la régulation, en particulier le soutien d'étiage.

Le modèle d'allocation des ressources en eau de l'ABN a été utilisé pour évaluer les risques climatiques (sur financement Banque mondiale) avec le concours d'équipes de recherche multidisciplinaires et internationales (2012 – 2014). Compte tenu de la forte variabilité climatique et des divergences manifestes entre les 23 modèles climatiques du GIEC, il a été admis de procéder comme suit :

- Identifier les impacts limites et les seuils pour les aléas les plus significatifs en particulier les effets des sécheresses sur les surfaces irriguées, la production hydroélectrique, la navigation, l'ampleur des surfaces inondées ;
- Estimer les réponses du système aux variations du climat, en particulier les températures et les précipitations à partir de simulations portant sur tout ou partie de la période mesurée ;
- Probabiliser ces différents niveaux d'impacts (« hazards ») à partir d'une étude ayant consisté à schématiser des états climatiques et des occurrences de dépassement de certaines valeurs seuils ;
- Proposer des mesures correctives pour que sur les deux ou trois domaines à risque potentiel, les résultats du PADD rentrent tous dans le niveau « acceptable ».

Les conclusions de cette étude des risques climatiques sont les suivantes :

- Les impacts projetés des changements climatiques sur les écoulements du bassin du Niger sont modérés ; le phénomène de réchauffement provoquera une augmentation de la pluviométrie qui impactera peu les zones sources du bassin ;
- L'agriculture irriguée sera peu sensible aux changements climatiques projetés ;
- Les impacts des changements climatiques sur la production d'hydroélectricité, la navigation et l'inondation du delta intérieur DIN seront mineurs à modérés ;
- Les impacts des changements climatiques sur le débit d'étiage risquent d'être très sévères ; des mesures d'adaptation sont nécessaires pour améliorer le débit d'étiage à Markala (prise d'eau de l'Office du Niger au Mali) et en aval (donc au Niger) ;
- Les installations de stockage d'eau à aménager au titre du PADD fourniront une protection adéquate contre les impacts projetés du changement climatique pour les secteurs dépendant essentiellement des ressources en eau du fleuve Niger.

Cette étude met en évidence l'enjeu lié à la gestion des étiages en fin de saison sèche dès à présent ; le barrage de Kandadji agira positivement pour le soutien d'étiage, mais il reste nécessaire d'adapter les pratiques agricoles dans les périmètres irrigués de saison sèche chaude.

Par ailleurs, selon la nouvelle Directive CEDEAO, les études de faisabilité des projets hydrauliques doivent intégrer des scénarios hydrologiques découlant des prévisions de changement climatique notamment l'augmentation de l'intensité et de la fréquence des événements exceptionnels, l'augmentation de la température et la baisse de la pluviométrie, afin de développer des plans de gestion des réservoirs pour les scénarios d'épisodes très secs et d'épisodes très humides. L'ABN a ainsi réalisé de telles simulations à l'échelle du bassin du Niger, dans l'Évaluation des risques climatiques – PADD de 2014. Celles-ci devraient être approfondies et complétées d'ici 2020.

Les chroniques d'apport (1948 – 2005) pourraient être également reprises avec les relevés des années plus récentes (après 2005) d'une part, à l'aide de projections hydro-climatiques d'autre part.

Contraintes liées au caractère transfrontalier de l'ouvrage

La Directive CEDEAO relative au développement d'infrastructures hydrauliques en Afrique de l'Ouest affirme « le rôle majeur des organisations de bassin dans le développement des projets à caractère transfrontalier ».

Le PADD prévoit ainsi des débits minimums d'étiage de 80 m³/s, tant à la frontière malonigérienne (entrée dans la retenue de Kandadji) qu'à Niamey et à Malanville (à la frontière du Niger avec le Bénin et le Nigeria).

Le scénario "Fomi-Taoussa-Kandadji" du PADD retenu par les instances de l'ABN correspond pour le barrage de Kandadji à une cote de retenue de 228 m et au développement de 30 000 ha irrigués en aval au Niger. Comme considéré dans le PADD, le développement ultérieur des ouvrages amont de Fomi (en Guinée) et Taoussa (au Mali) viendra impacter la gestion de Kandadji. Il en va de même du développement de l'Office du Niger au Mali, périmètre irrigué majeur (prise d'eau au barrage de Markala) approchant les 150 000 ha (ce qui en fait un ouvrage ayant un impact significatif), voire d'autres ouvrages.

On rappelle que le débit minimum d'étiage de 80 m³/s à l'entrée du territoire nigérien n'est pas garanti en l'absence des barrages de Fomi et de Taoussa. L'outil d'allocation de l'ABN (modèle hydrologique développé sous Mike Basin lors du processus de Vision partagée) permettrait de simuler les différents scénarios de transition. Les études hydrologiques du projet Kandadji n'incluent cependant pas les barrages de Fomi et Taoussa.

C.2.3. Règles de gestion de l'eau

Les règles de gestion de l'eau ont été définies dans l'étude de faisabilité de 2001 (inchangées dans l'APD), sont les suivantes :

- Débit sortant minimum de 146 m³/s, intitulé dans la suite débit objectif d'étiage (DOE) ;
- Débit sortant pendant la période de retenue pleine (pendant laquelle les niveaux de retenue normale et des plus hautes eaux sont identiques et restent à 288 m NGN) = débit entrant + précipitations – évaporation ;
- En début de saison humide le remplissage de la retenue n'intervient que lorsque le débit entrant devient supérieur à 400 m³/s ; lorsque le débit entrant dépasse 400 m³/s, le remplissage de la retenue est assuré par le stockage de 20% du bilan (débit entrant + précipitations – évaporation), les 80% restants constituant le débit sortant ;
- En cours de saison sèche, lorsque le débit disponible (débit entrant – évaporation) est inférieur au débit objectif d'étiage, le réservoir est mobilisé pour le soutien d'étiage.

Règlement d'eau

Il est nécessaire de disposer d'un règlement d'eau, dont l'objectif est de définir les règles générales, les modalités et les conditions d'exploitation du barrage, ainsi que les contraintes de gestion coordonnée, en tenant compte des intérêts globaux du bassin versant. Les règles de gestion seront formulées à la fois aux niveaux stratégique, opérationnel et en situation d'urgence en prenant en compte différents facteurs. Les règles de gestion de l'eau définies précédemment ont permis de démontrer que le premier objectif de respect du DOE (Simulation de gestion du réservoir de Kandadji) était respecté intégralement pour 19 années sur 20 et pendant 1 à 2 mois seulement lors des années déficitaires ; cette simulation a été conduite à partir des débits reconstitués sur la période 1948 – 2011 (étude Tractebel 2016).

Le règlement d'eau constitue un cadre large fixé à long terme avec des bornes à ne pas franchir.

D'après les études la gestion coordonnée des bassins structurants⁶, le règlement d'eau pour la gestion de la retenue du barrage de Kandadji devrait 1/ contribuer principalement au soutien d'étiage, 2/ servir principalement les activités agricoles en garantissant la pérennité de l'irrigation et autres usages essentiels et 3/ permettre la production d'une quantité raisonnable d'énergie électrique pour valoriser au maximum l'investissement réalisé.

Afin de s'assurer que ces objectifs sont bien respectés, l'étude préconise le suivi et la validation de la prévision des débits entrants, de l'estimation préliminaire du débit à lâcher en aval (irrigation, navigation, débit minimum à Niamey) et la vérification des débits turbinés et relâchés afin d'ajuster les débits pour satisfaire les usages en aval en fonction de l'évolution journalière

⁶ Etudes de la gestion coordonnée des barrages structurants, Rapport final provisoire R3, Tractebel, Mars 2013

du niveau de la retenue par rapport aux simulations. Un pas de temps hebdomadaire est recommandé.

Les points d'attention suivants devront être pris en compte au moment de l'élaboration du règlement d'eau :

- La définition d'un débit objectif d'étiage à l'aval immédiat du barrage de Kandadji, établi par l'ABK à 146 m³/s ; ceci implique un dispositif de mesure relativement performant des débits relâchés en période de basses eaux cumulant les débits passant par l'usine hydroélectrique, les débits écoulés à travers la partie du barrage en béton équipée de déversoirs contrôlés par des vannes secteurs. D'après les estimations de l'ABK, le débit objectif d'étiage est une borne inférieure de ce qui est indispensable pour l'irrigation des périmètres aval, l'alimentation en eau potable (Niamey en particulier), l'abreuvement des troupeaux, le maintien de la diversité des écosystèmes ainsi que pour le respect du débit objectif d'étiage à la frontière Nigériane. Cette valeur de 146 m³/s pourra être consolidée lors de simulations ultérieures, par exemple à l'aide du modèle d'allocation de l'ABN ;
- Le maintien d'une situation non dégradée pour les populations locales (AEP, abreuvement des troupeaux, pêche et irrigation, écosystèmes) sur la base d'états de référence étudiés de façon stricte ;
- Une gestion des aménagements qui garantisse une non-augmentation des risques de submersion en cas de fortes eaux, les règles de gestion de l'aménagement en période de crue (crue guinéenne ou crue « locale ») ne devant en aucune manière amplifier les risques d'inondation à l'aval ;
- Un engagement transfrontalier de ne pas développer des impacts négatifs marqués jusqu'à la confluence du fleuve Niger avec la Bénoué. On y retrouvera les questions relatives au débit minimum à la frontière avec le Nigeria, un maintien minimal de la crue artificielle pour préserver la biodiversité dans certaines zones humides et la non-amplification du risque d'inondation.

Le règlement d'eau inclura également :

- Un éventail de scénarios essentiels comme la situation actuelle, la situation après mise en service du barrage de Fomi (en Guinée, ou équivalent), la réalisation conjuguée des barrages de Fomi et de Taoussa (au Mali), deux ou trois scénarios possibles de changements globaux y compris climatiques ;
- La « gestion stratégique » pour ce qui relève du long terme : trois années hydrologiques typiques pourraient servir de référence (par exemple année moyenne, année sèche, année humide). Dans la suite, on proposera 5 années hydrologiques de référence.

Enfin, le règlement d'eau devra préciser un référentiel d'opérations, c'est-à-dire les modalités de de partage des outils et des informations entre les différents acteurs de la gestion de l'eau.

Dans le cadre de l'opérationnalisation de la Charte de l'Eau du bassin du Niger (nouveau projet d'appui de la Banque mondiale en cours de formulation), la gestion coordonnée de Kandadji avec le barrage de Markala en amont (Mali) et Kainji en aval (Nigeria) est prévue. Cette gestion coordonnée sera établie en lien avec le Comité Technique Permanent (CTP) de l'ABN, dont la

revitalisation est prévue. Ce règlement d'eau transfrontalier sera validé par le Conseil des Ministres de l'ABN et annexé à la Charte de l'eau. Ultérieurement et une fois les projets suffisamment avancés, une gestion coordonnée de Kandadji avec Taoussa et Fomi pourra être établie.

En attendant ce règlement d'eau transfrontalier, un premier règlement d'eau pourrait être établi adopté par arrêté du Ministère de l'Hydraulique sur proposition des instances de gestion de l'eau. Ceci requiert un important travail de concertation entre les membres de ces instances, et d'autre part des échanges approfondis avec l'ABN (en attendant le futur règlement d'eau transfrontalier) afin de s'assurer de la compatibilité du règlement d'eau avec les intérêts plus larges des contrées riveraines notamment à l'aval et d'une cohérence réelle sur l'ensemble du bassin versant.

Dispositif d'allocation saisonnière des ressources en eau

Dans le cadre du règlement d'eau, le dispositif de suivi de la gestion du barrage et de la retenue pourrait se baser sur la mobilisation de deux instances de gestion de l'eau :

- La Commission consultative du Fleuve Niger a une vocation essentielle d'information et de concertation, au cœur des bonnes pratiques de la GIRE. De composition très large (ministères, établissements publics, usagers de l'eau, société civile, ABN), la Commission informe les parties prenantes, recueille leurs propositions et leurs demandes et émet des recommandations pour une valorisation optimisée de l'aménagement.
- Le Comité de gestion des eaux a une vocation opérationnelle en matière d'allocation saisonnière des ressources en eau et se réunira chaque année à plusieurs reprises. Constitué de 4 à 6 membres issus des institutions et établissements les plus directement concernées (Ministère de l'Hydraulique, ABK, NIGELEC, ONAHA, SPEN et groupement des collectivités locales riveraines), ce comité fonctionne en un outil flexible, adaptable et consensuel, sur lequel les différentes parties prenantes à des échelles multiples dans le temps et l'espace auront vocation à s'appuyer en toute confiance.

Le secrétariat technique des deux instances sera assuré par l'ABK et le Ministère de l'Hydraulique. En particulier, le rôle de l'ABK sera clé car ce sont ses outils de suivi et d'analyse hydro-météo (en complément bien sûr des données de l'ABN) qui constitueront la base des travaux des instances.

Selon les simulations effectuées dans l'APD, le niveau de la retenue pour une année moyenne varie entre 228 m et 224 m selon les saisons comme illustré dans le graphique ci-dessous.

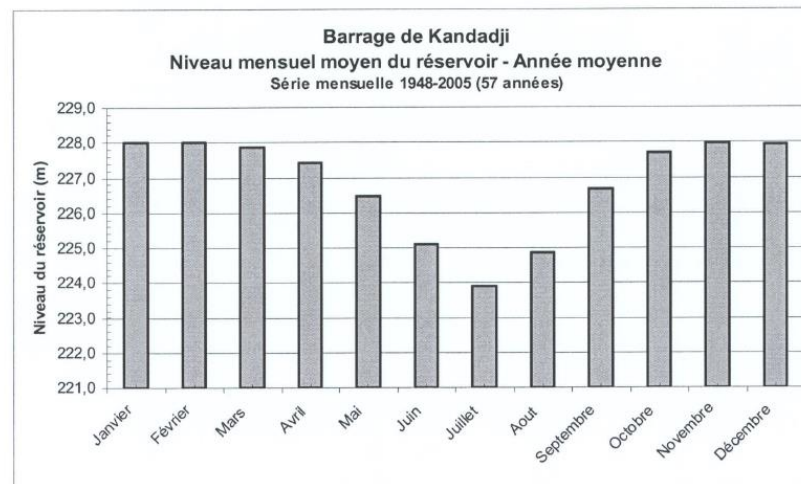


Figure 23 – Niveau mensuel moyen du réservoir – Année moyenne

Figure 6 : Niveau mensuel moyen du réservoir pour une année moyenne (APD 2007)

Le dispositif d'allocation des ressources en eau devra reposer sur plusieurs préalables :

- L'acquisition concertée, et l'usage partagé via une plate-forme de partage de données, des instruments de mesure hydro-météo nécessaires à l'ensemble des parties prenantes ;
- L'acquisition concertée d'outils d'analyse. En particulier, un modèle hydraulique sur le tronçon Kandadji Niamey pourrait devenir indispensable, et serait à acquérir par l'ABK. Le modèle Mike Basin d'allocation des ressources de l'ABN devrait alors être mobilisé avant de passer commande d'un tel modèle afin d'en préciser les contours, objectifs, contraintes et résultats attendus ;
- La définition précise, dans le cadre du règlement d'eau, d'un règlement d'eau assignant les rôles et responsabilités de chacun dans le partage de l'information ;
- Une connaissance fine du dispositif de prélèvement des eaux pour l'irrigation, l'échéancier des principales réalisations (adducteurs et périmètres), les pratiques agricoles préconisées ainsi qu'une estimation des besoins selon des conditions climatiques et une hiérarchisation de ces besoins ;
- Une connaissance fine du fonctionnement de l'usine hydroélectrique située en pied de barrage et des demandes liées à l'optimisation du dispatch de l'électricité ;
- Une approche permettant de mettre en place des mesures restrictives en cas de situation extrême (sécheresse) préservant un usage prioritaire de l'eau pour l'alimentation en eau potable et l'abreuvement des troupeaux, conformément à l'article 83 du code de l'eau ;
- La détermination du débit objectif d'étiage : la valeur minimale interannuelle garantie en année sèche décennale pourrait constituer une première référence. La déclinaison du débit d'étiage selon l'évolution des aménagements et les caractéristiques hydrologiques de l'année en cours pourrait relever d'un plan de gestion des étiages porté par le Comité de gestion et s'appliquant à plusieurs sections critiques ;

- L'utilisation (et l'interprétation partagée) du modèle d'allocation des ressources en eau de l'ABN : ce modèle a déjà été utilisé de façon intensive à plusieurs reprises (PADD de 2007, actualisation du PADD de 2012, évaluation des risques climatiques 2014...). L'usage de cet outil de simulation des usages de l'eau, certes complexe, semble incontournable pour des motifs de transparence, de gouvernance et surtout de cohérence.

Outre la création du Comité de gestion des eaux, l'organisation à mettre en place pour disposer à moyen terme d'un dispositif robuste et flexible pourrait se fonder sur plusieurs composantes :

- La désignation d'une équipe expérimentée au sein de l'ABK pour assurer l'animation du dispositif d'allocation. Plus particulièrement le profil à mobiliser pour assurer ce type d'animation implique de rechercher des aptitudes particulières, pour une démarche basée sur la concertation ; c'est une fonction de traduction et d'hybridation entre technique et social pouvant relever de « l'hydro-psychosociologie » ;
- L'établissement de mécanismes de travail partagés et de coopération avec le Secrétariat Exécutif et le Comité Technique Permanent de l'ABN ;
- La passation d'un marché d'ingénierie pour formuler de façon argumentée les valeurs clés qui doivent émerger à l'issue de la démarche.

Le contenu proprement dit du dispositif d'allocation des ressources en eau pourrait au-delà des préalables précédemment traités (les études et informations préliminaires, une organisation structurée) comporter les volets suivants :

- La détermination de stratégies structurantes en fonction des échéances à long terme, court terme et en situation d'urgence (c'est à ce niveau que l'on verra apparaître les premières courbes de remplissage de la retenue de Kandadji) ;
- La « gestion tactique » à court-terme (inter saisonnier) : les modèles de l'ABN et des prévisions climatiques saisonnières à 3-6 mois (cf. PRESAO de l'ACMAD et du centre AGRHYMET) permettraient de cerner les incertitudes souvent trop fortes à ce niveau ;
- La gestion des situations d'urgence, à savoir les excès d'eau (inondations), les déficits exceptionnels (sécheresses) mais aussi tout événement issu d'une analyse de risque à intégrer dans ce travail d'analyse : le Système Informatique de Prévision (SIP) développé par l'ABN constitue un outil intéressant avec l'intégration des données des pays amont (Guinée, Côte d'Ivoire, Mali, Burkina).

La mise en place de « droits d'eau⁷ » n'est pas souhaitable pour plusieurs raisons :

- Les bénéficiaires de ces éventuels droits d'eau ont souvent tendance à considérer que l'obtention du droit vaut garantie de l'exercer, quelles que soient les conditions climatiques, environnementales ou sociales en cours ;
- Ces droits d'eau sont souvent octroyés sans limitation de durée ou sur des durées très longues comme les concessions, bloquant le système parfois de façon abusive indépendamment des évolutions économiques et sociales ;

⁷ On note que le débit minimum de 120 m³/s à Niamey n'est pas un « droit d'eau »

- Enfin délivrés à titre gratuit, ces droits d'eau vont à l'encontre d'un minimum de principes relevant de l'économie ayant des effets bénéfiques (le principe pollueur – payeur et surtout le paiement de redevances pour usage de l'eau).
- Globalement, on peut dire que la promotion de la GIRE est antinomique de l'octroi de droits d'eau.

C.2.4. Synthèse

Les principaux usages de l'aménagement découlent des objectifs principaux de planification du projet : soutien d'étiage, fourniture d'eau pour l'irrigation, production d'hydroélectricité. Pour autant les objectifs dits secondaires sont essentiels en termes de développement durable : maintien de la biodiversité dans les zones humides aval, navigation, développement économique local, AEP urbaine et rurale, pêche, élevage, etc.

Les besoins et les contraintes des principaux usagers méritent d'être précisés, notamment :

- Les besoins pour l'irrigation qui seront satisfaits d'une part à partir d'un ouvrage de prise spécifique, ainsi qu'en amont et par le biais des débits objectifs d'étiage. Pour le gestionnaire, il s'agira de passer à des débits évoluant selon les saisons et les contraintes globales du système mais aussi en fonction des effets des décisions prises ;
- La production d'hydroélectricité qui est soumise aux caractéristiques des équipements selon la charge et les débits car le système ne fonctionnera pas toujours aux valeurs nominales et également à la capacité de NIGELEC à absorber l'énergie produite (voir paragraphe C.4).

Le règlement d'eau sera conçu comme un cadre permettant de définir une allocation optimale des ressources en eau. Il sera établi sur le long terme, l'allocation précise s'effectuant différemment chaque année dans le cadre du règlement.

Il est suggéré de ne pas aller vers des droits d'eau, source de rigidité, néfaste à une gestion optimisée et carcan peu réaliste au regard de la variabilité climatique actuelle et des incertitudes fortes liées aux changements globaux, climatiques en particulier.

C.3. ENJEUX ET QUESTIONNEMENTS LIES A LA GESTION DU PATRIMOINE

L'ABK a été créé en 2016 avec dans ses attributions l'ensemble des missions relevant de la gestion du patrimoine. Les principales questions relatives à la gestion du patrimoine concernent plus particulièrement le portage de la dette et des actifs, ainsi que le financement de la maintenance lourde et du renouvellement des ouvrages.

C.3.1. Le positionnement de l'ABK par rapport à la gestion du patrimoine

Les questions relatives à la gestion du patrimoine se posent dès la phase de développement d'un projet, à l'issue de l'étape de faisabilité, dès que le mode de structuration du projet est arrêté.

Dans le cas de Kandadji, il a été décidé de réaliser le projet en maîtrise d'ouvrage publique, d'abord confiée au HCAVN puis à l'ABK, créé par décret le 26 janvier 2016 sous forme d'Etablissement Public à Caractère Industriel et Commercial (EPIC).

Selon son Décret de création (2016-054), l'ABK se voit confier toutes les missions relatives à la gestion du patrimoine, à savoir :

- En phase de développement :
 - La mise en œuvre de toutes études techniques, financières et économiques qui contribueront à la réalisation du Programme ou tout autre opération concourant à l'aménagement de la vallée du Niger que le Gouvernement lui confie ;
 - La recherche des financements ;
- En phase de construction :
 - La conception et la réalisation des ouvrages et équipements hydroélectriques constituant le programme « Kandadji » ou toute autre opération concourant à l'aménagement de la vallée du Niger que le Gouvernement lui confie ;
 - La conception et la réalisation des aménagements hydroagricoles et piscicoles liés à la phase principale d'investissement ;
 - La conception et la réalisation des opérations de reconstruction des infrastructures et la réinstallation des populations à déplacer ;
 - [...]
- En phase d'exploitation :
 - La gestion de la dette de l'Agence ;
 - La gestion du patrimoine résultant de la mise en œuvre du Programme ;
 - Le recouvrement et la gestion des redevances ;
 - La sécurité du barrage.

Selon l'article 7 de son Décret de création, l'Etat transfère à l'ABK le domaine public de l'Etat de la zone d'intervention du projet.. Par conséquent, les actifs développés dans le cadre du projet seront affectés à l'ABK. Cela devrait logiquement être le cas également du domaine public naturel inclus dans le projet P-KRESMIN : les cours d'eau, lacs, étangs et sources, les lacs naturels, les nappes souterraines, les sources thermales et minérales, sous réserve des dispositions prises par décret en Conseil des Ministres, conformément à ce qui est prévu dans le décret présidentiel de création de l'ABK.

Il convient de noter que :

- L'ABK peut, à la demande de l'Etat, réaliser d'autres programmes que celui de Kandadji ;

- Le périmètre transféré par l'Etat à l'ABK est nettement plus vaste que les seuls ouvrages visés par la présente réflexion (pour rappel : le barrage, la centrale hydroélectrique et les ouvrages annexes) ;
- Le mode de gestion prévu par le Code de l'Electricité (2016-05), pour un ouvrage de production participant à la fourniture du service public de l'énergie électrique, est le régime de la délégation de service public s'établissant en pratique sous forme de concession.

Les statuts de l'ABK (article 4) précisent son rôle en phase de développement, de mise en œuvre (construction) et d'exploitation ; l'ABK apparaît ainsi clairement comme le maître d'ouvrage de l'ensemble des infrastructures situées dans son périmètre, ainsi que la future structure en charge de la gestion du patrimoine.

L'ABK peut toutefois concéder le barrage, la centrale hydroélectrique et les ouvrages annexes à une société publique ou privée, chargée de l'exploitation et de la maintenance de ces ouvrages dans un cadre défini par l'ABK (Cf. partie C.4.4).

C.3.2. Modalités pratiques de gestion du patrimoine

Par rapport aux 3 étapes successives de la réalisation d'un projet (développement / réalisation / exploitation), P-KRESMIN achève la 1ère étape de développement et a entamé la 2ème de réalisation, puisque les premiers contrats de travaux ont été récemment signés ou sont en passe de l'être. Pour l'étape de réalisation, l'ABK est appuyé par un Assistant à Maîtrise d'Ouvrage et par un Assistant Technique.

Ainsi, les principales questions relatives à la gestion du patrimoine concernent plus particulièrement l'étape d'exploitation :

- Les actifs : ceux-ci devraient figurer au bilan de l'ABK ;
- Le schéma de financement : il conviendra de décider selon quelles modalités les ouvrages sont financés dans la durée :
 - Une partie de la dette souveraine pourrait être rétrocédée à l'ABK ;
 - L'ABK percevra une redevance sur les usages de l'eau (pour la vente d'électricité, pour l'irrigation, etc.) pour rembourser ces emprunts et abonder plusieurs fonds destinés à pérenniser l'ouvrage dans son environnement ;
- Parmi les fonds à mettre en place, et dont la gestion reviendra à l'ABK en charge du patrimoine, il convient de citer :
 - Un fonds pour les travaux lourds de maintenance ayant un impact sur la sécurité de l'ouvrage ;
 - Un fonds destiné à atténuer le risque hydrologique, abondé lors des années particulièrement humides ;

- Un fonds de développement local, conformément à la Directive CEDEAO 2017, en vue de partager les bénéfices de l'ouvrage⁸.

Le schéma de financement devra être affiné sur la base de simulations financières avec pour principaux paramètres d'ajustement :

- Le tarif cible de vente de l'énergie électrique à NIGELEC ;
- Les redevances cibles pour les autres usages de l'eau ;
- La soutenabilité de la dette pour l'Etat, d'où le partage dette publique / dette rétrocédée remboursée par la vente des activités engendrées par l'ouvrage.

C.4. ENJEUX ET QUESTIONNEMENT LIES A L'EXPLOITATION DES INFRASTRUCTURES

Les contraintes d'exploitation de la centrale, du barrage et ses ouvrages annexes seront multiples et complexes : gestion multisectorielle de l'eau (application d'un règlement d'eau), production d'énergie par injection sur un réseau électrique sans dispatching (aujourd'hui), mise en service phasée du projet (cote 224 puis 228), etc. Le mode de gestion de l'exploitation des ouvrages dépendra du choix de répartition des risques entre l'ABK et le potentiel futur exploitant. S'il s'agit d'un exploitant privé, cette répartition des risques devra avoir été jugée acceptable par le secteur privé (sondage d'opérateurs) préalablement au lancement du processus de recrutement.

C.4.1. Observations sur les spécifications des infrastructures

Le barrage et ses ouvrages annexes comprennent :

- Le barrage en remblais homogène de 8,1 km de long en rive gauche équipé de :
 - Une tour de prise d'eau à 2 étages pour l'irrigation reliée à l'aval par une conduite DN900 traversant le corps du barrage ;
 - Un monte-charge à pirogues composé d'équipements de levage et de rails de translation côte amont et aval.
- Un ouvrage en béton d'environ 0,4 km de largeur situé dans le lit mineur du fleuve en rive droite comprenant de droite à gauche :
 - Un évacuateur de crues de surface vanné composé de 9 vannes secteur ;
 - Une vidange de fond composée de 3 vannes wagon ;
 - La centrale hydroélectrique équipée de 4 groupes de production de type Kaplan de 237,5 m³/s, d'une puissance nominale de 32,5 MW à une chute

⁸ La Directive relative au développement d'infrastructures hydrauliques en Afrique de l'Ouest adoptée en 2017 : *Le partage des bénéfices prend en compte le droit des populations affectées à une partie des revenus monétaires tirés de l'exploitation et de la vente de l'énergie hydroélectrique.*

nette nominale de 14,83 m (RN à 228 m) pour une vitesse de rotation de 107,1 tours/minute ;

- Un déversoir de secours posé sur un barrage poids en BCR de 260 m de longueur,
- Une passe à poissons en rive gauche ;
- Un poste électrique blindé en 132 kV.

Les spécifications / spécificités des infrastructures appellent les observations suivantes :

- Le linéaire de digue est très grand (8,1 km). Les distances sont notamment significatives entre le bloc « usine-évacuateur-vidange de fond » et les ouvrages de passage des pirogues ou la prise d'eau agricole estimées respectivement de 500 m et de 2 000 m.

Sur cette digue, il sera nécessaire de contrôler environ 35 profils d'un point de vue auscultation. Le DAO du Lot 1 (barrage) devrait spécifier la technologie de surveillance employée et le nombre exact de profils surveillés. Sans automatisation des mesures, des tournées bi-mensuelles seront nécessaires en phase d'exploitation.

Le DAO du Lot 1 (janvier 2017) présente le câblage par fibre optique pour les centrales d'acquisition dédiées à l'auscultation ce qui est un bon outil pour optimiser l'exploitation.

- On note des puits de décompression implantés en aval de la digue tous les 20 m sur 5410 m (soit 270 puits). Un contrôle mensuel de ces installations sera nécessaire en période d'exploitation. En prenant pour hypothèse que 10% vont poser problème, une tournée hebdomadaire sur ces 20 puits sera à envisager pour un suivi correct de l'ouvrage. Le dossier de plans du DAO du barrage (janvier 2017) donne une coupe de ces puits qui devront être contrôlés visuellement lors de tournées mensuelles. Une équipe dédiée à cette problématique est à spécifier dans la structure d'exploitation ;
- Le nombre de vannes secteur présentes sur l'évacuateur de crues est important (9 dans l'étude de faisabilité et dans le DAO du lot 1 (janvier 2017) : le panel d'experts propose des optimisations du nombre et des tailles, ce qui devrait permettre d'optimiser la maintenance (moyenne et lourde) ;
- Le DAO du lot 2 relatif aux équipements hydro-électromécaniques de l'usine spécifie une centralisation des équipements en salle de commande de l'usine. Ce point a été validé avec le descriptif du DAO lot 1 de janvier 2017. Les automatismes locaux de commande sont dits « esclave » des installations présentes en salle de contrôle usine ;
- Le nombre de groupes de production est passé de 5 (étude de faisabilité) à 4 (APD) mais le débit global est conservé. Compte tenu du type de turbine choisi (Kaplan), leur débit de fonctionnement couvre la plage de 115 m³/s à 237,5 m³/s. Le petit groupe auxiliaire d'une puissance minimale de 400 kW (estimation rapide de débit unitaire à 4 m³/s) et le débit d'attrait de la passe poissons (estimation à 2 m³/s) sont des participations négligeables mais complémentaires aux capacités de transit hydraulique du bloc usine ;

- Il est à espérer que la route de crête parcourant la partie supérieure des ouvrages soit uniquement à usage privé pour l'exploitation. Le DAO final du lot 1 ne fournit aucune information à ce sujet ;
- Concernant la tour de prise d'irrigation, les plans de l'APD et du DAO du lot 1 (janvier 2017) font apparaître une passerelle d'accès, ce qui facilitera l'accès aux organes, mais aucun détail sur ce sujet n'est donné dans les plans du DAO du lot 1 (janvier 2017).
- Le système prévu pour le passage des pirogues est très rustique et semble unique pour les 2 sens « avalant et montant ». Le plan du DAO final intègre un monorail de manœuvre unique pour la manutention des pirogues entre un quai flottant situé à l'amont et un quai flottant situé à l'aval du barrage. Ce dispositif peut en effet améliorer le trafic des pirogues mais un doublement de l'infrastructure proposée serait un minimum pour éviter le risque de conflits entre navigants sur les embarcadères amont ou aval ;
- En phase d'exploitation normale, les cotes de marnage de la retenue projetées sont identifiées entre 218 et 228 m ;
- Le développement des jacinthes d'eau sur le plan d'eau peut potentiellement gêner la production électrique malgré la présence d'un dégrilleur en plage amont de l'ouvrage. L'étude de faisabilité⁹ évoquait des mesures à prendre pour l'approche des débris flottants mais les détails des installations ne nous sont pas connus¹⁰. Le DAO du lot 2 (janvier 2018) ne semble rien préciser sur le sujet ;
- En phase de crue, les équipements suivants permettront de réguler le plan d'eau :
 - Fonctionnement des volets de surface des vannes : le nombre exact de volets est commenté par le panel d'experts ; ces dispositifs peuvent présenter à terme des dysfonctionnements récurrents gênant l'exploitation ;
 - L'utilisation des 3 vannes de vidange de fond pour un débit évacué d'environ 420 m³/s pour une retenue à 223 m. L'étude de faisabilité mentionne que la capacité exigée identifiée dans les calculs hydrauliques est moindre. Cependant elle commente également l'inefficacité de telles infrastructures sur la réduction du taux d'envasement¹¹. Un automate de conduite du barrage implanté au niveau 2 de l'architecture des automatismes est prévu dans le DAO du lot 1.

Par ailleurs, compte tenu de l'importance de la puissance installée à l'usine de Kandadji et de l'instabilité actuelle du réseau électrique nigérien, la création d'un centre de dispatching du réseau électrique nigérien semble nécessaire dès le début de la phase d'exploitation de la centrale hydroélectrique de Kandadji pour avoir une évacuation d'énergie continue et régulière. Suite aux incidents survenus sur les groupes de Manantali et au programme de rénovation récente qui s'en est suivi, cette précaution doit être a minima prise pour se protéger de l'instabilité du réseau électrique.

⁹ Etude de faisabilité, Chapitre 4, paragraphe 4.2.2

¹⁰ DAO lot n°1

¹¹ Etude de faisabilité, Chapitre 8, paragraphe 8.1

C.4.2. Exploitation et maintenance du barrage et de la centrale hydroélectrique

Règles d'exploitation et de maintenance

Dans le DAO du lot n°2 (janvier 2018), aucun chapitre n'a été développé sur l'exploitation et l'entretien des différents composants de la centrale hydroélectrique ainsi qu'une gestion annuelle ou pluriannuelle.

Une architecture du système de contrôle-commande est présentée à l'aide d'automatismes locaux indépendants implantés près de chaque équipement et d'un automate central implanté en salle de commande usine associé à un terminal opérateur.

Dans ce cadre, nous supposons que l'exploitation de la centrale est organisée pour répondre au programme prévisionnel de production. Ce programme est établi par la Direction des Mouvements d'Energie de la NIGELEC et est diffusé aux gros producteurs chaque fin de semaine pour la semaine à venir (logique de « Dispatching » dans le jargon électrique).

Ce programme indique la puissance à injecter sur le réseau et tient compte des contraintes de la demande prévisionnelle, des coûts de revient de production de chaque source de production et des contraintes d'exploitation de la centrale (notamment de la gestion de la retenue pendant la saison sèche).

Pour satisfaire la demande du dispatching (programme hebdomadaire ou temps réel), l'exploitant de la centrale assure en permanence (24h/24h) et en fonction des contraintes d'exploitation internes (fortuit, maintenance programmée...) et externes (événement météo : crue, orage...) la conduite locale de l'exploitation.

A ce titre, l'exploitant est le garant du respect du programme de production et veille à la gestion des indisponibilités des matériels. Il élabore et met en œuvre les consignes d'exploitation, les fiches de manœuvres, les autorisations de travail, les manœuvres d'exploitation. Il exerce de ce fait un rôle stratégique dans la gestion du réservoir et dans l'optimisation de la maintenance. L'organisation de la maintenance doit également garantir le fonctionnement des installations, conformément aux exigences de sûreté hydraulique, de sécurité du personnel, de disponibilité et de coût.

Concernant plus particulièrement le barrage, les paragraphes détaillant l'exploitation et l'entretien sont succincts ; des dispositions générales de conception sont simplement rappelées dans le DAO du lot n°1 (janvier 2017) ainsi que la « notion de fonctionnement sans surveillance locale » et que « l'exploitation normale est effectuée par télécommande et, en secours, localement au pied de l'appareillage par un personnel d'exploitation de qualification normale ».

Formation des équipes d'exploitation

Dans le DAO du lot n°2, il est demandé que le constructeur fasse une proposition sur les 3 items suivants :

- Formation en usine : au minimum 3 stages de 3 mois chacun pour 1 ingénieur en mécanique, 1 technicien supérieur en mécanique et 1 technicien supérieur en électronique ;

- Formation sur site : accueil dans les équipes de travaux de montage et de mise en service de 3 stagiaires de diverses catégories professionnelles et ce durant tout le déroulement des travaux ;
- Formation de longue durée sur site pendant la période de garantie (optionnel) : programme de formation plus approfondie pendant la période de garantie (nombre de stage : pas de demande précise du Maître d'œuvre / nombre de stagiaires : pas de demande précise du Maître d'œuvre / durée : pas de demande précise du Maître d'œuvre).

Ces demandes sont précises cependant le nombre de personnes à former, quel que soit le type de formation proposée, semble faible quant aux transferts de compétences à réaliser.

Il est recommandé de demander plus de personnel à intégrer par stage, une ou deux thématiques supplémentaires en formation usine (électricité et automatisme) et avoir plus de garanties quant aux thématiques de la phase « période de garantie » ; il serait souhaitable également d'avoir des plans de maintenance précis par type d'installation élaborés par le Constructeur pendant la phase de garantie.

C.4.3. Enjeux liés à la production énergétique

Disponibilité des ressources en eau pour la production hydroélectrique

Selon l'étude de faisabilité¹², la demande en période de pointe ne pourra être couverte par la production hydroélectrique qu'au cours des mois d'octobre à février. Pour la période mars – septembre, elle devra être partiellement couverte par d'autres sources. En cas d'année sèche, la demande de pointe ne pourra être couverte que pour les mois de novembre et décembre et il ne sera pas possible de produire d'énergie en juillet et août. L'évaluation de la disponibilité des ressources en eau pour la production hydroélectrique est décrite dans la partie C.2.1.

D'après les simulations réalisées dans l'APD, l'énergie annuelle garantie par la production hydroélectrique serait de l'ordre de 404 GWh. Ces résultats sont inférieurs aux résultats obtenus dans l'étude du schéma directeur de production-transport plus récente (2016)¹³ estimés 660 GWh avec la mise en place des 4 turbines (étape 2 dans le tableau ci-après). Les hypothèses retenues dans cette étude (chronique d'apports de 1957 à 1976, usage essentiellement hydroélectrique du barrage de Kandadji) sont néanmoins moins solides que celles de l'APD.

Les résultats de ces deux simulations sont présentés ci-dessous.

Tableau 9 : Simulations de l'énergie produite par la centrale hydroélectrique de Kandadji

¹² Etude de faisabilité, Phase II, Volume II

¹³ Etude d'un schéma directeur de production-transport de l'énergie électrique au Niger, rapport de l'étude de l'offre en moyens de production électrique, version provisoire, STUDI international, WSP, Août 2016

		4x32,5 MW
Energie annuelle garantie	GWh/an	404
Energie primaire moyenne	GWh/an	402
Déficit annuel moyen	GWh/an	2
Énergie secondaire moyenne	GWh/an	227
Énergie totale moyenne	GWh/an	629
Énergie second. annuelle max	GWh	479
Déficit annuel max	GWh	72
Facteur de charge		35,5%

Tableau 14 – Résultats des simulations d'exploitation

Source : APD 2007

Tableau 5.19 Récapitulation des Caractéristiques et Evaluation du Productible Mensuel du Site Kandadji

	Etape 1			Etape 2 (Total)		
Q (m³/s)	475			950		
H (m)	16			16		
Puissance installée	64			128		
Puissance Garantie à 100% pour 24 h/jour	16			16		
Puissance Garantie à 100% pour 6 h/jour	64			64		
Nombre de Groupes	2			4		
Mois	Puissance utile (MW)	Energie produite (GWh) avec disponibilité à 100%	Energie produite avec disponibilité à 95%	Puissance utile (MW)	Energie produite (GWh) avec disponibilité à 100%	Energie produite avec disponibilité à 95%
Janvier	64	46,8	44,4	128	92,4	87,8
Février	64	46,8	44,4	128	92,4	87,8
Mars	64	46,8	44,4	96	69,3	65,9
Avril	61	44,4	42,2	61	43,9	41,7
Mai	23	16,9	16,0	23	16,7	15,8
Juin	16	11,6	11,1	16	11,5	10,9
Juillet	16	11,6	11,1	16	11,5	10,9
Aout	32	23,2	22,0	32	22,9	21,7
Septembre	64	46,8	44,4	75	54,3	51,6
Octobre	64	46,8	44,4	96	69,3	65,9
Novembre	64	46,8	44,4	116	83,6	79,4
Décembre	64	46,8	44,4	128	92,4	87,8
TOTAL		435,3	413,5		660,2	627,2

Source : Etude d'un schéma directeur de production-transport de l'énergie électrique au Niger, 2016

Cependant, le volume de la retenue semble légèrement inférieur aux premières estimations (1 443 hm³ contre 1 600 hm³)¹⁴ alors que les besoins en eau pour l'irrigation présentent des évolutions significatives compte tenu des surfaces évoquées et envisagées à terme. Il apparaît nécessaire de mettre à jour les simulations de production électrique de l'étude de faisabilité¹⁵

¹⁴ 1 600 hm³ dans l'étude de faisabilité et dans l'APD et 1 443 hm³ dans le rapport Fugro du 25/03/2016, pour RN 228.

¹⁵ Etude de faisabilité, Phase I, Volume VI, Chapitre 2, paragraphe 2.2

avec les données à jour concernant les besoins en eau pour l'irrigation (périmètres irrigués, nombre de récoltes dans l'année) et de mettre en évidence les périodes de déficit de production électrique (mai, juin, juillet) avec les périodes de forte demande en eau d'irrigation (ces périodes semblent concomitantes).

Compte-tenu des contraintes liés à l'hydrologie et à la gestion multisectorielle de l'eau, il serait également souhaitable d'avoir un dispositif permettant de suivre de manière dynamique les prélèvements d'eau dans la retenue avec des équipements de mesure des consommations en eau (débitmètre) placés au niveau des ouvrages (conduite aval de la tour d'irrigation, collecteur de station de pompage implantée en amont sur la retenue), d'enregistrement des débits au niveau des groupes de production, ainsi que des équipements permettant de consolider ces données.

Il est par ailleurs prévu dans le cahier des charges du lot 2 que les turbines Kaplan aient la possibilité de fonctionner avec un rendement réduit de l'ordre de 70 % à charge en eau réduite de l'ordre de 50 %. Cette possibilité devra être confirmée au moment des essais et dans les consignes d'exploitation comme cela est prévu.

Période transitoire lors du passage à la cote 228

Le passage de la cote 224 à la cote 228 nécessite un abaissement de la cote à 221 pendant la durée des travaux qui va avoir un impact sur le volume d'eau disponible (750 hm³ pour la cote 224 et 380 hm³ pour la cote 221) et donc sur le productible attendu au cours des premières années (au minimum 2 ans¹⁶). Il est donc nécessaire d'évaluer le productible qui sera disponible durant cette période (pas mensuel au minimum) en tenant compte des éventuels arbitrages à faire avec les besoins en eau pour l'irrigation. Selon le rapport du maître d'œuvre¹⁷, l'énergie moyenne produite annuellement à la cote de remplissage de 224 m NGN (cote transitoire d'exploitation) est estimée à 448 GWh au lieu des 618 GWh attendu en phase définitive. A cette même cote, le débit restitué à 99,5% du temps est défini à 80 m³/s au lieu des 140 m³/s à la cote 228 m NGN.

Si l'exploitation du barrage et de la centrale hydroélectrique est déléguée à un opérateur privé, il sera nécessaire de prévoir deux phases distinctes dans son contrat avec des niveaux de productible attendus différents :

- Une phase transitoire d'exploitation à la cote 224 puis d'exploitation à la cote 221 pendant la période des travaux ;
- Une phase de rythme de croisière d'exploitation à la cote 228.

Sur ce point, le DAO du lot n°2 (janvier 2018) précise les points suivants :

- Réalisation d'une mise en service à la cote de retenue de 224m de l'ensemble des équipements et vérification des garanties à ce niveau de retenue ;
- Garantie des équipements pendant 5 ans au cours de la phase de fonctionnement à chute réduite ;
- Inspection annuelle de la roue et de la ceinture de roue par le constructeur ;

¹⁶ D'après le plan de cohérence du programme Kandadji, la mise en eau du barrage à la cote 224 et la mise en service de la centrale hydroélectrique sont prévues pour fin 2021 et la mise en eau du barrage à la cote 228 est prévue pour fin 2023.

¹⁷ Simulation de gestion du réservoir, Mai 2016, Tractebel

- Réalisation d'une campagne de maintenance lourde et de réparation des groupes en amont du passage de la retenue à la cote 228m ;
- Réalisation d'une mise en service de l'ensemble des équipements incluant la vérification de toutes les garanties lorsque la retenue atteindra la cote 228m.

Les précautions prises sont importantes et semblent permettre la maîtrise technique de cette phase délicate de fonctionnement à cote réduite et de passage à la cote nominale.

Hypothèses de vitesse des groupes

Les données sur la vitesse des groupes de production et le nombre de pôles des alternateurs diffèrent entre le DAO du lot n°2 (janvier 2018) (107,1 tr/mn et 28 pôles) et celles contenues dans l'étude de faisabilité¹⁸ (103,45 tr/mn et 29 pôles). Cela s'explique néanmoins par l'évolution du débit nominal des turbines.

Il en est de même pour les données relatives à l'inertie des machines tournantes (8 100 t.m² dans le DAO du lot n°2 vs. 5 100 t.m² dans l'étude de faisabilité¹⁹). C'est un point essentiel pour la qualité de l'énergie produite et la stabilité du réseau électrique.

Dans le DAO du lot n°2, il est bien précisé au paragraphe 3.1.5 (CCTP Turbines et IMG), la centrale de Kandadji aura une part importante dans la régulation de fréquence du réseau du Niger.

Risque de défaut de conception : le cas des groupes de production de la centrale hydroélectrique de Manantali

Les informations en notre possession suite aux expertises des groupes de production de Manantali survenus en 2012/2013 indiquent que les machines n'avaient pas été conçues pour fonctionner en régulation de fréquence sur le réseau ; différentes pièces des organes de régulation hydrauliques (vannage et commandes des pâles de turbine) ont présenté des ruptures de casses par fatigue.

La conception mise en œuvre lors du programme de rénovation en cours depuis 2013 (fin en 2018/2019) ont revu la conception de ces pièces et plus particulièrement les natures de matériaux utilisées.

Calendrier

La mise en service de la centrale hydroélectrique est prévue fin 2022 après 4 ans de travaux (le démarrage des travaux est prévu en février 2019). Celle-ci doit intervenir quelques mois (3) après la mise en eau du barrage à la cote 224, elle-même conditionnée à l'achèvement de la première partie du PAR 2 (PAR 2A), au moins 6 mois avant la mise en eau²⁰.

Dans le cadre du projet, le recrutement de l'opérateur privé doit se faire au mieux un an avant la mise en eau.

Ces délais permettent d'associer le futur exploitant de la centrale hydroélectrique aux travaux de construction et d'aménagement ce qui est une bonne chose. Cependant, en cas de retard

¹⁸ Etude de faisabilité, Chapitre 3, paragraphe 3.5

¹⁹ Etude de faisabilité, Chapitre 4, paragraphe 4.2


²⁰ Plan de cohérence du programme Kandadji, Juin 2017

important dans la mise en service de la centrale hydroélectrique, le fait d'avoir mobilisé l'opérateur privé trop tôt peut être source de risques (indemnisation à verser, rupture de contrat, etc.). Il s'agit d'un point de vigilance dont il faudra tenir compte dans la préparation du contrat et du dossier d'appel d'offres pour le recrutement de l'exploitant.

Le calendrier ci-dessous fait apparaître les délais pour chaque composante du projet en mettant en évidence les échéances critiques pouvant potentiellement être retardées et source de retard pour l'exploitation des ouvrages.

Tableau 10 : Calendrier de mise en œuvre du projet Kandadji

	2017		2018				2019				2020				2021				2022				2023			
	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Lot 1 - Barrage																										
Passation de marché																										
Travaux lot 1A																										
Mise en eau cote 224																										
Travaux lot 1B																										
Mise en eau cote 228																										
Lot 2 - Centrale hydroélectrique																										
Passation de marché																										
Travaux																										
Mise en service																										
Lot 3 - Ligne électrique HT et poste d'arrivée																										
Passation de marché																										
Travaux																										
Elaboration de l'EIES et du PAR																										
Mise en œuvre du PAR																										
Mise en service																										
Lot 4 - RN1																										
Libération des emprises																										
Passation de marché																										
Travaux																										
PAR 2																										
Finalisation des études																										
Réinstallation PAR 2A																										
Structure de gestion du barrage																										
Etude des options et recommandations																										
Plan de mise en œuvre																										
Assistance au recrutement																										
Assistance à la négociation du contrat d'achat d'énergie																										

 Echéances critiques

C.4.4. Mode de structuration de l'exploitation et de la maintenance

La conception et la construction des ouvrages sont réalisées en maîtrise d'ouvrage publique. De ce fait les risques liés à un défaut de conception / construction ne pourront pas être transférés – ou difficilement – à un opérateur privé en phase d'exploitation.

Le décret de création de l'ABK, ainsi que ses statuts, prévoient qu'elle puisse déléguer l'exploitation et la maintenance des ouvrages à un ou plusieurs opérateurs privés sous forme de « délégation de service public » (contrat de concession). C'est une possibilité, pas une obligation ; en d'autres termes, l'ABK peut exploiter et maintenir elle-même tout ou partie des ouvrages.

Le choix du mode de structuration de l'exploitation et de la maintenance du barrage et de la centrale hydroélectrique ne relève pas seulement d'un choix de politique publique mais dépend également de sa viabilité financière, de l'appréciation de différentes catégories de risques par les opérateurs privés et de la meilleure allocation des risques entre la partie publique et l'opérateur privé.

Ainsi, le périmètre et le niveau de responsabilité de l'opérateur privé est défini au regard des critères suivants :

- La **faisabilité financière** de la délégation de gestion compte tenu de l'attractivité du projet pour le secteur privé, du prix de vente du kWh, tenant compte d'éventuelles incitations fiscales ;
- L'acceptabilité du **risque pays**, notamment par rapport aux conditions de sécurité pour les biens et les personnes ;
- L'acceptabilité du **risque politique** que cette option de gestion induirait : il aurait pour origine des actes ou des décisions unilatérales prises par des autorités publiques impactant négativement les activités de l'opérateur privé et sa situation financière au point de remettre en question la viabilité juridique, technique, économique ou financière de l'exploitation. ;
- L'acceptabilité du **risque commercial** : il porte sur la capacité des acheteurs à enlever le productible et régler les factures correspondantes en respectant les termes des contrats d'achat d'énergie. Ce risque est d'autant plus élevé lorsque la société nationale d'électricité, acheteur unique, est dans une situation financière fragile comme c'est le cas pour NIGELEC. Afin de minimiser ce risque, la garantie souveraine de l'État, faisant elle-même l'objet d'une garantie *Partial Risk Guarantee* (PRG) d'un bailleur de fonds, apparaît souvent dans les clauses des contrats d'achat d'énergie. D'autres mécanismes de sécurisation des paiements peuvent être envisagés comme la délégation de créances des grands comptes ;
- L'acceptabilité du **risque projet** lié à la conception, à la construction, à l'exploitation et la maintenance : dans le cas particulier des ouvrages de Kandadji, le risque de conception et de construction a déjà été pris par la partie publique, dans la mesure où les marchés d'études et de travaux sont réalisés en maîtrise d'ouvrage publique par l'ABK avec l'appui d'un maître d'œuvre pour la supervision et le contrôle. Le risque lié à un défaut de conception ou de construction pendant la phase d'exploitation ne pourra donc pas être transféré à l'opérateur privé. De la même manière, il sera difficile de transférer à

l'opérateur privé un risque exogène - lié à une faible hydrologie, à la gestion multisectorielle de l'eau, à la disponibilité de la ligne de transport pour l'évacuation de l'énergie ou encore à un conflit social lié aux populations déplacées - qui aurait un impact sur le niveau de production hydroélectrique. En revanche, un défaut de maintenance qui pourrait se traduire par une sous-performance voire une indisponibilité de l'ouvrage est endogène à la mission confiée à l'opérateur privé et il lui revient de l'assumer. Les risques projet sont généralement couverts par des mécanismes d'assurance et de garantie et / ou de manière contractuelle.

Les modalités précises d'allocation des risques et en conséquence des dispositions contractuelles liant les différentes parties prenantes à l'opérateur de référence découleront de l'évaluation de la partie la plus à même de gérer ces différents risques, sachant qu'un certain nombre de risques (défaut de conception/ de construction) ne pourront dans tous les cas être transférés à un opérateur privé en cas de délégation de gestion de l'exploitation et de la maintenance.

C.5. ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX

La gestion des impacts environnementaux et surtout sociaux du projet, bien que non incluse dans le périmètre de l'étude, ont une incidence forte et directe sur la gestion de l'eau, du patrimoine et de l'exploitation. Les mesures de compensation prises, leur mode de financement et les conditions de leur mise en œuvre sont des éléments à prendre en compte.

C.5.1. Cohérence de la documentation E&S

L'analyse de la documentation environnementale et sociale montre la coexistence d'une quantité importante de documents (EIES, PGES, PAR, PDL, PGAIS, PRU, etc.) liés aux différentes composantes du projet qui sont manifestement tous à des stades de préparation et/ou de rédaction et/ou de validation différents. Le tableau ci-après qui ne reprend que les principaux documents E&S cadre du projet donne un aperçu de la dispersion de cette documentation. Les documents étant considérés comme validés y sont repérés en gras.

Tableau 11 : Principaux documents de planification environnementale et sociale²¹

Composantes	Versions disponibles de la documentation de planification E&S			
	EIES	PGES	PAR (1)	PDL
Lot 1 : Barrage Lot 2 : Centrale hydroélectrique	2006 (Tecsult) 2012 Addendum (BRLi)	- 2006 (Tecsult) - 2012 (BRLi), - 2017 (Abassa ISSAKA et Agali Ag Bahari)	- 2006 PR (Tecsult) - 2012 PAR 1 emprise chantier (BRLi) - 2017 PAR 2A et 2B emprise de la retenue (Tractebel)	2006 (Tecsult)
Lot 3 : Ligne électrique	- 2012 (HCAVN) - 2017 Mise à jour	- 2012 (HCAVN) - 2017 Mise à jour	- 2012 : PAR abrégé (HCAVN)	
Lot 4 : Déviation RN1	2012 (cabinet Maina boukar)	2012 (cabinet Maina boukar)	2012 PAR abrégé (cabinet Maina boukar)	
Sites d'accueil des PAR 1 et 2	- 2012 PAR 1 (BRLi) - PAR 2 : non disponible	- 2012 PAR 1 (BRLi) - PAR 2 : non disponible	NA	
Périmètres irrigués aval (PAR 1) 2000 ha	- 2006 (CIRA/ TECHNI Consult) - 2012 (BRLi)	- 2006 (CIRA/ TECHNI Consult) - 2012 (BRLi)	- 2006 (CIRA/ TECHNI Consult) - 2012 (BRLi)	
Périmètres irrigués amont (PAR 2) 5916 ha. Cette superficie prend en compte les 525 ha des terrasses de Gabou en aval.	Non disponible	Non disponible	Non disponible	
Périmètre irrigués 45 000 ha et schéma directeur de la vallée du Niger	2016 : CGES sur 45 000 (Studi)		2016 : CPRP sur 45 000 ha (Studi)	

Cette dispersion de la documentation a généré une prolifération de recommandations et d'actions à mettre en œuvre qui sont formulées dans plusieurs plans qui, selon les composantes, sont en préparation, en cours de rédaction, en cours de validation ou validés.

Au regard de ces constats, il apparaît que la mise en cohérence technique, chronologique, spatiale, institutionnelle des différents plans E&S n'est actuellement pas assurée de manière satisfaisante avec pour conséquences de réelles faiblesses prévisibles au moment de leur mise en œuvre tant en phase d'exécution que d'exploitation : défaut dans l'enchaînement logique, opérationnel et chronologique des actions, superposition d'actions incompatibles, absence d'optimisation et/ou incohérence des ressources mobilisées, cadrage institutionnel en charge du suivi peu opérationnel, etc. Ces faiblesses sont de nature à pénaliser l'efficacité et l'efficience des PGES, PAR et PDL et à compromettre leurs résultats attendus ce qui aurait d'importants effets négatifs en phase d'exploitation tant en termes de préservation des écosystèmes que de maintien /amélioration du niveau de vie des PAPs. Plus généralement, ces éléments sont de nature à induire un risque de mise en œuvre partielle des différentes mesures issues des EIES, et par

²¹ La documentation E&S fait référence à un Plan de Gestion des Afflux et Impacts Sociaux (PGAIS) (2001) et à un Plan de réinstallation Urbaine (PRU) Vague 1. (2011) qui selon les informations collectées n'ont pas été validés à ce jour.

conséquent une mauvaise atténuation des impacts du projet, ce qui affectera obligatoirement de manière plus ou moins directe l'exploitation des ouvrages.

C.5.2. Gestion de l'interface retenue /aires protégées

Selon la documentation E&S disponible, la retenue est incluse dans le noyau central d'une réserve naturelle (Voir **Figure 7** ci-après) qui constitue une mesure compensatoire importante du projet et couvre une surface totale de 1 148 741 ha. Le décret 2017-629 portant classement de la réserve naturelle nationale de Kandadji ne comportant pas de cartes, le Consultant ne connaît pas à ce jour le périmètre final retenu par le législateur. Il est cependant très probable que l'interface entre la retenue et le noyau central de la réserve soit importante.

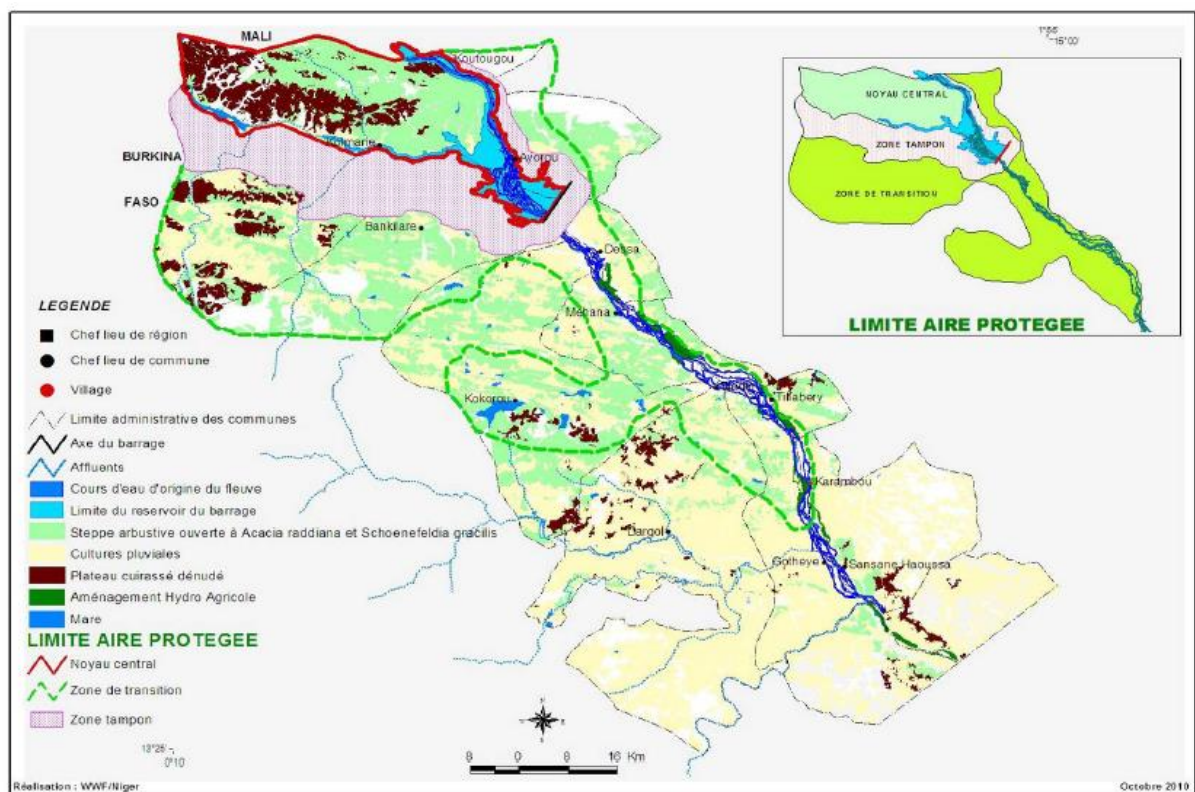


Figure 7 : Localisation de l'aire protégée selon le plan de gestion de la faune sauvage (2010)

Ce constat renvoie à la question déjà abordée précédemment de la compatibilité du PDL avec les objectifs de conservation du PGES et soulève entre autres la question de la gestion des risques d'intrusion dans le noyau central par (i) les pêcheurs²² qui traditionnellement installent des campements sur l'ensemble du périmètre des retenues, (ii) les PAPs qui exploiteront les périmètres irrigués situés en amont à proximité immédiate du noyau central. Un enjeu important du projet réside donc dans les capacités de suivi et de surveillance de l'aire protégée qui en phase d'exploitation, restera soumise à une forte pression anthropique récurrente sous les effets conjugués de la proximité des périmètres irrigués, des zones de pêche (si autorisées) et de la mise en œuvre des actions de restauration des revenus du PDL.

²² Sous réserve que la pratique de cette activité soit autorisée dans le noyau central de la réserve.

C.5.3. Déplacement des populations affectées par le projet (PAPs)

Un enjeu très important du projet est le déplacement d'environ 50 000 PAPs lors des vagues 2a et 2b qui sera accompagné d'un changement concomitant des systèmes agraires traditionnels, suite à la diminution des surfaces cultivables lors de la mise en eau du réservoir. Le plan de cohérence du programme montre que le PAR Vague 2 se situe sur le chemin critique du calendrier des travaux. Le PAR 2 fait suite à un premier PAR (vague 1) dont la mise en œuvre a révélé une préparation inappropriée et généré des conflits et d'importantes difficultés pour les populations concernées. Ces difficultés (accès au foncier, construction des infrastructures communautaires de base, etc.) ne semblent pour l'heure toujours pas entièrement réglées et il est également difficile de savoir de quelle manière les recommandations faites lors de l'audit du PAR de la vague 1 ont été prises en compte dans le PAR vague 2.

Par ailleurs, l'analyse du projet de rapport préliminaire des PARs vague 2A et 2B met en évidence plusieurs faiblesses techniques qui, si elles ne sont pas traitées au cours de l'instruction de l'étude, sont de nature à compromettre la finalisation et la mise en œuvre opérationnelle de ces PAR et par voie de conséquence de générer des retards.

L'absence apparente de date butoir, la présence d'éléments contestables dans l'analyse des écarts entre la politique nationale et l'OP 4.12, le manque d'éléments et de stratégie précise sur les populations vulnérables, l'absence de prise en considération et de quantification des déplacements économiques, la faiblesse des données relatives : aux consultations, à l'engagement des parties prenantes, aux sites de réinstallation constituent de sérieuses sources de non-conformités avec la politique opérationnelle 4.12 de la Banque Mondiale.

Les informations contenues dans le PAR 2 sur les sites de réinstallation restent particulièrement lacunaires. Sur ces questions, le PAR 2 fait référence à deux documents réalisés par AGECRHAU en 2014 et 2015 et mentionne également à plusieurs reprises que des ajustements par rapports aux choix initiaux ont dû être réalisés. En revanche, aucun document ne semble capitaliser les informations relatives aux nouveaux sites choisis. Par ailleurs, le niveau d'implication des communautés locales dans le choix des sites de réinstallation et le nombre de site validés par les communautés n'est pas très clair. De même, l'analyse de l'intégration des PAPs dans les communautés hôtes sur les sites de réinstallation est manifestement très insuffisante au regard des enjeux que soulève l'installation d'un grand nombre de personnes au sein d'une communauté, du contexte potentiellement conflictuel entre certains groupes et du retour d'expérience du déplacement de la vague 1. Or l'ensemble de ces points constitue des éléments clé pour que les opérations de réinstallation se déroulent de manière satisfaisante et selon un calendrier conforme aux prévisions.

Les informations présentées dans le PAR 2 et le PGES ne permettent pas d'appréhender les questions hydrauliques et celles liées de gestion de l'eau (gestion des volumes et débits nécessaires aux infrastructures de compensation et de restauration des moyens de subsistance) alors que le AHA constituent le cœur des mesures de compensation des PAPs. Il en est de même pour la question des infrastructures d'accès à l'eau potable sur les sites de réinstallation du PAR 2 alors même que l'accès à l'eau potable dans les sites de réinstallation a été très problématique lors des déplacements de la vague 1.

Enfin, selon le Consultant, les délais de 30 mois mentionnés dans ces études pour la finalisation du déplacement des populations affectées semblent peu réalistes au vu de toutes les actions et études qu'il reste à réaliser. Aucune proposition n'est d'ailleurs avancée sur un calendrier détaillé de mise en œuvre du PAR 2 et sur la création d'une structure de gestion du PAR. Le

Consultant souligne également le caractère tout à fait considérable des coûts estimés pour la mise en œuvre des PAR 223.

Restauration des moyens de subsistance

La documentation sociale disponible aborde des sujets extrêmement variés : pêche, élevage, irrigation, accès à l'eau, indemnisation, restauration des moyens d'existence, etc. Cependant, de façon récurrente, les sujets y sont abordés de manière relativement sommaire, chaque document renvoyant à un autre document pour plus de détails sans qu'au final un document capitalisant toute ou partie des informations détaillées ne soit disponible.

La stratégie de compensation et de restauration des revenus des PAPs se base essentiellement sur une profonde transformation des systèmes de production²⁴ ce qui sous-entend d'importantes contraintes foncières, sociologiques, techniques, calendaires au moment de la mise en œuvre des PARs. Les mesures proposées transforment également un système agraire actuellement autonome en un système qui à l'avenir dépendra fortement de la bonne gestion et distribution de la ressource en eau.

Sur le plan agricole, les mesures d'intensification qui sont proposées posent la question de la durabilité du système agricole tant d'un point de vue technique qu'environnemental surtout une fois les programmes d'aides achevés.

En ce qui concerne l'élevage, les mesures proposées reposent principalement sur : (i) l'intensification des pratiques et l'amélioration des itinéraires techniques, (ii) la restauration écologique d'écosystèmes de pâture, notamment les bourgoutières. Pour cette dernière mesure, il n'existe aucune démonstration que ces projets sont réalistes alors que la restauration écologique est traditionnellement une démarche lourde et couteuse, nécessitant un suivi important dans le temps ; or les revenus de nombreux ménages dépendent de la réussite de ces projets. Par ailleurs, la problématique des conflits éleveurs /agriculteurs (importants en zone sahélienne) est très peu abordée alors que la création de AHA est une activité prévue à la fois pour des besoins agricoles et des besoins pastoraux mais sans qu'aucune règle d'usage ne soit précisée.

Les informations sur les activités de pêche, de chasse et de collecte restent traitées de manière relativement superficielles notamment en ce qui concerne les impacts liés à la transformation d'un fleuve en un lac sur les ressources halieutiques et les activités de pêche.

En conséquence, les risques de contestations sociales massives (conflits fonciers, agro-pastoraux, intracommunautaires, ethniques ou entre populations déplacées et populations hôtes, etc.) sont réels notamment au moment de la distribution des parcelles dans chaque périmètre irrigué mais également en phase d'exploitation qui, en l'absence des systèmes robustes de restauration des revenus et de prévention des conflits, pourrait être marquée par un appauvrissement généralisé des PAPs.

²³ Le projet de rapport préliminaires des PAR vague 2A et 2B estiment les couts de mise en œuvre des PAR 2A et 2B respectivement à : 228 964 M FCFA et 85 284 M FCFA

²⁴ Le RAP vague 2 fait essentiellement référence à l'étude agro-sylvo pastorale de STUDI en ce qui concerne les programmes d'appui au développement agricole, les programmes de compensation et d'appui à l'élevage et la transformation des produits de l'élevage, aux activités de pêche et de transformation des produits halieutiques, d'appui au développement de la sylviculture etc.

Questions foncières

Ces questions pourtant essentielles sont confuses dans les différents PAR notamment en ce qui concerne les droits fonciers accordés aux PAPs sur les parcelles agricoles²⁵. Il semble cependant que cette question ait donné lieu à un arbitrage entre la Banque Mondiale et l'Etat mais sans pour autant que ce point soit clarifié dans le PAR 2 notamment en termes de modalités de sécurisation des droits fonciers pour les terrains agricoles compensés.

Dans un contexte où la pression foncière augmente et génère des problèmes récurrents d'accès et de transmission aux/des terres, ces problématiques foncières constituent un des risques majeurs de conflit social tant en phase de construction que d'exploitation.

Engagement des parties prenantes

Le PAR 2 précise les consultations tenues mais le consultant n'a pas pu prendre connaissance des résultats de ces consultations. Aucun plan d'engagement des parties prenantes précisant les actions à mettre en œuvre, les ressources humaines à mobiliser, le calendrier des activités, etc. ne semble avoir été réalisé. Pourtant au regard de la nature et des impacts sociaux du projet, une stratégie d'engagement des parties prenantes semble indispensable.

C.5.4. Mise en œuvre des actions du PGES

Le PGES des lots 1 (barrage) et 2 (Central hydroélectrique et poste) précise les responsabilités respectives des différentes structures intervenant dans la mise en œuvre du PGES. Les contributions dévolues aux différents ministères sont également listées. Cependant, les informations sont faites dans le cadre du HCAVN en tant que maître d'ouvrage et aucun document ne fait l'analyse des incidences de la réforme institutionnelle sur la structuration organisationnelle liée à la mise en œuvre du PGES²⁶ et ne propose les mesures d'adaptation y afférent.

Sur un plan plus technique, le PGES développe les activités à réaliser à partir de la phase de construction et détaille les prescriptions pour chacune des phases : construction, mise en eau, exploitation, etc.). En revanche, aucune action n'est prévue en phase de préparation, ce qui est étonnant pour un projet de cette importance. De même, les PGES disponibles ne traitent pas des impacts spécifiques souligné par le PAR 2.

Il apparaît également que certaines actions liées à la mise en œuvre du PGES accusent un retard significatif. Il s'agit notamment des travaux de protection des berges des Koris qui sont destinés à protéger les périmètres irrigués aval (PAR 1 et 2) et des travaux de lutte contre les plantes envahissantes destinés à prévenir l'envahissement de la retenue notamment mais pas seulement par la Jacinthe d'eau (*Eichhornia crassipes*). Le Consultant note qu'un manque d'efficacité de ces actions ferait de facto peser un risque sur la restauration des niveaux de vie

²⁵ Le PAR 1 mentionne (partie 9.1.2 paragraphe 278) que « la propriété pleine de la terre est reconnue aux personnes expropriées auxquelles sont délivrés des actes de propriété » tandis que dans le tableau 8.11 (partie 8.8) on peut lire dans le PAR 2 que la sécurisation foncière se fait par un bail emphytéotique.

²⁶ Sont notamment concernés les unités suivantes prévues par le PGES dans le cadre du HCAVN : l'unité centrale de coordination (UCC), l'Unité régionale d'Exécution du programme Kandadji (UREP), le département Environnement et Gestion des Ecosystèmes (DEGE), le département Affaires sociales et Economiques (DASE), la Cellule de Communication et Relations Publique, le comité technique de coordination du programme, le comité de pilotage, le comité technique régional de suivi.

des PAPs et sur le bon fonctionnement des ouvrages hydromécaniques ce qui aurait des conséquences certaines sur les opérations de suivi et de contrôle en phase d'exploitation.

Enfin, le budget de mise en œuvre du PGES est estimé à 18 889 800\$ (dont 826 766\$ pour le renforcement des capacités) ce qui étonnamment est inférieur à l'évaluation du PGES de 2012²⁷. D'autre part, aucune information n'est précisée sur les ressources humaines et financières nécessaires pour le fonctionnement des différentes structures impliquées dans la mise en œuvre du PGES ce qui de facto, fait peser un risque certain sur l'atténuation et/ou le compensation effective des impacts environnementaux et sociaux du projet.

C.5.5. Enjeux environnementaux et sociaux liés à l'exploitation des ouvrages

L'ampleur et la complexité des déplacements physiques et économiques dans un contexte où le projet affecte sur de très grandes surfaces simultanément plusieurs moyens de subsistances/ressources (terrains agricoles, pâtures, écosystèmes dédiés aux activités de chasse et de cueillette, systèmes halieutiques, etc. etc.) génèrent un réel risque d'appauvrissement généralisé des ménages et de conflit social important y compris en phase d'exploitation. De même, le projet génère de sérieux impacts environnementaux notamment sur les milieux aquatiques et humides dont dépendent en grande partie les revenus et la qualité de vie des populations locales.

Or, la documentation actuellement disponible ne permet pas de garantir de manière entièrement satisfaisante d'une part que les impacts environnementaux seront suffisamment atténués/maitrisés pour permettre une réalisation satisfaisante du projet sur le plan environnemental et d'autre part que le niveau de vie de PAPs sera maintenu, voire amélioré.

En conséquence, en l'état actuel de la documentation, le projet génère des réels risques de dégradation de l'environnement (développement de plantes envahissantes dans la retenue, dégradation de la qualité des eaux, développement de phénomènes de sédimentation, disparition d'espèces protégées, etc.) et d'appauvrissement des populations locales.

Ce constat soulève la question des risques pour le projet tant en phase de construction que d'exploitation, générés par la montée en puissance des conflits sociaux en amont et en aval du barrage sur le terrain du développement de la pauvreté, dans une zone proche de secteurs géographiques qui sont actuellement encore sérieusement marqué par l'existence des extrémismes religieux (partie malienne de la queue de retenue notamment).

C.6. ENJEUX LIES AUX FLUX FINANCIERS

C.6.1. Plan de financement

Le plan de financement du programme P-KRESMIN est particulier dans la mesure où :

- Le financement de l'investissement du barrage et de la centrale hydroélectrique est pratiquement bouclé avec un financement public apporté principalement par les

²⁷ \$23 159 580 selon l'étude 2012 de BRLi (validée)

Partenaires Techniques et Financiers (PTF) sous forme de prêts concessionnels et de dons ;

- Le coût des mesures environnementales et sociales représente près de 40% du coût total du projet. En particulier, le coût du PAR 2 estimé dans le rapport préliminaire à 535 M USD est considérable²⁸.

Le plan de financement, dont la répartition a été revue suite à une analyse de ces composantes, est détaillé dans le tableau ci-dessous.

Tableau 12 : Plan de financement du programme P-KRESMIN

M USD	Coût total
Barrages et ouvrages annexes	198,9
Centrale hydroélectrique	362,1
Ligne électrique et poste d'arrivée	107,9
Déviations de la route RN1W	30,0
Mesures environnementales et sociales ²⁹	1 026,8
Aménagements hydroagricoles 45 000 ha ³⁰	990,0
Gestion du programme	10,9
Total	2 726,5

Source : Plan de cohérence du programme Kandadji, Juin 2017, estimations du Consultant, Schéma directeur d'aménagement de la vallée du Niger

Ce tableau devra être revu et actualisé avec l'ABK en particulier :

- De nouveaux financements ont-ils été acquis et sous quelle forme ?
- L'évaluation du coût des mesures environnementales et sociales, notamment du PAR 2, va-t-elle être affinée ?
- Quelle est la part du coût des aménagements hydroagricoles à comptabiliser dans le programme P-KRESMIN ?

Il sera également nécessaire de disposer des conditions financières des emprunts auprès des différents PTF (monnaie, profil et durée de remboursement, éventuelle période de grâce, taux d'intérêt), ainsi que des éléments de rétrocession de ces prêts à l'ABK (montants rétrocédés, conditions de rétrocession).

²⁸ Il convient néanmoins d'être prudent dans ces chiffres car il est possible que certains coûts aient été comptabilisés deux fois. De même les coûts liés à l'aménagement des périmètres agricoles dans le PAR 2 peuvent également être comptabilisés dans les coûts mentionnés dans le SDAVN.

²⁹ Les mesures environnementales et sociales comprennent le développement local et communautaire. Elles ont été estimées par le Consultant à partir des montants indiqués dans les différentes études et différents plans (PGES, PDL, PAR 1 et rapports préliminaires des PAR 2A et 2B).

³⁰ Le coût des aménagements hydroagricoles estimés à près de 990 millions USD pour 45 000 ha selon les hypothèses contenues dans le schéma directeur d'aménagement de la vallée du Niger.

C.6.2. Revenus et coûts générés par le programme P-KRESMIN

Les revenus générés par le programme dans sa globalité comprennent :

- Les revenus de la vente de l'énergie hydroélectrique ;
- Les redevances d'eau payées par les gestionnaires des périmètres irrigués et éventuellement les autres usagers de l'eau (production d'eau potable, navigation, pêche, etc.).

L'ensemble des coûts du programme ne peuvent être couverts par les revenus issus de l'énergie hydroélectrique vendue.

Les coûts qui pourraient être pris en charge par le tarif de l'énergie hydroélectrique vendue comprennent :

- Les coûts d'investissement du barrage, des ouvrages annexes et de la centrale hydroélectrique (part prêts rétrocédés seulement) : ils s'élèvent à près de 500 M USD ;
- Les coûts d'exploitation et de maintenance du barrage, des ouvrages annexes et de la centrale hydroélectrique ;
- Une quote-part des coûts de déviation de la route et des coûts de gestion du projet ;
- Une partie du coût des mesures environnementales et sociales avec la mise en place d'un fonds développement local pour partager les bénéfices de la production hydroélectrique avec les populations affectées par le projet, plus éventuellement une contribution partielle au PAR ;
- Les coûts de construction de la ligne de transport et du poste d'arrivée.

La totalité des coûts des mesures environnementales et sociales compte-tenu de leur montant considérable ne pourront pas être totalement couvertes via le fonds de développement local.

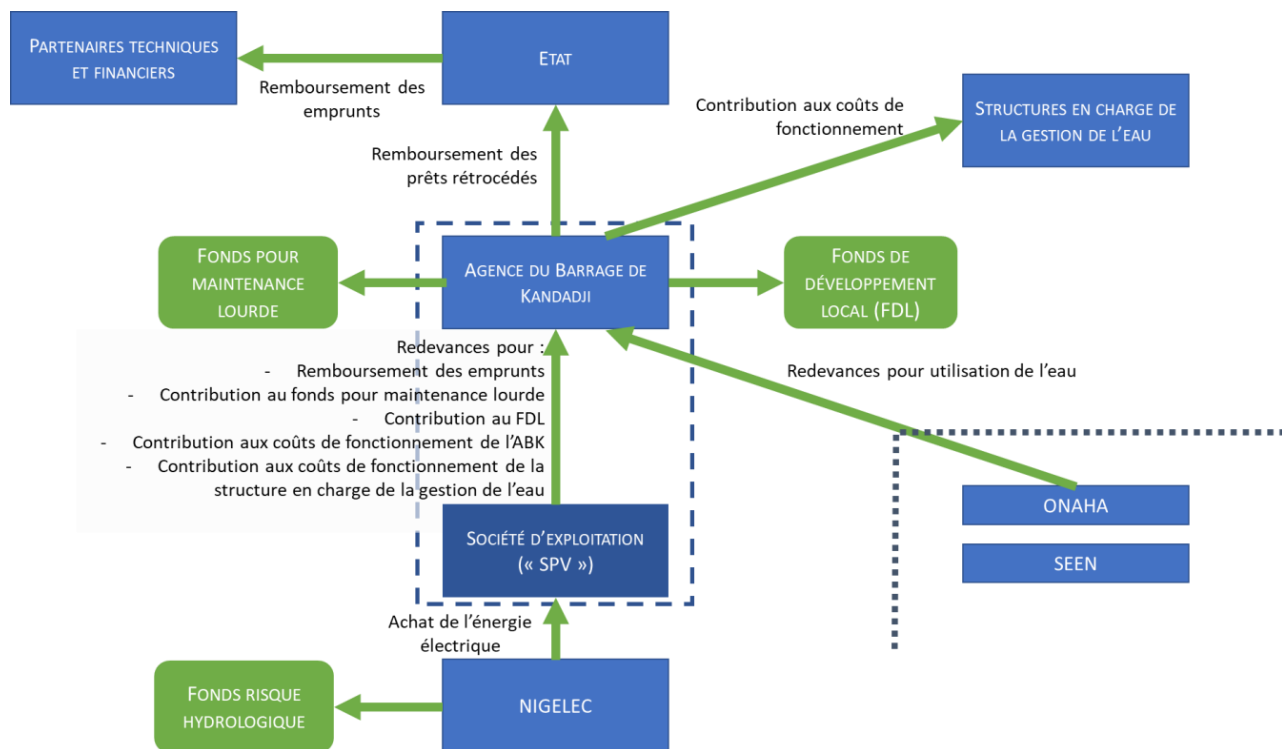


Figure 8 : Principaux flux financiers envisageables

C.6.3. Tarification et sécurisation des revenus

Mode de tarification

Deux modes de rémunération pouvaient être envisagés pour l'exploitant d'une centrale hydroélectrique de façon à l'immuniser des risques de productible :

- Une tarification « capacitive » sous forme d'un tarif au MW « utile » disponible : les barrages de Bujagali, San Roque et Birecik fournissent des exemples de telles dispositions tarifaires ;
- Une tarification « énergétique » sous forme d'un tarif au kWh disponible avec une clause de take-or-pay sur le productible disponible.

Dans le cas de Kandadji, compte-tenu de l'incertitude sur la quantité d'eau pouvant être turbinée en raison du risque hydrologique et des contraintes liés à la gestion multisectorielle de l'eau, une tarification « capacitive » a été retenue. La facturation a donc vocation à se faire en fonction du MW disponible, tout en définissant un taux de disponibilité cible pour chacune des 4 turbines, avec possibilité d'introduire un système de bonus / malus en fonction du dépassement ou de la non-atteinte de l'objectif cible.

Cela signifie par conséquent que le tarif d'achat au kWh sera variable pour NIGELEC et que cette dernière devra supporter le risque hydrologique (tarif au kWh élevé si les quantités vendues sont faibles). Il est donc recommandé que le fonds hydrologique visant à se prémunir d'un faible productible en raison du manque d'eau soit mis en place au niveau de NIGELEC.

Quel que soit le mode de tarification retenu, un mécanisme de révision et d'indexation des prix sera précisé dans le contrat d'achat d'énergie (révision périodique sur la base d'une formule d'indexation polynomiale, révision exceptionnelle).

Tarif d'équilibre

La détermination du tarif de vente de l'énergie hydroélectrique à NIGELEC est une question d'équilibre financier, qui est abordé en partie E.4 sur la base d'un modèle financier.

Sécurisation des revenus

La problématique de la sécurisation des revenus est un point d'attention dans la mesure où NIGELEC est l'acheteur unique et où sa situation financière fragile risque d'impacter sa capacité à honorer ses factures dans les délais. Cette problématique est d'autant plus sensible dans un schéma de délégation de l'exploitation et de la maintenance à un opérateur privé.

Dans le cas d'une délégation de gestion, les paiements de la société nationale d'électricité sont généralement garantis par l'Etat.

D'autres mécanismes de sécurisation des revenus peuvent également être envisagés :

- Mécanisme de garantie de paiement bancaire des Etats de type « lettre de crédit revolving » (tel qu'envisagé par exemple par l'OMVS avec échéances annuelles équivalents à 2 mois de consommation moyenne) ;
- Procédure d'interruption progressive de service en cas de non-paiement, d'application automatique (sous forme de consigne d'exploitation) ;
- Délégation de créances de la société d'exploitation auprès de grands comptes des NIGELEC, via un « compte de délégation ».

D. RAPPELS DE L'ANALYSE DES OPTIONS DE GESTION

D.1. ELEMENTS PREALABLES A L'ANALYSE DES OPTIONS DE GESTION

Préalablement à la définition des options de gestion envisageables, il est nécessaire d'identifier de manière exhaustive l'ensemble des fonctions à remplir dans le cadre du projet.

L'ensemble des fonctions est listé dans le schéma ci-dessous.

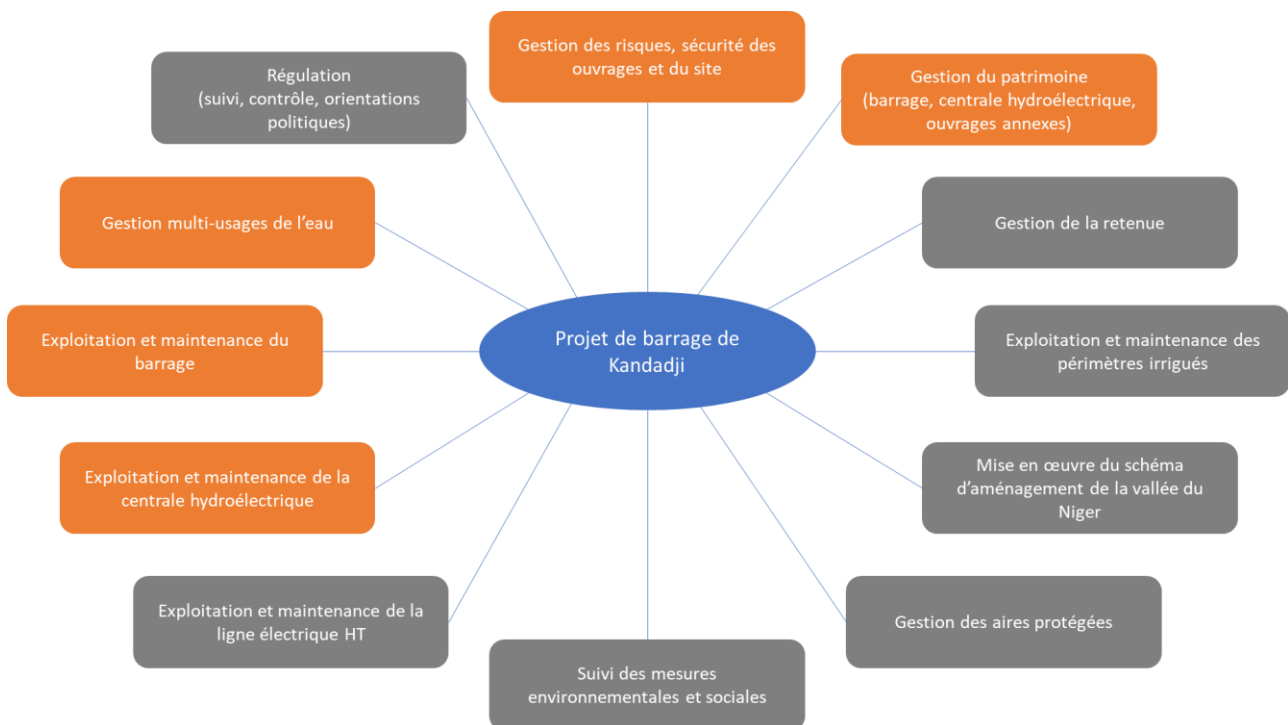


Figure 9 : Identification des fonctions

Les fonctions en orangé correspondent aux fonctions directement concernées par la présente étude, c'est-à-dire : la gestion de l'eau, la gestion du patrimoine (barrage / centrale / ouvrages annexes) et l'exploitation et la maintenance des ouvrages (idem).

Les fonctions grisées correspondent aux autres fonctions essentielles pour la réussite et la pérennité du projet. Elles ne seront pas traitées en profondeur dans le cadre de la présente étude mais les risques d'interface entre ces fonctions et celles étudiées seront mises en évidence et des recommandations seront formulées pour s'assurer qu'ils sont alloués et maîtrisés.

Afin de déterminer la meilleure allocation de ces fonctions entre les différentes institutions, il convient de se poser les questions suivantes :

- Quelle est l'institution la mieux placée pour remplir la fonction, c'est-à-dire en assumer pleinement la responsabilité et les risques liés ?
- De quels moyens et ressources disposent l'institution pour lui permettre de remplir effectivement sa fonction ?
- L'institution est-elle autonome et indépendante dans l'exercice objectif et pérenne de sa fonction ?

Les options de structuration identifiées s'efforcent de répondre aux questions ci-dessus en mettant en évidence les forces et les faiblesses de chacune d'entre elles.

D.2. RAPPEL DES OPTIONS ENVISAGEES DANS LE RAPPORT DE CADRAGE

Dans la phase d'analyse préliminaire, 3 options avaient été identifiées avec pour chacune d'elles une variante possible.

Ces 3 options et leurs variantes sont synthétisées dans le schéma ci-dessous.

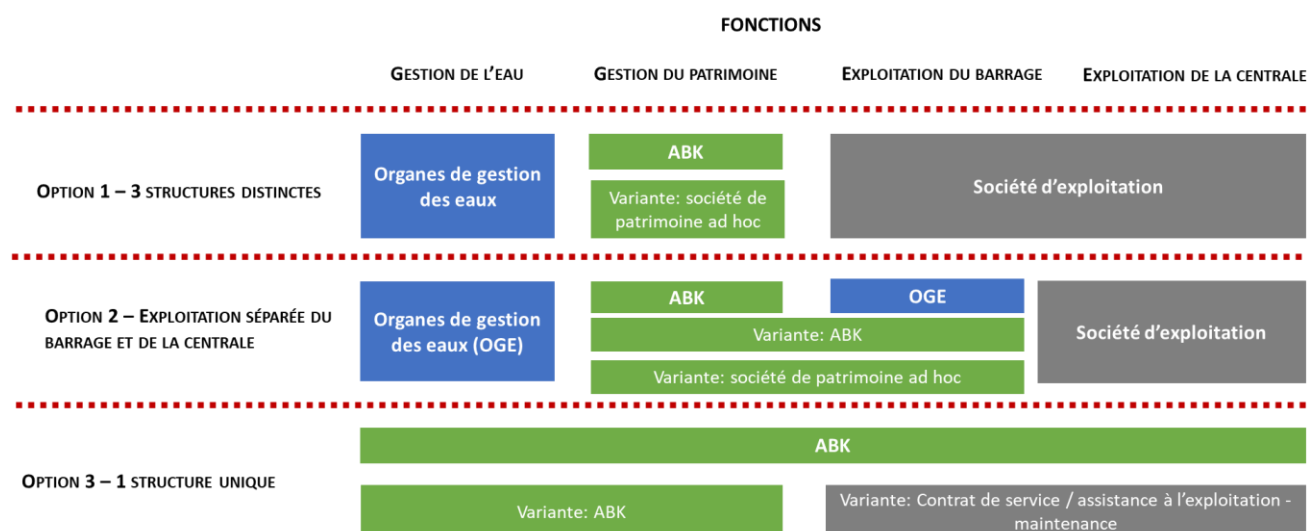


Figure 10 : Options de gestion initialement identifiées pour chacune des fonctions

La question de l'intervention de la Nigelec en tant que société d'exploitation a été posée, mais ne semble pas être une option recommandée, au moins dans un premier temps : la technologie et les activités en jeu ici sont très différentes de celles maîtrisées par la Nigelec dans le cadre de la production thermique. Or, les expériences internationales ont montré qu'il est essentiel de disposer d'un opérateur spécialisé.

D.2.1. Option 1 – 3 structures distinctes

Dans cette première option, les 3 fonctions sont séparées. Conformément à ses statuts, l'ABK gère le patrimoine et délègue l'exploitation et la maintenance du barrage et de la centrale hydroélectrique à un opérateur privé. Des organes de gestion de l'eau sont mis en place pour assurer la gestion de l'eau entre les différents usages.

Variante

La variante consiste à créer une société de patrimoine ad hoc sous forme de société anonyme. Elle est concessionnaire des ouvrages et délègue leur exploitation et leur maintenance à un opérateur privé. Le Comité de Bassin assure la gestion de l'eau. L'ABK créée pour mettre en œuvre le projet est en charge de la régulation, et à ce titre, est responsable de la réalisation de toutes les actions concourant à l'aménagement de la Vallée du Niger, s'assure de la mise en œuvre des mesures environnementales et sociales et gère les interfaces avec les aires protégées.

D.2.2. Option 2 – Exploitation séparée du barrage et de la centrale

Dans cette seconde option, l'ABK, qui assure la gestion du patrimoine délègue d'une part l'exploitation et la maintenance de la centrale hydroélectrique à un opérateur privé et d'autre part l'exploitation et la maintenance du barrage à un Comité de gestion en charge de la gestion de l'eau.

Variante

Dans cette variante, une société de patrimoine ad hoc est créée. Elle est concessionnaire des ouvrages (barrage + centrale hydroélectrique) et assure l'exploitation et la maintenance du barrage mais délègue l'exploitation et la maintenance de la centrale hydroélectrique à un opérateur privé.

D.2.3. Option 3 – une structure unique

Dans cette troisième option, l'ABK est responsable à la fois de la gestion du patrimoine, de la gestion de l'eau et de l'exploitation des ouvrages.

Variante

L'ABK confie l'exploitation et la maintenance des ouvrages à un opérateur privé via un contrat de service ou un contrat d'assistance technique.

D.3. FAISABILITE DES OPTIONS IDENTIFIEES

La faisabilité des options identifiées est contrainte d'une part, par le cadre juridique existant (décret de création de l'ABK, code de l'électricité), et d'autre part, par la vocation multi-usage et la dimension régionale de la gestion de la ressource en eau.

Considérant ces contraintes et avec pour objectif de mettre rapidement en place une structure de gestion opérationnelle, et prenant en compte le fait que :

- D'une part, la gestion de l'eau doit être impérativement assurée par des instances indépendantes regroupant l'ensemble des usagers et des parties prenantes au niveau local, national et régional ; et
- D'autre part, que la gestion du patrimoine est confiée à l'ABK conformément à son décret de création et à ses statuts ;

Dès lors, la solution logique qui s'impose naturellement concerne l'exploitation des ouvrages qui peut être :

- Soit déléguée sous la forme d'un contrat de concession à une société créée spécifiquement pour exploiter et réaliser la maintenance courante des ouvrages ;
- Soit réalisée par l'ABK au sein d'un département spécifique avec l'appui d'un opérateur privé qui interviendrait dans le cadre d'un contrat d'exploitation et de maintenance (« O&M »).

La faisabilité des 3 options compte-tenu de ces contraintes a été évaluée selon la méthode *pass-or-fail*, c'est-à-dire que si une option ne satisfait pas un des critères elle est considérée comme non faisable.

Le résultat de cette évaluation est présenté dans le tableau ci-dessous.

Tableau 13 : Evaluation de la faisabilité des options

Critère	Option 1		Option 2		Option 3	
	Base	Variante	Base	Variante	Base	Variante
Structures indépendantes pour la gestion de l'eau	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non
Opérationnalisation rapide de la solution proposée pour la gestion du patrimoine	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Oui
Limitation des interfaces et optimisation de la gestion coordonnée	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Oui
Possibilité de déléguer l'exploitation des ouvrages à un opérateur privé	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non
Possibilité de mettre en place un contrat O&M	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Evaluation de la faisabilité globale	Oui	Non	Non	Non	Non	Non

L'option 1 de base consistant à mettre en place 3 structures distinctes est donc la seule option dont la faisabilité est avérée.

Cette option est présentée ci-dessous.

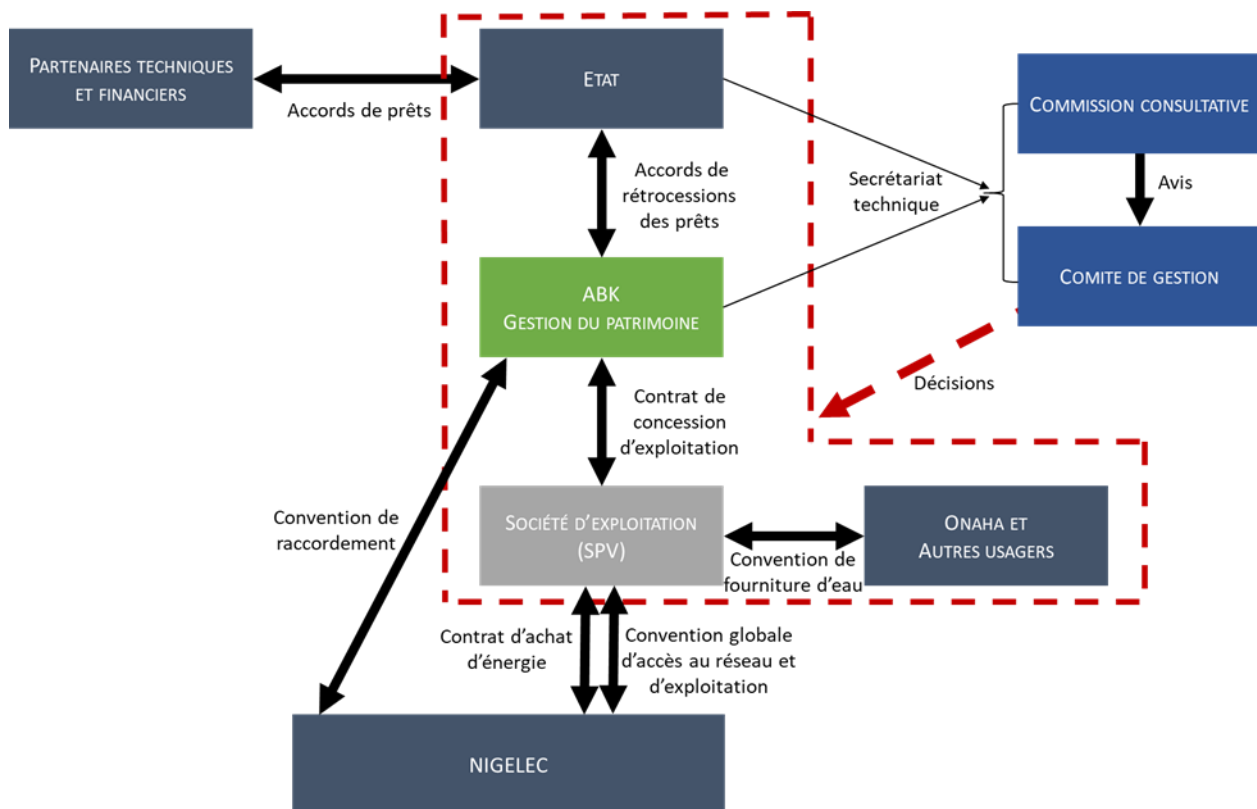


Figure 11 : Option recommandée

Cette option implique la mise en place d'une Commission consultative, instance de concertation regroupant l'ensemble des acteurs impliqués dans le programme et la gestion de l'eau (Etat, collectivités territoriales, ABK, usagers, société civile, ABN, etc.), et d'un Comité de gestion doté de quatre à six membres, chargé des décisions opérationnelles. Ce comité de gestion sera chargé d'élaborer un règlement d'eau qui devra être approuvé par la Commission consultative et adopté par arrêté du Ministère en charge de l'hydraulique.

Elle implique également la création d'une société d'exploitation détenue majoritairement par un opérateur de référence de droit privé, avec une éventuelle participation minoritaire de l'Etat ou de NIGELEC. Cette société d'exploitation sera dès lors signataire :

- D'un contrat de concession d'exploitation et d'entretien de la retenue et des infrastructures de production d'énergie électrique avec l'ABK, comprenant également un cahier des charges relatif à la mise en œuvre des directives relatives à la gestion de la ressource en eau ;
- D'un contrat d'achat d'énergie et d'un contrat de raccordement au réseau avec NIGELEC.

Enfin, cette option laisse également à l'ABK la possibilité, en cas de défaillance de l'opérateur de référence, de reprendre temporairement l'exploitation. Il sera également possible pour l'ABK, en cas d'appel d'offres infructueux pour le recrutement d'un concessionnaire, de confier l'exploitation et l'entretien de la retenue et de l'usine à une équipe recrutée chez un exploitant en recourant à la mise en place d'un contrat d'assistance technique ou de service de type « O&M »).

E. PRESENTATION DETAILLEE DE L'OPTION RECOMMANDEE

E.1. SYNTHESE DE L'OPTION RETENUE ET VARIANTES

Le tableau ci-dessous présente une analyse de l'option recommandée et de ses variantes pour l'exploitation des ouvrages.

Tableau 14 : Analyse de l'option et de ses variantes

Délégation de gestion		Contrat O&M	
		Contrat d'assistance technique	Contrat de service
Responsabilité du service public	Déléguée à la société d'exploitation	ABK	
Durée du contrat	10-15 ans	2-3 ans	3-5 ans
Risque d'exploitation	Assumé par la société privée	Assumé par l'ABK	
Risque commercial	Assumé par la société privée Contrat d'achat d'énergie signée entre la société d'exploitation et la NIGELEC	Assumé par l'ABK Contrat d'achat d'énergie signé entre l'ABK et la NIGELEC	
Financement de la maintenance courante	Par la société d'exploitation	Par l'ABK	
Financement de la maintenance lourde et du renouvellement	Par l'ABK Une partie peut être financée par la société d'exploitation	Par l'ABK	
Rémunération du partenaire privé	Par le tarif (tarif capacitif)	Rémunération pour la mise à disposition du personnel	Rémunération pour la mise à disposition du personnel avec part variable liée à la performance
Procédure de sélection du partenaire privé	Procédure du code des marchés publics applicable aux DSP ou procédure de la loi PPP Avis de l'ARSE	Procédure du code des marchés publics applicable aux marchés de service	

Délégation de gestion		Contrat O&M	
		Contrat d'assistance technique	Contrat de service
Dispositif contractuel	<p>Contrat de concession entre l'ABK et la société d'exploitation auquel est annexé un cahier des charges</p> <p>Contrat d'achat d'énergie entre la société d'exploitation et la NIGELEC (avec, ou non, une garantie de l'Etat)</p> <p>Contrat de raccordement au réseau entre l'ABK et la NIGELEC</p> <p>Contrat d'accès au réseau et d'exploitation entre la société d'exploitation et la NIGELEC</p>	<p>Contrat de service entre l'opérateur privé et l'ABK</p> <p>Contrat d'achat d'énergie entre l'ABK et la NIGELEC</p> <p>Contrat de raccordement au réseau entre l'ABK et la NIGELEC</p>	

Les avantages et inconvénients de l'option et de ses variantes sont synthétisés ci-dessous.

Tableau 15 : Avantages et inconvénients des 2 scénarios pour l'exploitation des ouvrages

Délégation de gestion		Contrat O&M	
		Contrat d'assistance technique	Contrat de service
Avantages / Opportunités	<p>Gestion complète déléguée à la société d'exploitation avec transfert des risques d'exploitation et commerciaux</p> <p>Cahier des charges et objectifs de performance</p>	<p>Moindre coût</p> <p>Facilité et rapidité de mise en place</p> <p>Formation du personnel de l'ABK</p>	<p>Moindre coût</p> <p>Facilité et rapidité de mise en place</p> <p>Formation du personnel de l'ABK</p> <p>Partenaire privé partiellement rémunéré sur la base de sa performance</p>
Inconvénients / Risques	<p>Attractivité pour le secteur privé à vérifier</p> <p>Nécessité de mettre en place une garantie / des mécanismes pour sécuriser les revenus de la société d'exploitation</p> <p>Nécessité de constituer un compte de réserve pour la maintenance lourde et le renouvellement</p>	<p>Appui ponctuel du partenaire privé sans engagement sur les résultats</p> <p>Risques d'exploitation supportés par l'ABK</p> <p>Nécessité de constituer un compte de réserve pour la maintenance lourde et le renouvellement</p>	<p>Marge de manœuvre limitée du partenaire privé</p> <p>Risques d'exploitation supportés par l'ABK</p> <p>Nécessité de constituer un compte de réserve pour la maintenance lourde et le renouvellement</p>

E.2. ORGANISATION DES STRUCTURES RECOMMANDEES

Les développements ci-dessous concernent spécifiquement la solution recommandée, à savoir celle où l'exploitation du barrage et de la centrale fait l'objet d'une délégation de gestion à une société d'exploitation.

E.2.1. Les organes de gestion des eaux

Les propositions décrites ici sont à articuler avec le dispositif institutionnel de droit commun défini par le Code de l'Eau. En effet, dans son titre IV (articles 21 à 30), le Code de l'eau prévoit la mise en place notamment d'Unité de Gestion de l'Eau et de Commissions de Gestion de l'Eau, mais en l'absence des décrets d'application prévus par la Loi, il n'est pas possible de se prononcer sur le caractère opportun d'appliquer ici ce dispositif. Il importera quoi qu'il en soit de respecter deux objectifs prioritaires :

- Veiller à ce que toutes les parties intéressées à la gestion de la retenue de Kandadji soient informées et écoutées ;
- Préserver une capacité décisionnelle réelle pour aboutir effectivement à une valorisation "optimisée" des eaux à l'aval de l'aménagement.

La **Commission Consultative du fleuve Niger** (ci-après Commission) ou encore Conférence Consultative du fleuve Niger est un organe consultatif créé par décret ministériel. Elle est tenue informée des évolutions significatives dans le bassin du Niger, notamment en matière de ressources en eau, de réservoirs, des principaux prélèvements (grands périmètres irrigués) ou d'évolution négative de la qualité des eaux. Son fonctionnement peut être précisé par arrêté ministériel. Ses travaux sont conduits en association étroite des principales parties prenantes concernées par le barrage : énergie, agriculture, pêche, transport, environnement, développement local et collectivités territoriales.

La Commission comprend des représentants des institutions suivantes :

- Etablissements publics, ABK, NIGELEC, ONAHA, Société des Eaux de Niamey, ABN ;
- Ministères directement concernés, Hydraulique, Energie, Agriculture, Environnement, Finances et Développement territorial ;
- Acteurs économiques, AHA, coopératives agricoles, pêcheurs, transporteurs, irrigants ;
- Collectivités territoriales, communes déplacées, ville de Niamey, autres ;
- Société civile, associations citoyennes et écologistes ;
- Experts académiques, chercheurs et personnalités qualifiées.

La Commission est présidée par une personnalité qualifiée ; son secrétariat est assuré conjointement par le Ministère de l'Hydraulique et l'ABK. Le secrétariat prépare les documents soumis à la réflexion de la Commission et dresse les comptes-rendus de ses réunions. La Commission, au-delà de sa mission d'information, a une vocation d'écoute et de concertation pour proposer des évolutions ou des améliorations dans la gestion des eaux du Niger ; il lui

revient de prendre toute initiative pour approfondir les questions de son choix (groupe de travail, séminaire ou mobilisation d'experts) selon ses besoins. Ses travaux et ses recommandations sont transmis aux parties prenantes de la GIRE dans son territoire de compétence, notamment au Comité de gestion des eaux

Le **Comité de gestion des eaux** (dénommé Comité dans la suite) est chargé de définir et mettre en œuvre les principes et les modalités de la gestion des eaux de la retenue de Kandadji et du fonctionnement des composants hydrauliques du barrage (déversoirs, prises d'eau pour l'hydroélectricité et l'irrigation). Il est présidé par une personnalité qualifiée et s'appuie sur un secrétariat technique assuré conjointement par le Ministère de l'Hydraulique et l'ABK. Il est constitué de quatre à six membres issus des institutions et établissements les plus directement concernées : Ministère de l'Hydraulique, ABK, NIGELEC, ONAHA, SPEN et groupement de communes riveraines (ce groupement pouvant prendre la forme, en ligne avec le décret n°2016-301/PRN/MISP/D/ACR fixant le régime juridique de la coopération entre les collectivités, d'une communauté de communes définie à l'article 7, ou d'une entente définie à l'article 8). Le Comité se réunit au moins une fois par trimestre à Niamey ou à Kandadji pour examiner les résultats obtenus lors de l'année hydrologique et la saison passée et les orientations à privilégier pour la saison à venir. Il a vocation à donner son avis sur les textes réglementaires, les projets et les pratiques en matière d'usage des eaux en lien avec la retenue de Kandadji. Il lui appartient de demander à l'ABK les études spéciales nécessaires au bon déroulement de sa mission. Le Ministère de l'Hydraulique et l'ABK assurent conjointement son secrétariat technique.

Le Comité a vocation à examiner en détails les critères de gestion de la retenue en fonction de l'hydrologie du bassin versant et des besoins exprimés ; il passe en revue les usages de l'eau et s'assure de l'équilibre réalisé entre contraintes, valorisation et optimisation des usages de l'eau ; il s'intéresse aux effets lents et irréversibles tels que la sédimentation dans la retenue, l'eutrophisation ou le développement des plantes invasives et la perte de biodiversité. Son caractère opérationnel est essentiel.

Parmi les fonctions incontournables du Comité, on peut citer :

- le suivi des opérations de gestion des eaux de la retenue de Kandadji et des usages des eaux à l'aval de la retenue ;
- l'examen du contexte stratégique, le cycle hydrologique interannuel, le changement climatique, l'évolution des projets structurants (Fomi, Taoussa, Sélingué, Markala...), les changements des usages importants (Office du Niger, soutien de l'agriculture de décrue ou de la biodiversité dans le delta intérieur du Niger, par exemple), l'éventuelle demande d'évolution des DOE les plus sensibles, l'émergence de signaux alarmants (plantes invasives, fiabilité de certains équipements, entretien des infrastructures insuffisant) ;
- la validation des propositions de gestion tactique de la retenue de Kandadji pour l'année et surtout pour la saison (humide ou sèche) à venir dans le contexte spécifique à cette année, notamment sur le plan hydrologique.

Le Comité se réunit au moins une fois par trimestre, en tenant compte des trois périodes suivantes particulièrement opportunes pour réunir ces instances :

- Le début de la montée des eaux, lorsque le débit du fleuve dépasse 400 m³/s (Août-septembre) et que le remplissage peut être modifié autour du 20% du débit disponible (règle actuellement admise) ;
- Juste après le pic de la crue guinéenne (février) pour préparer les premiers temps de soutien du débit aval par la retenue) ;
- En milieu de saison sèche lorsqu'il s'agit d'affiner la gestion de la retenue dans la période la plus critique du soutien des débits objectifs d'étiage c'est à dire juin et juillet avec un minimum de deux mois d'anticipation.

Le secrétariat technique des deux instances sera assuré par l'ABK et le Ministère de l'Hydraulique. En particulier, le rôle de l'ABK sera clé car ce sont ses outils de suivi et d'analyse hydro-météo (en complément bien sûr des données de l'ABN) qui constitueront la base des travaux des instances.

E.2.2. ABK

Compétences

Les missions de l'ABK dans le cadre de l'option choisie correspondent étroitement à celles qui lui ont été confiées par son Décret de création (2016-054/PRN) pour ce qui concerne les ouvrages visés par la présente réflexion (pour rappel : le barrage, la centrale hydroélectrique et les ouvrages annexes). En effet, l'ABK se voit confier toutes les missions relatives à la gestion du patrimoine sur les actifs développés dans le cadre du projet seront affectés à l'ABK, ainsi que le domaine public naturel inclus dans le projet P-KRESMIN : *les cours d'eau, lacs, étangs et sources, les lacs naturels, les nappes souterraines, les sources thermales et minérales*. Ces fonctions et les responsabilités de l'ABK entraînent des responsabilités à l'égard des tiers (réparation des dommages à autrui) et implique une gestion patrimoniale des actifs situés dans un périmètre comprenant la retenue limitée aux Plus Hautes Eaux (PHE), le barrage et ses ouvrages annexes, ainsi que la zone aval directement perturbée par les manœuvres des équipements hydrauliques.

Par ailleurs, conformément à l'article 13, « L'ABK peut conclure pour certaines de ses activités des délégations de service public y compris des contrats de concession avec des opérateurs privés, conformément à la législation en vigueur en la matière. »

Capacités

En conséquence des missions identifiées ci-dessus, l'ABK assume des responsabilités qui supposent des compétences spécifiques. Il est donc important que l'ABK se dote notamment des capacités critiques suivantes, en sus des fonctions support classiques.

- En phase de réalisation de l'aménagement, on peut citer :

- La programmation générale du projet, le calendrier des phases essentielles, la prise en compte des délais liés aux procédures et le respect des contraintes ;
 - L'administration du projet, le respect des procédures administratives et juridiques, le code des marchés, les contrats et les conventions ;
 - L'économie du projet, le suivi du budget prévisionnel, le respect des échéances financières (factures, prêts, ...), les relations avec les partenaires financiers, le suivi des dépenses et la gestion des écarts ;
 - La technique ; cet aspect relève d'abord du maître d'œuvre et des entreprises, mais les aléas propres aux grands projets (hydrologiques, géotechniques, géologiques...) impliquent aussi des décisions au niveau du maître d'ouvrage ;
 - La planification stratégique et la coordination entre acteurs de la réalisation, le suivi des tâches critiques et des étapes clés ;
 - La mise en œuvre durable du projet ; suite au rapport de la « World Dam Commission » rédigé à la demande de la Banque Mondiale, il s'agit de composantes prioritaires des projets de grands barrages pour leurs impacts humains (populations déplacées notamment) et environnementaux ;
 - Le bon usage des procédures de type « démarche qualité » et gestion des risques (voir le § E 5.2).
- En fin de réalisation, les opportunités de prise de responsabilité sont tout aussi significatives :
- La réception des ouvrages et des équipements après vérification de leurs performances ;
 - La première mise en eau, test en grandeur réelle d'un ouvrage prototype porteur de risques très forts ;
 - La préparation des conditions effectives d'exploitation, élaboration du cahier des charges du futur exploitant, consultation, choix de l'opérateur et mise au point des contrats.
- En cours d'exploitation, les actions s'inscrivent dans la durée :
- Gestion des contrats des différents intervenants notamment de la société d'exploitation ;
 - Contrôle et suivi des activités du futur concessionnaire (exploitation du barrage et de la centrale)
 - Suivi des performances de l'aménagement et de ses impacts (négatifs en particulier) ;
 - Mise en œuvre de procédures particulières telles qu'établissement d'une banque de données (hydrauliques, économiques, environnementales et

sociales), la mise au point d'outils méthodologiques tels que les dossiers barrage et usine, les cahiers exploitation et maintenance, les procédures qualité et la veille en matière de risques ;

- La préparation le suivi et la mise en œuvre des travaux conduits au sein de la Commission Consultative du Niger et du Comité de gestion des eaux en bonne intelligence avec le Ministère de l'Hydraulique ;
- Préparation du dossier de retour d'expérience de gestion des ouvrages pour l'exercice écoulé (bilans des ressources en eau, usages et contraintes notamment) ;
- Proposition des éléments de gestion tactique soumis à l'avis du Comité de gestion ainsi que la définition fine à l'échelle mensuelle des opérations de gestion des équipements hydrauliques ;
- Vérification que les opérations propres à garantir le bon fonctionnement et la sûreté des ouvrages ont bien été exécutées ;
- Gestion des autres questions de sécurité.

La capacité du maître d'ouvrage à assumer d'aussi vastes responsabilités est essentielle pour assurer le succès du projet. Il appartient à l'ABK et au Ministère de l'Energie de veiller à ce que l'ensemble des capacités requises soient disponibles. Certaines doivent nécessairement être en interne à l'ABK, d'autres peuvent éventuellement faire l'objet d'expertises d'appui, étant entendu que l'ABK doit être en mesure de piloter et de garder la mémoire de l'ensemble des activités. Pour y parvenir, il est conseillé de mixer l'addition de :

- Compétences propres à l'ABK ;
- Compétences mobilisées dans le cadre de l'Assistance Technique a priori déjà définie ;
- Mobilisation additionnelle d'une Assistance à Maître d'Ouvrage AMO ;
- Mobilisation d'experts spécialisés, nationaux notamment ;
- Audit et évaluation, a priori externes.

A priori, les capacités internes à l'ABK devront couvrir les grands domaines suivants :

- Gestion administrative, suivi des procédures mise en œuvre de la législation et de la réglementation, passation des marchés ;
- Gestion financière et économique ; recettes et dépenses, performances économiques ;
- Mise en place des actions et procédures relevant des questions sociales et des impacts sur les populations ;
- Suivi technique du barrage dans ses composantes : 1) génie civil (fondations, remblai, béton), 2) hydrologie et hydraulique, 3) ouvrages annexes, mécanique, électricité, automatismes et électronique, et 4) surveillance, auscultation ;

- Suivi des performances générales de l'aménagement, économiques (hydroélectricité, irrigation AEP, transport, pêche), environnementales (qualité des eaux, pollutions, plantes invasives, etc.) et sanitaires (veille sanitaire en matière de maladies hydriques) ;
- Les fonctions transversales de suivi des dossiers, gestion de banque de données, démarche-qualité, veille et gestion des risques, relations publiques et communication.

A ce stade, il est difficile de définir l'AMO qui a pour objet de compenser ou suppléer les faiblesses supposées de la maîtrise d'ouvrage. Il est possible que les fonctions de suivi technique du barrage et des performances générales de l'aménagement soient les premiers domaines pour lesquels une AMO est indispensable (sous réserve du périmètre de l'Assistance Technique). Sa mise en œuvre comporte plusieurs étapes : recueil des besoins, analyse de la demande, reformulation et priorisation, élaboration d'un cahier des charges et mise au point d'un contrat d'AMO.

Pour tout ce qui relève du développement durable et du changement climatique, il est suggéré de faire appel à des experts nationaux (universitaires, chercheurs, experts) ou régionaux (Agrhymet, 2IE, IRD, ...) en fonction de l'émergence potentielle des questions.

Organisation

Le projet d'organigramme de l'ABK défini à la mi-2017 pourrait gagner à voir quelques évolutions pour être adapté au mieux au schéma final de structuration choisi, et pour donner le bon niveau de responsabilités aux personnes portant les capacités identifiées ci-dessus. Le Département technique pourrait notamment être scindé en deux départements :

- Un Département des infrastructures, chargé de la gestion du patrimoine, avec des services dédiés :
 - Aux études,
 - A la maîtrise d'ouvrage,
 - Etc.
- Un Département du contrôle de l'exploitation, avec des services dédiés :
 - A la sécurité,
 - Aux rôles opérationnels dévolus à l'ABK de participation à la gestion multi-usages de l'eau,
 - Au rôle d'autorité délégante concernant l'exploitation de la centrale,
 - Au rôle d'autorité délégante concernant l'exploitation du barrage.

E.2.3. Société d'exploitation

Compétences

Dans l'option recommandée, la société d'exploitation se retrouve en charge de toutes les activités d'exploitation du barrage et de la centrale :

- Exploitation du barrage dans le cadre du respect des niveaux de la retenue conformément aux consignes de gestion du plan d'eau et des tournées régulières d'inspection ;
- Mise en œuvre des lâchers d'eau en application des décisions du comité de gestion et des consignes de sécurité ;
- Exploitation des infrastructures annexes au barrage (ouvrage de prise d'eau agricole et passe à pirogues) ainsi que la passe à poissons ;
- Exploitation de la centrale, suivi des programmes de production conformément aux conditions des accords de cession de l'électricité et réalisation des tournées régulières des installations ;
- Vente de l'électricité à la Nigelec, sur la base des appels de la Nigelec dans le cadre d'un dispositif de type tarif capacitif (voir C.6.3).
- Maintenance courante des infrastructures du barrage dont l'évacuateur de crue, la vidange de fond et ses annexes (ouvrage de prise d'eau agricole et passe à pirogues) ainsi que la passe à poissons ;
- Maintenance courante des infrastructures de la centrale et du poste d'évacuation d'énergie conformément aux programmes remis dans les dossiers techniques des constructeurs en fin de construction ;

Ainsi, la Société d'Exploitation opère tous les organes propres à l'aménagement : vannes de fond, usine hydroélectrique, passe à pirogues, passe à poissons, vannes de prise d'eau. Elle procède à l'entretien et à la maintenance (curative et préventive) de tous les composants de l'aménagement. Elle procède aux opérations de surveillance et d'auscultation des ouvrages, à l'exception des mesures spécialisées comme les relevés topographiques ou l'analyse des données recueillies par fibre optique, des rapports d'auscultation et des études spéciales (étude des risques et plans d'alerte).

A contrario, la maintenance lourde des ouvrages mécaniques hydrauliques ou électriques, leur renouvellement ainsi que la réparation d'incidents ou de désordres graves ne relèvent pas de la Société d'Exploitation conformément à une liste détaillée intégrée dans le contrat d'exploitation.

Capacités et organisation

La question de l'organisation de la Société d'Exploitation doit être laissée à l'appréciation des opérateurs qui répondront à l'appel d'offre.

Il reviendra alors à l'ABK et au Ministère de veiller à ce que l'opérateur candidat présente bien les capacités nécessaires à l'exercice de ses fonctions.

Actionnariat

Il est envisagé que l'ABK puisse devenir actionnaire minoritaire de la SPV.

E.3. GESTION DES INTERFACES CRITIQUES

E.3.1. Gestion des risques

Cette fonction apparaît aujourd'hui indispensable dans les organisations gérant de très grands projets ; elle prend des formes variées de la prévention à la gestion de crise et au retour à une situation normale ; elle consiste à suivre des signaux faibles de toutes natures. De fait l'attribution de cette forme de veille à une personne ou une unité fonctionnelle est déjà une forme de prévention.

Nature de l'aléa	Risques redoutés	Mesures de prévention
Technique	Le barrage peut connaître des défaillances ou même des incidents sérieux. Vulnérabilité extrêmement importante liée à la présence de la capitale Niamey de plus d'1 Million d'habitants située à une centaine de km en aval de ce très grand barrage	Adopter les méthodes prônées à la CIGB : surveillance, auscultation, plan d'alerte, analyse de risques. Faire appel à l'expertise internationale (étude de propagation d'onde de rupture).
Diplomatie de l'eau	Dégradation du contexte diplomatique entre pays directement concernés (Nigeria, Bénin, Burkina et Niger)	Hors de portée relative de l'ABK ; toutefois la présence de l'ABN limite ce risque. En plus de l'ABN les échanges peuvent être favorisés au sein d'institutions régionales : CEDEAO et CCRE, UEMOA, CILSS et AGRHYMET, UA et BAD
Social	La disponibilité des terres et le déplacement des populations sont remis en cause. Certaines collectivités ou des groupes particuliers sont lésés. Difficulté à potabiliser l'eau ; Essor des maladies hydriques ; Assainissement inexistant ou déficient.	Travailler dans un cadre structuré et mobiliser les compétences correspondantes. Veiller à se donner les moyens d'une approche « gagnant-gagnant » aux différentes échelles d'espace et de temps. Dialogue avec les opérateurs d'eau potable. Contribuer à des enquêtes de veille sanitaire et soutenir l'action des autorités en charge.
Financier	Difficultés à rembourser les emprunts ; faible recouvrement des redevances. Changements d'orientation ou mésententes entre ou avec les bailleurs de fonds.	Appui politique fort et structure efficace. Développer au sein de l'ABK une compétence de maîtrise d'ouvrage autonome et de qualité

Nature de l'aléa	Risques redoutés	Mesures de prévention
Politique	Des choix sujets à caution faute de concertation	Beaucoup de dialogue et la mobilisation d'interlocuteurs divers, notamment les usagers, les citoyens et les ONG
Environnemental	Débits minimums (DOE) non respectés. Apparition de pollutions excessives. Développement d'espèces invasives (faune et flore). Atteinte à la biodiversité dans des zones sensibles aval comme les zones humides. Erosion et ensablement excessifs	Respecter le Soutien d'étiage de Kandadji (fonction prioritaire). Une politique partagée des 9 membres de l'ABN pour mesurer et prévenir les pollutions urbaines, industrielles, minières et agricoles dans des limites strictes Renaturaliser le fonctionnement du fleuve, préserver des crues contrôlées. Initier une approche géomorphologique globale (avec l'ABN)
Economique	Dégradation de l'efficacité agricole de l'irrigation. Fonctionnement dégradé de l'usine hydroélectrique. Difficultés de navigation. Réduction de la production piscicole	Suivre et collaborer avec l'ONAHA. Obtenir de NIGELEC un cahier des charges précis. Choisir un exploitant hautement qualifié. Suivre la géomorphologie et veiller au respect des DOE. Assurer une veille halieutique minimale

Ce tableau est préliminaire et reste à préciser et compléter ; il a, entre autres, pour but de montrer que l'attention portée à la gestion du risque et à la veille qui s'y rattache est incontournable.

Concernant l'aléa technique, l'étude de sécurité, la surveillance, l'auscultation et la maintenance associées sont d'autant plus fondamentaux qu'il s'agit d'un ouvrage barrant le cours principal du fleuve juste en amont de Niamey.

Les opérations propres à s'assurer de la sécurité du barrage de Kandadji

L'ABK a des obligations particulières compte tenu des risques que présente le barrage de Kandadji pour la sécurité des personnes et l'intégrité des biens à l'aval. On peut citer pour les procédures essentielles suivantes :

- La tenue d'un dossier complet de récolement de l'ouvrage, comprenant les rapports d'études, les rapports de chantier, les plans des ouvrages exécutés et le détail des modifications survenues entre l'APD et le DOE ;
- Un dossier technique relevant la vie de l'ouvrage depuis sa première mise en eau et incluant la gestion de la retenue et des ouvrages annexes ;
- Un document décrivant l'organisation mise en place par l'ABK et la Société d'exploitation pour assurer l'exploitation, l'entretien et la surveillance de l'ouvrage en toutes circonstances ;

- Un registre particulier sur lequel sont inscrits les principaux enseignements relatifs aux travaux, à l'exploitation, à l'entretien de l'ouvrage et son dispositif d'auscultation ainsi qu'aux conditions environnementales particulières (instabilité de versants, crues, séismes, sécheresses) ;
- La collection des rapports périodiques de surveillance et d'auscultation ainsi que les rapports établis lors des visites techniques approfondies et les actions qui ont été prises en conséquence ;
- Les rapports détaillés établis au titre de l'analyse de risque (parfois intitulée étude de dangers) et les précautions prises pour la réduction de la vulnérabilité lorsque celle-ci apparaît trop élevée ;
- La consistance du plan d'alerte et des dispositifs spécifiques à mettre en œuvre en cas de vigilance renforcée.

Ces opérations forment un ensemble lourd à gérer, mobilisant des moyens humains et financiers significatifs. Pour un ouvrage comme Kandadji, cela implique aussi la mobilisation de sociétés spécialisées présentant une réelle expérience sur des ouvrages analogues dans d'autres pays. La position de maître d'ouvrage pour ces questions complexes et exigeantes entraîne une compétence propre à l'ABK.

Le plan d'alerte, une exigence particulière

Un barrage, par la masse d'eau qu'il permet de stocker en amont de zones susceptibles d'être impactées, peut être considéré comme un lieu de concentration d'énergie qui, si elle se libérait de façon intempestive, aurait des conséquences dévastatrices considérables. C'est pourquoi, en plus de toutes les mesures propres à assurer la sécurité des ouvrages, il est nécessaire de mettre en place des procédures spécifiques en cas d'occurrence de catastrophes indépendamment de leur probabilité d'occurrence.

Le plan d'alerte décrit les dispositions particulières, les mesures à prendre et les moyens de secours pour faire face aux risques particuliers considérés. Le plan d'alerte comprend notamment la description des ouvrages, des scénarios d'accident, la zone d'application et le périmètre du plan, les mesures d'information et de protection prévues au profit des populations et le cas échéant les schémas éventuels d'évacuation de celles-ci, les mesures incombant à l'exploitant à l'égard des populations voisines.

Le plan d'alerte comporte d'une part l'analyse des risques qui prévoit les limites et les délais d'invasion du flot en cas de rupture du barrage, et d'autre part, le projet d'installation des dispositifs techniques de détection et de surveillance et des dispositifs d'alerte aux autorités. Pour les zones susceptibles d'être inondées en cas de rupture du barrage à son aval, on distingue la zone de proximité immédiate, la zone d'inondation spécifique et la zone d'inondation à son aval direct. L'analyse des risques doit s'appuyer sur la sensibilité du barrage vis-à-vis du risque sismique, le risque de survenance d'un effondrement de terrain dans la retenue ainsi que la sensibilité du barrage vis-à-vis des crues. On y trouve aussi les principales composantes exigées pour l'étude relative à l'onde de submersion, ainsi que les trois stades de surveillance spéciale : vigilance renforcée, préoccupations sérieuses et péril imminent.

La gestion des risques relève essentiellement de l'ABK, mais pas exclusivement. Le Comité de gestion des eaux a vocation à approfondir les risques hydrologiques à différentes échelles d'espace et de temps.

La surveillance du barrage et des ouvrages annexes, leur entretien de base, les mesures régulières de surveillance et d'auscultation relèveront de la Société d'Exploitation, qui aura à ce titre un rôle essentiel d'alerte à partir des informations collectées.

E.3.2. Modalités de définition concertée des débits

Les débits objectifs d'étiage

Ces débits correspondent à la vocation prioritaire de l'aménagement. Sauf circonstances exceptionnelles, ils sont respectés en trois sections du fleuve, auxquelles il faut ajouter le service minimal depuis la retenue et le service des prises d'eau pour l'irrigation :

- DOE à l'aval immédiat de Kandadji soit 146 m³/s ;
- DOE au niveau de Niamey soit 120 m³/s ;
- DOE au niveau de la frontière Niger – Nigéria soit 80 m³/s ;
- Le service minimal depuis la retenue soit environ 5 m³/s ;
- Le service minimal des prises d'eau pour l'irrigation soit 6,2 m³/s.

La responsabilité directe de l'ABK est engagée en cas de non-respect des prélèvements minimaux garantis à partir de l'aménagement. Le respect des DOE à Niamey ainsi qu'à la frontière Nigériane n'engage la responsabilité de l'ABK que dans la mesure où les prélèvements intermédiaires sont mesurés et sont restés limités aux valeurs autorisées en période d'étiage ; ceci vise essentiellement l'AEP des grandes agglomérations et les grands périmètres irrigués. La mesure des débits sur le fleuve relève de l'ABK à l'aval de Kandadji et du Service hydrologique Nigérien pour les 2 sections plus à l'aval.

Les débits de crise d'étiage

Ces débits ont été envisagés dans les études Tractebel d'allocation des ressources en eau. Ils sont mis en œuvre en cas de défaillance annoncée en regard du respect des DOE ; ils couvrent la période déficitaire prévue mais sont mis en œuvre en anticipation compte tenu de la réserve mobilisable dans la retenue de Kandadji. Parmi les circonstances exceptionnelles, on peut citer l'occurrence de sécheresses inhabituelles dans la partie supérieure du bassin versant : étiage au moins décennal ou vingtenal. Dans cette situation qui devrait être prévue dès février, il est suggéré de fixer uniquement un Débit de Crise d'Etiage (DCE) à l'aval de Kandadji à un niveau de l'ordre de 100 m³/s et d'engager des négociations avec les utilisateurs d'aval pour qu'ils limitent leurs prélèvements significativement en-dessous des valeurs autorisées.

Les débits en situation normale

Pour l'irrigation des nouveaux périmètres aval, on dispose par extrapolation du dossier de l'ABN « Note technique relative aux besoins en eau pour les périmètres irrigués de Koulou, Kouanza et Gaya » des besoins en eau au pas mensuel.

Janv.	Fevr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct.	Nove	Déc.
75,2	53,7	62,3	62,3	19,4	10,8	23,6	32,2	27,9	51,6	19,4	12,9

Tableau des débits (m3/s) présentés à l'ABN pour avis avant réalisation pour l'irrigation de nouveaux périmètres sur 45 000 ha (extrapolation à l'ensemble des périmètres)

Ces débits représentent un volume annuel de 1,18 km³, soit un débit moyen de 37,4 m³/s ; la forte modulation des besoins en eau selon les mois illustre la volonté de l'ONAHA de mettre en œuvre les prélèvements avec parcimonie. Par contre l'importance des prélèvements envisagés en mars, avril et juillet risque d'entraîner de fortes incohérences entre les DOE à l'aval de Kandadji et à la frontière Nigériane.

En d'autres termes, dans une première période de vie du projet il sera relativement facile à partir du DOE fixé à l'aval de Kandadji de respecter les différents objectifs du projet. Lorsque la montée en puissance des aménagements hydroagricoles sera majeure, les arbitrages entre contraintes (DOE à la sortie du Niger) et satisfaction de tous les besoins seront de plus en plus difficiles et une gestion en temps réel du système sera incontournable :

- Prévision des ressources en eau disponibles dès janvier pour les 7 mois à venir ;
- Mise au point d'un modèle de simulation de l'aménagement (retenue de Kandadji et système fluvial jusqu'au Nigéria) à différentes échelles spatiales et temporelles.
- Concertation active entre les principaux usagers (NIGELEC, ONAHA) et les opérateurs (ABK et Société d'Exploitation) pour proposer au Comité de gestion des eaux des options « optimisées » de valorisation des eaux.

Les débits réservés à l'irrigation en année sèche

Il convient de préciser les procédures et les modalités de fixation des débits prélevés pour l'irrigation dans les grands périmètres à l'aval de Kandadji en année manifestement déficitaire. A priori c'est la période courant de janvier à juillet qui est concernée avec un impact direct sur les productions agricoles de saison sèche (choix des spéculations et réduction des doses d'arrosage). L'élaboration de scénarios de gestion de crises liées à l'occurrence de saisons sèches ou très sèches est indispensable pour limiter les effets de telles crises.

La modulation des débits turbinés

Le dossier disponible ne comprend que peu d'information sur ce thème ; mais la capacité d'une usine hydroélectrique de faire varier le niveau d'énergie produite est un grand atout que NIGELEC voudra probablement valoriser. Compte tenu de la capacité de la retenue en regard des débits envisagés, il convient de se concentrer sur la modulation dans la journée. La possibilité de moduler les débits turbinés se présente comme suit selon la période de l'année :

- Période de fortes eaux, retenue pleine. Le débit disponible est supérieur à 950 m³/s et toute modulation en-dessous de 130 MW correspond à de l'énergie perdue (décembre à février ou mars) ;

- Période de hautes eaux ; la retenue est encore pleine et le débit disponible pour les turbines est compris entre 146 et 950 m³/s ; les possibilités de modulation sont réelles, loin des valeurs limites ;
- Période de soutien du débit relâché par vidange progressive de la retenue ; une modélisation fine est nécessaire pour évaluer l'importance et l'impact de cette situation sur le potentiel de modulation ;
- Période de très basses eaux. Le débit relâché donc turbinable est le DOE à Kandadji soit 146 m³/s ; toute modulation semble difficile en regard de l'exigence d'un débit supérieur en permanence au DOE à Niamey soit 120 m³/s ; cette période centrée sur mai-juin varie fortement en fonction de l'hydrologie et du rôle joué par le DIN et les barrages amont existants (Sélingué et Markala) ou en projet (Fomi et Taoussa) pour mieux soutenir le débit en étiage ;
- Période de remplissage de la retenue en début de l'arrivée de l'onde de crue guinéenne ; le débit disponible est supérieur à 400 m³/s ; aussi longtemps que le débit entrant est compris entre 400 et 1200 m³/s, il existe une marge de modulation intra journalière sans perdre le moindre volume turbinable.

Là encore, un modèle de simulation est incontournable pour situer le potentiel de modulation de l'énergie hydroélectrique produite sans modifier notablement le productible annuel. Le modèle d'allocation de l'ABN peut être utilisé pour réaliser ces simulations.

E.3.3. Gestion opérationnelle de l'eau

La Commission consultative du Niger rend des avis et émet des recommandations auxquels le Comité de gestion des eaux et l'ABK ont obligation de répondre. Ces avis sont pris à la majorité simple des membres présents ou représentés.

Le Comité de gestion des eaux ajuste ses choix de gestion en fonction des variations constatées dans le scénario retenu précédemment. Sa mobilisation est nécessaire en période de crise annoncée, crue ou sécheresse prononcée.

Les prévisions de débits entrants dans le réservoir sont élaborées dès la fin de la saison des pluies en collaboration avec l'ABN (qui possède les outils nécessaires alimentés par les données de Guinée, de Côte d'Ivoire, du Mali et du Burkina) au travers par exemple d'un contrat de service passé entre l'ABK et l'ABN. Les mesures de débit sur le fleuve Niger et de ses principaux affluents sont assurées par les Services hydrologiques Nationaux à partir de stations automatisées et transmises en temps réel à l'ABN.

L'ABK a la responsabilité de la mesure du débit du fleuve immédiatement à l'aval du barrage au pas de temps journalier ; il lui revient de déléguer éventuellement cette tâche à la Société d'exploitation. Les mesures des prélèvements directs depuis la retenue ou via les conduites de prise sont assurées par la Société d'exploitation. Le niveau du plan d'eau est suivi et enregistré quotidiennement (responsabilité ABK déléguable à la Société d'exploitation). Tous les points de prélèvement au fil de l'eau donnent lieu à des mesures volumétriques quotidiennes dès que le volume prélevé dépasse par exemple 10 000 m³/jour. Ces données sont transmises chaque semaine au Service Hydrologique National, à l'ABK et à l'ABN.

Les dossiers soumis au Comité sont élaborés par son secrétariat technique composé de représentants du Ministère de l'Hydraulique et de l'ABK, après concertation étroite avec les parties prenantes essentielles telles que la Société d'exploitation, NIGELEC, ONAHA et la Société des Eaux de Niamey.

E.4. ANALYSE FINANCIERE DES DECISIONS STRUCTURANTES POUR LE COUT DE L'HYDROELECTRICITE DE KANDADJI

E.4.1. Hypothèses et paramètres du modèle

L'objectif de cette partie est de présenter les principales hypothèse macroéconomiques, financières, comptables et fiscales du modèle financier de faisabilité.

Période de modélisation

Le modèle couvre la période 2018 – 2052, soit 35 ans. Cette période est considérée comme suffisamment significative au regard de la durée de vie économique de l'ouvrage et de la durée des financements considérés.

Macroéconomie

Inflation

Une inflation annuelle de 2% a été retenue pour passer des coûts d'investissement et d'exploitation en monnaie constante à des coûts en monnaie courante. Cette hypothèse est basée sur les projections du FMI sur la période 2019-2023³¹.

Le tarif est supposé indexé annuellement sur l'inflation.

Monnaie

Le taux de change USD/FCFA est supposé constant sur la période de modélisation et égal à 533,15³².

Immobilisations

Investissements initiaux

Les investissements initiaux sont les suivants :

³¹ Dernière actualisation de la World Economic Outlook Database d'octobre 2018
<https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2018/02/weodata/index.aspx>

³² Taux spot au 08/11/2018 – source : www.boursorama.com

Tableau 16: Liste des investissements initiaux

Investissements (M USD)	Total
Barrage - Génie civil	185,1
Barrage – vantellerie	10,6
Barrage - autres équipements	3,2
<i>Sous total – Barrage</i>	<i>198,9</i>
Centrale - génie civil	161,8
Centrale – alternateur	46,2
Centrale – turbines	77,1
Centrale - autres équipements	77,1
<i>Sous total – Centrale</i>	<i>362,1</i>
Ligne - équipements	77,1
Poste - équipements	30,8
<i>Sous total – Ligne et Poste</i>	<i>107,9</i>
Déviations de la route RN1W	30,0
Mesures environnementales et sociales	1 027,0
Aménagements hydroagricoles 45 000 ha	990,0
Gestion du programme	11,0
<i>Sous total – Autres</i>	<i>2058,0</i>
Total	2 726,9

Trois scénarios de construction/production sont prévus dans le modèle pour tenir compte des besoins de construction à différentes côtes et des éventuels retards de construction :

- Scénario 1 : scénario considéré comme central, basé sur 2 ans à la côte 221 (après 4 ans de construction) puis côte 228 à partir de la 3^{ème} année ;
- Scénario 2 : 2 ans à la côte 224 (après 4 ans de construction), puis 2 ans à la côte 221, puis côte 228 à partir de la 5^{ème} année ;
- Scénario 3 : 5 ans à la côte 224 (après 4 ans de construction), puis 2 ans à la côte 221, puis côte 228 à partir de la 7^{ème} année.

Ainsi, les séquençements d'investissements initiaux suivant les scénarios sont les suivant :

Tableau 17 : Investissements initiaux dans le scénario 1

Années	Total	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
Investissements (M USD)	Total												
Barrage - Génie civil	185,1		23,1	46,3	46,3	23,1	23,1	23,1					
Barrage - vantellerie	10,6		0,7	1,5	4,5	2,2	0,8	0,8					
Barrage - autres équipements	3,2		0,2	0,4	1,3	0,7	0,2	0,2					
Centrale - génie civil	161,8		22,0	50,0	55,9	33,9							
Centrale - alternateur	46,2		6,3	14,3	16,0	9,6							
Centrale - turbines	77,1		10,5	23,8	26,6	16,1							
Centrale - autres équipements	77,1		10,5	23,8	26,6	16,1							
Ligne - équipements	77,1		10,5	23,8	26,6	16,1							
Poste - équipements	30,8		4,2	9,5	10,6	6,4							
Déviations de la route RN1W	30,0		7,5	7,5	7,5	7,5							
Mesures E&S	1 027,0		256,8	256,8	256,8	256,8							
Aménagements hydroagricoles	990,0		247,5	247,5	247,5	247,5							
Gestion du programme	11,0		2,8	2,8	2,8	2,8							
Total	2 726,9	0,0	602,8	708,0	728,9	638,7	24,2	24,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tableau 18 : Investissements initiaux dans le scénario 2

Années	Total	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
Investissements (M USD)	Total												
Barrage - Génie civil	185,1		23,1	46,3	46,3	23,1			23,1	23,1			
Barrage - vantellerie	10,6		0,7	1,5	4,5	2,2			0,8	0,8			
Barrage - autres équipements	3,2		0,2	0,4	1,3	0,7			0,2	0,2			
Centrale - génie civil	161,8		22,0	50,0	55,9	33,9							
Centrale - alternateur	46,2		6,3	14,3	16,0	9,6							
Centrale - turbines	77,1		10,5	23,8	26,6	16,1							
Centrale - autres équipements	77,1		10,5	23,8	26,6	16,1							
Ligne - équipements	77,1		10,5	23,8	26,6	16,1							
Poste - équipements	30,8		4,2	9,5	10,6	6,4							
Déviations de la route RN1W	30,0		7,5	7,5	7,5	7,5							
Mesures E&S	1 027,0		256,8	256,8	256,8	256,8							
Aménagements hydroagricoles	990,0		247,5	247,5	247,5	247,5							
Gestion du programme	11,0		2,8	2,8	2,8	2,8							
Total	2 726,9	0,0	602,8	708,0	728,9	638,7	0,0	0,0	24,2	24,2	0,0	0,0	0,0

Tableau 19 : Investissements initiaux dans le scénario 3

Années	Total	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
Investissements (M USD)	Total												
Barrage - Génie civil	185,1	23,1	46,3	46,3	23,1							23,1	23,1
Barrage - vannerie	10,6	0,7	1,5	4,5	2,2							0,8	0,8
Barrage - autres équipements	3,2	0,2	0,4	1,3	0,7							0,2	0,2
Centrale - génie civil	161,8	22,0	50,0	55,9	33,9								
Centrale - alternateur	46,2	6,3	14,3	16,0	9,6								
Centrale - turbines	77,1	10,5	23,8	26,6	16,1								
Centrale - autres équipements	77,1	10,5	23,8	26,6	16,1								
Ligne - équipements	77,1	10,5	23,8	26,6	16,1								
Poste - équipements	30,8	4,2	9,5	10,6	6,4								
Déviations de la route RN1W	30,0	7,5	7,5	7,5	7,5								
Mesures E&S	1 027,0	256,8	256,8	256,8	256,8								
Aménagements hydroagricoles	990,0	247,5	247,5	247,5	247,5								
Gestion du programme	11,0	2,8	2,8	2,8	2,8								
Total	2 726,9	0,0	602,8	708,0	728,9	638,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,2	24,2

Comme précisé dans ce rapport, par rapport au tableau ci-dessus, les investissements pris en compte dans les coûts de l'opérateur (et les financements correspondants) sont les suivants :

- Barrages et ouvrages annexes ;
- Centrale hydroélectrique ;
- Ligne électrique et poste d'arrivée ;
- Une quote-part de la déviation de la route RN1W au prorata des autres investissements considérés ;
- Une quote-part de la Gestion du programme au prorata des autres investissements considérés ;
- Eventuellement une part des coûts des mesures environnementales et sociales selon les scénarios (en plus de l'alimentation du fonds de développement local).

Durée de vie technique

Les durées de vie techniques suivantes ont été prises pour les différentes catégories de bien :

Tableau 20 : Paramètre de durées de vies techniques des biens

Durées d'amortissement	Mode	Durée
Barrage - Génie civil	DVT	50 ans
Barrage - vannerie	DVT	70 ans
Barrage - autres équipements	DVT	40 ans
Centrale - génie civil	DVT	50 ans
Centrale - alternateur	DVT	40 ans
Centrale - turbines	DVT	10 ans
Centrale - autres équipements	DVT	30 ans
Ligne - équipements	DVT	70 ans
Poste - équipements	DVT	40 ans
Déviations de la route RN1W	DVT	50 ans
Mesures environnementales et sociales	Prorata	
Aménagements hydroagricoles 45 000 ha	DVT	30 ans
Gestion du programme	Prorata	

Ces durées de vie sont utilisées pour calculer les amortissements.

Les biens en mode « Prorata », correspondant à des investissements de développement ou de gestion, sont amortis au prorata de l'amortissement des biens disposant d'une DVT. Par ailleurs, ils ne sont pas renouvelés.

Renouvellements

Le renouvellement correspond au remplacement à l'identique d'un bien à la fin de sa durée de vie technique. Le modèle permet à l'utilisateur de préciser les biens devant faire l'objet de renouvellements :

Tableau 21 : Liste des investissements à renouveler

Investissements à renouveler	
Barrage - Génie civil	oui
Barrage - vannerie	oui
Barrage - autres équipements	oui
Centrale - génie civil	oui
Centrale - alternateur	oui
Centrale - turbines	oui
Centrale - autres équipements	oui
Ligne - équipements	oui
Poste - équipements	oui
Déviations de la route RN1W	non
Mesures environnementales et sociales	non
Aménagements hydroagricoles 45 000 ha	non
Gestion du programme	non

Le modèle permet d'intégrer ou non le coût des renouvellements dans le tarif. En cas de prise en compte des renouvellements, un fonds de renouvellement est constitué sur la durée de vie des biens renouvelables afin de lisser les coûts correspondants.

Le renouvellement du barrage (volet équipement et zones associées) inclut :

- Renouvellement de 20% de la part équipement, représentant la reprise de la protection anti-corrosion, le remplacement ou entretien des composants d'entraînement ou la reprise de blindage de conduits ;
- Renouvellement de 80% de la partie GC liée aux équipements, correspondant au seuil et coursier de vanne, bajoyer de passe et zone de dissipation de coursier ;
- Utilisation d'un facteur de 25% pour définir les cadences de construction/réalisation sur la période de chantier ;
- Un ratio « coût Maintenance annuel » / « Réserve annuelle pour Coût renouvellement » de 8.

Le renouvellement de l'usine et de ligne et poste inclut :

- Un coût de réhabilitation de 0,4 USD/MW installé ;
- Remplacement de 90% des composants des équipements
- Renouvellement de 10% du GC, correspondant à la reprise des parties GC d'équipements ou massifs de lignes électriques

Ainsi, les coûts des renouvellements prévus sont les suivants :

Tableau 22 : Montants des renouvellements prévus

Années	Total	2 055	2 056	2 057	2 058	2 059	2 060	2 061	2 062	2 063	2 064	2 065	2 066
--------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Investissements (M USD)	Total												
Barrage - Génie civil	15,2								3,8	3,8	3,8	3,8	
Barrage - vannerie	2,9								0,7	0,7	0,7	0,7	
Barrage - autres équipements	0,9								0,2	0,2	0,2	0,2	
Centrale - génie civil	5,2	1,3	1,3	1,3	1,3								
Centrale - alternateur	7,0	1,8	1,8	1,8	1,8								
Centrale - turbines	11,7	2,9	2,9	2,9	2,9								
Centrale - autres équipements	11,7	2,9	2,9	2,9	2,9								
Ligne - équipements	4,7	1,2	1,2	1,2	1,2								
Poste - équipements	11,7	2,9	2,9	2,9	2,9								
Déviations de la route RN1W	0,0												
Mesures E&S	0,0												
Aménagements hydroagricoles	0,0												
Gestion du programme	0,0												
Total	71,0	13,0	13,0	13,0	13,0	0,0	0,0	0,0	4,8	4,8	4,8	4,8	0

Produits et charges d'exploitation

Produits d'exploitations

Dans le modèle, la mise en service de la centrale hydroélectrique est prévue fin 2022 après 4 ans de travaux. Deux produits d'exploitation sont considérés :

Revenus de la vente de l'électricité

D'après le Volume B de l'APD datant de 2007 « la mise en service du 1^{er} groupe est prévue en octobre de l'année 4 soit 20 mois après le début de son installation. Le réservoir devra avoir atteint un niveau suffisant pour permettre les essais en eau. Le 2^{ème} groupe sera mis en service 3 mois plus tard et les 3^{ème} et 4^{ème} groupes après un intervalle de 2 mois, soit une mise en service de l'usine complète en avril de l'année 5. »

Sur cette base, et considérant une mobilisation du constructeur fin 2018 / début 2019, il a été considéré que la production débutera en 2023. La mise en service échelonnée des groupes durant l'année 2023 a été prise en compte dans l'évaluation du productible de cette année.

Tableau 23 : Production en énergie électrique selon les scénarios

Année	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Productible (GWh)							
Scénario 1	227	330	617	617	617	617	617
Scénario 2	311	452	330	330	617	617	617
Scénario 3	311	452	452	452	330	330	617

Un taux de recouvrement de 100% des factures a été considéré.

Les pertes dues à la ligne électrique ont été estimées à 1,5%³³.

Redevances d'eau

Les redevances d'eau considérées sont celles relatives aux prélèvements destinés à l'irrigation des grands périmètres mis en place par l'Office National des Aménagements Hydro-Agricoles (ONAHA) et aux redevances d'Alimentation en Eau Potable (AEP).

En l'absence d'information sur le niveau des futures redevances, des hypothèses provisoires et très indicatives ont été prises pour les besoins de cette analyse, que l'on peut considérer comme intermédiaires entre ce que pourraient être un niveau économique idéal et les niveaux observés dans la pratique dans de nombreux pays sahélo-soudaniens :

Pour les redevances d'irrigation, la surface aménagée en 2025 a été estimée à 1500 ha, suite à cela, elle augmente de 1500 ha/an. Le volume prélevé a été estimé à 30 000 m³/ha. La redevance retenue est de 0,1 FCFA/m³ en 2025, augmentant de 2,3% par an.

Pour les redevances d'AEP, essentiellement relatives à la ville de Niamey, il a été estimé une redevance de 1 FCFA/m³ en 2025 évoluant régulièrement pour atteindre 2 FCFA/m³ en 2050 suivant le tableau ci-dessous :

Tableau 24 : Estimation des redevances d'AEP

Redevances - AEP	2 022	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050
Prélèvement (hm ³ /an)	78	85	99	115	134	157	183
Redevance (FCFA/m ³)	0,9	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	2,0

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation considérées sont regroupées en quatre catégories :

- Entretien / maintenance
- Personnel et frais généraux
- Coûts de structure et de secrétariat
- Contribution à la gestion de l'eau
- Fonds de renouvellement
- Fonds développement local

³³ Taux obtenu à partir d'un taux de perte « brut » de 2,0%, multiplié par un coefficient de modulation de 0,75 pour tenir compte du fait que la variation sur l'année de la puissance garantie est importante (20MW en juin et 110MW en novembre) - la ligne n'étant ainsi à sa charge nominale que 4 mois sur 12.

Le total des rubriques « entretien / maintenance » et « personnel et frais généraux » a été dimensionné de telle manière à ce qu'il représente :

- Pour le barrage :
 - Taux d'entretien / maintenance du barrage de 2% compte tenu de la nature de l'ouvrage (digue)
 - Taux d'entretien / maintenance de la partie Equipement du barrage de 0.75% compte de la nature des composants (vanne secteur de section significative)
 - Part des matériels : 40%
 - Part de la main d'œuvre : 60%
- Pour la centrale et la ligne :
 - Taux d'entretien / maintenance du GC Usine de 1% compte tenu de la nature de l'ouvrage (grands ouvrages bétonnés)
 - Taux d'entretien / maintenance de la partie Equipement de l'usine de 1% compte tenu de la nature des composants (gros appareillage hydromécanique exploitant à Puissance nominale)
 - Part des matériels : 40%
 - Part de la main d'œuvre : 60%

Tableau 25 : Frais d'entretien et maintenance et de charges de personnel (MUSD) – scénario 1

Année	2 023	2 024	2 025	2 026
Charges d'exploitation				
Entretien / maintenance	3,4	3,6	3,7	3,7
Personnel et frais généraux	5,0	5,3	5,6	5,6
Total	8,4	8,9	9,3	9,3

Tableau 26 : Frais d'entretien et maintenance et de charges de personnel (MUSD) – scénario 2

Année	2 023	2 024	2 025	2026	2 027
Charges d'exploitation					
Entretien / maintenance	3,4	3,4	3,4	3,6	3,7
Personnel et frais généraux	5,0	5,0	5,0	5,3	5,6
Total	8,4	8,4	8,4	8,9	9,3

Tableau 27 : Frais d'entretien et maintenance et de charges de personnel (MUSD) – scénario 3

Année	2 023	2 024	2 025	2026	2027	2028	2029	2 030
Charges d'exploitation								
Entretien / maintenance	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,6	3,7
Personnel et frais généraux	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,3	5,6
Total	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,9	9,3

Les coûts de structure et de secrétariat correspondent :

- A la contribution à la structure en charge de la gestion de l'eau pour couvrir une partie de ses frais de fonctionnement : une hypothèse de 200 MFCA / an a été prise à ce stade³⁴ ;
- Aux frais du Secrétariat Technique de la commission Consultante/comité de gestion : une hypothèse de 500 MFCA/an a été prise à ce stade³⁵.

La rubrique « fonds de renouvellement » représente les dotations au fonds de renouvellements, si ceux-ci sont pris en compte dans le prix du kWh.

La rubrique « fonds de développement local » représente, conformément à la directive de la CEDEAO relative au développement d'infrastructures hydrauliques en Afrique de l'Ouest, un fonds alloué au profit des populations affectées par le projet. Sur recommandation de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN), la dotation au fonds de développement local est de 3% des revenus par an.

Besoins en fonds de roulement et liquidité

Besoin en fonds de roulement d'exploitation

Le BFR d'exploitation a été calculé sur la base des hypothèses suivantes :

- Une durée de paiement de la NIGELEC de 3 mois ;
- Une durée de paiement des fournisseurs de 2 mois.

Le modèle tient également compte d'un objectif trésorerie minimale de 3 mois de charges d'exploitation (hors fonds de renouvellement et de développement local) placés sur un compte de réserve d'exploitation.

³⁴ Hypothèse basée sur les coûts de l'Office du Niger, qui gère environ 55 000 ha (proche de la surface finale pour Kandadji).

³⁵ Là encore sur la base des coûts de l'Office du Niger.

Imposition et réserves légales

Réserves légales

La composition des réserves légales est basée sur les paramètres suivants :

Tableau 28 : Paramètres de constitution des réserves légales

Réserves légales	
Dotation annuelle (% du Chiffre d'Affaires)	10%
Réserve à constituer (% du Capital Social)	20%

Imposition

Les paramètres d'Impôts sur la Société (IS) et d'Impôt Minimum Forfaitaire (IMF) considérés sont les suivants :

Tableau 29 : Paramètres d'imposition considérés

Paramètres d'imposition	
IS	30%
IMF (en % du Chiffre d'affaires)	1%

Financement

Plan de financement de l'Etat du Niger

Le plan de financement envisagé dans le cadre du Projet Kresmin fait appel à un financement apporté par les partenaires de l'aide au développement, sous forme de prêts ou de dons.

Les conventions de financements signées avec les différents bailleurs sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 30 : Liste des conventions de financement accordées

M USD	Emprunt	Don	Total
FAD	32,9	36,4	69,3
IDA	241,3	13,7	255,0
AFD	58,0	16,0	74,0
BID	164,0		164,0
BADEA	10,0		10,0
FKDEA	30,0		30,0
FADD	10,0		10,0
FSD	30,0		30,0
OFID	15,0		15,0
BOAD	60,0		60,0
EBID	10,0		10,0
Total	661,2	66,1	727,3

Il est à noter que parmi les emprunts et dons ci-dessus, seuls ceux correspondants aux investissements couverts par le tarif de l'électricité sont pris en compte pour le projet de Kandadji, pour des totaux respectifs de 542,3 M USD et 14,7 M USD (voir ci-dessous plan de financement du projet).

Les financements additionnels à mobiliser sont déterminés dans le modèle en fonction d'une hypothèse d'apport en fonds propres de 10% ; un emprunt complémentaire est ensuite dimensionné pour couvrir le solde des emplois en période de construction : travaux de la première phase d'investissement, intérêts et frais financiers intercalaires et approvisionnement initiale du compte d'exploitation.

L'apport en fonds propres est supposé correspondre à un apport en nature à la société de projet d'une partie des ouvrages financés par les bailleurs de fonds. Ce montant vient donc s'ajouter aux besoins en dette complémentaire à mobiliser (même si celle-ci n'est pas rétrocédée au projet).

Les conditions de cet emprunt complémentaire (taux d'intérêt et de commissions, durée, différé) sont supposées égales à la moyenne pondérée des conditions des emprunts des bailleurs impliqués à ce jour dans le projet.

Le financement de la seconde phase d'investissement (rehaussement du barrage à la côte 228) est considéré comme financé entièrement par l'emprunt, aux mêmes conditions que la dette complémentaire.

Conditions des prêts

Les conditions de financement ci-dessous ont été prises en compte pour les différents bailleurs prévus dans le plan d'investissement. Ces conditions sont issues des différentes conventions de financement correspondantes :

Tableau 31 : Paramètres des emprunts

Emprunts	Durée	Différé (y/c tirage)	Taux d'intérêt	Commission d'engagement	Profil
FAD	40 ans	10 ans	0,75%	0,50%	P constant
IDA	40 ans	10 ans	0,75%	0,50%	P constant
AFD	20 ans	10 ans	1,50%	0,50%	P constant
BID	19 ans	10 ans	4,55%	0,00%	P constant
BADEA	30 ans	10 ans	1,00%	0,00%	P+I constant
FKDEA	24 ans	6 ans	1,50%	0,50%	P constant
FADD	24 ans	6 ans	1,50%	0,50%	P constant
FSD	30 ans	10 ans	1,00%	0,00%	P constant
OFID	20 ans	5 ans	2,00%	0,00%	P constant
BOAD	27 ans	6 ans	1,85%	0,00%	P constant
EBID	27 ans	6 ans	1,85%	0,00%	P constant
Dettes complémentaires	29 ans	9 ans	2,0%	0,3%	P constant

Taux de retour sur fonds propres

Dans la mesure où ils sont apportés par l'Etat sous forme d'apport en nature, et non par des actionnaires privés sous forme d'apport en numéraire, il a été supposé qu'il n'était pas attendu de rentabilité financière sur les fonds propres (retour sur investissement). Une hypothèse de rendement des fonds propres de 2,0%, alignée sur le taux d'intérêt moyen des emprunts identifiés à ce jour, a néanmoins été considérée pour tenir compte du fait que cet apport en fonds propres est la contrepartie d'un financement des bailleurs de fonds.

Tarif-cible de la NIGELEC

La faisabilité du projet suppose que le tarif de vente de l'énergie produite par le barrage de Kandadji reste compétitif pour la NIGELEC et ne soit pas supérieur au coût du kWh de substitution. Pour les besoins de la présente analyse, le tarif-cible maximal de la NIGELEC a été supposé égal au tarif d'importations projeté, soit 36,0 FCFA/kWh en 2022 (équivalent à 33,3 FCFA en réel 2018).

E.4.2. Scénarios modélisés

Scénarios de coûts et de revenus

Plusieurs scénarios de coûts et de revenus ont été modélisés :

- Scénarios de construction associés à 3 profils de montée en charge de la production (voir 0 ci-dessus) : Scénario 1 dans le cas de base ;
- Prise en compte ou non d'une partie des coûts passés d'E&S et des aménagements hydroagricoles dans le plan de financement : NON dans le cas de base.
- Prise en compte ou non de l'abondement d'un fonds de renouvellements : NON dans le cas de base ;

- Perception par la société de projet des revenus de droit d'eau : OUI dans le cas de base.

Scénarios de profil tarifaire

Bien que la modalité tarifaire retenue pour le projet de Kandadji soit celle du tarif capacitif, donc un tarif par MW disponible, le tarif présenté dans le cadre des analyses financières a été ramené à un tarif par kWh produit afin de faciliter les comparaisons avec les autres sources d'énergie.

Deux scénarios de profil tarifaire sont prévus dans le modèle :

- Profil constant : ce profil est considéré comme constant en termes réels (auquel s'applique une indexation annuelle sur l'inflation) ;
- Profil variable : le profil tarifaire est ajusté pour suivre l'évolution du profil des dépenses de la société, selon une logique de flux de trésorerie (charges d'exploitation, service de la dette et coût normatif des fonds propres dimensionné sur la base du TRI actionnaire cible).

Dans le cas particulier d'un projet développé en financement public, le profil tarifaire le plus adapté est un profil variable, qui permet aux revenus de suivre le profil des emplois, et notamment du service de la dette. En effet, les règles de calage financier d'un plan d'affaires applicables habituellement à un projet d'infrastructure financé par le secteur privé ne s'appliquent pas de la même façon pour un montage en financement public :

- Dans un montage en financement privé, les emprunts commerciaux n'ont généralement pas de période de grâce au-delà de la période de tirage (ou alors sur une période limitée, par exemple de montée en charge, et/ou pour une fraction limitée de la dette, par exemple dette junior ou subordonnée). Ceci se traduit par un lissage du service de la dette dès la mise en service de l'infrastructure qui permet d'éviter une discontinuité à la baisse de ce type sur le ratio de couverture du service de la dette (RCSD) au moment de la rentrée en remboursement des emprunts ;
- En financement privé, la part plus élevée de fonds propres (autour de 25% à 35%) et le coût plus élevé de ces fonds propres (autour de 15% à 20%) nécessite de dégager des flux actionnaires relativement importants. Or, en raison de l'effet d'actualisation, le TRI actionnaire cible ne peut généralement pas être atteint en ne commençant à rémunérer les actionnaires qu'une fois la dette remboursée. Il est donc nécessaire de commencer à les rémunérer dès la période de remboursement des emprunts. Ceci se traduit par la nécessité de dégager une marge opérationnelle excédentaire par rapport au service de la dette, ce qui conduit mécaniquement à un RCSD supérieur à 1. Dans cette configuration en financement privé, la rémunération des actionnaires constitue donc une « marge de sécurité » par rapport au service de la dette. Tel n'est pas le cas en financement public : du fait du niveau moins élevé de fonds propres et de rendement attendu, le TRI cible sur les fonds propres publics peut être atteint par les seuls flux dégagés après le remboursement de la dette (voire ceux dégagés en période de grâce). Une période provisoire de déficit de trésorerie peut même être supportée au début du remboursement des emprunts, ce qui se traduira par des RCSD inférieurs à 1.

Ainsi, si l'application d'un profil tarifaire constant permet, sauf cas particuliers, d'assurer l'équilibre financier complet d'un plan d'affaires en financement privé (TRI cible, mais aussi RCSD et trésorerie), ce n'est plus forcément le cas en financement public, dans lequel un équilibre

financier du point de vue du TRI peut s'accompagner d'un déséquilibre partiel du point de vue du RCSD et de la trésorerie.

Par ailleurs, les options de lissage tarifaire suivantes ont été testées :

- Lissage des tarifs en période de montée en charge et de différé des emprunts : par convention, dans cette option, le tarif applicable est le tarif cible de la NIGELEC (soit 33,3 FCFA/kWh hors inflation) ;
- Lissage des tarifs par l'Etat : dans cette option, le tarif appliqué à la NIGELEC est fixé a priori (par exemple, au niveau du coût de revient moyen sur la période de simulation, ou du tarif-cible de la NIGELEC), l'écart entre ce tarif et le coût de revient annuel étant amorti par l'Etat, soit sous forme de subventions d'exploitation (les années où le coût de revient est supérieur à ce tarif), soit de redevances (les années où le coût de revient est inférieur au tarif).

Scénarios et sensibilités financiers

Plusieurs variantes et tests de sensibilité sur les paramètres financiers clefs ont été modélisées :

- Rétrocession des emprunts à des conditions bonifiées, sur la base d'une durée minimale (par exemple, si une durée minimale de 30 ans est paramétrée, les emprunts d'une durée inférieure à 30 ans seront rétrocédés au projet sur une durée de 30 ans) ;
- Niveau de fonds propres : 10% dans le cas de base, avec des sensibilités à 5% et 15% ;
- TRI actionnaire cible : 2% dans le cas de base, avec des sensibilités à 0% et 5% ;
- Fonds propres apportés en numéraire par l'Etat et non comme contrepartie d'un apport en nature d'une partie des ouvrages financés par les bailleurs ;
- Inflation : 2% dans le cas de base, avec une sensibilité à 3%.

E.4.3. Résultats du scénario de base

Dans la suite de cette section, les résultats en termes de tarifs et de flux de l'Etat sont présentés en FCFA réels 2018 (nets de l'inflation).

Rappel du scénario de base

Le scénario de base proposé repose sur les paramètres suivants :

- Scénario de construction / production : mise en service de la rehausse en 2025 (scénario 1 présenté ci-avant) ;
- Pas de prise en compte des coûts E&S dans les investissements initiaux ;
- Pas de prise en compte des renouvellements ;
- Prise en compte des recettes tirées des redevances d'eau ;

- Rétrocession des emprunts identifiés aux mêmes conditions à la société de projet ;
- Part des fonds propres : 10% ;
- TRI actionnaire public (coût des fonds propres) : 2% nominal (correspondant au taux d'intérêt moyen des emprunts identifiés) ;
- Fonds propres apportés en contrepartie d'un apport en nature d'une partie des ouvrages financés par les bailleurs ;
- Inflation 2% ;
- Profil tarifaire variable (calé sur l'évolution du coût de revient du projet).

Plan de financement

Le tableau ci-dessous synthétise le plan de financement du projet dans ce scénario de base, en distinguant la première phase d'investissement et la rehausse :

Tableau 32 : Scénario de base - Plan de financement

	Investissement initial		Rehausse		Total	
Emplois	M FCFA	%	M FCFA	%	M FCFA	%
Investissements	354 069	96,6%	28 791	100,0%	382 861	96,9%
Intérêts et commissions	11 194	3,1%	0	0,0%	11 194	2,8%
CRSD	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Compte d'exploitation	1 238	0,3%	0	0,0%	1 238	0,3%
Total	366 501	100,0%	28 791	100,0%	395 293	100,0%

Ressources	M FCFA	%	M FCFA	%	M FCFA	%
Subventions - bailleurs	7 862	2,1%	0	0,0%	7 862	2,0%
Subvention - rétrocession	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Capital social	36 650	10,0%	0	0,0%	36 650	9,3%
Emprunts	321 989	87,9%	28 791	100,0%	350 781	88,7%
Total	366 501	100,0%	28 791	100,0%	395 293	100,0%

Dans ce scénario de base, l'ensemble des emprunts sont rétrocédés aux mêmes conditions à la société de projet. Les subventions sont limitées aux dons prévus dans les conventions de financement existantes. Les fonds propres correspondent par construction à 10% de l'investissement.

Coût de revient et tarif d'équilibre

Le coût de revient moyen du projet s'élève à **30,5 FCFA/kWh** en termes réels 2018. Dans la mesure où le tarif appliqué est calé sur ce coût de revient, il s'agit également du tarif moyen. Ce coût de revient se situe donc à un niveau inférieur au prix d'achat cible de la NIGELEC (33,3 FCFA), ce qui confirme la **faisabilité financière et commerciale globale du projet** avec ces hypothèses de financement.

Néanmoins, le profil tarifaire est fortement discontinu, comme l'illustre le graphique ci-dessous :

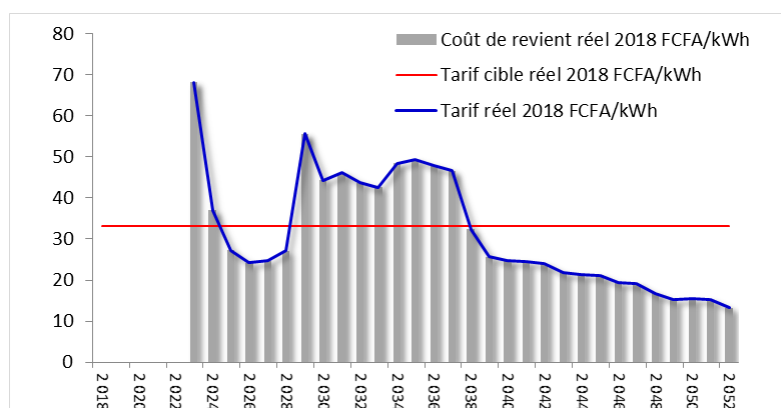


Figure 12 : Scénario de base – Profil tarifaire - Variable (FCFA réel 2018)

Le tarif plus élevé en 2023 (75 FCFA) et dans une moindre mesure 2024 s'explique par le niveau de productible moins élevé (la rehausse n'ayant pas encore été faite), ce qui augmente mécaniquement le poids par kWh du service de la dette et des charges d'exploitation fixe. Les tarifs plus élevés de la période 2029-2037 correspondent à la période de remboursement d'une partie importante des emprunts à l'issue de leurs périodes de grâce respectives (remboursement des emprunts IDA, AFD et BID à partir de 2029, fin de remboursement des emprunts AFD et BID respectivement en 2037 et 2038). Le tarif maximal sur la période de modélisation (ramené à un tarif moyen quinquennal maximal) s'élève à **47,0 FCFA**.

Par construction, ce profil tarifaire conduit à un équilibre de trésorerie et un RCSD supérieur ou égal à 1.

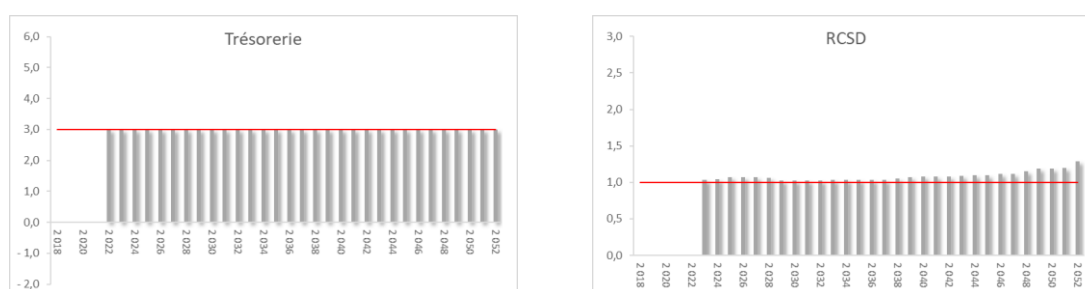


Figure 13 : Scénario de base – Profil variable - Trésorerie et RCSD

Flux de l'Etat

Du point de vue de l'Etat, les flux du projet incluent les rubriques suivantes :

- Prise en charge du service de la dette des emprunts non rétrocédés au projet sous forme d'emprunt : dans le scénario de base, cette rubrique se limite au service de la dette associé à la composante d'infrastructure apportée en nature à la société de projet ;
- Apport de fonds propres en numéraire par l'Etat : dans le scénario de base, cet apport est égal à 0 (les fonds propres étant apportés en nature) ;
- Revenus des fonds propres ;
- Impôt sur les sociétés ;
- Subventions d'exploitation / redevance : dans ce scénario, le tarif appliqué correspondant au coût de revient, il n'y a pas de compensation de l'Etat.

Le graphique ci-dessous synthétise les flux de l'Etat, ramenés en monnaie 2018 ;

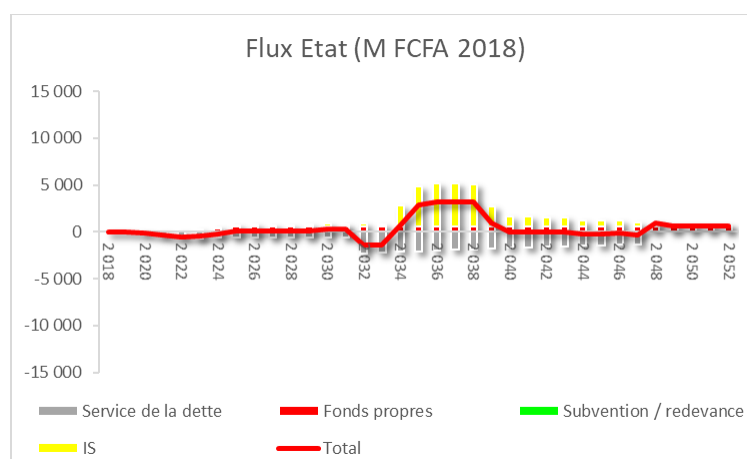


Figure 14 : Scénario de base – Profil variable – Flux de l'Etat

Le tableau ci-dessous présente la Valeur Actualisée Nette des flux de l'Etat, sur la base des flux réels (nets de l'inflation) et d'un taux d'actualisation de 10% :

Tableau 33 : Scénario de base – Profil variable – VAN de l'Etat

VAN Etat @10%	M FCFA 2018
Service de la dette à la charge de l'Etat	-6 762
Apports en fonds propres	0
Revenus fonds propres	2 995
IS	4 781
Subvention / redevance	0
Total	1 014

Dans ce scénario, le bilan pour l'Etat se traduit par un léger bénéfice actualisé de **1,0 milliard de FCFA sur la période 2018 - 2052**. Dans ce scénario en effet, l'Etat n'a en charge qu'une partie limitée du service de la dette (correspondant à la composante d'ouvrage apporté en nature), qui

est compensée par les revenus tirés des fonds propres ainsi que les recettes fiscales (impôt sur les sociétés).

Optimisation du profil tarifaire

Si le tarif moyen reste inférieur au tarif cible de la NIGELEC, il le dépasse en revanche assez nettement sur une partie de la période de simulation, en période de montée en charge et de début de la période de remboursement des emprunts. Ce profil tarifaire pourrait être financièrement insoutenable par la NIGELEC dans la mesure où, s'il devait être répercuté aux usagers finaux, il se traduirait par un profil tarifaire également variable, avec notamment une hausse en période de début de remboursement de la dette, suivie d'une baisse, ce qui est généralement considéré comme inapplicable en pratique. Dans ce cas, la NIGELEC pourrait avoir intérêt à recourir à une source de substitution (importation), dont le tarif serait certes un peu supérieur au tarif moyen de Kandadji, mais qui resterait stable dans le temps.

Afin de permettre au projet d'être équilibré avec un profil tarifaire davantage constant, plusieurs options tarifaires ont été modélisées en variantes du scénario de base :

- Application d'un profil tarifaire fixe (en termes réels)
- Lissage des tarifs en période de grâce et bonification des conditions de rétrocession
- Rétrocession d'une partie des emprunts sous forme de subvention
- Lissage des tarifs par l'Etat au travers d'un mécanisme de subvention d'exploitation / redevance.

Profil tarifaire fixe

Comme indiqué précédemment, l'application d'un profil tarifaire fixe ne permettrait pas en l'état de couvrir les différentes charges du projet au cours des premières années de remboursement des emprunts. On observerait ainsi un Ratio de Couverture du Service de la Dette (RCSD) inférieur à 1 les premières années de remboursement des emprunts (à l'expiration de la période de grâce), et des déficits de trésorerie importants. Ceci signifie qu'un tel profil ne serait supportable qu'au travers du refinancement d'une partie de la dette des bailleurs de fonds, le niveau de refinancement étant dimensionné pour équilibrer la trésorerie et le RCSD³⁶.

Pour les besoins de cette simulation, le coût de la dette de refinancement a été fixé à 8,0%, ce qui correspond à un taux d'intérêt standard auprès des banques commerciales. Le montant maximal de la dette de refinancement correspond à environ 35% du montant total de la dette rétrocédée du projet, soit 112 milliards de FCFA. Le coût du refinancement plus élevé se traduit par un tarif moyen légèrement supérieur à celui du scénario de base en profil variable (**31,5 FCFA** contre 30,5 FCFA). Ce tarif reste toutefois inférieur au tarif cible de la NIGELEC (33,3 FCFA). Cette variante est donc commercialement envisageable ; néanmoins, le fait pour l'Etat du Niger de pouvoir mobiliser un montant de cet ordre auprès du secteur privé paraît difficilement envisageable.

³⁶ La part du principal à refinancer chaque année est dimensionné de façon à équilibrer la trésorerie de fin d'année. Les années de cash-flows négatifs correspondent à un tirage sur la dette de refinancement ; les années de cash-flows positifs correspondent à des années de remboursement de la dette de refinancement, jusqu'à remboursement complet.

Par ailleurs, le bilan pour l'Etat est moins favorable que dans le scénario de base. En effet, ce profil ne permet de verser des dividendes qu'en fin de période, une fois la période de refinancement passée (les besoins en refinancement ne tenant pas compte d'une marge pour rémunération des fonds propres). Par effet d'actualisation, même si le TRI actionnaire reste égal à 2%, la somme actualisée à 10% de ces revenus est nettement inférieure à celle du scénario de base. Corrélativement, les recettes fiscales sont également différées dans le temps et leur somme actualisée est également inférieure à celle du scénario de base. La VAN de l'Etat s'établit dans cette variante à un coût net de **5,6 milliards de FCFA**.

Lissage des tarifs en période de grâce et bonification des conditions de rétrocession

Dans cette variante, le tarif en période de montée en charge est lissé pour éviter le pic tarifaire des années 2023 et 2024. Ce lissage est prolongé sur la période de grâce des emprunts les plus importants, soit jusqu'en 2028 (entrée en remboursement en 2029 des emprunts IDA, AFD et BID). Par ailleurs, les emprunts d'une durée inférieure à 30 ans sont rétrocédés à la société de projet sur une durée de 30 ans. Par convention, sur cette période de lissage, le tarif a été supposé égal au tarif d'achat cible de la NIGELEC, soit 33,3 FCFA.

Cette variante se traduit par une légère augmentation du tarif moyen (**30,6 FCFA** contre 30,5 FCFA) mais, surtout, une diminution substantielle du tarif maximum (36,6 FCFA contre 47,0 FCFA), ce qui se rapproche du tarif cible de la NIGELEC. En revanche, le différentiel entre le service de la dette appliqué par les bailleurs et le service de la dette pris en charge par le projet se traduit par un coût net pour l'Etat qui dégrade la VAN de l'Etat, qui passe à un coût actualisé de **4,8 milliards de FCFA**. Ce coût net s'explique par le fait que le différentiel de service de la dette se traduit dans un premier temps par un décaissement net pour l'Etat, qui doit assurer la différence entre le service de la dette payé aux bailleurs et le service de la dette pris en charge par la société de projet (le dernier étant dans un premier temps inférieur au premier dans la mesure où le remboursement à la charge du projet est davantage étalé) ; puis, dans un deuxième temps, par un encaissement net, à partir du moment où la dette a été entièrement remboursée aux bailleurs mais que le projet continue d'assurer le service de la dette rétrocédée. Le bilan de ces flux représente un coût net pour l'Etat compte-tenu du taux d'actualisation de 10%.

Dans le cas d'une rétrocession sur une durée minimale de 35 ans, le tarif maximal passerait à **34,5 FCFA** et le coût actualisé de l'Etat à **7,8 milliards de FCFA** ; le tarif moyen s'établirait à 30,0 FCFA. Pour une durée minimale de 40 ans, le tarif maximal descendrait à **33,3 FCFA**, soit au niveau du tarif-cible de la NIGELEC, mais le coût actualisé de l'Etat s'établirait à **10,3 milliards de FCFA** et le tarif moyen à 28,7 FCFA.

Ces résultats indiquent que cette modalité de lissage du profil tarifaire n'est pas optimale pour l'Etat. En effet, si elle permet bien de ramener le tarif maximal à un niveau acceptable pour la NIGELEC, elle se traduit par un tarif moyen inférieur à celui du scénario de base, dont la contrepartie est un coût plus important pour l'Etat qui doit prendre en charge une partie du service de la dette.

Rétrocession d'une partie des emprunts sous forme de subvention

Dans cette variante, une partie de la dette des bailleurs est rétrocédée au projet sous forme de subvention, le taux de subvention étant dimensionné de façon à ce que le tarif maximal ne dépasse pas le tarif cible de la NIGELEC.

Cette simulation indique que pour ne pas dépasser le tarif maximal, l'Etat devrait rétrocéder sous forme de subvention un peu plus de 20% de la dette (en supposant une rétrocession sous forme de subvention en priorité pour les emprunts les moins favorables). Néanmoins, cette configuration se traduirait par un coût beaucoup plus élevé pour l'Etat (**21,6 milliards de FCFA**), contrepartie d'un tarif moyen nettement inférieur (**25,4 FCFA**). Cette modalité d'optimisation tarifaire conduit donc à un résultat comparable à celui de la bonification des emprunts, c'est-à-dire que, si elle permet de réduire le tarif, elle se traduit par un coût plus important pour l'Etat.

Lissage des tarifs par l'Etat au travers d'un mécanisme de subvention d'exploitation / redevance

La dernière option de lissage tarifaire modélisée consiste pour l'Etat à amortir la différence entre le tarif et le coût de revient moyen. Ainsi, lorsque le tarif est inférieur au coût de revient moyen (période de montée en charge et début de remboursement des emprunts IDA, AFD et BID), l'Etat doit subventionner une partie du coût de revient du projet ; à l'inverse, lorsque le tarif est supérieur au coût de revient moyen (fin de la période de grâce, fin de remboursement des emprunts AFD et BID), l'Etat peut percevoir la différence sous forme de redevance.

Le tarif de cette variante est égal par construction au tarif moyen du scénario de base, soit 30,5 FCFA. En revanche, le coût pour l'Etat est nettement plus élevé (**15,3 milliards de FCFA**). En effet, si la somme non-actualisée des flux de subvention et de redevance est égal à 0 par construction, dans la mesure où des montants importants de subvention se concentrent en période de montée en charge et de début de remboursement des emprunts principaux, la somme actualisée à 10% de ces flux est fortement négative. Par rapport au scénario avec un profil tarifaire fixe, le surcoût constaté découle de la nécessité pour l'Etat d'apporter directement en numéraire la différence entre le tarif appliqué et le coût de revient, au lieu de refinancer cette différence par une dette commerciale.

Dans ce scénario, il pourrait être envisagé, afin de réduire le coût pour l'Etat, de caler le tarif sur le tarif maximum supportable par la NIGELEC, soit **33,3 FCFA**. Ceci permettrait de réduire le coût pour l'Etat à **6,7 milliards de FCFA**.

Synthèse du scénario de base et des variantes tarifaires

Le tableau ci-dessous synthétise les résultats obtenus dans les différentes variantes du scénario de base, en termes de tarif moyen, de tarif quinquennal maximal, de taux de subvention d'investissement global du projet (dons des bailleurs et, le cas échéant, part des emprunts rétrocédée sous forme de subvention) et de coût actualisé net (CAN) de l'Etat (la VAN positive de la première simulation correspondant à un coût net négatif).

Tableau 34 : Scénario de base – Synthèse

	Tarif moyen réel 2018 (FCFA/kWh)	Tarif Q Max réel 2018 (FCFA/kWh)	% subvention %	CAN Etat @10% M FCFA 2018
Tarif variable	30,5	47,0	2,1%	(1 014)
Tarif fixe + refinancement	31,5	31,5	2,1%	5 633
Lissage période de grâce + bonification 30 ans	30,6	36,5	2,1%	4 764
Lissage période de grâce + bonification 35 ans	30,0	34,5	2,1%	7 762
Lissage période de grâce + bonification 40 ans	28,7	33,3	2,1%	10 257
Rétrocession subvention	25,4	33,3	20,1%	21 579
Lissage Etat (subvention/redevance)	30,5	30,5	2,1%	15 336
Tarif cible + lissage Etat	33,3	33,3	2,1%	6 652

Comme on le voit, le coût pour l'Etat est directement lié au profil tarifaire appliqué, tant en termes de tarif moyen que de tarif maximal. Comme on peut l'observer sur le graphique de corrélation ci-dessous, la minimisation du tarif maximal a un impact un peu plus sensible sur le coût de l'Etat que celle du tarif moyen.

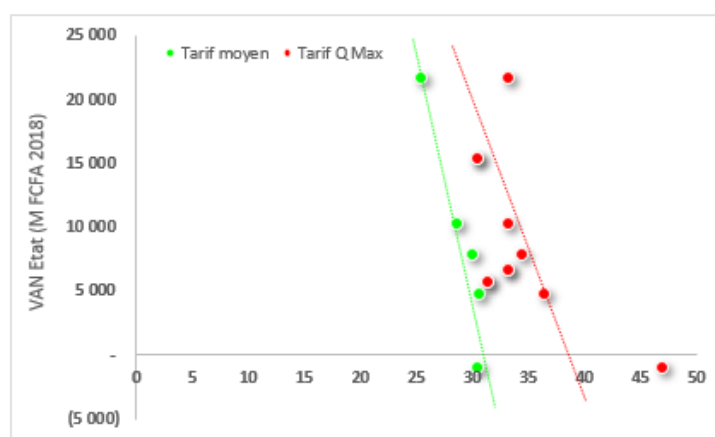


Figure 15 : Scénario de base – Corrélation tarif / coût de l'Etat

Le choix d'un profil tarifaire, et des éventuelles mesures d'appui attendues de l'Etat, dépendra en premier lieu de la capacité de la NIGELEC d'absorber sans impact négatif un profil tarifaire variable impliquant, certaines années, un tarif supérieur au tarif d'achat cible. Si la NIGELEC est en mesure de « lisser » pour son compte un profil tarifaire variable tels que ceux pris en compte dans cette analyse, le scénario optimal sera alors celui du profil variable, qui minimise conjointement le prix moyen et le coût pour l'Etat.

Dans le cas contraire, le scénario optimal serait celui d'un prix constant de 33,3 FCFA / kWh conjointement à un dispositif de subvention / redevance de l'Etat dimensionné pour combler le gap entre ce tarif de vente et le profil du coût de revient. Ce scénario correspond en effet à un optimum global tant du point de vue de la contrainte commerciale de la NIGELEC (tarif ne dépassant pas le prix de substitution) que de la minimisation du coût de l'Etat (cette solution correspond à celle qui minimise le coût pour l'Etat parmi celle respectant la contrainte commerciale de la NIGELEC, l'option de refinancement étant écartée).

La capacité de lissage interne par la NIGELEC de différents profils tarifaires variables (avec ou sans bonification...) devrait, idéalement, être testée sur la base d'un modèle financier de la société, dans lequel seraient injectés les différents profils proposés et à partir duquel il serait possible de tester l'impact de ces profils sur l'équilibre financier du distributeur et la répercussion possible à prévoir sur le tarif aux usagers finaux.

Dans le scénario de lissage optimal proposé, le tarif appliqué à la NIGELEC se décomposerait tel que ci-dessous en distinguant (i) la part exploitation / entretien (y compris les frais de structure et de secrétariat technique), (ii) la part fonds de développement, et (iii) la part patrimoine (service de la dette et rémunération des fonds propres, net des flux de subvention / redevance de l'Etat) :

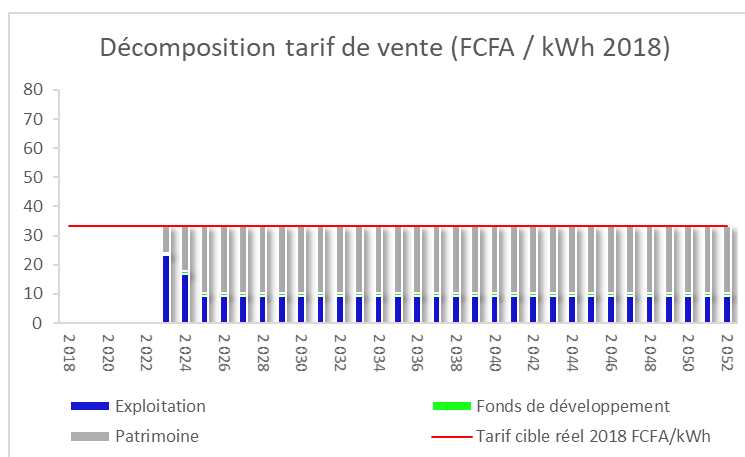


Figure 16 : Scénario de base – Décomposition du tarif de vente

Le tableau ci-dessous présente la décomposition moyenne sur l'ensemble de la période, en FCFA réel 2018 :

Tableau 35 : Scénario de base – Décomposition du tarif de vente

Décomposition tarif	FCFA / kWh réel 2018
Exploitation	9,7
Fonds de développement	1,0
Patrimoine	22,6
Total	33,3

La part de l'exploitation/entretien est un peu supérieure les premières années de montée en charge, une partie des coûts étant fixes et devant être couverte par une quantité d'énergie inférieure. La moyenne sur la période s'établit à un peu moins de 10 FCFA par kWh. La contribution au fonds de développement, calculée en pourcentage du prix de vente (3%), reste constante sur la période à hauteur de 1 FCFA par kWh. Le coût du patrimoine s'établit en moyenne à un peu moins de 23 FCFA par kWh sur la période.

Le graphique ci-dessous représente les flux de l'Etat dans cette variante, en illustrant notamment les périodes de subvention (2023 puis 2029-2037) et de redevance :

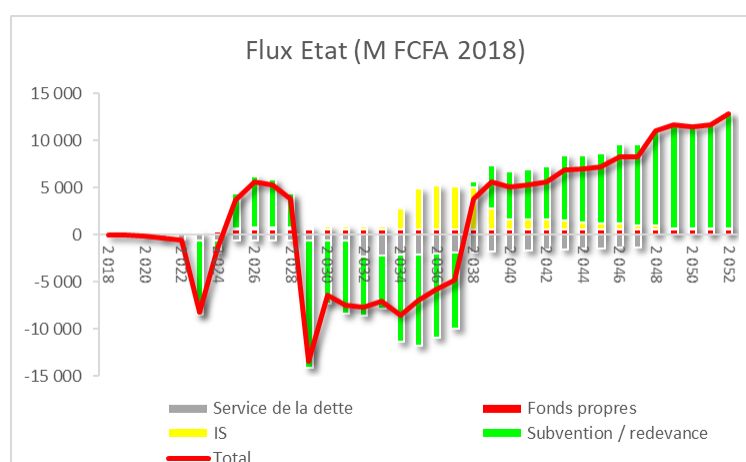


Figure 17 : Scénario de base – Lissage Etat – Flux de l'Etat

Le tableau ci-dessous présente la Valeur Actualisée Nette des flux de l'Etat, sur la base des flux réels (nets de l'inflation) et d'un taux d'actualisation de 10% (correspondant au taux de référence utilisé par la NIGELEC pour ses projets photovoltaïque), avec une sensibilité pour des taux d'actualisation de 4%, 6% et 8% :

Tableau 36 : Scénario de base – Lissage Etat – VAN de l'Etat

VAN Etat (M FCFA 2018)	@10%	@8%	@6%	@4%
Service de la dette à la charge de l'Etat	-6 762	-8 970	-12 169	-16 865
Apports en fonds propres	0	0	0	0
Revenus fonds propres	2 995	3 983	5 429	7 609
IS	4 781	6 803	9 801	14 304
Subvention / redevance	-7 665	-7 495	-5 454	676
Total	-6 652	-5 680	-2 386	5 724

Comme on peut le voir, la VAN de l'Etat est très sensible au taux d'actualisation retenu. Des taux d'actualisations moins élevés permettent en effet de mieux valoriser les redevances reversées à l'Etat à partir de la fin de remboursement des emprunts principaux du projet. A partir d'un taux d'actualisation compris aux alentours de 5%, la VAN de l'Etat redevient même positive.

Dans la suite de la présentation des résultats des simulations, le scénario de référence sera supposé être celui avec lissage par l'Etat sur la base du tarif cible de 33,3 FCFA / kWh.

Résultats des variantes et sensibilités

Les variantes et sensibilités suivantes ont été simulées :

- Scénario de construction / production : « scénario 2 » (décalage de la rehausse de 2 ans) et « scénario 3 » (décalage de 5 ans) ;
- Redevances d'eau : suppression des redevances d'eau ;
- Prise en compte d'une partie des coûts E&S en investissement initiaux, correspondant à l'aménagement des 2000 premiers hectares (PAR I), soit 18 milliards de FCFA ;
- Prise en compte des renouvellements ;
- Part des fonds propres : 5% et 15% ;
- TRI actionnaire : 0% et 5% ;
- Inflation : 3% ;
- Apport des fonds propres en numéraire ;
- Tarif d'achat cible +/- 1 FCFA.

Tableau 37 : Résultats des variantes et sensibilités

	Coût revient réel 2018 (FCFA/kWh)	Tarif réel 2018 (FCFA/kWh)	% subvention %	CAN Etat @10% M FCFA 2018
Tarif cible + lissage Etat	30,5	33,3	2,1%	6 652
Décalage rehausse 2 ans	31,1	33,3	2,1%	10 165
Décalage rehausse 3 ans	31,6	33,3	2,1%	13 440
Pas de redevances d'eau	30,9	33,3	2,1%	7 443
Prise en compte coûts E&S	31,6	33,3	2,3%	10 509
Prise en compte des renouvellements	33,3	33,3	2,1%	16 579
Part des fonds propres : 5%	31,2	33,3	2,1%	7 100
Part des fonds propres : 15%	29,9	33,3	2,1%	6 205
TRI actionnaire public : 0%	29,2	33,3	2,1%	6 417
TRI actionnaire public : 5%	32,8	33,3	2,1%	7 051
Inflation 3 %	28,1	33,3	2,1%	(526)
Fonds propres en numéraire	30,5	33,3	2,1%	24 626
Tarif d'achat + 1FCFA	30,5	34,3	2,1%	3 456
Tarif d'achat - 1FCFA	30,5	32,3	2,1%	9 847

Ces résultats peuvent être commentés de la façon suivante :

- Le décalage de 2 ans de la rehausse se traduit par une augmentation du coût de revient moyen du projet de 0,5 FCFA : en effet, dans ce scénario, le début de la période de remboursement d'une partie des emprunts de la première phase d'investissement survient avant la rehausse, donc doit être recouverte sur la base d'un productible encore peu important, ce qui augmente d'autant le coût par kWh. En contrepartie, à tarif de vente inchangé, les besoins en subvention de la part de l'Etat sont augmentés d'autant les années précédant la mise en service de la rehausse, ce qui dégrade la VAN de l'Etat (coût actualisé net en hausse de plus de 50%). Le même effet est constaté, de manière encore amplifiée, pour un décalage de 5 ans (coût de revient +1,1 FCFA, doublement du coût actualisé pour l'Etat). Si l'impact de ces variantes sur le coût de revient moyen maintient donc celui-ci en-dessous du tarif-cible de la NIGELEC, le lissage de ce coût de revient impliquera un coût supérieur pour l'Etat. **La date de réalisation de la rehausse constitue donc un paramètre technique clef quant aux conditions de faisabilité financière du projet à des conditions tarifaires acceptables par la NIGELEC ;**
- **La redevance d'eau a un impact relativement marginal sur les conditions de faisabilité financière du projet.** Ces redevances représentent en effet en moyenne moins de 1% du total des revenus et leur non-prise en compte n'aurait donc qu'un impact limité sur le coût de revient à couvrir par le tarif (+0,3 FCFA), et le coût du projet en résultant pour l'Etat (+12%) ;
- La prise en compte de l'aménagement des 2000 premiers hectares (PAR I) dans le plan de financement aurait un impact non marginal sur le coût de revient (+1,1 FCFA) et le coût pour l'Etat (+60%). **Il importe donc de confirmer l'hypothèse prise dans cette analyse (non-prise en compte de cet aménagement dans le projet) ;**

- La prise en compte des renouvellements a un impact important sur le coût de revient du projet (+2,7 FCFA) et, corrélativement, le coût pour l'Etat (+150%). **La question de la prise en compte de ces renouvellements futurs dans le prix du kWh, via une dotation à un fonds de renouvellement, constitue donc une décision stratégique clef dans la structuration du projet au regard de sa soutenabilité tarifaire.** Dans la mesure où le tarif maximal d'achat constitue une contrainte de faisabilité, la prise en compte ou non de ces renouvellements dans le tarif n'aurait pas d'impact sur la NIGELEC, mais se traduirait par un niveau de subvention d'équilibre plus important / de redevance moins important. Ne pas les prendre en compte soulèverait néanmoins la question du financement de ces renouvellements dans l'avenir, qui devrait alors être assuré par l'Etat ou par l'emprunt (avec impact sur le tarif) ;
- La part des fonds propres et le niveau de TRI ont des impacts non marginaux sur le coût de revient du projet (de l'ordre de +/-1 à 2 FCFA selon les sensibilités). Il s'agit là d'un résultat général observé pour les projets fortement capitalistiques, c'est-à-dire pour lesquels le coût d'amortissement et de rémunération du capital est comparativement très important par rapport au coût d'exploitation (ce qui est particulièrement le cas des centrales hydroélectriques, à la différence, par exemple, des centrales thermiques). **Le choix d'une part et d'un niveau de rendement des fonds propres apportés par l'Etat dans le projet constitue donc un paramètre stratégique important des conditions de faisabilité financière du projet.** Néanmoins, dans la mesure où ces fonds propres ne sont pas apportés en numéraire par l'Etat mais sont la contrepartie d'un apport en nature, l'impact du niveau de fonds propres sur le coût de l'Etat reste relativement limité (de l'ordre de +/-7%). Quant au taux de rémunération de ces fonds propres, dans la mesure où le tarif de vente est fixé, un taux plus élevé se traduirait d'un côté par des revenus plus importants pour l'Etat (via les dividendes versés et l'impôt sur les sociétés), mais d'un autre côté par un coût net actualisé des flux de subvention et de redevance supérieur (compensation du différentiel de coût de revient), ce qui explique l'impact là aussi limité sur le coût actualisé de l'Etat (+/-5%) ;
- Le taux d'inflation présente un impact non marginal sur le coût de revient (-2,4 FCFA pour un taux de 3%) et, corrélativement, le coût pour l'Etat (-110%). Ceci s'explique essentiellement par le fait qu'une inflation plus élevée, si elle est répercutée dans le tarif, a tendance à réduire le poids du service de la dette et du coût des fonds propres, qui sont fixés en termes nominaux, et ceci d'autant plus que, comme indiqué précédemment, il s'agit ici d'un projet fortement capitalistique, pour lequel le coût financier représente l'essentiel du coût de revient. En d'autres termes, une inflation plus élevée diminue le poids réel de la dette et des fonds propres, et donc le coût de revient réel du projet (net de l'inflation) ;
- **L'apport des fonds propres en numéraire par l'Etat dès la période de construction, et non sous forme d'apport en nature (à financer via le service de la dette ayant financé cette composante de l'ouvrage), se traduirait par un décaissement important en période de travaux qui aurait un impact très important sur le coût actualisé de l'Etat (+270%).** Au-delà de cet effet d'actualisation, néanmoins, un tel apport « upfront » permettrait à l'Etat de ne pas avoir de service de la dette à couvrir en période d'exploitation, ce qui permettra de limiter les décaissements à assurer en période de subvention d'équilibre du projet. Le choix d'un mode d'apport en fonds propres dépendra donc de la capacité de l'Etat à mobiliser des fonds soit ab initio, en période de travaux, soit ultérieurement, mais pour des montants plus élevés, en période d'exploitation. A ce sujet, il conviendrait d'effectuer ultérieurement une analyse plus fine

des engagements de l'Etat, et notamment des engagements de décaissements ramenés à un pourcentage du PIB (ainsi, toutes choses égales par ailleurs, un même engagement de décaissement sera plus facilement soutenable par l'Etat s'il se situe tard en période d'exploitation, le coût relatif des différentes options dépendant du taux de croissance du PIB considéré ;

- Un tarif d'achat inférieur de 1 FCFA au tarif pris en compte dans le scénario de base nécessiterait, à coût de revient inchangé, des apports complémentaires équivalents de l'Etat qui se traduiraient par une augmentation du coût actualisé de 50%. Inversement, un tarif d'achat supérieur de 1 FCFA permettrait de réduire le coût actualisé de l'Etat de 50%.

Synthèse et conclusions des simulations tarifaires

L'analyse financière du projet permet de montrer que celui-ci, dans les hypothèses techniques et financières prises en compte à ce stade, conduit à un **coût de revient un peu inférieur au coût des importations**. Ainsi, dans le scénario de base, le coût moyen du kWh s'élève entre 30,5 et 31,5 FCFA / kWh selon le profil tarifaire retenu (constant ou variable), contre un objectif d'achat de 33,3 FCFA.

Néanmoins, le mode de financement public de ce projet ne se prête pas directement à un profil tarifaire constant, qui supposerait le refinancement sur le marché d'une partie substantielle de la dette (environ 35%). Dans le même temps, l'adoption d'un profil variable se traduirait par des tarifs ponctuellement supérieurs au tarif cible de la NIGELEC, ce qui, malgré un tarif moyen un peu supérieur, pourrait rendre plus attractive commercialement les importations. En fonction des possibilités pour NIGELEC de « lisser » pour son compte un profil tarifaire variable, l'Etat pourrait donc devoir apporter un appui au projet en subventionnant une partie du tarif d'équilibre, de manière à ce que le tarif payé par la NIGELEC, net de subvention, ne dépasse pas le tarif maximal cible. Ceci se traduira par une subvention apportée au projet à hauteur de la différence entre tarif payé par NIGELEC et le coût de revient. Une fois la période de subvention passée, en revanche, le projet pourrait au contraire générer une redevance au bénéfice de l'Etat. Ce dispositif se traduira par un coût actualisé net pour l'Etat, les subventions se concentrant en début de période d'exploitation (lors de la montée en charge et du remboursement des emprunts les plus importants – IDA, AFD et BID). Dans cette perspective, le coût net pour l'Etat sera minimisé en appliquant à la NIGELEC le tarif maximum supportable économiquement, c'est-à-dire le prix de substitution de 33,3 FCFA/kWh (en base réel 2018). **La faisabilité financière du projet nécessitera donc, au-delà de la limite d'absorption par NIGELEC d'un profil variable, un appui de l'Etat sous forme de la subvention de l'écart entre le coût de revient annuel et le tarif maximum supportable par la NIGELEC.**

La détermination plus précise du coût actualisé pour l'Etat, et des engagements correspondants, dépendra de la confirmation ou de la stabilisation d'un certain nombre d'hypothèses-clefs ayant un impact sur le coût de revient du projet, et en particulier (i) la date de réalisation de la rehausse, (ii) la prise en compte ou non dans le plan de financement d'une partie des coûts E&S, (iii) la prise en compte ou non dans les coûts du projet de la constitution d'un fonds de renouvellement, (iv) le niveau et le taux de rendement attendu des fonds propres publics, ainsi que de la confirmation du prix d'achat par la NIGELEC et, dans la mesure du possible à partir d'un modèle financier de la société, une estimation de sa capacité de lissage interne d'un profil tarifaire variable. De même, l'affinement de l'estimation des redevances de droit d'eau pourrait permettre de préciser les conditions d'équilibre du projet, même si l'impact devrait être

relativement peu important (sauf niveau significativement supérieur à l'hypothèse prise en compte à ce stade).

Une fois ces hypothèses stabilisées, l'examen des engagements de l'Etat pourra être affiné sur la base notamment d'une analyse des décaissements prévus ramenés au PIB.

E.5. CADRE JURIDIQUE D'INTERVENTION ET RECRUTEMENT DE L'OPERATEUR

Le cadre juridique d'intervention et de recrutement d'un opérateur est simultanément constitué par les textes gouvernant le secteur de l'eau et le secteur de l'électricité ainsi que ceux relatifs au recrutement de ces opérateurs (textes applicables aux marchés publics et contrats de délégation de service publics ainsi qu'aux Partenariat Public Privé - PPP).

La loi sur les PPP datant de juin 2018, quelques précisions sur ce cadre nouveau s'imposent.

E.5.1. Cadres sectoriels

Les cadres sectoriels de l'eau et de l'électricité sont détaillés en annexe 2. Ils n'imposent pas de choix entre les dispositions du code des marchés publics et des DSP et celles de la nouvelle loi sur les PPP en ce qui concerne les procédures de sélection des délégataires

E.5.2. Cadre juridique de la commande publique

Code des marchés publics et des Délégations de Service Public (DSP)

Les DSP sont régies par le Code des marchés publics et des délégations de service public qui a récemment été révisé (2016)[5] et sont définies comme étant des contrats par lesquels l'autorité contractante « *confie la gestion d'un service public relevant de sa compétence à un délégataire dont la rémunération est liée ou substantiellement assurée par les résultats de l'exploitation du service. Elles comprennent les régies intéressées, les affermage ainsi que les concessions de service public, qu'elles incluent ou non l'exécution d'un ouvrage* » (article 3).

Les DSP font l'objet d'une mise en concurrence précédée d'une préqualification (article 55). Le texte demeure imprécis sur les procédures de sélection du délégataire applicables si ce n'est que la procédure retenue doit être validée par l'autorité en charge du contrôle a priori.

Les modes de passation applicables seraient donc les mêmes que pour les marchés publics : appel d'offres ouvert précédé de préqualification (article 40) avec possibilité pour les projets complexes ou de marchés attribués sur la base de critères de performance de recourir à l'appel d'offres en deux étapes (article 43) sur autorisation préalable de l'organe de contrôle a priori.

L'attribution du contrat résulte de la combinaison optimale de différents critères d'évaluation (article 58). Les procédures de sélection des DSP font l'objet de peu de développements et sont relativement légères au plan institutionnel comparativement au régime des PPP.

Loi relative aux Partenariats Publics Privés (PPP)

La loi 2018-40 du 5 juin 2018 portant régime des Contrats de Partenariat Public-Privé a abrogé la loi PPP de 2011 et son décret d'application [6] ainsi que la loi n°2014-02 du 31 mars 2014 portant régime fiscal, financier et comptable applicable aux contrats de Partenariat Public-privé, en réformant en profondeur le régime juridique et fiscal applicable à ce type de contrat.

La nouvelle loi définit le contrat de partenariat public privé comme le « *contrat par lequel une autorité contractante confie à un opérateur économique, personne morale de droit privé, pour une période déterminée en fonction de la durée d'amortissement des investissements ou des modalités de financement retenues, une mission ayant pour objet la construction ou la transformation, l'entretien, la maintenance, l'exploitation ou la gestion d'ouvrages, d'équipements ou de biens immatériels nécessaires au service public dont l'autorité contractante a la charge, ainsi que tout ou partie de leur financement. Il peut également avoir pour objet tout ou partie de la conception de ces ouvrages, équipements ou biens immatériels ainsi que des prestations de services concourant à l'exercice par l'autorité contractante, de la mission de service public dont elle est chargée* » (article 1).

Cette définition vaste, confortée par les modes de rémunération possibles (article 8), permet de considérer que la loi sur les PPP couvre également les DSP. La loi s'applique à tous les secteurs de la vie économique et sociale et notamment aux secteurs soumis à une réglementation particulière tel que l'énergie, dans le respect de la loi spécifique (article 2). Il en résulte que la loi PPP est supplétive par rapport à la loi sectorielle qui prime et que le choix entre les régimes DSP ou PPP reste entier pour les délégations du service public de production d'électricité.

La procédure de sélection des PPP par appel à la concurrence est désormais claire, très encadrée et relativement lourde par rapport à celle du code des marchés publics et des DSP. Elle suppose une évaluation préalable et ne peut être engagée que sur autorisation du premier ministre et avis favorable du ministre chargé des finances et de la SAPPP. Elle impose de façon détaillée la préqualification des candidats (avec un nombre en principe supérieur à 3) et contrairement au Code des marchés publics et des DSP, elle pose le principe de la sélection en 2 étapes sauf option pour une seule étape dûment motivée et soumise à l'avis de la SAPPP. La sélection de l'offre techniquement conforme et économiquement la plus avantageuse repose notamment sur la combinaison optimale de différents critères exprimés sous forme monétaire ou de critères éliminatoires pouvant être liés entre eux.

La Commission d'appel d'offres procède à l'issue de ses travaux d'évaluation au classement des offres qu'elle transmet à l'autorité contractante qui doit requérir l'avis favorable de la SAPP et du ministre chargé des finances avant d'entreprendre la mise au point du contrat avec le candidat classé premier. Le contrat finalisé est ensuite transmis pour avis à la SAPP puis au ministre chargé des finances pour approbation et au premier ministre pour avis de non-objection avant sa signature.

La loi est aussi très précise sur le contenu des contrats et les droits et obligations des parties. A cet égard, il convient de relever que la loi prévoit que 20% minimum du capital de la société de projet de droit nigérien à constituer par l'opérateur doit être proposé à des opérateurs économiques nationaux (article 39). Cette contrainte peut-être de nature à constituer une barrière à l'entrée d'opérateurs internationaux.

Enfin, il convient de signaler que la loi prévoit que quelle que soit sa forme de financement, le contrat de PPP ne peut faire l'objet d'une garantie autonome ou souveraine de l'Etat et que la participation éventuelle de l'autorité contractante au financement des investissements du projet ne peut excéder 5% du montant global des investissements (article 67).

Régime juridique applicable aux délégations d'exploitation de barrage multi-usage et de production d'électricité

Les contrats de délégation du service public de production d'électricité sont soumis au code de l'électricité et ont une double qualification possible. Ils peuvent relever soit du code des marchés publics et des DSP soit des PPP en ce qui concerne les procédures de sélection des délégataires.

Le code de l'eau n'impose pas non plus de qualification.

Il revient donc à l'autorité délégante (État, représenté par le Ministère en charge de l'énergie) en concertation avec la SAPPP de décider sur la base de la planification du secteur, d'une évaluation préalable des projets ainsi que de leur taille et complexité du régime de mise en concurrence qui sera appliqué. Qu'il s'agisse de DSP ou de PPP, la réglementation pose le principe d'une sélection des opérateurs par appel à la concurrence, sauf le cas des offres spontanées régies par la loi PPP. En tout état de cause, le processus de sélection retenu devra être conjugué avec les dispositions sectorielles qui prévoient un avis motivé de l'organe de régulation sur le projet de contrat de délégation avant sa signature.

[1] Décret n°2016-514 du 16 septembre 2016 fixant les conditions et les modalités de conclusion des conventions de délégation et d'attribution des licences dans le cadre du service public de l'énergie électrique.

[2] Décret n°2016-512 du 16 septembre 2016 fixant les conditions d'accès des tiers au réseau de transport de l'énergie électrique.

[3] Décret n°2016-674 du 9 décembre 2016 portant modalités de gestion du FPERMEE

[4] Décret n° 2016 – 519 du 16 septembre 2016 fixant les conditions et modalités de conclusion des conventions de délégation et d'attribution des licences dans le cadre du service public de l'énergie électrique.

[5] Décret n°2016-641 du 1^{er} décembre 2016 portant Code des Marchés Publics et des Délégations de Service Public

[6] Loi n°2011-30 du 25 octobre 2011 ratifiant l'ordonnance n°2011-07 du 16 septembre 2011 portant régime général des contrats de partenariat public privé en République du Niger et Décret n°2011-559 portant modalités d'application de l'ordonnance n° n°2011-07

F. PROCHAINES ETAPES

Les prochaines étapes sont les suivantes :

- Présentation du présent rapport à l'ABK, aux partenaires techniques et financiers, au Comité de Pilotage et au Conseil d'Administration lors de l'atelier de la validation de la phase 1 ; mise à jour du rapport dans sa version finale.
- Démarrage de la phase suivante de la composante institutionnelle et financière du projet de Kandadji, à savoir l'élaboration du plan de mise en œuvre des solutions recommandées.
- Une fois ce plan validé, mise en œuvre des solutions recommandée, avec en particulier le recrutement de l'opérateur et la mise en place de la Commission consultative du Fleuve Niger et du Comité de gestion des eaux.

Il faut compter six mois pour la validation du plan de mise en œuvre, plus au moins un an pour le recrutement de l'opérateur (préparation du DAO, lancement de l'AO, désignation du candidat préféré, négociation de l'ensemble des documents contractuels y compris le PPA, signature).

Au vu des informations reçues sur l'avancement des passations de marché, pour que l'exploitant puisse participer à la réception des ouvrages et à la phase de test, il devra être en mesure de commencer ses activités à mi-2021. Le rétroplanning n'est donc pas très serré, mais les activités doivent se poursuivre pour prévenir tout aléa.

En parallèle, la mise en place des instances de gestion de l'eau doit idéalement se faire pour fin 2020, dans l'hypothèse où les autorités voudraient solliciter leur accord sur les documents contractuels finaux entre l'Etat et l'opérateur. La mise en place de ces institutions est tributaire de textes réglementaires à adopter. Là aussi, le temps disponible est suffisant, mais les activités doivent se poursuivre pour prévenir tout aléa.

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 :	Liste des documents consultés	119
Annexe 2 :	Analyse des cadres juridiques et institutionnels	130
Annexe 3 :	Benchmark.....	175
Annexe 4 :	Commentaires de l'ABK sur la version provisoire et réponses apportées pour la version finale du rapport provisoire de structure de gestion	184

Annexe 1 : Liste des documents consultés

1 Documents de stratégie

Document
Electricité
Déclaration de politique énergétique, Juin 2004
Stratégie Nationale et Plan d'Actions sur les Énergies Renouvelables, Mars 2003
Plan d'action national d'efficacité énergétique du Niger période 2015-2020/2030, dans le cadre de la mise en œuvre de la Politique d'Efficacité Énergétique de la CEDEAO (PEEC)
Plan d'action national des énergies renouvelables du Niger période 2015-2020/2030, dans le cadre de la mise en œuvre de la Politique d'Énergies Renouvelables de la CEDEAO (PERC)
Plan d'Actions National de l'Énergie Durable pour Tous (SE4ALL) à l'horizon 2030, Mai 2015
Etude du schéma directeur de production et de transport d'électricité, STUDI
<ul style="list-style-type: none"> - Rapport de l'étude de la demande - Rapport de l'étude de l'offre en moyens de production - Rapport de l'étude du réseau de transport électrique - Rapport de l'étude de stabilité statique et dynamique - Rapport d'évaluation économique et financière - Rapport d'EIES
Eau régional (ABN)
Etude d'élaboration du programme d'investissement et de formulation des projets d'investissement nécessaire à la mise en œuvre de la vision partagée, Rapport définitif, BRL, Décembre 2007
Elaboration du plan d'action de développement durable du Bassin du Niger, BRL:
<ul style="list-style-type: none"> - Phase 1: bilan - diagnostic, Rapport définitif, Juillet 2007 - Phase 2: schéma directeur d'aménagement et de gestion, Rapport définitif, Juillet 2007
Etudes de la gestion coordonnée des barrages structurants, Rapport final provisoire, Tractebel / Coyne & Bellier, Mars 2013
Résolution n°3 relative au développement des Infrastructures socio-économiques dans le cadre de la mise en œuvre du Plan d'Action de Développement Durable (PADD)
Plan d'investissement pour le renforcement de la résilience au changement climatique du bassin du fleuve Niger, version pour présentation lors du sommet extraordinaire des Chefs d'Etat et de Gouvernement de l'ABN, Octobre 2015
Eau national (y compris agriculture / élevage / irrigation)
Politique et stratégie pour l'eau et l'assainissement de l'eau pour un développement durable, Avril 1999
Schéma directeur de mise en valeur et de gestion des ressources en eau du Niger, Juin 1999
Stratégie de développement rural de l'élevage plan d'action 2013-2015, Mai 2013
Stratégie de la petite irrigation au Niger, version provisoire, Septembre 2013
Document de la stratégie nationale de l'hydraulique pastorale, Juillet 2014
Programme sectoriel eau, hygiène et assainissement PROSEHA 2016-2030, Novembre 2016
PLAN D'ACTION NATIONAL DE GESTION INTÉGRÉE DES RESSOURCES EN EAU (PANGIRE) – VERSION DEFINITIVE, STUDI, Janvier 2017
Environnement / Changement climatique
Seconde communication nationale du Niger sur les changements climatiques, 2009
Stratégie nationale et plan d'action sur la diversité biologique, Septembre 2014
Contribution Prévue Déterminée au niveau National (CPDNP) du Niger, Septembre 2015

2 Textes juridiques

Document
Energie (régional)
Directive CEDEAO C/DIR/1/06/13 sur l'organisation du marché régional de l'électricité
Atelier de sensibilisation et d'information des médias et des OSC sur la Directive CEDEAO relative aux grandes infrastructures hydraulique, Rapport technique, Septembre 2017
Atelier de sensibilisation et d'information des médias et des OSC sur la Directive CEDEAO relative aux grandes infrastructures hydraulique, Communiqué final, Septembre 2017
Energie (national)
Loi n°2016-05 du 17 mai 2016 portant code de l'électricité
Décret n°2016-511/PRN/ME/P du 16 septembre 2016, portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE)
Décret n°2016-512/PRN/ME/P du 16 septembre 2016, fixant les conditions d'accès des tiers au réseau de transport de l'énergie électrique
Décret n°2016-513/PRN/ME/P du 16 septembre 2016, déterminant les règles tarifaires applicables au sous-secteur de l'électricité
Décret n°2016-514/PRN/ME/P du 16 septembre 2016, fixant les conditions et les modalités de conclusion des conventions de délégation et d'attribution des licences dans le cadre du service public de l'énergie électrique
Décret n°2016-519/PRN/MEIP du 28 septembre 2016, fixant les règles applicables aux relations entre les délégataires et les clients du service public de l'énergie électrique, aux biens affectés audit service ainsi qu'à l'exercice des prérogatives du secteur public
Décret n°2016-520/PRN/ME/P du 28 septembre 2016, déterminant les modalités de calcul et de recouvrement de la redevance annuelle de régulation du secteur de l'énergie
Décret n°2016-673/PRN/ME du 09 décembre 2016, portant modalités d'application des dispositions du Titre V de la loi n°2016-05 du 17 mai 2016, portant Code de l'électricité, relatives à la maîtrise de l'énergie et aux énergies renouvelables
Décret n°2016-674/PRN/ME du 09 décembre 2016, portant modalités de gestion du Fonds pour la promotion des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie électrique (F.P.E.R.M.E.E)
Décret n°2016-675/PRN/ME du 09 décembre 2016, fixant les règles applicables à l'autoproduction de l'énergie électrique
Contrat de concession entre l'Etat du Niger et la NIGELEC du 3 mars 1993
Projet de convention de concession entre l'Etat du Niger et la NIGELEC et de cahier des charges, version de septembre 2014
Accord achat d'énergie NIGELEC-PHCN, Décembre 2010
Avenant n°4 à l'accord du 19 août 1993 portant extension du tableau des tarifs, Janvier 2004
Eau (régional)
Projet de directive CEDEAO relative au développement d'infrastructures hydrauliques en Afrique de l'Ouest
CP adoption de la directive CEDEAO relative au développement d'infrastructures hydrauliques en Afrique de l'Ouest
Lignes directrices pour le développement d'infrastructures hydrauliques en Afrique de l'Ouest, Guide Octobre 2012

Document
Eau (national)
Ordonnance n°2010-09 du 1er avril 2010 portant code de l'eau au Niger
Décret n° 2003-145/PRN/MHE/LCD du 18 juin 2003 portant approbation du règlement de service de distribution d'eau au Niger et le document du règlement du service de distribution d'eau potable au Niger
Décret n° 2016-075/PRN/MH/E du 25 janvier 2016 portant transfert de compétences et des ressources de l'Etat aux communes dans les domaines de l'éducation, de la santé, de l'hydraulique et de l'assainissement
Agriculture / Elevage / Forêts
Décret N°69-149 du 19/10/1969 portant application de la Loi N° 60-28 du 25/05/1960 fixant les règles de mise en valeur et de gestion des aménagements agricoles réalisés par la puissance publique
Loi N°2004-040 du 08/06/2004 portant régime forestier au Niger
Environnement
Loi cadre n°98-56 du 29/12/1998 relative à la gestion de l'environnement
Décret N°2000-398 du 20/10/2000, déterminant des activités, travaux et documents de planification assujettis aux études d'impacts sur l'environnement
Décret 2017-629 portant classement de la réserve naturelle nationale de Kandadji
Décret 2017-630 portant classement de la réserve intégrale dite Sanctuaire des Hippopotames
Décret 2000-369 portant Attributions, Organisation et Fonctionnement du Bureau Evaluation Environnementale et des Etudes d'impact
Décret 2000-398 déterminant la liste des activités, travaux et documents de planification assujettis aux études d'impacts sur l'Environnement
Décret N°2000-397 portant sur la procédure administrative d'évaluation et d'examen des impacts sur l'Environnement
ORDONNANCE N° 97-001, portant institutionnalisation des Etudes d'Impact sur l'Environnement
Décret N°2007-600 portant organisation du Ministère de l'Environnement et du Développement Durable
Décret n°2013-462/PRN/MESU/DD du 1er novembre 2013 portant organisation du Ministère de l'Environnement, de la Salubrité Urbaine et du Développement Durable
Foncier / domaine public
Loi N°61-30 du 19/07/1961 fixant la procédure de confirmation et d'expropriation des droits fonciers coutumiers
Loi N°61-37 du 24/11/1961 réglementant l'expropriation pour cause d'utilité publique et l'occupation temporaire modifiée et complétée par la Loi N°2008-37 du 10/07/2008
Loi N°62-007 du 12/03/1962 supprimant les privilèges acquis sur les terrains de chefferie
Décret N°97-367 du 02/10/1997 déterminant les modalités d'inscription des droits fonciers au dossier rural
Loi n°64-16 du 16/07/1964 incorporant au domaine privé de l'Etat les terrains et immeubles immatriculés non mis en valeur ou abandonnés
DÉCRET DU 29 SEPTEMBRE 1928, PORTANT RÉGLEMENTATION DU DOMAINE D'UTILITÉ PUBLIQUE ET DES SERVITUDES PUBLIQUES (MODIFIÉ PAR DÉCRETS DU 7 SEPTEMBRE 1935 ET DU 3 JUIN 1952)
DÉCRET DU 26 JUILLET 1932 PORTANT RÉORGANISATION DU RÉGIME DE LA PROPRIÉTÉ FONCIÈRE EN AFRIQUE OCCIDENTALE FRANÇAISE

Document
DECRET N°2009-224 du 12/08/2009 fixant les modalités d'application des dispositions particulières de la loi N°61-37 du 24/11/1961 réglementant l'expropriation pour cause d'utilité publique et l'occupation temporaire modifiée et complétée par la loi n°2008-37 du 10/07/2008, relatives au déplacement involontaire et à la réinstallation des populations
ORDONNANCE N° 93 - 015 du 02/03/1993, PRINCIPES D'ORIENTATION DU CODE RURAL
Ordonnance N° 99-50 du 22/11/1999 portant fixation des tarifs d'aliénation et d'occupation des terres domaniales de la République du Niger
Ordonnance n°2010-029 du 20/05/2010 relative au pastoralisme
Loi n°2017-27 du 28 avril 2017 portant bail emphytéotique
Loi n°60-28 du 25 mai 1960 fixant les modalités de mise en valeur et de gestion des aménagements agricoles réalisés par la puissance publique
Décentralisation
Ordonnance n°2010-54 du 17/09/2010 portant Code Général des Collectivités Territoriales de la République du Niger
Décret N°2012-072 du 06/03/2012 portant approbation des modifications aux statuts de l'Agence Nationale de Financement des Collectivités Territoriales
Commande publique / PPP
Loi N°2011-37 du 28/10/2011 portant principes généraux, contrôle et régulation des marchés publics et des délégations de service public au Niger
Loi 2018-40 du 5 juin 2018 portant régime des Contrats de Partenariat Public-Privé
Décret no 2011-687 du 29 décembre 2011 portant composition, attribution, organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation des Marchés publics
Décret no 2013-569/PRN/PM du 20 décembre 2013 portant Code des Marchés publics et des délégations de service public
Décret no 2016-641/PRN/PM du 1er décembre 2016 portant Code des Marchés publics et des délégations de service public
Arrêté N°145/CAB/PM/ARMP du 29 Juin 2012 Portant Création, Attributions, composition-type et fonctionnement de la commission ad'hoc d'ouverture des plis et d'évaluation des offres des Marchés Publics et des Délégations de Services Public de l'Etat
Loi n°2011-30 du 25 octobre 2011 ratifiant l'ordonnance N°2011-07 du 16/09/2011 portant Régime général des Contrats de PPP
Loi N°2014-02 du 31/03/2014 portant régime fiscal, financier et comptable, applicable aux Contrats de PPP
Investissements / fiscalité
Loi N°2012-37 du 20/06/2012 portant Code général des Impôts
Ordonnance n° 89-19 du 8 décembre 1989, portant Code des Investissements en République du Niger, modifiée par l'Ordonnance n° 97-09 du 27 février 1997, l'Ordonnance n° 99- 69 du 20 décembre 1999 et la Loi n° 2001 - 20 du 12 juillet 2001
Guide Investir au Niger

3 Textes sur l'organisation institutionnelle

Document
HCAVN
Décret n°2002-267/PRN/PM du 19 novembre 2002 portant création du HCAVN et déterminant les attributions du Haut-Commissaire
Arrêté n°000010/PM/HCAVN du 5 février 2008 portant création, attributions, organisation et fonctionnement d'un Comité Technique de Coordination du programme Kandadji
Décret n°2011-511/PRN du 17 octobre 2011 portant création, attributions, composition et fonctionnement d'un Comité de pilotage du programme Kandadji et de régénération des écosystèmes et de mise en valeur de la vallée du Niger
Décret n°2013-110/PRN du 12 mars 2013 déterminant les missions, l'organisation et le fonctionnement du HCAVN
Décret n°2013-120/PRN du 20 mars 2013 portant nomination du Haut Commissaire à l'Aménagement de la Vallée du Niger
ABK
Décret n°2016-054/PRN du 26 janvier 2016 portant création d'un établissement public à caractère industriel et commercial dénommé Agence du Barrage de Kandadji (ABK)
Création de l'EPIC pour la mise en œuvre du programme Kandadji dénommé ABK, Rapport final et ses annexes, août 2016
Projet de statuts modifiés suite VC du 11 août 2016
Décret n°2016-375/PRN du 22 juillet 2016 portant approbation des statuts de l'ABK et annexe
Procès-verbal de la première réunion du Conseil d'Administration du 21 août 2017
Statut du personnel de l'ABK, Août 2017
Organigramme ABK, Juillet 2017
Budget exercice 2017
Protocole d'accord entre l'ABK et le Ministère de l'Environnement et du Développement Durable, Août 2017
ABN
Convention révisée portant création de l'ABN, 29 octobre 1987
Charte de l'eau du Bassin du Niger, 30 avril 2008
Annexe 1 à la Charte relative à la protection de l'environnement, 30 septembre 2011
Annexe 3 à la Charte relative à la notification préalable des mesures projetées et à l'instruction des dossiers de notification, 16 décembre 2014
Annexe 4 à la Charte relative au partage des coûts et des bénéfices des ouvrages communs et des ouvrages d'intérêt commun, 31 mars 2017
CNU
Protocole d'entente relatif à l'opérationnalisation des coordinations nationales et de la coordination régionale des usagers des ressources naturelles du Niger entre l'ABN, le Gouvernement de la République du Niger et la CNU-BN/Niger
Rapport annuel d'activités de la CNU-BN/Niger, Septembre 2017
Présentation de la CNU-BN/Niger, Janvier 2017
NIGELEC
Organigramme de la centrale thermique et du poste de Gorou Banda

Document
Salaire moyen par catégorie
Plan d'affaires 2016 -2027, Décembre 2016
Diagnostic juridique, opérationnel, organisationnel et financier de la NIGELEC, Février 2015, EY et plan d'action
Présentation de la situation actuelle et perspectives, Octobre 2013
ONAHA
Projet de convention de gérance portant sur la gérance des aménagements hydroagricoles réalisés par la puissance publique, par l'Office National des Aménagements Hydroagricoles (ONAHA) pour le compte de l'Etat
Arrêté n°063 MAGEL/MH/A du 29 septembre 2016 précisant les modalités de création, les missions, l'organisation et le fonctionnement des Associations des Usagers de l'Eau d'Irrigation (AUEI) des Aménagements Hydro-Agricoles
Projet d'arrêté portant approbation du contrat-type d'exploitation sur la mise en valeur agricole et l'exploitation des périmètres irrigués
Projet d'arrêté portant approbation du contrat-type d'exploitation sur la gestion de l'eau et des infrastructures et équipements d'irrigation sur les périmètres irrigués
Projet de contrat d'exploitation ONAHA - Coopérative version du 11/02/2016
Projet de contrat d'exploitation ONAHA - AUEI
Contrat-plan entre l'Etat et l'ONAHA période 2017-2020, Septembre 2016
Projet de CONVENTION DE GERANCE N° ... du.... Portant sur l'administration et la gestion des aménagements hydroagricoles réalisés par la puissance publique version finale

4 Etudes réalisées dans le cadre du programme P-KRESMIN

Document
Etude de faisabilité
Etude de faisabilité, 2001, Lahmeyer Dar Al-Andasah (figures en général non présentes dans le texte)
Avant-projet détaillé
Volume A - Rapport de synthèse, Coyne & Belier / CID / Dogari Ingénierie, Septembre 2007
Volume B - Mémoire technique, Coyne & Belier / CID / Dogari Ingénierie, Septembre 2007
Volume C - Mémoire justificatif, Coyne & Belier / CID / Dogari Ingénierie, Septembre 2007
Volume D - Données de base, Rapport principal & Annexes, Coyne & Belier / CID / Dogari Ingénierie, Septembre 2007
Volume E - Cahier des plans et schémas, Coyne & Belier / CID / Dogari Ingénierie, Septembre 2007
Lot 1: génie civil, équipements hydromécaniques et installations électriques de barrage
DAO lot 1 Janvier 2017
Lot 2: équipements de l'usine et du poste haute tension de départ
DAO lot 2: équipement de l'usine, Provisoire , Septembre 2016, HCAVN
- Partie 1: procédure d'appel d'offres
- Partie 2: spécification des travaux
- Partie 3: marché et formulaires
DAO Lot 2, Janvier 2018
Lot 3: ligne électrique et poste d'arrivée à Niamey

DAO lot 3 juillet 2012
Lot 4: déviation de la route RN1-W
APD lot 1: rive gauche déviation RN1-W, Version définitive, TechniConsult, Décembre 2015
<ul style="list-style-type: none"> - Avant-mètre - Rapport éclairage public - Rapport géotechnique - Rapport hydraulique / hydrogéologique - Rapport topographique - Plans et traces - Note de calcul ouvrages d'art
Etudes irrigation
Rapport d'état des lieux pour le SD vallée du Niger, STUDI, Août 2016
Schéma directeur de développement intégré de la vallée du Niger en faisabilité et APS (45 000 ha) et APD (20 000 ha), version provisoire, STUDI, Novembre 2016
Schéma directeur de développement intégré de la vallée du Niger en faisabilité et APS (45 000 ha) et APD (20 000 ha), version définitive, STUDI, Avril 2017
SD vallée du Niger - études thématiques, version provisoire, STUDI, Novembre 2016
<ul style="list-style-type: none"> - Etat des lieux et diagnostic du secteur de l'élevage - Etat des lieux et diagnostic du secteur de l'agriculture - Etat des lieux et diagnostic du volet foncier - Etat des lieux et diagnostic du secteur forestier - Etat des lieux et diagnostic du volet institutionnel - Etat des lieux et diagnostic du secteur mines et industries - Etat des lieux et diagnostic du secteur de la pêche et de l'aquaculture - Etat des lieux et diagnostic socio-économique - Etat des lieux et diagnostic du secteur du tourisme et de l'artisanat
Etude d'évaluation du potentiel agro-sylvo-pastoral dans la zone du réservoir du barrage de Kandadji, Rapport définitif, STUDI, Décembre 2016 (y compris dossier plan, modèle agroéconomique et rentabilité par site)
TDR études complémentaires étude d'évaluation du potentiel agro-sylvo-pastoral, Août 2017
Etude APD des aménagements de 4 000 ha de périmètres irrigués et élaboration des dossiers de consultation des entreprises, financement BOAD, ACI2000 et BUNIGER, Juillet 2017
DAO travaux d'aménagement de 4 000 ha de périmètres irrigués en aval du barrage de Kandadji, financement BOAD, Juillet 2017
Etude APD d'aménagement de 2 000 ha de périmètres irrigués et élaboration des DAO de consultation des entreprises, CIRA / Techniconsult, Septembre 2006
<ul style="list-style-type: none"> - Rapport de synthèse - Rapport hydrologique - Rapport géotechnique - Rapport environnemental - Rapport agro-pédologique - Evaluation financière et économique - Mémoire technique
Notes techniques
Simulation de la gestion du réservoir, Tractebel, Mai 2016
Evaluation des impacts de la côte du réservoir sur le projet, Tractebel, Juin 2016

Analyse des possibilités et des conséquences de modifications de la cote de retenue du projet Kandadji à 224,00 NGN, Note technique , Février 2017
Assistance technique
Plan de cohérence du programme Kandadji, STUDI, Juin 2017
Rapport trimestriel de mise en œuvre, STUDI (N°6 et N°7)
Rapport des panels d'experts
Rapport du panel d'experts juin 2015 - Rapport Expert santé publique - Rapport consolidé PSB - Rapport Hydromécanicien - Rapport Barragiste - Rapport environnementaliste
Rapport du panel d'experts octobre 2015 - Rapport Hydro-électricien - Rapport sécurité des barrages - Rapport Hydromécanicien - Rapport Barragiste - Rapport environnementaliste - Rapport hydrologue
Rapport du panel d'expert août 2017 - Rapport consolidé Panel Environnemental et Social - Rapport consolidé PEI/PSB - Rapport sécurité des barrages - Rapport Hydromécanicien - Rapport Hydro-électricien - Rapports individuels PES
Supervision Banque Mondiale
Etat de mise en œuvre K - Réunion de démarrage mission BM 11Sept2017
Mise en œuvre plan de communication à court terme
Opérationnalisation ABK
Rapport mise en oeuvre Kandadji Sept 2017
Programmation
Draft 1 Programmation 2018-2020
Budget programme ABK 2018-2020
Document
EIES
Etude d'impact environnemental et social détaillée, Tecsult International Limitée, Juin 2006
Etudes sectorielles de l'EIES de Juin 2006:
Étude des ressources en eaux souterraines, Tecsult International Limitée, Juin 2006
Étude sur la faune et la jacinthe d'eau, Tecsult International Limitée, octobre 2005
Étude de la pêche, Tecsult International Limitée, septembre 2005
Étude sur la situation sanitaire, Tecsult International Limitée, Juin 2006
Etude de la végétation, Tecsult International Limitée, septembre 2005
Eude sur l'agriculture, Tecsult International Limitée, mai 2006
Étude sur le pastoralisme et la situation zoo-sanitaire , Tecsult International Limitée, mai 2006
Étude des ressources culturelles, historiques et archéologiques, Tecsult International Limitée, Août 2006

Addendum de l'Etude d'Impact. Mise à jour du plan de gestion environnementale et sociale du Programme Kandadji, Janvier 2012, BRLi
Étude d'impact environnemental et social Reconstruction de la section de la route Gabou-Ayorou. Cabinet MAINA BOUKAR. Février 2012
Étude d'étude d'impact environnemental et social Ligne Haute Tension (132 KVA) Kandadji-Niamey, Cabinet Maina Boukar, Février 2012
PGES
Mise à jour du plan de gestion environnementale et sociale du Programme Kandadji, Janvier 2012, BRL
Mise à jour du plan de gestion environnementale et sociale du Programme Kandadji, Résumé exécutif de l'EIES et du PGES, Janvier 2012, BRL
Plan de gestion environnementale et sociale du périmètre d'irrigation de 200 ha, Janvier 2012, BRL
Cadre de gestion environnementale et sociale, STUDI, Octobre 2016
Mise à jour du plan de gestion environnementale et sociale du programme « Kandadji », HCAVN, Juillet 2017
Plan de gestion environnementale et sociale consolidé du P-KRESMIN, Rapport final, CIMA, Novembre 2017
Rapport complémentaire au PGES, appui au développement local du programme Kandadji, Sofreco, Avril 2017
Mise en place du système de suivi-évaluation et réalisation de la situation de référence du projet, Phase I : Préparation et sélection des indicateurs, préparation des TDR et du budget de l'étude de référence, SOFRECO, Avril 2017
Mise en place du système de suivi-évaluation et réalisation de la situation de référence du projet, Phase 2 - Rapport provisoire de l'étude de référence, SOFRECO, Octobre 2017
PAR 1
Plan d'action de réinstallation du Programme Kandadji Vague 1, Janvier 2012, HCAVN
Evaluation / audit de la 1ère vague de réinstallation du projet Kandadji, Juin 2016, AHT Group AG
Mise en œuvre des recommandations de l'audit du PAR 1, Mars 2017, HCAVN
Rapport d'audit du PAR 1, AHT
Plan d'Action des activités prioritaires du Plan de mise en œuvre des recommandations de l'audit du PAR 1
EIES des 3 sites d'accueil des populations déplacées de la vague 1, BRL
PAR 2
TDR relatifs au recensement et l'élaboration du PAR 2 du Programme Kandadji, Avril 2017, HCAVN
Proposition technique Tractebel recensement et élaboration du PAR 2 du Programme Kandadji,
Recensement des populations et évaluation du PAR 2, Rapport intermédiaire - résultats du recensement, Avril 2017, Tractebel
Rapport préliminaire du PAR 2A, Janvier 2018, Tractebel
Rapport préliminaire du PAR 2B, Janvier 2018, Tractebel
Commentaires du panel d'experts sur le rapport préliminaire du PAR, Février 2018
Autres PAR
Cadre de politique de réinstallation des populations, version provisoire, STUDI, Octobre 2016
Foncier
Etude sur la détermination du statut foncier des terres aménagées dans la zone du rapport de Kandadji, Rapport final, Juillet 2012
Elaboration d'un bail emphytéotique et d'un cahier des charges s'adaptant au contexte de la juste compensation dans le cadre du Programme Kandadji, Septembre 2013

Rapport de consultations locales des populations expropriées de la zone du barrage de Kandadji sur le projet de bail emphytéotique à titre de juste compensation des terres de culture perdues, Décembre 2013
Plan Abrégé de Réinstallation de Populations Reconstruction de la section de la route Gabou Ayorou. Cabinet MAINA BOUKAR. Février 2012
Plan de développement local
Rapport définitif de la phase II - Plan de développement local, STUDI, octobre 2016
Partage des bénéfices
Etude sur l'analyse de la gestion des bénéfices autour de la future retenue du barrage de Kandadji, Rapport final, Mars 2009
Etude sur le partage des bénéfices issus de la vente de l'électricité de Kandadji avec les populations affectées, Rapport final Septembre 2011, Cabinet Maïna Boukar, GWI, IUCN, IIED
Autres études
Rapport sur l'état de conformité du Programme « Kandadji » avec la législation nigérienne et les politiques de sauvegarde environnementale et sociale des partenaires techniques et financiers, Novembre 2013, HCAVN
Plan de lutte antiparasitaire et de gestion des pesticides du programme Kandadji, BACHARD LAMINE A. KADER, Juillet 2011
Plan de gestion de la vie sauvage et des habitats naturels , WWF (2010)
TDR de Etude d'Impact Environnemental et Social (EIES), d'un Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES), d'un Plan d'Action de Réinstallation (PAR) et d'un Plan de Développement Local (PDL) de la zone frontalière du Mali affectée par la construction du Barrage de Kandadji, Février 2017
Rapports de suivi
Rapport individuel N° 1 -Santé Publique du Panel d'Experts Indépendants de l'Autorité du Bassin du Niger, David YONDO, Juillet 2015
Rapport de mission de l'environnementaliste – Mission IV du PEI, Cyber Oustal, Juillet 2015

5 Benchmark

Document
Bagré
Etudes et articles
Barrage de Bagré, 2014
Etapes de mise en œuvre du PPCB, 2014
Etat des lieux, 2010
Evaluation économique ex-post de Bagré, GWI, 2014
Fiche technique Bagrépôle
Project appraisal document, WB, 2011
Rapport d'évaluation, FAD, 2015
Juridique
Transfert de la ZUP et de la Zone de Concentration à Bagrépôle
Manantali
Juridique
Charte des eaux fleuve Sénégal, 1972

Document
Convention portant création de l'OMVS
Convention portant création de Diama
Convention portant création de la Sogem
Convention Statut du fleuve Sénégal
Résolution 607 - Retrait ESKOM - 2014
Statuts Sogem 2011
Présentations et rapports
Evaluation ex-post - AFD, KfW, BEI - 2009
Présentation - Barrage de Manantali
Présentation OMVS, 2002
Présentation OMVS, 2016
Présentation Sogem, 2017
Rapport d'achèvement - barrage de Manantali, BAD, 1994
Thèses et articles
Article de recherche - Gestion du barrage de Manantali sur le fleuve & Conflit d'objectifs, 2003
Thèse - Delta du fleuve Sénégal, 2014
Rhône
Etudes et articles
Asia 2016_ CNR - Multipurpose development of large rivers - final
CNR - Rapport annuel, 2016
Juridique
Décret n° 59-A771 de 1959 - CNR
Serre-Ponçon
Etudes et articles
Etude socio-éco - Serre-Ponçon
MultipurposeHydroReservoirs-SHAREconcept
Juridique
CED - Décret du 14-08-1908
CED - Loi du 11-07-1907
ced_arrete_prefectoral_10-09-1970_creation_commission_agricole
Commission de Gestion de la réserve Agricole de Serre-Ponçon et des Réserves du verdon
Décret - Concession EDF - 1959
Loi n°56-6 - Aménagement de la Durance

Annexe 2 : Analyse des cadres juridiques et institutionnels

1 Présentation générale

L'analyse des cadres juridiques porte, au niveau régional et national, sur les domaines suivants :

- Le secteur de l'eau : gestion des ressources en eau, hydraulique urbaine, rurale et agricole ;
- Le secteur de l'énergie, plus spécifiquement le sous-secteur de l'électricité ;
- Le foncier ;
- La commande publique ;
- La fiscalité et les douanes ;
- Les exigences environnementales et sociales.

L'analyse vise à définir dans quel cadre juridique s'inscrit le barrage de Kandadji, et quelles sont, en particulier, les opportunités offertes et les limites imposées par ce cadre juridique.

L'analyse des cadres institutionnels portent sur les institutions régionales et nationales impliquées directement et indirectement dans le projet et dans les différents usages du barrage.

2 Analyse des cadres juridique sectoriels

2.1 Secteur de l'eau

Accords et instruments internationaux pour la gestion des ressources en eau

Le Niger a ratifié les diverses conventions internationales relatives à la préservation de la ressource en eau. Ces textes font partie du droit positif, conformément à l'article 171 de la Constitution de la VII République selon lequel « *les traités ou accords régulièrement ratifiés ont, dès leur publication, une autorité supérieure à celle des lois* ».

Parmi ces textes, les suivants s'appliquent particulièrement dans le cadre du projet Kandadji :

- **La Convention de Ramsar du 2 février 1971 relative aux zones humides d'importance internationale** : selon cette convention, toutes les zones humides (au moins au Niger) situées en aval de Kandadji doivent faire l'objet d'une protection ;
- **La Convention sur la Diversité Biologique** du 5 juin 1992, entrée en vigueur le 29 décembre 1993 a été ratifiée le 25 juillet 1995 ;
- **La Convention Cadre sur les Changements Climatiques** adoptée à Rio le 9 juin 1992, entrée en vigueur le 21 mars 1994 et ratifiée par le Niger le 25 juillet 1995 ;
- **La Convention des Nations Unies sur la lutte contre la désertification dans les pays gravement touchés par la sécheresse et/ou la désertification, en particulier en**

Afrique, signée à Paris le 17 juin 1994, entrée en vigueur le 26 décembre 1996 et ratifiée le 19 janvier 1996 ;

- **La quatrième Convention ACP-CEE révisée**, signée à Lomé le 15 décembre 1989 et révisée à Maurice le 4 novembre 1995 ;
- **La Convention sur le droit relatif aux utilisations des cours d'eau internationaux à des fins autres que la navigation** adoptée par l'Assemblée Générale des Nations Unies le 21 mai 1997 à New York, entrée en vigueur le 17 août 2014 et approuvée par le Niger, le 20 février 2013. Cette Convention est le premier instrument juridique de portée universelle qui régit l'utilisation, la gestion et la protection des cours d'eau. Elle a pour objet de : 1/ doter les Etats d'un instrument universel de gestion durable et concertée des ressources en eaux transfrontalières, 2/ d'encourager la coopération entre les Etats disposant de cours d'eau partagés, 3/ d'améliorer la gouvernance juridique des cours d'eau internationaux, 4/ d'éviter la gestion unilatérale des cours d'eau transfrontaliers, 4/ de prévenir les conflits portant sur ces cours d'eau et 5/ de promouvoir l'intégration régionale. Le Barrage de Kandadji est au cœur du programme de l'ABN validé par les 9 Chefs d'Etat.

En plus de ces accords, plusieurs instruments internationaux ont été développés pour assurer la gestion partagée des ressources en eau :

- **Les principes de Dublin** résultant de la Conférence Internationale sur l'eau et l'environnement de Dublin en 1992 qui comprennent notamment le développement et la gestion des eaux fondés sur une approche participative impliquant usagers, planificateurs et décideurs à tous les niveaux et qui constituent les fondements de la Gestion Intégrée des Ressources en Eau (GIRE). La GIRE est au cœur du mandat de l'ABN ;
- **La Vision mondiale de l'eau** présentée lors du deuxième Forum mondial de l'eau de La Haye en 2000 vise à sensibiliser l'opinion publique sur la crise de l'eau et à trouver des solutions pour la régler en 1/ limitant l'expansion de l'agriculture irriguée, 2/ augmentant la productivité de l'eau, 3/ augmentant le stockage, 4/ reformant les institutions en charge de la gestion de l'eau, 5/ renforçant la coopération internationale des bassins transfrontaliers, 6/ valorisant les services rendus par les écosystèmes, 7/ soutenant l'innovation et 8/ mobilisant les ressources financières auprès du secteur privé ;
- **La Résolution n°63-124 des Nations Unies de 2008 sur le droit des aquifères transfrontières** qui recommande aux États concernés de prendre des dispositions appropriées au plan bilatéral ou régional pour assurer convenablement la gestion des aquifères transfrontières ;
- **La Déclaration Finale du Sommet de Rio+20 de 2012** réaffirme les engagements d'élaborer des plans intégrés de gestion et d'utilisation efficace des ressources en eau qui garantissent l'utilisation durable de l'eau.

Cadre régional pour la gestion des ressources en eau

Au niveau du bassin du Niger

La Convention portant création de l'Autorité du Bassin du Niger (ABN) signée en 1980 et révisée en 1987 fait suite à un certain nombre d'accords conclus par les Etats du bassin du Niger depuis les années 60 pour coordonner leurs efforts dans la gestion du bassin, en particulier des ressources en eau : Acte de Niamey relatif à la navigation et à la coopération économique entre les Etats du bassin du Niger de 1963 et Accord relatif à la Commission du Fleuve Niger et la navigation et au transport sur le fleuve Niger de 1964 révisée à plusieurs reprises.

Les Etats membres de l'ABN sont le Bénin, le Burkina-Faso, le Cameroun, la Côte d'Ivoire, le Mali, le Niger, le Nigeria et le Tchad. L'Algérie a statut d'Observateur.

La création de l'ABN vise à « *promouvoir la coopération entre les pays membres et à assurer un développement intégré du Bassin du Niger dans tous les domaines de l'énergie, de l'hydraulique, de l'agriculture, de l'élevage, de la pêche et de la pisciculture, de la sylviculture et l'exploitation forestière, des transports et communications, et de l'industrie* » (article 3). Ses missions sont détaillées dans la partie 3.3.

L'ABN a élaboré la Charte de l'Eau du bassin du Niger signée par les 9 Etats membres en 2008. Elle constitue le document juridique de base pour une gestion durable, équitable et coordonnée des eaux du Fleuve Niger fondée sur la solidarité et la réciprocité.

Elle vise notamment à (article 2) :

- *Renforcer la solidarité et promouvoir l'intégration et la coopération économique sous régionale entre les États membres ;*
- *Promouvoir une gestion intégrée des ressources en eau du Bassin du Niger ;*
- *Encadrer les principes et les modalités d'allocation des ressources en eau entre les différents secteurs d'utilisation et les bénéficiaires associés ;*
- *Fixer les principes et les règles de prévention et de résolution des conflits liés à l'usage des ressources en eau du Bassin du Niger ;*
- *Définir les modalités de participation des usagers de l'eau dans la prise des décisions de gestion des ressources en eau du Bassin ;*
- *Promouvoir et faciliter le dialogue et la concertation entre les États membres dans la conception et la réalisation des programmes, projets et toutes autres actions de développement affectant ou susceptibles d'affecter les ressources en eau du Bassin.*

Elle institue les principes de gestion suivants (articles 4 à 9) : 1/ le principe de la participation et de l'utilisation équitables et raisonnables, 2/ le principe de l'utilisation non dommageable, 3/ le principe de précaution, 4/ le principe de prévention et 5/ le principe de préleveur-payeur.

En plus de ces principes, les Etats s'engagent à 1/ gérer les ressources en eau du bassin du Niger de manière à maintenir la qualité et la quantité de ces ressources, 2/ élaborer et mettre en œuvre des politiques de planification, de conservation, de gestion et de mise en valeur des

ressources en eau, 3/ préserver et protéger l'environnement et 4/ assurer sur leur territoire une police de l'eau (articles 10 à 13).

Les usages de l'eau du bassin du Niger comprennent les besoins en eau pour l'alimentation humaine ainsi que les besoins pour l'agriculture, l'élevage, la pêche, l'industrie, la navigation, les mines, l'énergie, le tourisme, la pisciculture, les transports et communications, la sylviculture, l'exploitation forestière et l'environnement de manière générale (article 14). La Charte n'établit pas de priorité entre les usages (article 15).

La Charte est complétée par les annexes suivantes :

- l'Annexe 1 relative à la protection de l'environnement signée en 2011 ;
- l'Annexe 3 relative à la notification préalable des mesures projetées et à l'instruction des dossiers de notification signée en 2014. La décision par les Etats membres du projet Kandadji est antérieure à cette annexe, mais ses modifications majeures depuis (par exemple le passage de 31 000 à 45 000 ha irrigués) pourraient être notifiées à l'ABN par le Niger ;
- L'Annexe 4 relative au partage des coûts et bénéfices des ouvrages communs et des ouvrages d'intérêt commun signée en 2017. Ces règles s'appliquent au barrage de Kandadji qui peut s'approcher du statut d'ouvrage d'intérêt commun au sens de la Charte de l'Eau, à savoir un ouvrage ayant un intérêt pour deux ou plusieurs Etats membres de l'Autorité du Bassin du Niger et pour lequel, ils ont d'un commun accord décidé de la gestion coordonnée.

L'Annexe 2 relative à la gestion coordonnée des barrages structurants du bassin versant du Niger (accompagnée d'un règlement d'eau) n'a pas encore été adoptée et est en cours de révision. Le nouveau projet Banque mondiale d'appui à l'ABN prévoit la gestion coordonnée de Markala (Office du Niger au Mali), Kandadji (Niger) et Kainji (Nigeria).

Au niveau de la CEDEAO

La Communauté Economique Des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), créée en 1975 et dont est membre le Niger a engagé différentes initiatives en matière de gestion des ressources en eau :

- Par la Décision A/DEC.12/12/00 du 16 décembre 2000, la Conférence des Chefs d'Etats et de Gouvernement des Etats membres, institution suprême de la Communauté, chargée de déterminer la politique générale et les principales orientations de la Communauté, a adopté le Plan d'Action Régional de la Gestion Intégrée des Ressources en Eau en Afrique de l'Ouest (PAR/GIRE/AO)³⁷ ;
- Par la Décision A/DEC.5/12/01 du 21 décembre 2001, la Conférence a mis en place le cadre institutionnel de la Gestion Intégrée des Ressources en Eau au niveau sous régional comprenant la création d'un Cadre Permanent de Coordination et de Suivi de

³⁷ Décision A/DEC.12/12/00 du 16 décembre 2000, portant adoption d'un Plan d'Action Régional de la Gestion Intégrée des Ressources en Eau en Afrique de l'Ouest (PAR/GIRE/AO) et Décision A/DEC.6/12/2001 portant amendement de la Décision A/DEC.12/12/00 du 16 décembre 2000 portant adoption d'un Plan d'Action Régional de la Gestion Intégrée des Ressources en Eau en Afrique de l'Ouest.

la Gestion Intégrée des Ressources en Eau en Afrique de l'Ouest (CPCS/GIRE/AO), dont la mission est de promouvoir, coordonner et assurer la mise en œuvre d'une politique communautaire en matière de GIRE³⁸. Le CPCS/GIRE/AO est composé de quatre organes : le Comité Interministériel de Suivi (CMS), organe d'orientation et de décision, le Comité Technique des Experts (CTE), le Conseil Sous-régional de Concertation de la GIRE, organe consultatif et le Centre de Coordination des Ressources en Eau (CCRE) qui est la structure exécutive ;

- En 2008, les Chefs d'Etat de la CEDEAO ont adopté la Politique des ressources en eau de l'Afrique de l'Ouest. Cette politique vise de manière spécifique à 1/ favoriser l'harmonisation et l'intégration des politiques nationales et régionales relatives aux ressources en eau et à 2/ inciter les Etats à développer leur cadre de gestion de l'eau au niveau des pays et des bassins transfrontaliers d'Afrique de l'Ouest en conciliant développement économique, équité sociale et préservation de l'environnement.
- La Directive relative au développement d'infrastructures hydrauliques en Afrique de l'Ouest adoptée en 2017. Elle vise à assurer une meilleure prise en compte des considérations environnementale, économique et sociale dans le développement des projets d'infrastructures hydrauliques transfrontaliers en Afrique de l'Ouest en vue d'assurer leur durabilité. Au plan spécifique, il s'agit de :
 - Affirmer le rôle majeur des organisations de bassin dans le développement des projets à caractère transfrontalier ;
 - Intégrer les populations affectées comme acteurs, partenaires et bénéficiaires du projet ;
 - S'assurer que les différents acteurs du développement des projets jouent leur rôle respectif ;
 - Evaluer et optimiser la rentabilité des grands ouvrages hydrauliques en prenant en compte les conditions de viabilité financière des projets, en optimisant la rentabilité des aménagements existants ou en projet en généralisant leur vocation multiple, en couvrant les charges récurrentes des

³⁸ Décision A/DEC.5/12/01 du 21 décembre 2001 portant création du Cadre Permanent de Coordination et de Suivi de la Gestion Intégrée des Ressources en Eau en Afrique de l'Ouest, CPCS/GIRE/AO ; Décision A/DEC.401/06/ du 12 janvier 2006 portant adoption des statuts du Cadre Permanent de Coordination et de Suivi de la Gestion Intégrée des Ressources en Eau en Afrique de l'Ouest et des règlements intérieurs des organes le composant.

ouvrages hydrauliques et en prenant en compte la durabilité de l'ouvrage et de ses bénéfices face aux changements climatiques ;

- Capitaliser et échanger les expériences existantes en matière de développement de grandes infrastructures hydrauliques dans le cadre de la CEDEAO ;
- Définir un cadre de référence régional pour la conduite des évaluations environnementales et sociales et assurer la mise en œuvre effective des plans environnementaux et sociaux (art. 3).

Dans son champ d'application, elle concerne toutes les infrastructures hydrauliques à caractère transfrontalier dans l'espace CEDEAO notamment, les grands barrages. La Directive évoque des principes environnementaux dans le développement des infrastructures hydrauliques, dont celui de la complémentarité qui permet d'exploiter au mieux, dans une perspective d'intégration régionale, les complémentarités des Etats membres, sur la base des avantages comparatifs actuels ou potentiels de la Communauté, en vue d'une gestion durable des ressources en eau partagées, du partage équitable des bénéfices qui doit permettre aux populations locales affectées de jouir des bénéfices résultant de l'exploitation des infrastructures hydrauliques en termes d'électricité, de périmètres irrigués, de pêches ou de tout autre avantage.

La Directive constitue un outil important pour la mise en œuvre du Projet de construction du Barrage de Kandadji. Mais, il importe de prendre les dispositions nécessaires pour sa transposition au Niger. Il n'existe pas de contradiction entre la Directive CEDEAO et la Charte de l'eau de l'ABN.

On notera enfin que la Directive fixe de manière précise les modalités de partage équitable des bénéfices des ouvrages avec les populations locales (Article 11) :

Le partage équitable des bénéfices résultant de l'exploitation des infrastructures hydrauliques est assuré aux populations locales affectées par les infrastructures hydrauliques en termes d'accès notamment à l'électricité, l'agriculture irriguée ou la pêche.

Le partage des bénéfices avec les populations locales leur assure la jouissance effective des avantages générés par l'exploitation des infrastructures hydrauliques notamment l'accès à l'eau potable, à l'électricité et aux terres agricoles pour améliorer les conditions de vie des populations locales notamment en matière de santé et d'éducation.

L'accès aux terres agricoles s'opère dans le cadre de la sécurisation foncière au profit des populations affectées.

Le partage des bénéfices prend en compte le droit des populations affectées à une partie des revenus monétaires tirés de l'exploitation et de la vente de l'énergie hydroélectrique.

Ainsi, la Directive insiste sur le caractère multi-usage des ouvrages et dispose qu'une partie des recettes engendrées par la vente de l'énergie électrique est destinée aux populations affectées par le projet.

Au niveau de l'UEMOA

Le Traité portant création de l'UEMOA de 1973 ne contient pas de disposition spécifique à la gestion de la ressource en eau. Le Protocole Additionnel relatif aux Politiques Sectorielles, adopté en même temps que le Traité, consacre son Chapitre IV à l'amélioration de l'environnement et donne compétence à la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement, organe suprême de l'Union, de fixer par voie d'Acte Additionnel, les objectifs et les principes Directeurs de la Politique de l'Union en matière de préservation de l'environnement. L'article 10 permet à ladite instance de prendre en compte en matière de protection de l'environnement, notamment les objectifs relatifs à la protection des ressources naturelles et de la biodiversité, donc des ressources en eau.

Accords tri et bilatéraux

Le Niger est également partie à différentes conventions et accords bilatéraux relatifs à la gestion partagée des ressources en eaux :

- Le protocole d'accord portant création de l'Autorité de Développement intégré de la région du Liptako Gourma (ALG) signé en 1970 et révisé en 2000 par le Burkina Faso, le Mali et le Niger. Cette Autorité a pour objectifs d'exploiter en commun les ressources minières, énergétiques, hydrauliques, pastorales, agricoles et halieutiques de la région en organisant des études et en mettant en œuvre des projets d'infrastructures et de promouvoir l'autosuffisance alimentaire, la lutte contre la désertification et le désenclavement. L'ALG a largement contribué en 1984 puis au début des années 2000 (avant le lancement de la Vision partagée de l'ABN) à la relance du projet Kandadji ;
- La Convention portant création de la Commission Mixte Nigéro-Nigériane de Coopération de 1971 : cette commission est une organisation bilatérale chargée de rechercher les moyens de coordonner et d'harmoniser l'économie des deux pays dans tous les domaines. En matière de gestion des ressources en eau, elle est chargée de « *promouvoir et coordonner les projets des programmes de recherche conjoints visant à développer les ressources en eau des deux parties contractantes* » ;
- L'Accord concernant le partage équitable de la conservation et de la mise en valeur de leurs ressources en eaux communes du Niger et du Nigeria signé en 1990 ;
- Le Protocole d'accord entre le Niger et le Mali relatif à la coopération dans l'utilisation des ressources en eau du fleuve Niger, signé à Bamako le 12 juillet 1988 instaure un Comité Technique qui a pour mission de 1/ promouvoir les échanges d'informations et des données relatives aux études, aux simulations de l'écoulement fluvial et à l'aménagement des eaux, 2/ analyser régulièrement la situation hydro-climatologique et 3/ suivre l'exécution des mesures prises d'un commun accord par les Autorités compétentes des deux pays.

Synthèse

Au plan international, régional, sous-régional et communautaire, le Niger est partie à différentes conventions et textes communautaires relatifs à la gestion des ressources en eau. Les accords internationaux, tels que la Convention de New-York du 21 mai 1997, ont un caractère supplétif et accordent aux Etats la possibilité de prévoir des accords de cours d'eau. En effet, la Convention de New-York ne modifie rien en principe aux droits ou obligations résultant pour ces

Etats d'accords en vigueur, dont la convention créant l'ABN. Les accords bilatéraux signés par le Niger continuent de s'appliquer. A titre d'exemple, le Protocole d'Accord entre le Niger et le Mali de 1988 portant sur la gestion des ressources en eau du Bassin du Niger prévoit un Comité Technique dont les attributions peuvent être diluées dans le cadre de celles de l'ABN qui est un organisme plus représentatif des intérêts des Etats riverains du Bassin du Niger.

Par ailleurs, la Charte de l'Eau du Bassin du Niger s'est largement inspirée de la Convention de New-York de 1997 en reprenant ses principes en les adaptant à la situation du Bassin. Les bonnes pratiques reprises dans la Charte portent sur l'utilisation et la participation équitable et raisonnable, les facteurs pertinents pour une telle utilisation, l'obligation de ne pas causer de dommages significatifs, l'obligation de coopérer, l'échange d'informations et de données, les conditions dans lesquelles les mesures projetées doivent être mises en œuvre, les mécanismes de protection et de préservation des écosystèmes, ainsi que le règlement des différends.

Concernant la Directive CEDEAO relative aux grandes infrastructures, elle doit l'objet d'une transposition au Niger car son article 61 demande aux Etats d'adapter régulièrement les cadres juridiques nationaux et les bonnes pratiques aux évolutions régionales en matière de conception, de développement et de mise en œuvre desdits projets. La mise en œuvre de cette Directive permettra de compléter le cadre juridique national relativement aux infrastructures hydrauliques en donnant au futur barrage de Kandadji un cadre plus approprié. Il est enfin noté que la Directive insiste sur le caractère multi-usage des ouvrages et dispose qu'une partie des recettes engendrées par la vente de l'énergie électrique est destinée aux populations affectées par le projet.

Cadre national

Les institutions responsables de l'eau et de l'assainissement

- L'ordonnance n° 2010-54 du 17 septembre 2010 portant Code Général des Collectivités Territoriales qui transfère aux collectivités territoriales (communes et régions) les compétences dans le domaine de l'hydraulique (article 163). Les collectivités territoriales sont dotées de la personnalité morale et de l'autonomie financière (article 3) et sont autorisées, dans le cadre de l'exercice de leurs compétences, sous leur maîtrise d'ouvrage, de déléguer, se faire assister, concéder, affermer, sous-traiter ou passer contrat (article 165). Cette ordonnance est complétée par deux décrets³⁹ de 2016 qui actent le transfert effectif des compétences suivantes aux collectivités territoriales dans le domaine de l'hydraulique : mise en application des documents de politiques stratégies et programme du secteur de l'eau et de l'assainissement relevant de la compétence des collectivités territoriales, mise en application des textes législatifs et réglementaires concernant le domaine de l'hydraulique et de l'assainissement relevant de la compétence des collectivités territoriales, mise en œuvre des programmes d'information, de sensibilisation, de communication, d'éducation et d'encadrement des populations en matière d'eau, gestion des services publics d'alimentation en eau potable et d'assainissement, mise en œuvre des relations

³⁹ Décret n°2016-075 du 26 janvier 2016 portant transfert des compétences et des ressources de l'Etat aux communes dans les domaines de l'Education, de la Santé, de l'Hydraulique et de l'Environnement et décret n°2016-76 du 26 janvier 2016 portant transfert des compétences et des ressources de l'Etat aux régions dans les domaines de l'Education, de la Santé, de l'Hydraulique et de l'Environnement.

intercommunales dans le cadre de la GIRE, suivi et contrôle des travaux de réalisation / réhabilitation des infrastructures d'hydrauliques et d'assainissement, etc.

Code de l'eau

L'Ordonnance n°2010-09 du 1^{er} avril 2010 portant Code de l'Eau est le document de référence déterminant le cadre juridique des « *conditions relatives à l'organisation de l'approvisionnement en eau des populations et du cheptel, d'une part, et celles relatives aux aménagements hydroagricoles d'autre part* » (article 1^{er}).

Le code de l'eau définit notamment :

- Les **principes relatifs à la gestion de l'eau**.
- Dans son champ d'application, le Code s'applique aux ouvrages et aménagements hydro-agricoles, comme les barrages.
- Le Code consacre la GIRE en son article 9 et met l'accent sur les points suivants :
 - le droit fondamental d'accès à l'eau à chaque citoyen (article 4) ;
 - la consécration de l'eau en tant que bien écologique, social et économique dont la préservation est d'intérêt général et dont l'utilisation sous quelque forme que ce soit, exige de chacun qu'il contribue à l'effort de la collectivité et/ou de l'État, pour en assurer la conservation et la protection (article. 6) ;
 - la prise en compte de toutes les activités/usages/utilisations en matière de gestion des ressources en eau et la non priorisation des usages (articles. 7 et 8) ;
 - l'obligation faite aux autorités compétentes, d'informer et de faire participer les populations (public) concernées par un aménagement hydraulique, une mesure ou un plan de gestion de l'eau, à l'élaboration et à la mise en œuvre des décisions y afférentes ;
 - le principe de gestion concertée des ressources
- Il précise qu'« *aucun usage n'est prioritaire par rapport aux autres mais en cas de concurrence entre plusieurs utilisations, une attention particulière est accordée aux besoins humains essentiels* » (article 8). Les règles d'allocation des ressources en eau sont définies de façon à concilier les intérêts des différents utilisateurs (article 42). La participation de l'ensemble des usagers, planificateurs et décideurs est également un principe qui guide la gestion de la ressource en eau (article 9) ;
- Le **domaine public** : les ouvrages hydrauliques visant entre autres à faciliter la retenue et la régulation de l'eau, la production d'énergie et l'irrigation font partie du domaine public artificiel de l'Etat (article 16) ;
- Le **cadre institutionnel** qui distingue les institutions nationales (Ministère en charge de l'hydraulique, Commission Nationale de l'Eau et de l'Assainissement) des institutions régionales (collectivités territoriales, Unités de Gestion des Eaux, Associations des

Usagers de l'Eau). Le rôle et les missions de ses différentes institutions sont détaillés dans la partie 3.3.

- Les **outils de planification** qui comprennent la Politique Nationale de l'Eau, le Plan d'Action National de Gestion Intégrée des Ressources en EAU (PANGIRE) et les Schémas d'Aménagement et de Gestion des Ressources en Eau déterminés au niveau de chaque Unité de Gestion de l'Eau (UGE) ;
- Le **financement** de la gestion de l'eau : il prévoit la création d'un Fonds National de l'Eau et de l'Assainissement en partie abondé par les contributions versées par les usagers de l'eau (personne morale ou physique) sur la base du volume d'eau prélevé, consommé ou mobilisé (article 38) ;
- Le **régime des installations**, des ouvrages et des aménagements qui varie en fonction du type d'installation : régime de déclaration, régime d'autorisation et régime de concession lorsque l'installation présente un caractère d'intérêt général (article 47) ;
- Les **modalités d'organisation, de gestion et de financement des ouvrages hydro-agricoles** qui sont précisées par voie réglementaire (article 81).

Le code de l'eau est complété par les textes suivants.

Les textes d'application du code de l'eau :

Décret n° 2011-404/PRN/MH/E du 31 août 2011, déterminant la nomenclature des aménagements, installations, ouvrages, travaux et activités soumis à déclaration, autorisation et concession d'utilisation de l'eau ;

Décret n° 2011-405/PRN/MH/E du 31 août 2011, fixant les modalités et les procédures de déclaration, d'autorisation et de concession d'utilisation d'eau ;

Arrêté n° 0114/MEE/LCD/SG/DL du 13 octobre 2010, fixant les montants des contributions financières des populations bénéficiaires de la réalisation et/ou de la réhabilitation d'installation et points d'eau publics dans le domaine de l'Hydraulique rurale ;

Arrêté n° 0115/MEE/LCD/SG/DL du 15 octobre 2010, portant adoption du Guide des Services d'Alimentation en Eau Potable au Niger dans le domaine de l'Hydraulique Rurale ;

Arrêté n° 0116/MEE/LCD/DGH/DL du 15 octobre 2010, fixant les modalités d'organisation, de gestion, de suivi et de contrôle du service public d'approvisionnement en eau potable des populations et du cheptel dans le domaine de l'Hydraulique Rurale au Niger ;

Arrêté n° 0119/MEE/LCD/DGH/DL du 18 octobre 2010, portant approbation du Contrat Type de prestations intellectuelles pour l'Appui Conseil et le Suivi du Service Public de l'Eau entre la commune et les Structures d'Appui Conseil du Service Public de l'eau (SAC/SPE) ;

Arrêté n° 0120/MEE/LCD/SG/DL du 18 octobre 2010, portant approbation du Dossier Type de consultation des entreprises pour la délégation de service public de l'eau de type affermage ;

Arrêté n° 0121/MEE/LCD/DGH/DL du 18 octobre 2010, déterminant les modalités et les procédures de création des Associations des Usagers du Service Public de l'Eau (AUSPE) et des Comités de Gestion des Points d'Eau (CGPE) ;

Arrêté n°0122/MEE/LCD/DGH/DL du 18 octobre 2010, déterminant les conditions d'exercice de la gestion communautaire des points d'eau dans le sous-secteur de l'hydraulique rurale.

Hydraulique urbaine

La loi °2000-12 du 14 août 2000 portant réorganisation de l'activité de production, transport et distribution de l'Eau dans le sous-secteur de l'hydraulique urbaine et créant la Société de Patrimoine des eaux du Niger (SPEN), modifiée et complétée par l'ordonnance n°2010-91 du 23 décembre 2010, a permis la réforme institutionnelle du sous-secteur de l'hydraulique urbaine non transférable aux collectivités locales.

Elle fixe également les missions de l'Autorité de Régulation Multisectorielle (ARM) qui est en particulier chargée de mettre en place un modèle de régulation économique et financier et d'assurer son actualisation. En 2013, une réforme de la régulation au Niger a eu lieu avec la transformation de l'ARM et la sortie des secteurs de l'eau, de l'énergie et des transports de son périmètre. Chaque secteur a ensuite défini ses nouvelles modalités de régulation. Pour le secteur de l'eau, la fonction régulation a été confiée à un bureau au sein du Ministère en charge de l'Hydraulique et de l'Assainissement.

Hydraulique rurale et agricole

L'hydraulique rurale et agricole est encadrée par plusieurs textes :

- L'ordonnance n°93-015 du 2 mars 1993 fixant les principes d'orientation du code rural prévoit les conditions d'utilisation de l'eau, de création, de modification et d'usage d'ouvrages hydrauliques en milieu rural, en particulier des aménagements hydro-agricoles qui peuvent être réalisés par des personnes privées ou publiques (articles 45 et 46) ;

Stratégie sectorielle

Il n'existe pas de document de politique unique dans le secteur de l'eau mais plusieurs documents de stratégie sectorielle :

- Le **Plan d'Action National de Gestion Intégrée des Ressources en Eau (PANGIRE)** qui est un outil de planification des actions prioritaires dans le secteur de l'eau sur la période 2017-2030 s'inspirant des principes internationaux de gestion de l'eau. Le coût total du PANGIRE s'élève à 74,36 milliards FCFA (113 millions Euros), dont 59% pour la valorisation des ressources naturelles et le développement des activités socio-économiques. Parmi les objectifs du PANGIRE, on peut citer : 1/ la satisfaction de la demande en eau d'irrigation estimée à 6 105 millions de m³ à l'horizon 2030, 2/ un débit écologique minimum égal à 10% du débit moyen pour le fleuve du Niger et 3/ 500 à 600 GWh d'énergie produite par Kandadji à horizon 2025. Bien que la production d'énergie à partir du barrage de Kandadji soit un des objectifs chiffrés du PANGIRE, le Programme Kandadji de Régénération des écosystèmes et de mise en Valeur de la vallée du Niger ne fait pas partie des actions du PANGIRE, qui ne comprend pas les actions en cours de réalisation.
- La **Politique et les stratégies pour l'eau et l'assainissement de l'eau pour un développement durable**. Cette politique à laquelle il est fait référence dans le code de l'eau date de 1999 et n'a pas été actualisée depuis. La réalisation du barrage de Kandadji est explicitement citée, une place à part devant lui être réservée car le projet répond à plusieurs objectifs : 1/ Satisfaire à moyen et long terme les besoins en eau des régions de Tillabéri et Niamey, 2/ Fournir de l'électricité à moindre coût, 3/ Augmenter le potentiel irrigable, 4/ Favoriser le développement du secteur minier dans le Liptako-Gourma, 5/ Améliorer la navigation sur le tronçon nigérien du fleuve, 6/ Favoriser le développement du tourisme et 7/ Réguler les écoulements du Fleuve ;
- La **Lettre de politique sectorielle de l'hydraulique urbaine** de 2010 qui comprend des actions visant à améliorer la production et l'accès à l'eau potable et à l'assainissement en milieu urbain à court-terme (2010-2015) et à long-terme (2016-2020) ;
- La **Stratégie Nationale de l'Hydraulique Pastorale** qui vise à 1/ mettre à jour et valoriser les ressources hydrauliques en milieu pastoral, 2/ Affirmer une politique de mobilisation et de gestion intégrée des eaux de surface , 3/ Adapter la démarche d'implantation des points d'eau d'hydraulique pastorale, 4/ améliorer la gestion de ces points d'eau, 5/ Préserver la qualité de l'eau, 6/ Promouvoir le sous-secteur de l'hydraulique pastorale 7/Régionaliser la stratégie nationale en hydraulique pastorale.

Le coût de la stratégie pour la période 2015-2019 est de 205 milliards FCFA (214 millions Euros) ;

- Le **Programme Sectoriel Eau Hygiène et Assainissement (PROSEHA)** 2016-2030 a été élaboré dans la perspective de l'atteinte de l'Objectif de Développement Durable (ODD) n°6 des Nations Unies visant à assurer un accès universel à l'eau et à l'assainissement. Il vise à assurer la disponibilité et la gestion durable de l'eau et de l'assainissement pour tous et à contribuer à la mise en œuvre de la stratégie nationale d'hydraulique pastorale. Le PROSEHA est structuré en 5 sous-programmes dont le sous-programme Connaissance, Suivi et Protection des Ressources en Eau qui vise à améliorer les connaissances et le suivi des ressources en eau et de leurs usages en créant notamment un observatoire de l'eau et de l'environnement. Le PROSEHA prévoit également au cours de sa première phase (2016-2020) l'élaboration d'une politique nationale de l'eau sur la base des enjeux de l'ODD n°6 et l'opérationnalisation des UGE prioritaires avec les instruments de la GIRE. Le coût total du PROSEHA s'élève à 3 289 milliards FCFA (5 milliards Euros) dont 1 098 milliards FCFA (1,7 milliards Euros) pour la première phase ;

2.2 Secteur de l'énergie

Cadre régional

Par l'adoption du Protocole de l'Énergie A/P4/1/03 signé à Abuja le 28 mai 2003, dont le Niger est membre, les États de la CEDEAO entendent développer un marché régulé de l'énergie ouvert et concurrentiel et faciliter le libre transit de l'énergie.

La mise en œuvre de ce Protocole est complétée par les textes suivants :

- La Directive C/DIR/1/06/13 du 21 juin 2013 sur l'organisation du marché régional de l'électricité qui impose aux États de la CEDEAO d'élaborer et de mettre en œuvre, au plus tard en juillet 2015, un cadre juridique permettant la liberté de transit et le libre accès au réseau de transport régional et prévoyant notamment la séparation comptable des coûts des fonctions de production, transport et distribution, un règlement définissant les conditions d'éligibilité des grands consommateurs, des conditions et des procédures d'octroi de licence simplifiées et attrayantes pour les nouveaux producteurs indépendant, ainsi que la mise en place d'une autorité de régulation nationale indépendante ;
- Les Décisions N°005/15 et 006/15 de l'ARREC approuvant les règles de marché et la méthodologie tarifaire du réseau de transport régional.

Cadre national

Le secteur de l'électricité est régi par la loi n°2016-05 du 17 mai 2016 portant Code de l'Electricité qui comprend notamment les dispositions suivantes.

Service public

Les activités de production, de transport et de distribution sont déléguées sous forme de concession (article 6), la concession étant définie comme une *forme de délégation par laquelle l'État ou une collectivité (le Concédant) confie, à une personne morale de droit public ou privé (le Concessionnaire) pour un temps déterminé, l'exploitation et le développement d'un service public*

aux frais et risques du Concessionnaire qui se rémunère au moyen de perceptions prélevées sur les usagers (article 3).

Les conditions et modalités de conclusion des conventions de délégation sont fixées dans le décret n°2016-514⁴⁰. Elles sont attribuées par le Ministre chargé de l'énergie (article 3) suite à un appel d'offres ouvert ou restreint, national ou international conformément à la réglementation des marchés publics et des délégations de service public ou des PPP (article 8) pour une durée maximale de 50 ans (article 10). La convention de délégation passée entre l'Etat et le délégataire est signée par le Ministre en charge de l'énergie après avis motivé de l'organe de régulation (article 13).

Règles spécifiques à la production

La production est soumise à la conclusion préalable de contrats de vente précisant les modalités de cession au délégataire de distribution ou de vente à des grands consommateurs (article 24). La production indépendante est considérée comme une délégation d'une activité de service public (article 25), les modalités de cession de l'énergie produite par le producteur indépendant devant être spécifiées dans la convention de délégation et dans le contrat d'achat d'énergie (article 26).

Le dispositif contractuel à mettre en place pour un producteur d'électricité indépendant (public ou privé) consiste en :

- Un contrat d'achat d'énergie tripartite (Société de projet/Gouvernement/Nigelec) intégrant la garantie souveraine de l'État ;
- Une convention bipartite (Société de projet / Nigelec) de raccordement, d'accès au réseau et d'exploitation intégrant son cahier des charges, et structurée sous forme de conditions générales et particulières ;
- Un contrat de concession bipartite (Société de projet / Gouvernement), délégation de service public, à laquelle est annexé un cahier des charges.

Il peut être retenu que :

- La convention de raccordement sera globale et portera aussi sur les conditions d'accès au réseau et d'exploitation de la centrale ;
- Le productible sera intégralement délivré à NIGELEC au point d'injection sans droit de péage.

L'ensemble de ces contrats est lié (même entrée en vigueur et même terme) et est soumis à l'approbation préalable de l'autorité de régulation ARSE.

Règles spécifiques au transport

L'activité de transport, incluant la conduite du réseau de transport, est définie par délégation (article 27). Les conditions d'accès des tiers au réseau de transport sont déterminées par décret (article 28). Le transport pour le compte de tiers est soumis au paiement d'un péage défini par

⁴⁰ Décret n°2016-514 du 16 septembre 2016 fixant les conditions et les modalités de conclusion des conventions de délégation et d'attribution des licences dans le cadre du service public de l'énergie électrique.

l'organe de régulation tenant compte des coûts de développement et d'exploitation du réseau (article 30). Le raccordement au réseau de transport est soumis à l'accord préalable du ministère en charge de l'énergie (article 31).

Le décret n°2016-512 fixant les conditions d'accès au réseau de transport⁴¹ prévoit que l'organe de régulation donne un avis de non objection sur toutes les demandes d'accès des tiers au réseau de transport (article 5) et que le ministère en charge de l'énergie donne son accord à tout raccordement (article 6). Le concessionnaire du réseau de transport réalise une étude de raccordement (article 14) en tenant compte des caractéristiques techniques des installations des tiers utilisateurs (article 13). La tarification de l'accès au réseau (péage) répond aux principes du timbre-poste (tarif indépendant de la distance parcouru) et de la couverture des coûts (coûts effectivement engagés par le concessionnaire) (articles 28, 29, 30). Une convention de raccordement est signée entre le concessionnaire du réseau de transport et le tiers utilisateur après avis de l'organe de régulation (articles 36 et 37).

Règles spécifiques à la distribution et à la commercialisation

Les activités de distribution et de commercialisation sont exercées de manière exclusive sur le territoire (article 35) par un opérateur unique (article 36).

Propriété, établissement, exploitation et maintenance des ouvrages

Les ouvrages affectés au service public de l'énergie électrique font partie du domaine public (article 57). Le régime juridique des ouvrages financés par le délégataire est défini dans la convention de délégation (article 58). Les projets d'infrastructures doivent être approuvés par le ministère en charge de l'énergie (article 60) qui en réalise également le contrôle de la réalisation, de l'exploitation et du déclassement (article 61). Les ouvrages destinés à être raccordés au réseau public sont également contrôlés par le régisseur du réseau. Enfin l'organe de régulation dispose d'un droit de vérification de la conformité des installations des délégataires et de leurs conditions d'exploitation (article 61).

Tarifs

Les tarifs pour l'achat, l'importation et l'exportation d'énergie électrique sont négociés entre opérateurs et soumis à l'approbation de l'organe de régulation (article 64). Ils sont déterminés sur la base de la vérité des coûts économiques (article 65) et fondés sur plusieurs principes dont l'équilibre économique et financier du sous-secteur, l'équilibre offre-demande à moyen et long-terme et l'attractivité des activités du sous-secteur aux investissements privés calculés sur une projection de la demande d'électricité et des plans de développement du sous-secteur (article 65).

Le coût économique de production comprend 1/ une composante énergie correspondant au coût marginal de production et 2/ une composante puissance correspondant au coût d'investissement et d'entretien de l'équipement marginal permettant de fournir la demande de pointe⁴².

3 Analyse des cadres juridique généraux

⁴¹ Décret n°2016-512 du 16 septembre 2015 fixant les conditions d'accès des tiers au réseau de transport de l'énergie électrique.

⁴² Décret n°2016-513 du 16 septembre 2016 déterminant les règles tarifaires applicables au sous-secteur de l'électricité.

3.1 Commande publique

Le cadre de la commande publique, en particulier la nouvelle Loi sur les PPP, fait l'objet d'un développement directement dans le corps du rapport.

3.2 Régime fiscal et douanier

Les dispositions fiscales et douanières applicables aux DSP (concessions) attribuées selon le code de marchés publics et des délégations de service public relèvent du Code des investissements⁴³. Celles applicables aux contrats de PPP attribués selon la loi PPP de 2011 et son décret d'application relèvent de la loi portant régime fiscal applicable aux PPP⁴⁴.

Le tableau ci-dessous compare les avantages octroyés selon les deux régimes.

Exonération d'impôt / avantages	Code des investissements	Loi portant régime fiscal applicable au PPP
Droits de douane	Oui	Oui
Autres prélèvements (communautaires)	Non	Non
TVA à l'importation	Non	Non
TVA à l'exportation	Oui	Oui
Autres droits et taxes d'importation	Oui	Oui
Impôt Minimum Forfaitaire	Oui	Non
Taxe professionnel	Oui	Oui
Taxe immobilière	Oui	Oui
Droits d'enregistrement	Non	Oui
TVA à l'intérieur	Oui	Oui
Droits et taxes sur le carburant et autres sources d'énergie	Oui	Oui
Impôts sur les bénéfices (ISB)	Non	Oui à hauteur de 50%
Taxe d'apprentissage (TAP)	Non	Non
Taxe sur certains frais généraux des entreprises (TCFGE)	Non	Non
Impôt sur les revenus des valeurs mobilières (IRVM)	Non	Non
Impôts retenus à la source	Non	Non
TVA pour compte de tiers sur les prestations étrangères	Non	Oui
Cotisation à la CNSS	Non	Non
Autres avantages	Octroi des avantages prévus pendant la phase de réalisation des investissements aux programmes d'extension, de diversification et de modernisation. Bonification de la durée des avantages de 3 ans pendant la	Régime d'admission temporaire pour les équipements de chantier Possibilité de bénéficier de l'assouplissement des formalités d'inspection avant embarquement Octroi des avantages prévus pendant les phases de

⁴³ Ordonnance n° 89-19 du 8 décembre 1989, portant Code des Investissements en République du Niger, modifiée par l'Ordonnance n°97-09 du 27 février 1997, l'Ordonnance n°99- 69 du 20 décembre 1999 et la Loi n°2001 - 20 du 12 juillet 2001

⁴⁴ Loi N°2014-02 du 31 mars 2014 portant régime fiscal, financier et comptable applicable aux contrats de partenariat public privé

Exonération d'impôt / avantages	Code des investissements	Loi portant régime fiscal applicable au PPP
	phase d'exploitation pour les entreprises dont les unités de production sont à plus de 50Km de Niamey.	conception et de réalisation en cas de renouvellement ou d'extension des investissements Possibilité de reporter le déficit fiscal au terme d'un exercice successivement jusqu'au cinquième exercice qui suit celui de sa survenance Possibilité de déduire des bénéfices imposables des amortissements calculés selon un système constant préférentiel au titre des biens amortissables utilisés dans le cadre de l'exploitation

Le régime fiscal et douanier des contrats de PPP est plus attractif pour des concessions de production d'électricité. Il s'agit d'un régime spécifique et stable dont les avantages ne peuvent se cumuler avec ceux du code général des impôts, du code des investissements ou de tout autre texte particulier.

3.3 Environnement et société

Les dispositions législatives et réglementaires qui constituent le cadre juridique environnemental et social sont de trois ordres :

- Les prescriptions des bailleurs de fonds (BM/BAD/AFD) ;
- Les textes internationaux comprenant, d'une part, les conventions et traités auxquels le Niger a adhéré et qui ont été ratifiés, et, d'autre part, les accords signés par le Niger et dont les contenus ont trait à l'environnement et aux conditions de vie des populations ;
- Les textes nationaux dont la Constitution de la République du Niger et ceux ayant trait à l'environnement et aux conditions de vie des populations (décrets, arrêtés et circulaires).

Cadre normatif des bailleurs de fonds

Politiques environnementales et sociales de la Banque Mondiale

Les Politiques Opérationnelles (OP) de la Banque Mondiale (BM), dites « politiques de sauvegarde », visent à promouvoir des approches de développement socialement et écologiquement viables, et à ce que les opérations financées par la BM ne portent pas préjudice aux populations ni à l'environnement.

Elles comprennent l'OP d'évaluation environnementale 4.01 et les politiques impliquées dans les évaluations environnementales et sociales de projets d'électrification, dont le projet de barrage de Kandadji. En sus de l'OP 4.01, les politiques déclenchées par le projet

comprennent les OP 4.04 (habitats naturels), 4.11 (patrimoine physique et culturel), 4.12 (réinstallation involontaire), 4.37 (sécurité des barrages) et 7.50 (projets relatifs aux voies d'eau internationales), dont les dispositions sont résumées en Annexe 2.

Politique de sauvegarde de l'Agence Française de Développement

L'AFD reconnaît que toute opération de développement durable est susceptible de porter atteinte à l'environnement et/ou aux populations, et qu'il est donc nécessaire d'évaluer et de maîtriser les risques environnementaux et sociaux de ces opérations.

La démarche de maîtrise des risques environnementaux et sociaux de l'AFD a pour objectifs 1/ d'évaluer les risques et impacts environnementaux et sociaux de chaque projet présenté aux instances décisionnelles, 2/ de proposer les mesures appropriées visant à limiter l'exposition à ces risques, ou à en compenser les effets, 3/ de suivre la mise en œuvre de ces mesures lors de la phase d'exécution de l'opération, 4/ de gérer les imprévus et, 5/ d'améliorer la qualité des projets et la performance environnementale et sociale des contreparties.

Pour toutes les opérations financées par l'AFD, la conformité à la réglementation nationale du pays de mise en œuvre de l'opération est obligatoire. L'AFD applique en outre les règles, bonnes pratiques et directives produites par des organisations internationales de référence telles que :

- Les Politiques de Sauvegarde de la Banque mondiale, pour les financements du secteur public, et les Standards de Performance de la Société Financière Internationale (SFI) pour les financements au secteur privé ;
- Les principes pour l'investissement responsable de l'ONU ;
- Les « Principes d'un Financement Responsable », communs aux différentes Institutions Financières Européennes de Développement ;
- La déclaration universelle des Nations Unies sur les Droits de l'Homme ;
- Les conventions fondamentales de l'OIT sur le droit du travail ;
- La convention des Nations Unies sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes ;
- Les lignes directrices de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE).

L'AFD a par ailleurs pris l'engagement « de promouvoir un développement durable dans le respect des engagements de Rio, notamment en matière de préservation de la biodiversité » et a également mis en œuvre un plan d'action 2012-2016 en matière de lutte contre le changement climatique.

Politiques de sauvegardes de la Banque Africaine de Développement

Le Système de sauvegardes intégré (SSI) du Groupe de la Banque Africaine de Développement (BAD) vise à promouvoir une croissance inclusive du point de vue social et durable du point de vue environnemental. Les politiques de sauvegarde de la BAD bénéficient ainsi aux

communautés affectées et aident à préserver l'environnement. Ces politiques se déclinent en cinq Sauvegardes Opérationnelles (SO) décrites en .

Accords, conventions et traités internationaux

Les engagements internationaux pris par le Niger au travers de la signature et ratification de conventions internationales en matière de protection de l'environnement et du patrimoine humain sont repris dans le tableau figurant en Annexe 2.

Le Niger a également ratifié de nombreuses conventions internationales relatives au travail, parmi lesquelles figurent huit conventions sur les principes et droits fondamentaux au travail, ou conventions de base de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) listées en Annexe 2.

De plus, le Niger a ratifié la Convention relative aux droits de l'enfant et la Charte africaine des droits et du bien-être de l'enfant en 1990, ainsi que la Convention sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, entrée en vigueur en 1981 et ratifiée par le Niger en 1999.

Le tableau suivant présente les accords, conventions et traités internationaux ratifiés par le Niger.

Accords conventions et traités internationaux ratifiés par le Niger

Accords/convention/traités	Date de ratification	Date d'entrée en vigueur	Commentaire
Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCCC)	25 juillet 1995	26 décembre 1996	Cette convention a été signée par le Niger le 11 juin 1992. Dans le cadre de sa mise en œuvre, une stratégie assortie d'un plan d'actions a été élaborée et adoptée par le Gouvernement en 2004.
Convention des Nations Unies sur la Diversité Biologique (CDB)	25 juillet 1995	25 juillet 1995	Cette convention a également été signée en juin 1992. Suite à sa ratification, un document de stratégie nationale et de plan d'actions en matière de diversité biologique a été élaboré et adopté par le Gouvernement.
Convention des Nations sur la Lutte contre la Désertification (CCD) dans les pays gravement touchés par la sécheresse et/ou par la désertification particulièrement en Afrique	14 octobre 1994	19 janvier 1996	Adopté à Paris le 17 juin 1994, elle est signée par le Niger le 14 octobre 1994 et ratifiée le 19 janvier 1996. Dans le cadre de cette convention, le Niger a élaboré et adopté son programme d'action National de Lutte contre la Désertification et de Gestion des Ressources Naturelles en octobre 2000.
Convention internationale sur la protection des végétaux	4 juin 1985	17 décembre 1990	
Convention relative aux zones humides d'importance internationale dite « Convention de Ramsar »	30 avril 1982	30 août 1987	Les sites nationaux actuellement inscrits comme zones humides d'importance internationale sont le Parc W (220.000 ha), la Zone Humide du Moyen Niger I (88.050 ha), le Complexe Kokorou-Namga (66.829 ha), la Partie Nigérienne du Lac Tchad (340.423 ha), Dallol Bosso (376.162 ha), Dallol Maouri (318.966,43 ha) et le Moyen Niger II (65.850 ha).
Protocole amendant la convention relative aux zones humides d'importance internationale particulièrement comme habitats de la sauvagine	-	-	
Convention concernant la Protection du Patrimoine Mondial Culturel et Naturel dite « Convention du Patrimoine Mondial »	16 novembre 1972	23 décembre 1974	Cette convention a été adoptée lors de la 17 ^{ième} session de l'UNESCO. Suite à son entrée en vigueur, le Niger a inscrit au titre du Patrimoine Mondial Naturel les sites du Parc du W (1996) et de la Réserve de l'Air Ténéré (1991, devenu Patrimoine Mondial en Périel à partir de 1992 et réserve de biosphère en 1996) ;
Convention sur le Commerce International des Espèces de Faune et de Flore sauvages Menacées d'Extinction, dite Convention « CITES »	30 avril 1983	1 juillet 1975	Cette convention a été signée par le Niger le 6 mars 1973.

Accords/convention/traités	Date de ratification	Date d'entrée en vigueur	Commentaire
Convention sur la conservation des espèces migratrices appartenant à la faune sauvage (Convention de Bonn)	23 juin 1979	3 juillet 1980	
Convention de Vienne pour la protection de la couche d'ozone	-	9 octobre 1992	
Protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone	-	9 octobre 1992	Ce Protocole a été amendé le 1 ^{er} novembre 1996, à Londres.
Convention africaine sur la conservation de la nature et des ressources naturelles (Convention d'Alger)	15 septembre 1968	27 janvier 1970	
Convention phytosanitaire pour l'Afrique	-	25 avril 1968	
Convention portant création d'un comité inter-état de lutte contre la sécheresse dans le Sahel	-	28 janvier 1974	
Protocole de Kyoto	30 septembre 2004	16 février 2005	

Cadre national en matière de protection de l'environnement et du développement durable

Le Niger a longtemps connu des pratiques sectorielles qui tenaient lieu de politique de l'environnement. Au fil du temps, ces pratiques se sont progressivement adaptées au contexte écologique et social, aux politiques de développement économique et, à compter de la fin du 20^{ème} Siècle, à la scène internationale.

Le Niger dispose aujourd'hui d'un certain nombre de textes législatifs et réglementaires. Ce corpus est constitué de textes généraux comme la Constitution, la loi-cadre fixant les principes d'orientation du code rural et les lois relatives à la gestion de l'environnement, ainsi que les textes sectoriels dans les domaines des forêts, de la faune et de la chasse, de la pêche, de l'eau, des mines, de l'aménagement du territoire, de l'urbanisme et de l'habitat.

Les textes cités ci-dessous sont développés en Annexe 2 :

- Constitution de la 7^{ème} République du Niger
- Loi n° 98-056 du 29 décembre 1998 portant Loi-cadre relative à la gestion de l'environnement
- Ordonnance n° 97-001 du 10 janvier 1997 portant institutionnalisation des études d'impact sur l'environnement
- Loi n° 98-007 du 29 avril 1998 fixant le régime de la chasse et la protection de la faune sauvage
- Loi n° 2004-040 du 8 juin 2004 portant régime forestier au Niger
- Ordonnance n° 92-030 du 8 juillet 1992 fixant principes directeurs d'une Politique de développement rural pour le Niger
- Ordonnance n° 93-015 du 2 mars 1993 fixant les principes d'orientation du code rural
- Décret n° 97-006/PRN/MAG/E du 10 janvier 1997 portant réglementation de la mise en valeur des ressources naturelles rurales

Stratégie nationale de réduction de la pauvreté

En janvier 2002, le Gouvernement du Niger a adopté sa Stratégie de Réduction de la Pauvreté, approuvée par les conseils d'administration du Fonds Monétaire International (FMI) et de la BM. Cette stratégie avait pour ambition d'améliorer le niveau et les conditions de vie des populations pauvres, de façon à en ramener la proportion à un maximum de 50 % à l'horizon 2015.

L'un des programmes qui a été lancé dans la foulée de la Stratégie de Réduction de la Pauvreté est le Programme Spécial du Président de la République. Ce programme, fondé sur le développement d'infrastructures socio-économiques de base, a pour objectif de lutter contre la pauvreté par l'amélioration de la production agricole, de la couverture sanitaire et par l'augmentation du taux de scolarisation.

Politique nationale de développement social, sanitaire et culturel

Cette politique comprend deux grandes orientations, qui sont le renforcement de l'intégration sociale et la poursuite de la justice et de l'équité. Plus concrètement, cette politique intègre les politiques sectorielles de protection et promotion sociales (y compris la thématique d'égalité des genres), population, promotion de la femme et protection de l'enfant.

Egalité des genres

Le statut juridique de la femme au Niger est pluraliste, car il repose sur des règles diversifiées, tant du point de vue de leur contenu que de leur source. Les principales règles sont :

- Le droit civil ou droit écrit, notamment le Code civil du 8 novembre 1960 ;
- Les règles du droit coutumier qui sont orales et variables d'une ethnie à une autre ;
- Les règles du droit islamique ;
- La loi n° 62-11 du 16 mars 1962 déterminant l'organisation et la compétence des juridictions de la République du Niger modifiée par la loi n° 2004-50 du 12 juillet 2004 ;
- La Constitution du 26 novembre 2010.

Il existe au Niger un dualisme qui se caractérise par la cohabitation d'un statut légal et d'un statut coutumier. La loi n° 2004-50 du 12 juillet 2004 permet aux citoyens d'opter soit pour le droit dit moderne, soit pour le droit coutumier. L'option en faveur de l'un ou l'autre des statuts se fait en général au moment du mariage. Lorsqu'un mariage est célébré selon la loi ou selon la coutume, cela équivaut à une option en faveur de l'un des statuts.

Du fait de ce pluralisme juridique, le statut juridique de la femme au Niger est ambivalent :

- D'une part, la logique émancipatrice prône une égalité dans l'approche genre. Cette logique est soutenue par les instruments juridiques internationaux et l'essentiel du droit moderne nigérien. Entre autres, l'article 8 de la Constitution du Niger stipule que « *la République du Niger assure à tous l'égalité devant la loi sans distinction de sexe, d'origine sociale, raciale, ethnique ou religieuse* ».
- D'autre part, la logique conservatrice reste basée sur le droit coutumier. L'article 66 de la loi n° 2004-50 du 12 juillet 2004 indique qu'en cas de conflit de coutume, il est statué selon la coutume de la femme si celle-ci est nigérienne ; dans le cas contraire, selon la coutume de l'époux dans les questions relatives au mariage, au divorce, à l'attribution de la garde de l'enfant et le sort de l'époux en cas de rupture de mariage ou de répudiation.
- Enfin, la logique confessionnelle impose à la femme un statut juridique précaire relevant de l'interprétation de la loi islamique.

Toutefois, selon l'article 67 de la loi n° 2004-50 du 12 juillet 2004, la suprématie du droit moderne est assurée dans les cas suivants :

- Dans toutes matières qui ne relèvent pas de la coutume ;

- Lorsque le justiciable a renoncé volontairement à la coutume ;
- Lorsque la coutume est obscure ou ambiguë ;
- Lorsque le justiciable ne peut se prévaloir d'une coutume ;
- Lorsque la matière est régie par des dispositions impératives de la loi ou lorsque la coutume est contraire à l'ordre public ou à la liberté des personnes.

Cependant, le cadre légal existant contient certains textes qui compromettent l'effectivité des droits reconnus aux femmes par la convention sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes. Parmi ces textes, on peut citer :

- *En matière d'emploi* : l'article 2 de l'ordonnance n° 89-18 du 8 décembre 1989 portant statut général de la fonction publique établit une dérogation qui peut limiter ou interdire aux femmes l'accès à certaines fonctions en raison de la technicité desdites fonctions ;
- *En matière de droit de la famille* : le code civil fait du mari le chef de famille et lui accorde de nombreuses prérogatives qui relèguent la femme au second plan. En effet, ce Code parle de puissance paternelle et non d'autorité parentale ;
- *En matière de perception des allocations familiales* : le décret n° 60-5/MFP/T prévoit que les prestations familiales ne peuvent être allouées qu'aux fonctionnaires ayant la qualité de chef de famille ;
- *En matière d'accès aux moyens de production* : l'ordonnance n° 93-015 du 2 mars 1993 fixant les principes d'orientation du code rural affirme « qu'on peut accéder à la terre par la coutume ou les règles du droit écrit » (article 8). De même, il souligne que « les droits qui s'exercent sur les ressources naturelles bénéficient d'une égale protection, qu'ils résultent de la loi ou de la coutume » (article 5). Or, certaines coutumes consacrent l'inégalité entre l'homme et la femme dans l'accès aux ressources naturelles ;
- *En matière d'enfantement* : dans ce domaine, le Niger a établi une réserve en ratifiant la convention sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes qui est en contradiction avec l'ordonnance n° 88-19 du 7 avril 1988 autorisant la pratique de la contraception. Cette réserve fait en sorte que la femme n'a pas les mêmes droits que l'homme pour décider librement du nombre et de l'espacement des naissances ;
- *En matière successorale* : les héritiers mâles reçoivent, en général, des parts supérieures à celles des héritiers femelles. De même, les seconds ne peuvent pas accéder par voies successorales à la propriété de certains biens comme la terre.

Législation relative aux droits de l'enfant

L'ordonnance n° 99-011 du 14 mai 1999 portant création d'une juridiction pour mineurs régit la prise en charge des mineurs en danger par les juridictions et attribue aux magistrats des missions de protection et d'éducation au détriment de leur traditionnelle mission répressive.

Cette ordonnance donne une définition large du mineur en danger et positionne le Ministère public dans un rôle de protection. Elle introduit une nouvelle fonction de prise en charge des mineurs en danger par les professionnels de terrain des Ministères de l'Intérieur, du Développement social et de la Justice.

Malgré les efforts consentis pour sécuriser les droits de l'enfant, les pratiques coutumières ne sont pas toujours conciliables avec les textes légaux. Par exemple, au niveau du mariage précoce, le droit coutumier reconnaît aux parents des droits antagonistes à ceux établis dans le Code civil du 8 novembre 1960 qui régit la puissance paternelle et l'état des personnes.

Sauvegardes des ressources culturelles physiques

La loi n° 97-022 du 30 juin 1997 relative à la protection, la conservation et la mise en valeur du patrimoine culturel national détermine les principes fondamentaux du régime juridique en définissant les règles applicables en matière :

- De protection des monuments, des biens culturels, des ensembles et des sites, leur identification, leur classement, leur mise en valeur et leur réanimation ;
- De fouilles archéologiques et des découvertes fortuites ;
- D'importation, d'exportation et de transfert international de biens culturels.

Aux articles 2 à 5, le patrimoine culturel est défini comme les monuments, les ensembles et les sites qui incluent respectivement :

- Monuments : œuvres architecturales de sculpture ou de peinture monumentale, les éléments ou structures à caractère archéologique, les stations rupestres, inscriptions, grottes ou groupes d'éléments dont la conservation présente un intérêt public du point de vue de l'histoire de l'art ou de la science, de la paléontologie ou de l'environnement, de l'archéologie, la préhistoire ou la littérature ;
- Ensembles : groupes de constructions isolées ou réunies, qui, en raison de leur architecture, de leur unité ou de leur intégration dans le paysage, sont désignés d'importance du point de vue historique, esthétique, technologique ou anthropologique ;
- Sites : œuvres de l'homme ou œuvres conjugués de l'homme et de la nature, ainsi que des zones, y compris les sites archéologiques qui sont désignés d'importance du point de vue historique, esthétique, ethnologique ou anthropologique, paléontologique ou archéologique.

La loi établit aussi les autorités responsables en la matière (articles 57 à 59) et les pénalités applicables en cas d'infraction (articles 60 à 67). La loi est complétée par le décret n° 97/407/PRN/MCC/MESRT/IA du 10 novembre 1997 fixant ses modalités d'application.

Principaux textes à caractère réglementaire relatifs au travail, à l'emploi et à la formation professionnelle

Ceux-ci comprennent le Code du travail et les différents décrets y afférents. Le Niger a également signé et ratifié plusieurs Conventions internationales en la matière ; celles-ci ne

seront toutefois pas citées ici, dans la mesure où leur champ d'application dépasse le cadre du présent document.

L'ordonnance n° 96-039 du 29 juin 1996 portant Code du travail interdit le travail forcé ou obligatoire, ainsi que toute discrimination en matière d'emploi et de rémunération fondée notamment sur la race, le sexe et l'origine sociale. Elle établit des directives en matière d'embauche de travailleurs, du recours à des entreprises de travail temporaire ou à des bureaux de placement privés, de même qu'au niveau de la suspension ou de la rupture de contrats de travail.

Cette ordonnance fixe les conditions et la rémunération du travail (durée, travail de nuit, travail des enfants, protection de la femme et de la maternité, repos hebdomadaire, congés payés, hygiène et sécurité au travail, salaires de base et indemnités, etc.). Elle reconnaît la représentation professionnelle et la négociation collective, définit les contrôles et les instances relatives au travail, les procédures de règlement des conflits de travail, de même que les pénalités en cas de violation des dispositions du Code du travail.

En 1972, la Convention collective interprofessionnelle a été ratifiée. Il s'agit d'une manifestation de la liberté syndicale et du droit à la négociation collective dont jouissent les employeurs et les travailleurs pour réguler leurs relations professionnelles. En annexe de cette convention figure une grille de référence de classification professionnelle des salariés par branche d'activité économique avec les salaires de base correspondants.

Ces taux salariaux sont des minima en-deçà desquels un travailleur ne peut être rémunéré. Des décrets ont été pris pour rehausser progressivement le salaire minimum interprofessionnel général et pour fixer les taux des salaires minima des première et deuxième catégories de professionnels.

Hygiène publique

L'importance de la morbidité et de la mortalité dues aux maladies liées à un environnement insalubre a conduit les autorités nigériennes à privilégier la prévention à travers la mise en œuvre de mesures d'hygiène et d'assainissement.

À cet effet, l'article 4 de la loi n° 93-13 du 2 mars 1993 établissant le Code d'hygiène publique interdit à toute personne de produire ou de détenir des déchets dans des conditions de nature à créer des effets nocifs sur le sol, la flore et la faune, à dégrader les paysages, à polluer l'air ou les eaux, à engendrer des bruits et des odeurs et, d'une façon générale, à porter atteinte à la santé de l'homme et à l'environnement.

Le titre III du code traite des règles d'hygiène publique, et plus spécifiquement de l'hygiène sur les voies et places publiques (articles 9 à 25), de l'hygiène des habitations (articles 26 à 43), de l'hygiène des denrées alimentaires (articles 44 à 61), de l'hygiène de l'eau (articles 62 à 79), de l'hygiène des installations industrielles et commerciales (articles 80 à 86), de l'hygiène du milieu naturel (articles 87 à 104) et enfin de la lutte contre le bruit (articles 105 à 107).

L'article 11 « *interdit de se laver et de laver à grande eau les ustensiles, les linges, les véhicules et autres sur les voies et places publiques et aux abords immédiats de tous points d'eau destinés à la consommation humaine* ». Il est également « *interdit de jeter ou d'enfouir les cadavres d'animaux, les ordures ménagères, pierres, graviers, bois etc. sur les places publiques, sur les*

rives ou dans les mares, les rivières, les fleuves, les lacs, les étangs, les lagunes et les canaux d'irrigation ou à proximité d'un point d'eau » (article 12).

Aux termes de l'article 62, « *les voies publiques ou privées des agglomérations urbaines possédant un réseau de distribution d'eau potable doivent comporter une conduite d'eau ou une fontaine dans un rayon de 100 m. Les habitations desservies par cette conduite doivent se doter d'un branchement individuel* ».

L'article 72 recommande d'aménager les abreuvoirs pour le bétail à une distance de 10 à 15 m au moins des points d'eau servant à l'alimentation humaine. Les articles 77 et 78 édictent des interdictions pour le service de distribution qui est tenu responsable des dommages causés par la mauvaise qualité des eaux en raison d'un défaut d'entretien des ouvrages en exploitation.

La protection en matière d'hygiène des installations industrielles et commerciales est prévue par les articles 80, 81, 82, 84 et 86. L'article 80 stipule que « *toute unité industrielle ou commerciale doit être pourvue de dispositif d'évacuation des déchets et des installations sanitaires fonctionnelles assurant l'hygiène du personnel qui doit, en outre, porter des équipements de protection adéquats et spécifiques* ».

Les articles 83 à 85 édictent des interdictions notamment de mélanger aux ordures ménagères des déchets industriels et autres produits toxiques ou dangereux, ou d'utiliser les déchets industriels ou commerciaux sans traitement à des fins agricoles.

Enfin, pour ce qui est de l'hygiène du milieu naturel, les articles 87, 91 et 92 prescrivent qu'en zone rurale, l'enfouissement et l'incinération des ordures ne doit pas être à l'origine de la pollution de la nappe souterraine. Ces opérations doivent se faire dans un endroit aménagé situé à plus de 200 m des dernières habitations et à plus de 100 m d'un point d'eau.

Les articles 88 et 90 mentionnent spécifiquement l'interdiction de rejeter les eaux usées industrielles dans la nature sans traitement préalable, ou de procéder à l'incinération en plein air des déchets combustibles pouvant engendrer des nuisances.

La lutte contre le bruit est cadrée par les articles 105 et 106. Ainsi, l'article 105 dispose que « *l'utilisation abusive des haut-parleurs et des avertisseurs sonores, et l'installation dans un tissu urbain dense de tout atelier bruyant sont interdits* ». L'article 106 interdit « *l'installation des ateliers bruyants ou toute autre source de bruit intense aux abords des établissements scolaires, formations sanitaires, lieux saints et autres services administratifs* ».

Expropriation pour cause d'utilité publique

L'expropriation est la procédure par laquelle l'État peut, dans un but d'utilité publique et sous réserve d'une juste et préalable indemnité, contraindre toute personne à lui céder la propriété d'un immeuble. Les terrains nus, bâtis, aménagés, cultivés ou plantés indispensable à l'exécution, à la réalisation ou à l'application peuvent être acquis par voie d'expropriation pour cause d'utilité publique.

La Constitution de la 7^{ième} République du Niger dispose en son article 28 que « *toute personne a droit à la propriété et que nul ne peut être privé de sa propriété que pour cause d'utilité publique sous réserve d'une juste et préalable indemnisation* ». En outre, la procédure d'expropriation est régie par les deux textes listés ci-dessous :

- **Loi n° 2008-37 du 10 juillet 2008 modifiant et complétant la loi n° 61-37 du 24 novembre 1961 réglementant l'expropriation pour cause d'utilité publique et l'occupation temporaire :**

La loi prévoit que la cause d'utilité publique doit être prouvée et, le cas échéant, impose le paiement d'une juste et préalable indemnité. La production d'énergie électrique est une cause d'expropriation publique nommément citée dans la loi.

L'utilité publique est déclarée par décret simple, sur proposition conjointe du Ministre des finances et du Ministre compétent. La déclaration est toujours subordonnée à l'inscription au budget de l'État et de la collectivité des crédits provisionnels destinés au paiement des indemnités d'expropriation.

Les conditions préalables à la déclaration d'utilité publique comprennent une enquête publique d'un mois annoncé au journal officiel, la nomination d'un Commissaire enquêteur, la désignation par Décret des personnes concernées par le projet, au plus tard un an après la publication de l'acte déclaratif d'utilité publique et la mise en place d'une commission de médiation ayant pour objectif de concilier les différentes parties.

L'ordonnance n° 99-50 du 22 novembre 1999 portant fixation des tarifs d'aliénation et d'occupation des terres domaniales de la république du Niger présente les différents prix de base d'aliénation des terrains urbains à usage d'habitat (résidentiel et traditionnel), industriel, artisanal ou commercial, faisant partie des centres urbains et agglomérations loties ou non loties, et des terrains ruraux. Dans le cas d'indemnisation des personnes expropriées pour cause d'utilité publique, ces prix sont majorés de 50 %.

- **Décret n°2009-224/PRN/MU/H du 12 Août 2009 fixant les modalités d'application des dispositions particulières de la loi n°61-37 du 24 novembre 1961 réglementant l'expropriation pour cause d'utilité publique et l'occupation temporaire modifiée et complétée par la loi n°2008-37 du 10 juillet 2008, relatives au déplacement involontaire et à la réinstallation des populations :**

L'article premier, nouvel alinéa 3, stipule que « *lorsque l'expropriation entraîne un déplacement de populations, l'expropriant est tenu de mettre en place un plan de réinstallation des populations affectée par l'opération* ».

Les modalités d'élaboration, de mise en œuvre et de suivi du plan de réinstallation sont déterminées par Décret pris en Conseil de Ministre.

D'après l'article 5, la DUP est suivie d'une enquête d'une durée de deux (2) mois. L'ouverture de cette enquête est annoncée par tous les moyens de publicité appropriés, et notamment par publication d'un avis au Journal Officiel. Ce délai peut toutefois être prolongé de quinze (15) jours. Un commissaire enquêteur est nommé par Arrêté ministériel. Selon les dispositions de l'article 9, passé un délai d'un mois à dater de la publication de l'acte de cessibilité, les intéressés sont invités par l'expropriant à comparaître en personne ou par mandataire, devant une commission. Cette commission vise à accorder les différentes parties sur le montant des indemnités qui seront calculées sur base des spécifications des articles 13 et suivants, et confère, s'il y a lieu, leur authenticité aux conventions constatant cet accord.

En vertu de l'article 13, lorsque le projet entraîne un déplacement de populations, le processus d'indemnisation des personnes affectées par l'opération se base sur les principes suivants :

- Les personnes affectées, y compris celles du site d'accueil, sont consultées et participent à toutes les étapes du processus d'élaboration et de mise en œuvre des activités de réinstallation et d'indemnisation.
- Toutes les personnes affectées sont compensées sans discrimination de nationalité, d'appartenance ethnique, politique, religieuse, culturelle ou sociale ou de genre. L'indemnisation et la réinstallation doivent être équitables, transparentes et respectueuses des droits humains des personnes affectées par l'opération.
- Les personnes affectées sont indemnisées au coût de remplacement sans dépréciation avant la prise de propriété des terres et des biens. L'indemnisation est calculée en fonction de la valeur des biens au jour du procès-verbal d'accord amiable de l'ordonnance d'expropriation, de la plus-value ou de la moins-value de la partie de la propriété non expropriée et de la valeur résultant des déclarations faites par les contribuables ou des évaluations administratives (réglementation fiscale ou foncière).
- L'expropriation est prononcée et les indemnités sont fixées par un Magistrat du Tribunal de Grande Instance de la situation de l'immeuble appelé « Juge des expropriations ». Le Président de la Cour d'Appel procède à cet effet à la désignation des Magistrats nécessaires. Cette désignation est faite pour une durée de deux ans.
- À défaut d'accord amiable, les intéressés sont assignés par l'expropriant devant le juge dont la désignation est prévue à l'article précédent. L'assignation énonce le montant de l'indemnité offerte par l'expropriant.
- Au jour fixé, les intéressés sont tenus de déclarer la somme dont ils demandent le paiement. Si les parties tombent d'accord sur une somme, acte en est donné par l'ordonnance qui prononce l'expropriation moyennant paiement ou consignation de ladite somme.
- En cas de désaccord, le juge fixe la somme à consigner, désigne s'il y a lieu l'expert chargé d'évaluer l'indemnité définitive dans les conditions précitées aux articles 13 et suivants ci-dessous et prononce l'expropriation.
- L'ordonnance d'expropriation ne peut être attaquée que par voie du recours devant la Cour de Cassation et seulement pour incompetence, excès de pouvoir ou vice de forme. Le pourvoi doit être formé dans les quinze jours à dater de la notification de l'ordonnance au greffe du Tribunal.

Analyse des écarts entre les OP et la législation nationale

OP	Thème	Norme BM	Réglementation nigérienne	Écart et proposition de mise en conformité
4.01 : Évaluation environnementale, consultation et divulgation	Déclenchement	L'OP 4.01 est applicable à tout projet susceptible de présenter des impacts environnementaux ou sociaux négatifs dans sa zone d'influence.	La loi-cadre sur l'environnement stipule que « <i>les activités, projets et programmes de développement qui, par l'importance de leurs dimensions ou leurs incidences sur les milieux naturel et humain, peuvent porter atteinte à ces derniers sont soumis à une autorisation préalable du ministre chargé de l'environnement. Cette autorisation est accordée sur la base d'une appréciation des conséquences des activités, du projet ou du programme mises à jour par une étude d'impact sur l'environnement élaborée par le promoteur et agréée par le ministère chargé de l'environnement</i> ».	Absence de la dimension sociale dans la loi-cadre sur l'environnement. L'EIE préconisée par la législation nationale devra être étendue aux impacts socio-économiques (EIES).
	État des lieux environnemental	Selon l'importance des impacts potentiels, l'OP classe les projets en catégories A, B+, B, C ou IF.	Le décret n° 2000-397 mentionne l'établissement d'un état initial de l'environnement, sur base duquel le BEEI détermine la nécessité et le niveau de détail de l'EIE.	Aucune classification n'est définie par les textes nationaux. Les standards de l'AFD seront d'application.
	Consultation et participation du public	Une EIES détaillée avec consultation du public est requise pour tout projet de Catégorie A ou B. Les groupes affectés par le projet et les ONG locales sont consultés sur les aspects environnementaux du projet ; le promoteur tient compte de leur point de vue. Les promoteurs de projets A doivent organiser deux consultations : (i) peu après l'état des lieux environnemental et avant la finalisation des TdR de l'EIES, et (ii) avant validation du rapport final d'EIES. Ces groupes sont	Une EIE est requise par le BEEI. Les prescriptions en matière de consultation publique fixées par le décret n° 2000-397, ne sont pas aussi explicites que celles de la Banque, mais restent cependant globalement similaires (cf. § ci-avant).	Des réunions publiques de présentation de l'EIES et du PAR devront être organisées, conformément aux dispositions de l'OP 4.01. Les documents devront être mis à la disposition du public selon des modalités appropriées au contexte.

OP	Thème	Norme BM	Réglementation nigérienne	Écart et proposition de mise en conformité
		également consultés tout au long de l'exécution du projet, en tant que de besoin.		
	PGES	Le PGES (ou le CGES, pour les projets dont tous les détails ne sont pas définis au stade de l'instruction par la Banque) doit présenter l'ensemble des mesures de réduction, d'atténuation, de gestion et de suivi des impacts. Le PGES doit faire l'objet d'un engagement formel du promoteur et être rendu public conjointement à l'EIES.	Le PGES est prescrit par les textes relatifs à l'EIE(S).	Aucun écart significatif.
	Aspects sociaux	L'EIES couvre à la fois les aspects biophysiques de et les aspects sociaux, y compris l'évaluation de l'ensemble des impacts socio-économiques positifs et négatifs sur les populations affectées.	L'EIES met l'accent sur les aspects environnementaux, sans pour autant exclure les aspects humains. Ces derniers sont toutefois mentionnés de manière moins proéminente.	La dimension sociale est mise en exergue par l'OP 4.01. L'EIES devra développer cette composante sur le même pied que les aspects strictement environnementaux.
	Diffusion de l'information	Le projet d'EIES, rédigé en langue locale, doit être rendu disponible dans un endroit public accessible aux groupes affectés par le projet et aux ONG locales.	Le décret n°2000-397 prévoit la publicité du rapport d'EIE via (i) la consultation des (groupes de) personnes concerné(e)s par le projet lors de l'élaboration du rapport final d'EIE, (ii) l'accessibilité aux rapports d'EIE auprès du BEEI et (iii) l'information et la concertation de la population sur le contenu du rapport par tous les moyens appropriés.	Aucun écart significatif.
4.04 : Habitats naturels critiques		Les projets doivent éviter tout impact sur les habitats naturels critiques.	La législation nigérienne définit des zones faisant l'objet d'une protection réglementaire, tels que les parcs et réserves, mais ne définit le concept d'habitat naturel critique.	Dans l'éventualité où des habitats naturels critiques seraient affectés, la localisation

OP	Thème	Norme BM	Réglementation nigérienne	Écart et proposition de mise en conformité
				des infrastructures devra être modifiée afin d'éviter ces zones.
4.12 : Compensation et indemnisation des PAP	Principe fondamental	Les expropriations et les déplacements sont évités dans la mesure du possible et doivent rester exceptionnels.	Précisé par la loi n° 2008-37 réglementant l'expropriation pour cause d'utilité publique.	Aucun écart significatif.
	Critères d'éligibilité	Définition de la procédure visant à déterminer les critères selon lesquels les populations seraient éligibles à une compensation ou une indemnisation.	La législation nigérienne ne fait pas mention des modalités de définition des critères d'éligibilité des PAP.	Les standards internationaux devront être appliqués.
	Date limite d'éligibilité (date butoir)	Une date butoir pour la clôture du recensement permet d'identifier les PAP éligibles aux indemnisations et d'éviter les comportements opportunistes.	La législation nigérienne prescrit des consultations publiques visant à garantir l'acceptabilité sociale des projets, mais ne fait pas mention d'une date butoir pour la clôture du recensement.	Exclusion du droit à la compensation et à l'indemnisation des populations qui s'installent dans la zone après la période de recensement.
	Paiement de l'indemnité	En cas d'expropriation, l'indemnité d'expropriation doit, quelle qu'en soit la forme, compenser le préjudice subi par l'exproprié et celle-ci doit être perçue avant l'expropriation.	Idem.	Aucun écart significatif.
	Période du déplacement, de l'indemnisation ou de la compensation	Après le paiement et avant le début des travaux de génie civil.	Idem.	Aucun écart significatif.
	Type de paiement	En cas d'absence de réserve foncière ou en fonction des préférences des PAP, l'indemnité d'expropriation peut prendre la forme d'une	L'indemnisation est en nature ou en espèce, en monnaie locale. Dans le premier cas, elle peut inclure des parcelles de terrain ou des bâtiments et	Aucun écart majeur. Les spécifications plus avancées de l'OP 4.12

OP	Thème	Norme BM	Réglementation nigérienne	Écart et proposition de mise en conformité
		compensation pécuniaire ou d'un échange de terrain assorti d'une indemnité destinée à couvrir les frais de restauration du niveau de vie. Le paiement en espèces peut être complémenté de perspectives d'emplois ou de travail.	revêtir la forme d'une assistance technique, comme des matériels aratoires ou des conseils techniques en construction. Les méthodes d'évaluation diffèrent selon la nature des biens : <ul style="list-style-type: none">– Remplacement à neuf pour les infrastructures communautaires ;– Allocation de la valeur de remplacement pour les autres bâtiments (suivant les prix du marché ou un prix forfaitaire pour les autres biens fongibles). Dans le cas de terres agricoles, l'indemnisation inclut les intrants agricoles et zootechniques, les matériaux de construction et tout autre moyen de production.	resteront cependant d'application.
	Alternatives de compensation	Dans la mesure du possible, les compensations doivent être préférées aux indemnités.	Pour la perte de parcelles de terre, l'approche d'indemnisation consiste à privilégier les compensations en nature dans la mesure du possible.	Aucun écart significatif.
	Calcul de l'indemnité	Coût intégral de remplacement ; valeur vénale à la date du paiement de l'indemnité. <ul style="list-style-type: none">– Cultures : tarif basé sur l'âge, l'espèce, le prix en période de soudure ou le prix est à son point fort– Terres : tarif basé sur la valeur du marché, frais divers/enregistrements, capacité de production, emplacements, investissements et autres avantages similaires au terrain acquis pour le projet.– Bâti : tarif basé sur le coût des matériaux	Le montant de l'indemnisation correspond à la valeur des biens au jour du procès-verbal d'accord amiable établi à la date d'ordonnance de l'expropriation. Il peut être tenu compte de la plus/moins-value de la partie de l'immeuble non expropriée, à la date de l'exécution de l'ouvrage projeté. Les terres qui ne sont pas compensées en nature doivent l'être en espèces. L'indemnité est calculée en référence aux montants fixés par l'Annexe 1 de l'ordonnance n° 99-50 (majorée d'au moins 50 %	Aucun écart significatif.

OP	Thème	Norme BM	Réglementation nigérienne	Écart et proposition de mise en conformité
	Propriétaires coutumiers des terres et occupants informels	et de la main d'œuvre sur le marché local. Les propriétaires coutumiers et les occupants informels sont éligibles à l'indemnisation et doivent être assistés lors de la réinstallation.	selon la classification des zones). La loi n° 2008-37 prévoit une compensation forfaitaire des agriculteurs usagers des terres. Ceux-ci ont droit à une indemnisation suite à la perte de jouissance de leurs biens ou des fruits de ces biens, à titre temporaire ou définitif en raison d'une expropriation pour cause d'utilité publique. Dans le cas des pêcheurs traditionnels et des éleveurs subissant un préjudice consécutif à la perte de pâturage et de points d'eau, l'indemnisation est basée sur le manque à gagner fixé par consensus. Les occupants informels ne sont pas reconnus par la législation nationale.	Les exigences de la législation nigérienne sont inférieures aux standards internationaux. Ces derniers seront d'application.
	Assistance à la réinstallation	Les PAP doivent bénéficier d'une assistance pendant la réinstallation et d'un suivi après la réinstallation dont le coût est pris en charge par le projet. La priorité doit être donnée à la compensation en nature plutôt qu'à la compensation en espèces. Les PAP doivent également bénéficier d'un suivi après la réinstallation.	La loi nigérienne prévoit des allocations de déménagement, le transport, l'assistance technique, la formation ou l'obtention d'un crédit pour des activités génératrices de revenus.	Absence des mesures de suivi dans la législation nationale ; les standards internationaux seront d'application.
	Groupes vulnérables	Une attention particulière est accordée aux groupes vulnérables (personnes vivant sous le seuil de pauvreté, personnes sans terre, vieillards, femmes et enfants, minorités ethniques et populations indigènes) à qui une assistance spéciale est apportée en fonction des besoins.	Les personnes vulnérables ne bénéficient pas de mesures particulières.	Les exigences de la législation nigérienne sont inférieures aux standards internationaux. Ces derniers seront d'application.
	Gestion des plaintes et des	Les PAP doivent avoir accès aisé à un système de traitement des plaintes.	L'exproprié peut saisir le tribunal compétent en cas de désaccord sur les modalités de la compensation.	Pas d'écart. Afin d'éviter le recours systématique

OP	Thème	Norme BM	Réglementation nigérienne	Écart et proposition de mise en conformité
	recours			au tribunal, un mécanisme de gestion des plaintes est intégré au PEPP.
	Consultation	Les PAP doivent être informées à l'avance des options qui leur sont offertes puis être associées à leur mise en œuvre.	Les personnes affectées doivent être informées à l'avance, au moyen d'audiences publiques, des options qui leur sont offertes, puis être associées à leur mise en œuvre.	Pas d'écart.
	Suivi-évaluation du PAR	Préconisé.	Non prévu par la loi n° 2008-37.	Une méthodologie de suivi-évaluation des mesures de restauration du niveau de vie devra figurer dans le PAR accompagnant la future EIES.

4 Analyse du cadre institutionnel

4.1 Institutions régionales

L'Autorité du Bassin du Niger

Comme présenté dans la partie 2.1, l'ABN vise à assurer un développement intégré du Bassin du Niger notamment dans les secteurs de de l'énergie, de l'hydraulique et de l'agriculture.

Missions

L'ABN est particulièrement chargée (article 4 de la Convention révisée portant création de l'ABN) :

- « *D'harmoniser et de coordonner les politiques nationales d'aménagements afin de s'assurer d'un partage équitable des eaux entre les Etats membres ;*
- *De participer à la planification du développement par l'élaboration et la mise en œuvre d'un plan de développement intégré du bassin ;*
- *De promouvoir et de participer à la conception et à l'exploitation des ouvrages et des projets d'intérêt commun ;*
- *De participer à la formulation des demandes d'assistance et à la mobilisation des financements des études et travaux nécessaires à la mise en valeur des ressources du Bassin ».*

Dans le cadre de ses missions, l'ABN a adopté en 2002 une « Vision Partagée » qui s'est traduite en 2007 par l'élaboration d'un Plan d'Action et de Développement Durable du Bassin du Niger (PADD), assorti en 2008 d'un Programme d'Investissement et d'une Charte de l'Eau.

Fonctionnement

L'ABN dispose de plusieurs organes de fonctionnement :

- Le Sommet des Chefs d'Etat et de Gouvernement est l'organe suprême d'orientation et de décision ;
- Le Secrétariat Exécutif est l'organe d'exécution ;
- Le Conseil des Ministres est l'organe de contrôle et de suivi des actions du Secrétariat Exécutif.
- Le Comité Technique des Experts, institué par la Charte de l'Eau est un organe consultatif du Secrétariat Exécutif chargé de faciliter le dialogue et la concertation dans le cadre d'une gestion coordonnées des ressources en eau. Il est appuyé dans le cadre de ses fonctions par l'Observatoire du Bassin du Niger, qui assure le suivi de l'évolution hydrologique, environnementale et socio-économique du bassin, des Commissions de sous-bassin, un groupe consultatif régional, un panel d'expert, ainsi que des structures focales nationales.

Rôle de l'ABN et de ses organes dans la gestion du barrage de Kandadji

L'ABN a approuvé la réalisation du barrage de Kandadji lors de la 21ème session du Conseil des Ministres en décembre 2002 et a décidé du choix du scénario « Fomi-Taoussa-Kandadji » comme schéma de développement à envisager à l'horizon 2025 pour lutter contre la pauvreté lors de la session du Conseil des Ministres de juillet 2007⁴⁵. Elle a donc joué son rôle de planificateur dans la réalisation des ouvrages structurants.

L'ABN joue également un rôle de planification et de gestion stratégique de la ressource en eau, notamment en fixant dans le PADD les débits minimums d'étiage (80 m³/s) à l'entrée de la retenue à la frontière entre le Niger et le Mali, à Niamey et à la frontière entre le Niger, le Bénin et le Nigeria.

Les institutions de la CEDEAO

Suite à l'adoption d'un plan d'action régional pour la gestion intégrée des ressources en eau en Afrique de l'Ouest, les Chefs d'Etats et de Gouvernement de la CEDEA ont créés un cadre permanent de coordination et de suivi de la GIRE visant à appuyer les Etats. Ce cadre comprend plusieurs organes dont l'Unité de Coordination des ressources en Eau (UCRE), organe exécutif, chargée de coordonner et de mettre en œuvre les actions prévues dans le cadre permanent de coordination et de suivi et d'assurer la liaison avec les acteurs de l'eau au niveau national, régional et international.

L'UCRE n'intervient pas directement dans le projet de barrage de Kandadji.

4.2 Institutions nationales

L'Agence du Barrage de Kandadji (ABK)

L'**Agence du Barrage de Kandadji**, établissement public à caractère industriel et commercial de droit nigérien, est la structure responsable de la mise en œuvre du *Programme Kandadji de Régénération des Ecosystèmes et de mise en valeur de la vallée du fleuve Niger (P-KRESMIN)* (article 5).

L'ABK a été créée en 2016⁴⁶ pour se substituer au Haut-Commissariat à l'Aménagement de la Vallée du Niger (HCAVN). Créé en 2002 et placé sous la tutelle du Premier Ministre, ce dernier avait pour mission de mettre en œuvre la stratégie arrêtée par le Gouvernement nigérien pour la réalisation du projet. Un Comité Technique de Coordination et un Comité de Pilotage avaient, par la suite, été mis en place (en 2008 et en 2011) respectivement pour assister le HCAVN dans sa mission et assister le Gouvernement pour la mobilisation des ressources financières.

Missions

D'après le décret portant création de l'ABK, « *l'ABK poursuit une mission de service public et a pour objet la mise en œuvre, en toutes ses étapes, le suivi de la mise en œuvre et de la réalisation et la gestion du patrimoine du Programme Kandadji* » (article 4)⁴⁷.

⁴⁵ Résolution n°3 relative au développement des infrastructures socio-économiques dans le cadre de la mise en œuvre du PADD

⁴⁶ Décret n°2016-054/PRN du 26 janvier 2016 portant création d'un Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial dénommé Agence du Barrage de Kandadji (ABK)

⁴⁷ Annexe au décret n°2016-054/PRN du 22 juillet 2016 portant approbation des statuts de Agence du Barrage de Kandadji (ABK)

Durant la phase de développement et de mise en œuvre du programme, l'ABK est chargée de :

- Rechercher et mobiliser les financements requis ;
- Assurer la conduite du projet : planification des tâches, suivi des réalisations ;
- Gérer les appels d'offres pour les marchés d'étude et de travaux des différentes composantes : barrage, centrale hydroélectrique, ligne de transport et poste de transformation, aménagements hydroagricoles ;
- Signer les marchés, s'assurer de leur bonne exécution ;
- Valider les études, contrôler et réceptionner les travaux ;
- Superviser et coordonner la mise en œuvre du Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES) et des plans de réinstallation ;
- Participer à la mise en œuvre du Plan de Développement Local.

Durant la phase d'exploitation, l'ABK est chargée de :

- Rechercher et mobiliser les financements requis ;
- Exploiter et maintenir les ouvrages soit directement soit par délégation ;
- En cas de délégation, gérer les appels d'offres des contrats de délégation, signer les contrats, s'assurer de leur bonne exécution et collecter les redevances auprès des délégataires ;
- Développer la pisciculture, la pêche, l'irrigation et un pôle de croissance des systèmes d'irrigation.

Les statuts ne précisent pas pour quels ouvrages l'ABK a la responsabilité de l'exploitation, soit directement soit par délégation. Dans l'étude pour la création de l'ABK⁴⁸, il est précisé que :

- L'exploitation du barrage et de la centrale hydroélectrique (production, maintenance, vente d'électricité) sera assurée par l'ABK mais que « *cette activité sera déléguée à un prestataire externe spécialisé* » ;
- A la mise en service, la ligne de transport et le poste de transformation seront transférés à la NIGELEC, par l'intermédiaire d'un PV de transfert ou de mise à disposition, Nigelec étant le seul opérateur de transport et de distribution d'électricité au Niger ;
- La gestion des aménagements hydro-agricoles sera confiée à l'ONAHA par l'intermédiaire d'une convention de gérance signée par l'ABK et l'ONAHA.

⁴⁸ Etude de création de l'établissement public industriel et commercial pour la mise en œuvre du programme Kandadji dénommé Agence du Barrage de Kandadji (ABK), Rapport final, 15 août 2016

Forme juridique

L'ABK a été créée sous forme d'EPIC régi par l'Ordonnance n°86-001 portant régime général des établissements publics⁴⁹. Conformément à l'article 1^{er} de l'Ordonnance, le décret portant création de l'ABK précise que celle-ci est « *dotée de la personnalité morale et de l'autonomie de gestion administrative et financière* » (article 2) et ses statuts qu'elle « *poursuit une mission de service public* » (article 4). L'ABK est placée sous la tutelle technique du Ministre, Directeur de Cabinet du Président de la République et sous la tutelle financière du Ministre des finances.

En tant que personne morale, l'ABK dispose de son propre patrimoine composé entre autres du domaine public naturel et artificiel (ouvrages hydrauliques) transférés par l'Etat (article 7 du décret).

L'ABK dispose également de l'autonomie financière, c'est-à-dire de ses ressources propres, et applique les règles de la comptabilité commerciale (article 12 du décret). Toutefois, durant la phase de développement et de mise en œuvre du projet, ses ressources dépendent des subventions de l'Etat ou des collectivités territoriales et des financements des partenaires techniques et financiers accordés pour le projet soit à l'Etat et rétrocédés à l'ABK soit directement à l'ABK. Durant la phase d'exploitation, il conviendra de proposer un schéma de financement pérenne, basé – au moins partiellement – sur les revenus engendrés par la vente d'électricité.

Par ailleurs, l'ABK a été créée par décret et, en raison du principe de hiérarchie des textes, ce sont les lois sectorielles qui s'appliquent pour les ouvrages réalisées dans le cadre du projet.

Fonctionnement et gouvernance

Les organes de fonctionnement et de gouvernance de l'ABK comprennent un Conseil d'Administration, une Direction Générale et un Comité d'Etablissement (article 9 du décret).

Le Conseil d'Administration délibère sur les points relevant de l'administration générale de l'ABK (politique et stratégie, statuts, budget, rapports d'activités annuels et trimestriels, organisation et ressources humaines), ainsi que sur les éléments relevant de la mise en œuvre du programme P-KRESMIN : autorisation pour le lancement des processus de sélection, la signature des contrats de travaux et d'exploitation, la modification de ces contrats, etc.

Le Conseil d'Administration a été constitué et s'est réuni pour la première fois en août 2017. Il a délibéré sur la délégation de pouvoir au Directeur Général, l'organigramme de l'ABK, ainsi que sur le statut du personnel de l'ABK. Ne n'avons pas connaissance de la composition exacte du CA, ni de l'existence d'un règlement intérieur régissant son fonctionnement.

La Direction Générale est l'organe exécutif. Elle est composée d'un Directeur Général assisté d'un Secrétaire Général tous deux nommés par décret. Nous ne disposons pas de ces décrets. Il est noté que l'étude sur la création de l'ABK recommandait plutôt la nomination d'un Directeur Adjoint et non pas d'un Secrétaire Général, ce qui paraît être plus approprié dans le cadre d'un EPIC.

⁴⁹ Ordonnance n°86-001 du 10 janvier 1986 portant régime général des établissements publics, sociétés d'Etat et sociétés d'économie mixte

Enfin, le Comité d'Etablissement est un organe consultatif créé par le Conseil d'Administration qui en détermine la composition, l'organisation et les règles de fonctionnement. Nous n'avons aucune information sur la création et l'existence de ce Comité.

Les informations dont nous disposons ne nous permettent pas de vérifier que les organes de fonctionnement et de gouvernance de l'ABK soient pleinement opérationnels et agissent selon des règles clairement établies.

Organisation et ressources humaines

L'organisation de l'ABK a été en partie modifiée. Le nouvel organigramme est légèrement différent de celui proposé dans l'étude sur la création de l'ABK qui proposait de regrouper les différents départements sous deux directions : une direction technique et une direction administrative et financière afin d'avoir une structure légère composée d'une cinquantaine de personnes. L'étude recommande également que l'ensemble du personnel soit recruté sur appel à candidature et d'éviter un transfert du personnel du HCAVN qui était surdimensionné mais insuffisant sur les problématiques techniques. Selon le planning de mise en œuvre de l'opérationnalisation de l'ABK, le recrutement du personnel devait être finalisé 12 mois après l'adoption des statuts. Or, les statuts ont été approuvés en juillet 2016 et les seules postes pourvus à ce jour sont le Directeur Général, le Secrétaire Général, le Directeur Administratif et Financier et le Directeur de la Communication. Un certain nombre de fonctions notamment dans les départements technique et sauvegarde environnementales sont encore exercés par des fonctionnaires du HCAVN.

Transfert avec le HCAVN

Le décret portant création de l'ABK prévoit que les biens meubles et immeubles affectés par l'Etat au HCAVN soient transférés à l'ABK (article 18). Ni le décret, ni les statuts de l'ABK ne mentionnent en revanche le transfert des marchés d'études et de travaux conclus par le HCAVN et il semble qu'aucune disposition n'ait à ce jour été prise pour organiser ce transfert.

Le décret portant création de l'ABK prévoit également qu'en attendant la mise en place effective des organes de l'ABK, le HCAVN, le Comité de Pilotage et le Comité Technique de Coordination soient maintenus (article 19). Nous n'avons à ce jour pas connaissance de quelconque disposition juridique actant la disparition du HCAVN et des entités qui lui sont rattachées.

Conclusion

L'ABK a été créée pour accélérer la mise en œuvre du programme Kandadji P-KRESMIN et exploiter les ouvrages créés dans le cadre du programme comme en témoigne sa création par voie réglementaire et son statut juridique (EPIC) qui lui confère une certaine autonomie vis-à-vis de l'Etat. Force est cependant de constater que près de 2 ans après sa création, l'ABK n'est pas pleinement opérationnelle. En effet, bien que les principaux organes de gouvernance existent, leurs règles de fonctionnement restent à établir, seuls quelques directeurs ont été recrutés, par ailleurs son autonomie financière reste pour l'heure théorique et, enfin, le transfert avec le HCAVN n'est pas finalisé, ni même entamé. De plus, le rôle et les missions de l'ABK méritent d'être précisés pour se conformer aux dispositions législatives qui régissent en particulier le secteur de l'énergie et les aménagements hydroagricoles.

Acteurs intervenant dans la gestion de l'eau

Ministère de l'Hydraulique et de l'Assainissement

Le ministère en charge de l'hydraulique responsable de la conception, de la planification, de la mise en œuvre et de l'évaluation de la politique de l'eau.

Commission Nationale de l'Eau et de l'Assainissement (CNEA)

C'est un organe consultatif et de concertation pour la définition des objectifs généraux et des orientations de la politique nationale de l'eau et de l'assainissement.

Collectivités territoriales

Les collectivités territoriales assurent la gestion durable de l'eau conformément à la politique nationale de l'eau élaborée et supervisée par le Ministère de l'Hydraulique et de l'Assainissement. Les compétences transférées aux collectivités territoriales comprennent notamment la réalisation des investissements pour la construction et la réhabilitation des infrastructures hydrauliques et la gestion des services publics d'alimentation en eau potable et d'assainissement.

Certaines collectivités territoriales ont délégué la gestion du service public de l'eau via des contrats de délégation de gestion de type affermage.

Coordination Nationale des Usagers de la portion nigérienne du bassin du fleuve Niger (CNU-Niger)

Au niveau de chacun des neuf Etats de l'ABN dont le Niger, une Coordination Nationale (consolidées au niveau d'une Coordination régionale) des Usagers (CNU/CRU) assure la représentation des usagers dans le processus de prise de décision concernant le développement durable du bassin.

- Unités de Gestion des Eaux créées pour servir de cadre physique pour la gestion et la planification des ressources en eau. Elles sont composées d'une Commission de Gestion de l'Eau regroupant des représentants de l'Etat, des collectivités territoriales et des groupes socio-professionnels concernés ;
- Associations des Usagers de l'Eau (AUE) regroupant les usagers d'un périmètre donné.

SPEN et SEEN

La SPEN est une société d'Etat doté de l'autonomie de gestion financière en charge, via un contrat de concession signé avec l'Etat, de la gestion du patrimoine de l'hydraulique urbaine sous la tutelle technique du Ministère l'Hydraulique et de l'Assainissement. Le contrat de concession de la SPEN a été renouvelé en 2014 pour 10 ans.

La SEEN, société de droit privé, exploite le service public de production, transport et distribution des eaux sur le périmètre concédé à la SPEN via un contrat d'affermage. Le contrat d'affermage de la SEEN a été renouvelé en 2011 pour 10 ans

La SPEN et la SEEN intervenant dans le secteur de l'hydraulique urbaine ne sont donc pas directement impliquées dans le programme *P-KRESMIN*.

Acteurs intervenant dans la gestion des ouvrages hydro agricoles

Ministère de l'Agriculture et de l'Elevage

Le Ministère de l'Agriculture et de l'Elevage est le maître d'ouvrage des travaux de construction et réhabilitation des ouvrages hydroagricoles.

ONAHA

L'Office National des Aménagements Hydroagricoles (ONAHA) est un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) créé en 1978⁵⁰ sous la tutelle du Ministère en charge de l'Agriculture pour :

- Assurer la réalisation des aménagements hydro-agricoles et de développement rural ;
- Apporter un appui technique aux coopératives gestionnaires de ces aménagements ;
- Dresser et tenir à jour le suivi des aménagements ;
- Assurer des opérations de vulgarisation et de recherche-développement.

Les activités qui découlent des missions de l'ONAHA peuvent être regroupées comme suit :

- Activités d'appui à caractère public (développement, encadrement, innovation technologique, formation, conseils techniques, suivi-évaluation) ;
- Activités de prestation de services rémunérées (maintenance de l'infrastructure et des équipements hydro-agricoles, activité assurée logiquement par l'ONAHA à la demande des Coopératives dans le cadre de la relation contractuelle les liant) ;
- Activités de travaux (réalisation de travaux d'aménagement hydro-agricole et location d'engins et matériel lourds aux entreprises privées opérant sur des chantiers de grands travaux de génie civil). Cette activité s'est développée davantage à partir de 1986/1987 grâce à une importante dotation d'engins et de matériel lourds de travaux publics fournis sous forme de don par le Gouvernement japonais à l'Etat Nigérien, lequel a mis ces engins à la disposition de l'ONAHA pour exploitation. Le développement de cette activité « Entreprise » a été aussi facilité par l'exécution des programmes de réhabilitation des périmètres irrigués financés conjointement par la BIRD et la KFW.

L'ONAHA a connu de nombreuses réformes dont la dernière en date de 2014⁵¹ vise à repositionner l'ONAHA afin de promouvoir le développement global de l'agriculture irriguée. Cette réforme s'est traduite par la mise en place d'un contrat plan Etat-ONAHA pour une période de 4 ans (2017-2020). Les 4 missions assignées à l'ONAHA sont les suivantes :

- Assurer la gérance du patrimoine public que forment les aménagements hydro-agricoles (AHA) existants ou nouveaux pour s'assurer de leur gestion durable pour les

⁵⁰ Ordonnance n°78-39 du 28 décembre 1978 portant création de l'ONAHA

⁵¹ Ordonnance n°2014-01 du 3 janvier 2014 et décret d'application n°2015-354

usagers : il est prévu la signature d'une convention de gérance entre l'Etat et l'ONAHA ;

- Accompagner les organisations d'usagers dans la gestion hydraulique et la mise en valeur des AHA : mise en valeur de 16 000 ha additionnels sur 4 ans (réhabilitation et nouveaux périmètre) et appui à la gestion de l'eau et à la maintenance des ouvrages et des équipements. L'ONAHA doit signer des contrats d'exploitation avec les organisations d'usagers ;
- Piloter les programmes et projets d'investissement sur financement extérieur pour le compte de l'Etat : l'ONAHA agit en tant que maîtrise d'ouvrage déléguée ;
- Réaliser les travaux d'aménagement des AHA sur financement de l'Etat : 4 000 ha de travaux neufs sur 4 ans et 2 000 ha de travaux de réhabilitation.

Organisations représentatives des usagers

Suite à la réforme institutionnelle de l'ONAHA, les organisations représentatives des usagers sont divisées en 2 types :

- Les coopératives qui sont chargées des activités liées à la production et à la commercialisation de mise en valeur agricole des périmètres irrigués ;
- Les associations d'usagers de l'eau d'irrigation (AUEI) : ces associations n'existent pas aujourd'hui et devront être créées pour s'occuper de la gestion de l'eau, de la maintenance et du renouvellement des équipements de pompage.

Les prérogatives liées à la gestion de l'eau et à la maintenance des équipements initialement confiées à la coopérative intervenant sur un AHA donné devront être transférées à l'AUEI nouvellement créée.

L'AUEI est une personne morale de droit public à but non lucratif disposant d'une autonomie de gestion. La gestion de l'AUEI est assurée par un comité de gestion composé de membres⁵² de l'AUEI élus par l'assemblée générale. L'AUEI peut recruter du personnel salarié, y compris au sein de ses membres, à condition que ceux-ci ne fassent pas partie du comité de gestion.

Les ressources financières de l'AUEI sont principalement constituées de la redevance hydraulique payée par ses membres dont le mode de calcul et d'affectation est défini dans le règlement intérieur en coordination avec l'ONAHA et dont le montant est approuvé par l'assemblée générale.

Acteurs intervenant dans le secteur de l'énergie

Ministère de l'Energie

Outre la détermination de la stratégie et de la politique sectorielle et la proposition du cadre législatif et réglementaire encadrant les activités du secteur, le Ministère de l'Energie est chargé de préparer et conduire les appels d'offres en vue de l'attribution d'une convention ou d'une

⁵² Est considéré comme membre de l'AUEI tout détenteur de droits d'utilisation des parcelles de terre à l'intérieur du périmètre irrigué de l'AHA

licence, élaborer les cahiers de charges qui font partie intégrante des conventions et de signer les conventions de délégation et les licences, après avis de l'ARSE.

Le Ministère de l'Energie est donc fortement impliqué en cas de mise en place d'une délégation de gestion pour l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Kandadji.

NIGELEC

La NIGELEC, société anonyme d'économie mixte est l'opérateur historique en charge de la production, du transport et de la distribution d'électricité sur tout le territoire de la République du Niger. Elle exerce ses activités sous le régime de la convention actuelle signée le 3 mars 1993 pour une durée de 50 ans.

Le nouveau code de l'électricité de 2016 libéralise la production d'électricité au profit des opérateurs indépendants mais maintient l'exclusivité du transport et de la distribution sur un périmètre donné. Le nouveau contrat de concession de la NIGELEC actuellement en cours d'élaboration confirme la gestion du réseau de transport par la NIGELEC mais impose à cette dernière une séparation comptable des fonctions production, transport et distribution ainsi que l'obligation de créer une unité administrative dédiée au transport (préfiguration d'une future séparation juridique).

Selon la nouvelle convention, NIGELEC dispose donc d'un monopole sur le transport et la distribution dans son périmètre et serait donc l'acheteur unique en cas d'IPP connecté à son réseau de transport pour un productible destiné à la consommation nationale. NIGELEC devra en outre faciliter le transit des flux destinés à l'exportation.

La convention précise seulement que NIGELEC s'engage à respecter tous les contrats d'achat ou de vente d'énergie électrique en vigueur à la date de signature de la présente Convention (article 8.1) et que sauf dérogation accordée par l'État, le Concessionnaire est seul autorisé à agir en qualité de gestionnaire pour la conduite de l'ensemble des réseaux interconnectés situés sur toute l'étendue du territoire. Il assure la répartition des quotas d'achat d'énergie électrique pour le service public sur une base non discriminatoire, au moindre coût (article 9.3).

Le cahier des charges prévoit quant à lui (article 22.1) que le Concessionnaire est le gestionnaire du réseau de transport et est chargé de la gestion des mouvements d'énergie électrique. L'organe de régulation s'assure que le Concessionnaire ne prenne avantage de sa position dominante pour faire obstruction ou limiter, de manière directe ou indirecte, la concurrence pour la production d'énergie électrique ou l'accès aux réseaux par des délégataires ou titulaires de licence.

Le Concessionnaire assure l'équilibre de l'offre et de la demande et veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des ressources et réserves requises nécessaires pour le fonctionnement du Service public de l'énergie électrique. Il veille, dans l'établissement des plans journaliers de Production d'énergie électrique, à l'organisation des différentes sources de Production en tenant compte de l'ordre de préséance économique sur des critères non discriminatoires soumis à l'approbation préalable de l'Organe de régulation.

S'agissant du raccordement au réseau des producteurs indépendants, la convention ne vise que le cas de l'import/export d'énergie en imposant à NIGELEC l'obligation de consentir et d'établir le raccordement pour l'accès aux réseaux de Transport de l'énergie électrique à tout

concessionnaire titulaire de licence d'importation ou d'exportation d'énergie électrique (article 9.2).

Afin de s'assurer de l'enlèvement du productible de la centrale hydroélectrique de Kandadji, il conviendrait donc de préciser les conditions d'achat du productible et de sécuriser les conditions de raccordement des producteurs indépendants dans le projet de convention de concession NIGELEC et son cahier des charges

Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie (ARSE)

Les attributions de l'ARSE sont détaillées dans le nouveau code de l'électricité. Dans le cadre de sa mission de régulation, l'ARSE est notamment chargée de :

- Donner un avis de non-objection sur les projets de conventions de délégation et les demandes d'autorisations avant leur signature ;
- Veiller à un accès équitable et transparent des tiers aux réseaux de transport et de distribution, dans la limite des capacités disponibles, suivant des conditions fixées par décret ;
- Soumettre au Gouvernement les propositions tarifaires et fiscales garantissant l'équilibre financier du secteur et mettre en œuvre les mécanismes de leur révision périodique.

Toute convention de délégation pour l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Kandadji est donc soumise à l'avis de non-objection de l'ARSE.

Acteurs intervenant sur les aspects environnementaux et sociaux

Ministère de l'Environnement et du Développement Durable

Le Ministère de l'Environnement et du Développement Durable (MEDD) en charge de l'instruction de la documentation environnementale et sociale du projet, du suivi et du contrôle environnemental, de la gestion des brigades et des aires protégées.

Autres acteurs

Les autres acteurs intervenants sur les aspects environnementaux et sociaux sont les suivants:

- Bureau d'Evaluation Environnementale et des Etudes d'Impact ;
- Ministère des Domaines et de l'Habitat ;
- Ministère de la Santé Publique ;
- Ministère de l'Emploi, du Travail et de la Sécurité Sociale ;
- Ministère de la Renaissance Culturelle, des Arts et de la Modernisation Sociale ;
- Conseil National de l'Environnement pour un Développement Durable (CNEDD)

Annexe 3 : Benchmark

Introduction

Le benchmark a pour objectif de nourrir la réflexion sur la structure de gestion du barrage de Kandadji par des exemples concrets, en tirant notamment les leçons des expériences de barrages multi-usages actuellement en exploitation.

Les barrages suivants ont été étudiés :

- Barrage multi-usage de Manantali au Mali avec une dimension régionale / transfrontalière importante ;
- Barrage multi-usage de Bagré au Burkina Faso qui s'inscrit dans un projet plus global de pôle de croissance avec le développement de l'agriculture irriguée ;
- Aménagement de la Durance avec le barrage de Serre-Ponçon en France ;
- Aménagement de la vallée du Rhône en France.

Les éléments d'analyse de ces barrages sont présentés ci-dessous.

Barrage de Manantali

Principales caractéristiques

Construit entre 1982 et 1990 par l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS) sur le Bafing, au Mali, le barrage à usages multiples de Manantali a pour objectif la valorisation des ressources du fleuve Sénégal dans le cadre de la politique de développement régional mise entre les trois Etats membres de l'Organisation (Mali, Mauritanie, Sénégal)⁵³. Aujourd'hui, le barrage permet de stocker 11,3 milliard de m³, de régulariser le débit du fleuve Sénégal afin de permettre l'irrigation de 255 000 ha en toute saison et de produire 800 GWh par an d'électricité (depuis 2002). Les infrastructures comprennent le barrage, la centrale hydroélectrique, les lignes de transport, les ouvrages annexes et accessoires.

L'usine de production hydroélectrique et le réseau électrique de transport et de distribution (plus de 1500 km de lignes Haute Tension) ont été construits dans une seconde phase entre les années 1997 et 2002.

A l'aval de Manantali, l'OMVS a également développé à la même époque le barrage de Diama pour empêcher la remontée d'eau salée, stocker l'eau afin de réguler l'irrigation 120 000 ha de terres agricoles en Mauritanie et au Sénégal.

Gestion du patrimoine

Le barrage de Manantali a un statut d'ouvrage commun, c'est-à-dire qu'il est propriété commune et indivisible des Etats membres de l'OMVS qui se sont endettés et qui remboursent la dette.

⁵³ La Guinée a rejoint l'OMVS en 2006

Les Etats membres ont créé en 1997 la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM), société publique inter-étatique, pour assurer l'exploitation, l'entretien et le renouvellement des ouvrages communs destinés à la production et au transport de l'énergie électrique. La SOGEM était notamment chargée de la réalisation de la centrale hydroélectrique, du centre de commande, des lignes de transport, des postes et des ouvrages annexes et accessoires.

A priori, il n'existe pas de convention de concession entre l'OMVS ou les Etats et la SOGEM.

Les Etats membres ont également créé d'autres sociétés de gestion ; parmi elles la Société de Gestion du Barrage de Diama (SOGED), en charge de la maîtrise d'ouvrage des composantes physiques du barrage de Diama qui joue un rôle bien précis pour l'agriculture irriguée, en empêchant les remontées d'eau de mer, et la Société de Gestion et d'Exploitation de la Navigation (SOGENAV), en charge de gérer et d'administrer les activités de navigation et de transport sur le fleuve

Gestion de l'eau

Les modalités de gestion de l'eau du barrage de Manantali sont précisées dans une annexe à la Charte des Eaux du Fleuve Sénégal qui fixe les principes et les modalités de la répartition des eaux du fleuve Sénégal entre les différents secteurs d'utilisation. La Commission Permanente de l'Eau (CPE) est chargée de définir ces principes et modalités. Composée des représentants des Etats membres de l'OMVS, elle est chargée d'émettre des avis et des recommandations au Conseil des Ministres sur tout projet ou programme en rapport avec la gestion de la ressource.

Le réservoir de Manantali est géré par la SOGEM dans le respect des principes et modalités définis dans la Charte des Eaux.

Gestion des ouvrages

Ouvrages de productions hydroélectriques

La SOGEM délègue la gestion des infrastructures de production hydroélectrique à un opérateur privé. Un contrat d'exploitation a été signé en 2002 avec une filiale de la société d'électricité sud-africaine ESKOM (Eskom Energie Manantali SA) pour une durée de 15 ans. EEM était responsable de la production et de la vente d'électricité, de la collecte des redevances des sociétés nationales d'électricité (SNE), du fonctionnement et de l'entretien des installations de production d'énergie et des lignes de transport jusqu'au point d'échange avec les sociétés nationales d'électricité, ainsi que de la maintenance lourde et du renouvellement.

EEM a signé des contrats de cession d'énergie avec les 3 sociétés nationales d'électricité (EDM au Mali, SOMELEC en Mauritanie et SENELEC au Sénégal). Un protocole tarifaire est également signé par les Etats, la SOGEM et, les sociétés nationales d'électricité (SNE).

Le contrat d'exploitation avec EEM n'a pas été renouvelé et une société, la Société d'Exploitation de Manantali et de Félou, (SEMAF), une filiale de la SOGEM a temporairement été créée pour assurer l'exploitation des ouvrages de production hydroélectrique dans l'attente du recrutement d'un nouvel opérateur privé. Le non-renouvellement du contrat d'EEM serait imputable aux manquements de l'opérateur dans ses missions de maintenance et de réhabilitation des équipements, qui pourrait en partie s'expliquer du fait des arriérés de paiement des SNE.

Depuis 2013, le réseau électrique de l'OMVS a connu de nombreux dysfonctionnements dus à des incidents sur les groupes de production de la centrale de Manantali mais également aux groupes de production des autres centrales électriques.

Un vaste programme de rénovation des groupes de production a dû être lancé en 2013 pour une période de 43 mois. Il devrait s'achever courant 2018 (43 mois de travaux prévus en 2013). Les expertises réalisées indiquent que les équipements mécaniques et électriques ont subi d'importants dysfonctionnements dus à l'instabilité du réseau électrique sur lequel ils étaient raccordés⁵⁴.

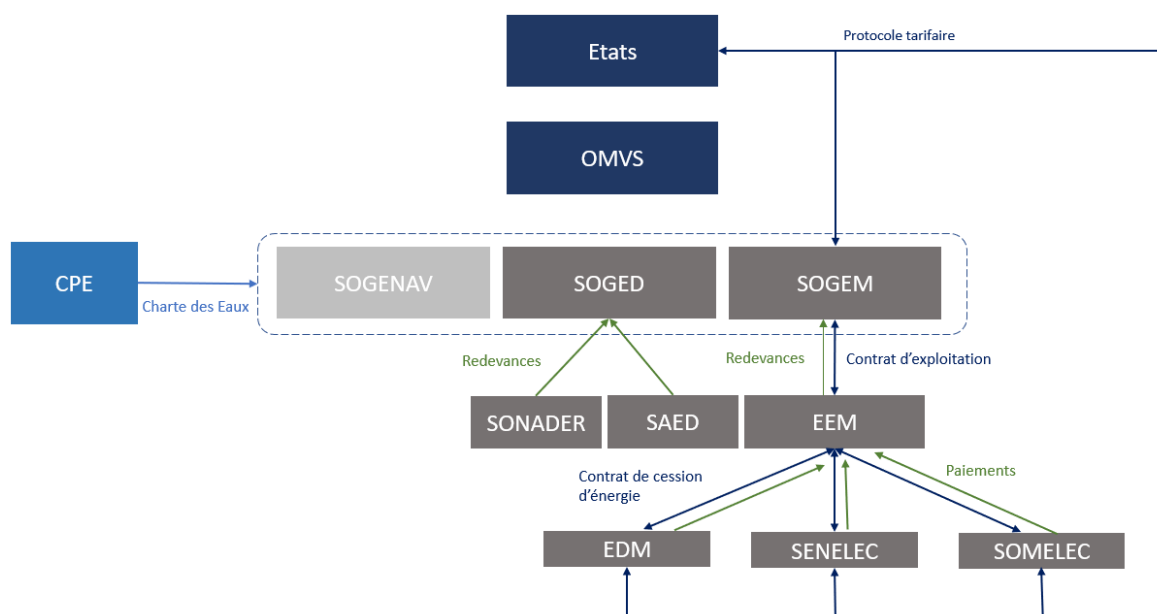
Suite à ce constat, le programme pluriannuel pour 2025 de l'OMVS prévoit des interconnexions complémentaires, 4 à 5 centrales hydroélectriques complémentaires actuellement en phase d'exploitation ou de construction et l'élaboration d'une Politique Énergétique Commune (PEC) entre les membres de l'OMVS.

Ouvrages hydroagricoles

Les ouvrages hydroagricoles développés sont gérés par les entreprises nationales mauritanienne et sénégalaise en charge de la gestion des périmètres irrigués sur leur territoire. Les redevances versées par ces sociétés pour l'utilisation de l'eau d'irrigation sont collectées par la SOGED.

Structure de gestion

La gestion du barrage de Manantali est illustrée par le schéma ci-dessous.



⁵⁴ Article 11.1 de L. Canale et N. présenté par la Banque Mondiale lors du Forum Hydro Africa 2017.

Barrage de Bagré au Burkina Faso

Principales caractéristiques

Construit entre 1988 et 1992, le barrage de Bagré a pour usage principal l'irrigation (30 000 ha de potentiel irrigable) et s'inscrit dans le cadre plus large d'un projet d'aménagement de zones pastorales et de développement de l'aquaculture. Il a été initialement conçu pour assurer une production hydroélectrique annuelle moyenne de 44 GWh.

La réalisation du projet a été confiée à la Maîtrise d'Ouvrage de Bagré (MOB) créée en 1986. En 2012, la MOB a été remplacée par Bagrépôle, une société d'économie mixte, chargée de promouvoir un pôle de croissance à Bagré. Depuis, Bagrépôle a été remplacé par une zone franche créée avec la Chambre de Commerce et d'Industrie. Nous n'avons cependant pas pu récupérer le décret de création correspondant.

Toutefois, la production hydroélectrique constitue la principale activité du barrage : 85% du volume d'eau est consacré au turbinage et la production annuelle moyenne est de l'ordre de 80 GWh⁵⁵ (pour une capacité installée de 16 MW), alors que la surface de périmètres irrigués en 2010 était estimée à environ 3 380 ha avec 2 600 ha en cours d'aménagement⁵⁶.

Gestion du patrimoine

En 1993, la Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso (SONABEL) a signé avec l'Etat burkinabé une convention pour la rétrocession des équipements du barrage et de ces ouvrages annexes, avec des conditions financières des conditions de financement des équipements des emprunts contractés par l'Etat auprès des bailleurs de fonds.

La SONABEL est propriétaire des équipements rétrocédés, mais l'Etat burkinabé reste propriétaire du barrage. Avec la création de Bagrépôle, le barrage a été incorporé dans ses actifs. A priori, il n'existe pas de convention de concession entre l'Etat et Bagrépôle.

Gestion de l'eau

Il est difficile de trouver des éléments sur la gestion de l'eau du barrage de Bagré. La convention de concession entre l'Etat burkinabé et la SONABEL conférerait à cette dernière « *une liberté entière de turbiner* » (article 12) sous réserve du respect d'un certain nombre d'obligations dont l'« *exécution chaque année du programme d'utilisation de l'eau tel que déterminé par le Comité de gestion* » (article 4).

Gestion des ouvrages

En parallèle de la convention de rétrocession, l'Etat a signé une convention de gestion avec la SONABEL pour lui confier la surveillance, l'entretien et la gestion du barrage. Depuis la création de Bagrépôle, la SONABEL paie une redevance à cette dernière.

La SONABEL est responsable de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance de la centrale hydroélectrique qui est partie intégrante de son parc d'exploitation. En tant qu'opérateur

⁵⁵ Chiffres pour les années 2007, 2008 et 2009 d'après l'Etat des lieux autour du barrage de Bagré, ICI, 2010

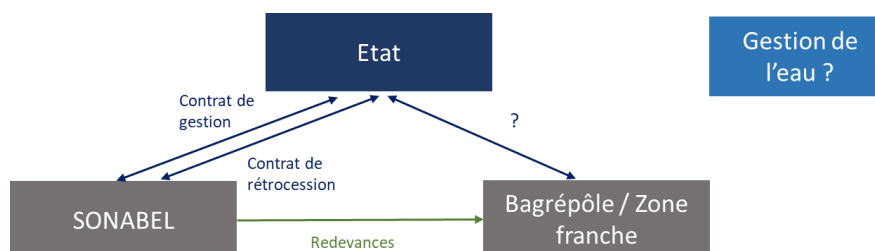
⁵⁶ Etat des lieux autour du barrage de Bagré, ICI, 2010

historique intégré, elle assure le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité sur son périmètre.

Concernant les ouvrages hydroagricoles, l'entretien du réseau principal sur les périmètres irrigués est effectué par Bagrépôle et l'entretien des réseaux tertiaires est à la charge des exploitants agricoles qui versent une redevance hydroagricole. Le montant actuel de cette redevance ne permettrait pas de couvrir les charges courantes sur les périmètres irrigués.

Structure de gestion

La gestion du barrage de Bagré est illustrée par le schéma ci-dessous.



Aménagement de la Durance

Principales caractéristiques

L'aménagement de la Durance et du Verdon est relancé « globalement » après un siècle de projets partiels par la loi de 1955 d'aménagement de Serre-Ponçon et de la Basse Durance qui confiant à EDF la production d'hydroélectricité, la fourniture d'eau pour l'AEP et l'agriculture et la régulation des crues. En 30 ans, EDF construit 23 barrages et prises d'eau, 33 centrales hydroélectriques et un canal usinier de 250 km de long entre Serre-Ponçon et l'étang de Berre.

Le barrage dispose d'un réservoir de 200 millions de m³ et permet la production de 6,5 millions de GWh d'électricité grâce à une puissance installée cumulée de 2 000 MW sur l'ensemble du cours d'eau.

Construit entre 1958 et 1960 sous MOA et maîtrise d'œuvre d'EDF, le barrage présente les caractéristiques suivantes :

- Hauteur du barrage au-dessus du terrain naturel 120 m ;
- Remblai en terre et enrochement avec un noyau central étanche en moraine argileuse ;
- Un rideau d'injection triple et un réseau de drainage dense dans des fondations alluvionnaires profondes ;
- Une retenue de grande capacité soit 1 270 millions de m³ ;
- La crue de projet est estimée à 1 800 m³/s.

C'est aussi la plus grande réserve agricole en France avec 200 millions de m³ réservés à cet effet. Avec les barrages de Sainte Croix et de Castillon, sur le Verdon, Serre-Ponçon constitue l'essentiel de la capacité de régulation des eaux dans le bassin. Les chaînes hydroélectriques de la Durance du Verdon et du Buëch permettent de produire jusqu'à 2 000 MW mobilisables en moins de 10 minutes ; la production annuelle varie autour de 6 TWh, soit 10 % de la production d'EDF en France.

Gestion du patrimoine

En 1959, la construction et l'exploitation des ouvrages du barrage de Serre-Ponçon a été concédée à EDF par l'Etat. EDF a été créée en 1946 sous la forme d'un établissement public national à caractère industriel et commercial (EPNIC). En 2004, EDF devient société anonyme « étatisée » dont l'Etat doit détenir légalement au moins 70 % des actions. EDF gère, à travers des contrats de concession à durée limitée, plus de 150 grands barrages hydroélectriques.

Gestion de l'eau

La loi du 11 juillet 1907 décrète l'adoption d'un règlement d'administration publique qui prescrit les mesures à prendre pour assurer la bonne répartition des eaux de la rivière entre les différents usages. Le décret du 14 Août 1908 porte création de ce règlement. La loi du 11 juillet 1907 porte également création de la Commission Exécutive de la Durance (CED), placée sous la tutelle du Ministère de l'Agriculture pour faire appliquer la répartition des eaux de la Durance en aval du pont Mirabeau et notamment à Serre-Ponçon sur la base de ce règlement d'administration publique. La CED exerce aujourd'hui son rôle en étroite collaboration avec EDF.

La gestion de l'eau a évolué au fil du temps, notamment suite à des sécheresses sévères au début des années 2000 et les objectifs de gestions de l'eau vont bien au-delà de la concession EDF dont l'échéance est fixée à 2051 : tourisme au lac de Serre-Ponçon, morphologie et gestion sédimentaire, préservation de la qualité des eaux, atteinte des objectifs de qualité écologique, maintien d'un débit d'étiage satisfaisant après la pointe en irrigation de l'été, sécurité des ouvrages, maîtrise du risque inondation (sensible pour les crues faibles, mais maîtrise marginale pour les crues exceptionnelles) et développement économique.

Il s'agit aujourd'hui d'une gestion concertée impliquant de nombreux acteurs :

- Services de l'Etat et établissements publics de l'Etat : DREAL, DRAAF, DDT, AFB et Agence de l'eau RMC ;
- Collectivités territoriales et leurs émanations comme le SMAVD (EPTB de la Durance) et le SMADESER pour la Haute Durance ;
- La Commission Exécutive de la Durance en charge de l'organisation et de la répartition des usages agricoles de l'eau de la réserve de Serre-Ponçon (ASA d'irrigants et administration DRAAF et DDT) ;
- La Société du Canal de Provence, la Société des Eaux de Marseille gestionnaire de l'eau pour la métropole et de très nombreuses associations syndicales autorisées d'irrigants avec des ouvrages hydrauliques en propre.

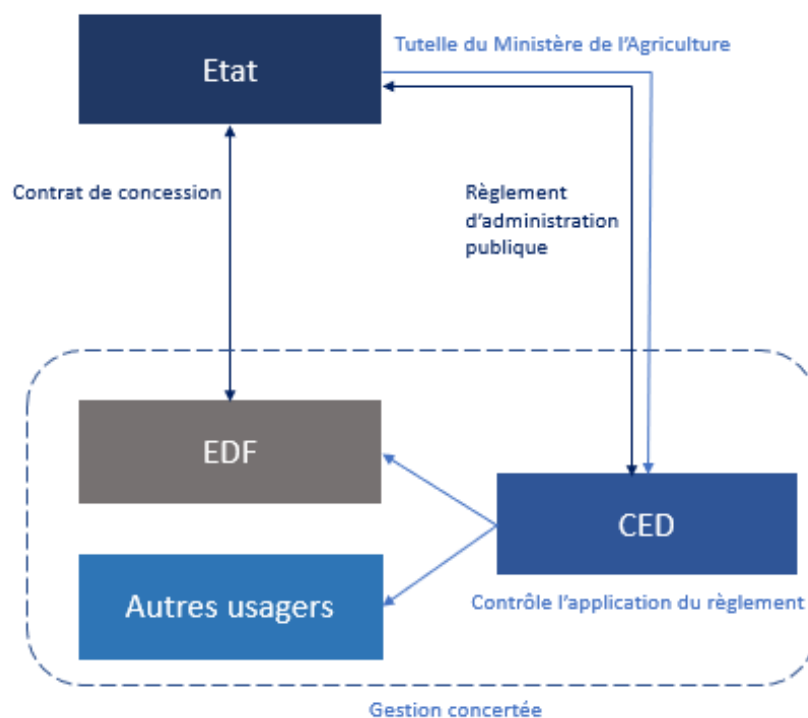
Les instances de concertation pour le SDAGE, les SAGE ou pour l'agriculture de la CED ont pris également beaucoup d'importance.

Gestion des ouvrages

Les ouvrages sont exploités par EDF conformément à la convention de concession entre l'Etat et EDF.

Structure de gestion

La structure de gestion du barrage de Serre-Ponçon est illustrée ci-dessous.



Aménagement de la vallée du Rhône

Principales caractéristiques

L'aménagement du Rhône vise à remplir plusieurs usages : la production d'électricité, la navigation du fleuve, l'irrigation agricole et des missions annexes telles que le développement du tourisme. Aujourd'hui, 19 centrales hydroélectriques sont installées au fil de l'eau sur 520 kilomètres, permettant une production de près de 14 000 GWh pour une puissance installée de 3 009 MW et l'irrigation d'une surface de 120 000 ha grâce aux 32 stations de pompage installées le long du fleuve.

Gestion du patrimoine

La Compagnie Nationale du Rhône (CNR) a été créée le 27 mai 1933 et en 1934, l'État lui confie, pour 75 ans, la concession unique du Rhône pour son aménagement et sa valorisation en lui fixant trois missions solidaires : production d'hydroélectricité, navigation et irrigation.

En 1938, CNR inaugure sa première réalisation, le port de Lyon, et dix ans plus tard, en 1948, elle met en service le barrage-centrale de Génissiat. En 1946, l'État nationalise le service public d'électricité et crée EDF. L'État préserve toutefois l'existence de CNR qui se concentre sur un rôle d'aménageur fluvial. CNR construit les ouvrages du Rhône (19 centrales de 1948 à 1986) et est rémunérée pour ses missions dans le cadre d'un forfait négocié avec EDF.

Au 31 décembre 2015, le patrimoine de CNR comporte : 19 barrages, 21 petites centrales hydroélectriques et mini-centrales hydroélectriques, 33 parcs éoliens (dont 26 hors Vallée du Rhône), 14 centrales photovoltaïques, 330 km de voies navigables à grand gabarit, 27 000 hectares de domaine concédé, 14 000 hectares de fleuve et 13 000 hectares terrestres ainsi que 18 sites industriels et portuaires.

Gestion de l'eau

Le comité de bassin Rhône-Méditerranée élabore le schéma directeur d'aménagement et de la gestion des eaux (SDAGE) renouvelé tous les cinq ans et soumis à l'approbation de l'Etat. L'Agence de l'Eau Rhône-Méditerranée-Corse, établissement public d'Etat sous la tutelle du Ministère de l'Environnement, est en charge d'assurer et de contrôler la bonne répartition de l'eau entre les différents usages sur la base du SDAGE.

Gestion des ouvrages

De 1948 à 2001, dans le cadre d'un dispositif conventionnel, EDF exploite les centrales hydroélectriques, en commercialise la production, conserve les recettes et verse une redevance à CNR.

En 2000, la loi sur la modernisation et le développement du service public d'électricité prépare la libéralisation du marché. CNR retrouve son statut de producteur indépendant de plein exercice en 2001. En 2002, un accord social et industriel unique organise la transmission des compétences d'EDF vers CNR et le transfert du personnel. Plus de 300 agents d'EDF intègrent CNR, le 1^{er} janvier 2006. En 2003, un décret détermine les nouveaux statuts et le cahier des charges de CNR. Electrabel, filiale du groupe Suez, entre au capital de CNR.

En 2004, CNR a lancé une démarche pour participer à des investissements d'intérêt collectif, dont les objectifs sont : accompagner le développement économique, l'innovation et l'emploi en Vallée du Rhône, réunir les usagers du fleuve, les riverains et l'ensemble des acteurs autour de ce bien commun que représente le Rhône, transmettre aux générations futures un fleuve et un territoire valorisés.

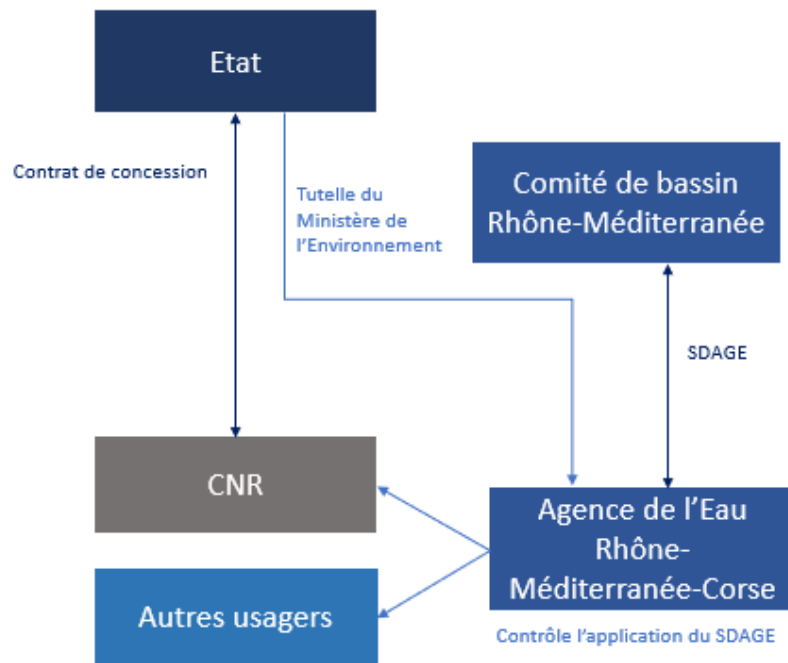
En 2006, CNR se diversifie dans l'éolien et le photovoltaïque, travaille au développement de nouvelles énergies renouvelables, tout en proposant son expertise en gestion des énergies intermittentes et des prestations d'ingénierie à des tiers.

La production d'électricité en 2015 de 14,4 TWh toute source confondue. Depuis le 1^{er} septembre 2005, le centre opérationnel de téléconduite pilote directement à distance l'ensemble des barrages et des centrales de la CNR.

Les périmètres irrigués sont gérés par des syndicats mixtes.

Structure de gestion

La structure de gestion du Rhône est illustrée ci-dessous.



La CNR est une **société anonyme d'intérêt général** dirigée par un directoire et administrée par un conseil de surveillance. Le directoire est composé de trois membres, dont un président nommé par décret du président de la République, pour un mandat de cinq ans, sur proposition du conseil de surveillance, et de deux directeurs généraux nommés par le conseil de surveillance pour la même durée. Le conseil de surveillance est composé de 18 membres : deux représentants de l'État, treize représentants des actionnaires et trois représentants du personnel de CNR.

L'actionnariat de CNR repose sur un équilibre public-privé. Majoritairement public, Groupe Caisse des Dépôts (33,20 %) et collectivités locales (16,83 %), CNR a pour actionnaire de référence le groupe ENGIE (49,97 %).

L'expérience de la CNR est intéressante pour de multiples raisons :

- Elle gère de grands ouvrages hydrauliques, ouvrages mobiles sur un grand fleuve et grand linéaire de digues en terre ;
- Elle assure des missions multiples d'intérêt général : hydroélectricité, navigation et irrigation ;
- Elle combine un partenariat public-privé complètement original.

Le renouvellement « systématique » des concessions électriques est programmé vers 2023 pour la concession CNR. Ses relations avec l'Etat sont multiples :

- Gouvernance au niveau du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire ;
- Police de l'eau, gestion des ouvrages, mise en sécurité avec les directions régionales du Ministère ;
- Programmation des équipements et mise en œuvre des directives Européennes.

Annexe 4 : Commentaires de l'ABK sur la version provisoire et réponses apportées pour la version finale du rapport provisoire de structure de gestion

N°	Page	Objet de l'observation/ commentaire	Observations ou commentaires	Réponse
1	10	Dans l'option schématisée	La NIGELEC ne peut-elle pas être la société d'exploitation ?	D'un point de vue du statut de la société, NIGELEC peut développer, exploiter et maintenir des centrales énergétiques. D'un point de vue technique, NIGELEC possède des compétences en exploitation et maintenance de centrale énergétique type groupe Diesel ou Gaz de puissance moindre (quelques MW excepté Gorou Banda (4x20MW) dit groupe rapide de 1500 ou 3000tr/mn). D'un point de vue technologique, NIGELEC n'a pas de compétences en exploitation et maintenance de centrales hydroélectriques équipées de groupes Kaplan basse vitesse (107 tr/mn) ni en hydromécanique (vanne secteur de l'évacuateur ou vanne wagon ou secteur des pertuis de fond). Le Benchmarking a montré qu'il est essentiel d'avoir un opérateur avec des compétences d'exploitation dans ces gammes de matériels et d'infrastructures
	10	A.4. Options schématisée : Option 2 (Fonctions de gestion du Patrimoine et Exploitation du Barrage séparées en bleue et verte)	Nous pensons qu'elles doivent être en verte sous l'ABK	Noté : nous avons ajouté cette organisation comme variante dans le schéma - option 2
2	11	Au 3 ^{ème} paragraphe : L'exploitation et la maintenance du barrage, de ses ouvrages annexes et de la centrale hydroélectrique seraient déléguées à un opérateur de référence expérimenté disposant de l'expertise, de références, d'organisation.....	Il faudra inclure la gestion de la retenue dans les prérogatives de l'ABK comme cela a été mentionné dans le paragraphe qui suit.	Dans l'option recommandée, l'ABK a pour rôle de contrôler la bonne application des "Règles de gestion de la retenue de Kandadji" plutôt que d'exploiter elle-même le barrage et ses ouvrages annexes.

3	11	Au chapitre A6 dans les flux financiers ; au 1 ^{er} paragraphe : il est écrit « En phase d'exploitation, les principales sources de recettes proviendront de la vente d'énergie électrique à NIGELEC et, dans une moindre mesure (?), de la vente d'eau aux gestionnaires des périmètres irrigués ».	Il convient à ce niveau, d'inclure un paragraphe qui traitera de la question de prélèvement de taxes sur l'eau pour l'entretien des ouvrages.	Pourquoi pas, mais dans la pratique, ces taxes rapportent peu et leur prélèvement est assez peu efficace. Nous proposons d'en mentionner le principe, bien qu'en pratique il faudra être prudent sur le potentiel de revenus effectivement généré.
			La TAXE de l'eau sera -t-elle généralisée à tous les utilisateurs le long du fleuve ?	
4	12	La part de la dette souveraine qui sera rétrocédée à l'ABK, et à quelles conditions	C'est uniquement avec 0% de coefficient de capital que Kandadji est concurrentiel.	Nous proposons de "tester" plusieurs schémas de rétrocession dans les simulations financières pour mesurer leur impact sur le tarif de l'électricité. Que signifie "coefficient de capital"?
			Préciser le type de rétrocession qui sera confirmée par les échanges en cours entre l'ABK et les ministères de tutelle.	Il s'agit : 1/ de prendre connaissance de chacun des accords de prêts et de dons signés par l'Etat pour le financement des ouvrages 2/ d'échanger avec le Ministère des finances sur les pratiques en matière de rétrocession de prêts souverains 3/ selon les échanges entre l'ABK et ses tutelles, de proposer différents scénarios de rétrocession
5	15	1 ^{ère} puce : dans la parenthèse	corriger « débit d'étiage minimal à Niamey de 120 m³/s..... » au lieu de 80 m³/s.	MODIFICATION TEXTE: L'objectif principal est de réguler le débit en respectant les engagements pris par le Niger au niveau régional dans le cadre de l'ABN (débit écologique minimal à Niamey de 120 m ³ /s ⁵ et débit à la frontière avec le Nigeria de 80 m ³ /s) ;
6	15	Dans la figure 1	Corriger « Périmètres irrigués en amont de 5916 ha au lieu de 5800 ha » et « Périmètre irrigués en aval 2000 ha PAR1 + 523 ha PARII au lieu de 4000 ha PAR II».	Noté / pris en compte

7	16	1 ^{ère} Puce de l'encadré : Les besoins pour l'irrigation qui seront satisfaits d'une part à partir d'un ouvrage de prise spécifique, ainsi qu'en amont et par le biais des débits objectifs d'étiage.	Les ouvrages de prise spécifiques seront destinés uniquement pour les 2000 ha en aval et le périmètre terrasse de Gabou.	Le DAO Barrage Lot n°1 précise en effet ce point au paragraphe 3.8 de la Section VI A MODIFICATION TEXTE : Les besoins pour l'irrigation qui seront satisfaits d'une part à partir d'un ouvrage de prise spécifique (pour les 2000 ha en aval et le périmètre terrasse de Gabou), ainsi qu'en amont et par le biais des débits objectifs d'étiage. Pour le gestionnaire du barrage, il s'agira de passer à des débits évoluant selon les saisons et les contraintes globales du système mais aussi en fonction des effets des décisions prises
8	17	à la 2 ^{ème} puce : « Les transports solides liés à l'érosion dans le bassin versant, et à l'érosion du lit ; cette question concerne les pertes de capacité de stockage, les gênes à la navigation ou au bon fonctionnement des ouvrages hydrauliques et ont un impact sensible sur les écosystèmes ».	Il y a lieu de préciser que dans le cadre des études de conception du barrage, la perte de la capacité de stockage de la retenue a été estimée à environ 5 millions de m³/an. Ceci par l'apport du Gorouol seul affluent important en amont du barrage. Le cours d'eau principal se décante dans le delta intérieur au Mali avant son entrée dans la retenue de Kandadji.	MODIFICATION TEXTE : S'agissant des transports solides, la perte de la capacité de stockage de la retenue a été estimée dans le cadre des études de conception du barrage à environ 5 millions de m³/an. Ces apports solides sont essentiellement dus au Gorouol, seul affluent important en amont du barrage ; le cours d'eau principal se décante dans le delta intérieur au Mali avant son entrée dans la retenue de Kandadji
9	18	2 ^{ème} puce : Une étude d'APD des aménagements de 4 000 ha de périmètres irrigués (dans le but de compenser des terres agricoles noyées par la retenue, incluant les 2 000 ha aval précédents) a été réalisée en 2017	Cette puce est à supprimer. Les 4 000 ha sont inclus dans les 5916 ha destinés aux populations affectées.	Noté / pris en compte
10	18	5 916 ha ont été identifiés par l'assistance technique de l'ABK comme sites potentiels d'aménagements hydro-agricoles autour des villages d'accueil en amont du barrage.	Bien noter que 5 916 ha ont été identifiés par le Consultant STUDI International et non par l'Assistance technique de l'ABK.	MODIFICATION TEXTE : 5 916 ha ont été identifiés comme sites potentiels d'aménagements hydro-agricoles autour des villages d'accueil en amont du barrage.
11	18	Les points ci-dessous méritent d'être approfondis pour garantir une bonne gestion de l'eau d'irrigation, en particulier par les périmètres alimentés par une prise d'eau sur le barrage :	Toute l'analyse est basée sur un barrage rempli par les eaux de pluie. Kandadji est plutôt dépendant des flux venant de l'amont. Une saison de pluie locale n'a aucun effet	MODIFICATION TEXTE : Les points ci-dessous méritent d'être approfondis pour garantir une bonne gestion de l'eau d'irrigation, qu'il s'agisse des périmètres alimentés par la prise d'eau sur le barrage ou des périmètres situés tout le long du fleuve jusqu'à la frontière avec le Bénin et le Nigeria (voire en aval)

			significatif sur l'hydraulicité du fleuve.	
12	19	La fin de 2 ^{ème} paragraphe : Ces chiffres sont basés sur un taux d'efficience global de 60 % (qui est par exemple loin d'être atteint à l'Office du Niger comme dans les périmètres existants de l'ONAH). En supposant une introduction de la culture de la canne à sucre (irriguée presque toute l'année), la demande annuelle atteint 925 hm ³ pour 31 000 ha en maîtrise totale des eaux	Il est mieux indiquer de donner la demande annuelle pour 45 000 ha au lieu de 31 000 ha. Car il s'agit bien de 45 000 ha qui seront aménagés en aval de la retenue.	MODIFICATION TEXTE : L'Etude des Risques Climatiques réalisée dans le cadre du PADD de l'ABN a procédé à une évaluation des besoins en eau pour l'irrigation. Sur la base des données fournies par l'ONAH, il a été retenu une consommation annuelle de 33 000 m ³ /hectare, se décomposant en 14 000 m ³ /ha pour la culture du riz en saison des pluies et 19 000 m ³ /ha en saison sèche pour un mixte riz/cultures maraîchères. Ces chiffres sont basés sur un taux d'efficience global de 60 % (qui est par exemple loin d'être atteint à l'Office du Niger comme dans les périmètres existants de l'ONAH) + paragraphe supprimé
13	19	2 ^{ème} Paragraphe En fin de saison sèche, les surfaces irriguées seraient très réduites afin de moins peser sur le débit d'étiage soit un équivalent de 5 000 m ³ /ha. Sur ces bases, le débit d'étiage de 120 m ³ /s délivré à l'aval de Kandadji se répartirait à l'échéance 2027 en 40 m ³ /s pour les usages locaux et 80 m ³ /s pour le débit environnemental à Malanville.	Le débit de 120 m³/s est délivré à Niamey. A la sortie du barrage c'est 146 m³/s.	Paragraphe supprimé
14	19	Gestion des périmètres irrigués : Aujourd'hui, la gestion de l'eau est déficiente sur la quasi-totalité des aménagements hydroagricoles existants. L'opérationnalisation de l'ONAH restructurée et la redynamisation des coopératives agricoles constituent un enjeu majeur pour :	Quelles sont les sources d'informations ?	Pour pouvoir facturer tout prélèvement d'eau, il est nécessaire de mettre en place un système de comptage d'eau et des équipements de régulation sur les canaux ; le DAO barrage Lot n°1 prévoit une vanne de régulation pour le périmètre d'irrigation de 2000ha. Pour les autres périmètres d'irrigation (4000ha et Tillabéri), nous n'avons pas pu identifier les équipements spécifiques permettant de contrôler et de mesurer les débits transités.

		- D'une part assurer l'entretien des aménagements hydro agricoles et éviter leur dégradation précoce qui entraînent d'importants travaux de réhabilitation dont le coût exige un appui financier de l'Etat ;	Reprendre la formulation et proposer une taxe sur l'eau dans tous les AHA de la vallée du fleuve Niger.	MODIFICATION TEXTE : Dans le cadre des périmètres associés au barrage de Kandadji, une taxe de prélèvement de l'eau (« préleveur-payeur » et « pollueur-payeur ») consacrée par le Code de l'Eau du Niger (et la Charte de l'Eau du bassin du Niger) pourrait être mise en place dans les AHA.
		- D'autre part, faire en sorte que les coopératives agricoles respectent leur engagement d'acquittement des redevances afin de garantir la permanence de l'approvisionnement en eau des périmètres.		
15	20	Une couverture précaire des besoins alimentaires des populations. L'insécurité alimentaire touche plus de six ménages sur dix et est très marquée en milieu rural	Est-ce que c'est le cas dans la vallée du fleuve ?	
			Reformuler parce qu'il n'y a plus de précarité (amenant à une situation tel la famine) mais plutôt une insécurité pour la résorption de laquelle le Programme est mis en place.	MODIFICATION TEXTE : Une couverture précaire des besoins alimentaires des populations (cf. Schéma Directeur de Développement Intégré de la Vallée du Niger, Avril 2017)
16	20	La demande en énergie annuelle moyenne estimée au stade de l'étude de faisabilité ³ est de l'ordre de 85 MW en 2010 et de 110 MW en 2015. Comme illustré dans le graphique ci-dessous, cette demande en période de pointe, peut être complètement couverte au cours des mois d'octobre à février. Pour la période mars – septembre, elle devra être partiellement couverte par d'autres sources.	Utiliser les données actualisées de l'APD et les simulations faites par TRACTEBEL.	Dans ces dernières données et simulations actualisées, TRACTEBEL recalcule l'énergie moyenne annuelle exprimée en GWh suivant le niveau de Retenue Normale (RN) sur la plage 224,00 à 228,00. Ces derniers rapports ne traitent pas précisément de la puissance garantie produite par la centrale hydroélectrique sur un pas mensuel comme nous l'avons présenté aux pages 20 et 21 - figure 2 et figure 3 de notre rapport. Ces courbes montrent précisément la capacité de production mensuelle de la centrale suivant le scénario d'hydraulicité choisi.

17	20	Au niveau du graphique :	Il n'y a qu'une seule phase de 4 groupes. Pas de phase II.	Oui, il n'y a qu'une phase. La notion des 2 phases (I et II) a été développée dans l'étude de faisabilité (Phase I : 4 groupes de 25MW - Phase II : un 5 ^{ème} de 25MW) pour obtenir une capacité installée de 125MW. Actuellement, l'unique phase de construction permet d'obtenir une capacité installée de 128MW avec 4 groupes de puissance unitaire 32MW
18	21	Dernière partie du 2 ^{ème} paragraphe : Sous réserve de vérification, le débit pour l'irrigation depuis la retenue ne sera pas turbiné ; par contre le débit relâché dans le fleuve au titre du débit d'étiage devrait être entièrement turbiné.	Les besoins pour l'irrigation sont pris en compte déjà dans les 146 m³/s délivrés par la retenue.	Il est rappelé que la capacité minimale de turbinage d'un groupe de production de KANDADJI est de 115 m ³ /s pour une gamme de chute nette comprise entre 7,73m et 15,93m, le débit nominal de chaque groupe est de 237,5m ³ /s.
19	22	Dernier paragraphe	- Le barrage de Kandadji n'impacte pas la crue annuelle du fleuve.	MODIFICATION TEXTE : De subvenir aux besoins environnementaux : outre le soutien d'étiage, il peut s'avérer nécessaire d'un point de vue environnemental (préservation des écosystèmes et de la biodiversité) de créer par la gestion de Kandadji des « crues artificielles » (non dommageables bien sûr pour les biens et les personnes), afin de maintenir les zones humides en aval, y compris au Bénin et au Nigeria. En cas de crue exceptionnelle (crue "guinéenne") prévue suffisamment à l'avance (par l'ABN à l'aide de son Système Informatique de Prévision), un « creux » pourrait être ménagé dans la retenue afin d'obtenir une tranche d'écêtement permettant de protéger les principales villes aval contre les inondations, en particulier Niamey et Malanville.
			- Il n'y a pas de crue local à Kandadji.	
			- S'agissant des inondations en aval, le barrage de kandadji peut ne pas jouer le rôle de protection exceptionnelle contre les inondations.	
20	24	Au niveau du paragraphe : On rappelle que le débit minimum d'étiage de 80 m ³ /s à l'entrée de la retenue de Kandadji n'est pas garanti, en particulier en l'absence du barrage de Fomi.	Ecrire plutôt « On rappelle que ... à l'entrée du territoire nigérien en l'absence du barrage de Taoussa... »	MODIFICATION TEXTE : On rappelle que le débit minimum d'étiage de 80 m ³ /s à l'entrée du territoire nigérien n'est pas garanti en l'absence des barrages de Fomi et de Taoussa

21	24	Au point C.2.3 : à la 1 ^{ère} puce : Débit sortant minimum de 120 m ³ /s	Ecrire le débit sortant minimum de 146 m³/s au lieu de 120 m³/s .	MODIFICATION TEXTE : Débit sortant minimum de 146 m ³ /s
22	25	au niveau du 2 ^{ème} paragraphe : Le règlement d'eau constitue un cadre large fixé à long terme (il pourra cependant être révisé, par exemple au bout de 10 ans) avec des bornes à ne pas franchir.	l'exemple dans la parenthèse n'est pas pertinent. Il doit être supprimé.	MODIFICATION TEXTE : Le règlement d'eau constitue un cadre large fixé à long terme avec des bornes à ne pas franchir
23	26	au paragraphe : Dans le cadre de l'opérationnalisation de la Charte de l'Eau du bassin du Niger (nouveau projet d'appui de la Banque mondiale en cours de formulation), la gestion coordonnée de Kandadji avec le barrage de Markala en amont (Mali) et Kainji en aval (Nigeria) est prévue.	C'est plutôt la gestion coordonnée de Kandadji avec le barrage de Taoussa .	MODIFICATION TEXTE : Dans le cadre de l'opérationnalisation de la Charte de l'Eau du bassin du Niger (nouveau projet d'appui de la Banque mondiale en cours de formulation), la gestion coordonnée de Kandadji avec le barrage de Markala en amont (Mali) et Kainji en aval (Nigeria) est prévue. Cette gestion coordonnée sera établie en lien avec le Comité Technique Permanent (CTP) de l'ABN, dont la revitalisation est prévue. Ce règlement d'eau transfrontalier sera validé par le Conseil des Ministres de l'ABN et annexé à la Charte de l'eau. Ultérieurement et une fois les projets suffisamment avancée, une gestion coordonnée de Kandadji avec Taoussa et Fomi pourra être établie
24	28	La mise en place de droits d'eau n'est pas souhaitable pour plusieurs raisons	Le débit de 120 m³/s garanti à Niamey est-il un droit d'eau ?	La mise en place de « droits d'eau » n'est pas souhaitable pour plusieurs raisons + réf : On note que le débit minimum de 120 m ³ /s à Niamey n'est pas un « droit d'eau »
25	40	D'après le calendrier de notre étude, et conformément aux échéances prévues dans le plan de cohérence, le recrutement d'un opérateur privé devrait être achevé en mai 2019.	Il faut noter que le recrutement de l'opérateur doit se faire au mieux à un an avant la mise en eau au lieu de mai 2019.	Noté / pris en compte

26	44	Dans le Tableau et dans la colonne ; composantes : Périmètres irrigués amont (PAR 2) 5800 + 4000 ha	Ecrire : Périmètres irrigués amont (PAR 2) 5916 ha. Cette superficie prend en compte les 525 ha des terrasses de Gabou en aval.	Modification demandée intégrée dans le texte
27	44	Dernier paragraphe : Au regard de ces constats, il apparaît que la mise en cohérence technique, chronologique, spatiale, institutionnelle des différents plans E&S n'est actuellement pas assurée de manière satisfaisante avec pour conséquences de réelles faiblesses prévisibles au moment de leur mise en œuvre tant en phase d'exécution que d'exploitation :	Reformuler cette partie en accord avec les vraies réalisations de l'ABK dans le PGES. On ne peut parler de manque de cohérence des activités alors qu'il existe même un plan de cohérence.	Le commentaire de l'expert porte sur la cohérence intrinsèque de la documentation E&S (EIES, PGES, PAR, etc.) des différentes composantes du projet. Selon sa compréhension du plan de cohérence de 2017, ce document porte essentiellement sur une mise en cohérence des calendriers des différents plans E&S par rapports au calendrier du projet. Les aspects techniques, spatiaux et institutionnels liés à la mise en oeuvre opérationnelle des plans E&S y sont peu développés. En conséquence, l'expert identifie dans la documentation E&S disponible une réelle faiblesse en matière de cohérence interne qui est de nature à pénaliser l'efficacité et l'efficience des PGES, PAR et PDL et à compromettre leurs résultats attendus ce qui aurait d'importants effets négatifs en phase d'exploitation tant en termes de préservation des écosystèmes que de maintien /amélioration du niveau de vie des PAPs. Le texte a été modifié en ce sens.
28	51	2 ^{ème} puce : Les revenus de la vente de l'eau d'irrigation ;	Remplacer le terme vente par taxe sur l'eau d'irrigation.	Nous proposons de parler plutôt de "redevance" puisqu'elle s'appliquera aux usagers (et non aux contribuables)