

Sous la direction de
Denis LEVY
Anne GED

PARTENARIAT PUBLIC PRIVÉ DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

**CONTRIBUTION DES PAYS
VOLUME 2**

16

COLLECTION **POINTS DE REPÈRE**



Les publications de l'IEPF

**PARTENARIAT PUBLIC PRIVÉ
DANS LE SECTEUR
DE L'ÉLECTRICITÉ**

**CONTRIBUTION DES PAYS
VOLUME 2**

Comité éditorial:

Direction: Sibi Bonfils, Directeur adjoint, IEPF

Coordination: Chantal Guertin, Responsable de projet, IEPF

Communication: Louis-Noël Jail, Responsable du service information et documentation, IEPF

Révision linguistique:

Carole Noël

Mise en page:

Communications Science-Impact

Photo de la page couverture:

Le barrage de Manantali en République du Mali

Source: SOGEM

ISBN 978-2-89481-045-3

© Institut de l'énergie et de l'environnement
de la Francophonie (IEPF) 2007

56, rue Saint-Pierre, 3^e étage


Québec G1K 4A1 Canada

Téléphone: (418) 692-5727

Télécopie: (418) 692-5644

Courriel: iepf@iepf.org

Site Internet: www.iepf.org

 *Cette publication a été imprimée avec des encres végétales sur du papier recyclé.*

IMPRIMÉ AU CANADA/PRINTED IN CANADA

**Sous la direction de
Denis LEVY
Anne GED**

**PARTENARIAT PUBLIC PRIVÉ
DANS LE SECTEUR
DE L'ÉLECTRICITÉ**

**CONTRIBUTION DES PAYS
VOLUME 2**

16

COLLECTION POINTS DE REPÈRE



Les publications de l'IEPF

Auteurs :

***Denis LEVY** est diplômé d'études supérieures de doctorat en sciences économiques. Il passe les 20 premières années de sa carrière dans la fonction publique, dont 12 ans à l'Agence pour les économies d'énergie devenue Agence Française pour la Maîtrise de l'Énergie puis ADEME où il a dirigé le Département de l'Action Internationale. Il intègre le secteur privé en 1992 pour être Directeur du Développement International, chargé de l'Europe de l'Est et la Chine, du pôle énergie d'un des leaders mondiaux de la gestion privée des services publics. À la création l'Institut de la Gestion Délégée en 1996, il est nommé Délégué général de cette fondation réunissant tous les acteurs des partenariats publics privés. Depuis avril 2001, il a créé un cabinet de conseil spécialisé dans l'économie, la gestion publique et le développement durable. Denis LEVY enseigne, par ailleurs, en France et à l'étranger dans ses domaines d'expertise.*

*Docteur en sciences économiques, **Anne GED** est consultant depuis 20 ans auprès des collectivités territoriales et des administrations publiques sur les questions d'énergie, d'environnement et de développement durable. Elle a effectué de nombreuses missions sur ces sujets à l'international. Elle travaille en particulier sur l'accompagnement stratégique, la négociation et le contrôle de concession. Maître de conférences associé à l'Institut de Management Public et de Gouvernance Territoriale de l'Université Paul Cézanne, elle y enseigne le management public et le développement durable. Anne GED est également coordinateur scientifique de l'UMET – Université Méditerranéenne de l'Énergie. Depuis janvier 2006, elle a intégré le cabinet de Conseil Solving-France pour y créer un pôle sur les politiques publiques et le développement durable.*

Préface

Au cours du biennium 2004-2005, l'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF), organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie (OIF), a mis sur pied, pour des pays membres en développement de l'Afrique subsaharienne, un programme original de formation-action sur les contrats et les conventions dans le secteur de l'électricité. Ce secteur connaît de façon générale, depuis au moins deux décennies, des mutations profondes auxquelles la plupart des acteurs de cette région étaient peu préparés. La formation visait principalement à apporter à ces acteurs les éléments d'une saine appréciation des enjeux de ces mutations et des nouveaux arrangements institutionnels qui en ont résulté. L'objectif était surtout de rendre ces acteurs capables de s'approprier les concepts, méthodes et outils du domaine pour mieux négocier, gérer et contrôler les nouvelles relations contractuelles.

L'approche retenue par l'IEPF et ses partenaires pour s'assurer de la réussite de cette appropriation a privilégié les techniques d'apprentissage par l'action. Les participants, « en situation d'experts », ont établi eux-mêmes, à partir d'un canevas d'analyse et des habiletés acquises dans les phases antérieures du processus de développement des compétences, le diagnostic complet d'une question clé de la réforme du secteur de l'électricité dans leur propre pays: les stratégies d'organisation, les processus d'appel d'offres, les contrats et les conventions déjà en vigueur. Chaque groupe, organisé par pays, a rédigé et présenté devant ses pairs un rapport d'expertise. C'est à partir de l'ensemble de ces éléments, notamment des rapports d'expertise, qu'a été construit ce guide présenté dans deux volumes distincts.

Le premier volume tire les leçons des difficultés exposées par les participants, à l'issue du travail effectué et à la lumière de leurs vécus respectifs, pour construire une démarche globale destinée aux responsables des politiques énergétiques, notamment à ceux qui ont la charge des réformes et des systèmes réformés. La démarche s'appuie sur un ensemble d'éléments structurants qui garantissent le succès de la conception et de la mise en œuvre des contrats de partenariat. Ces éléments portent principalement sur les stratégies de négociation, le cadre contractuel et les conditions d'exécution des contrats.

Le second volume rassemble les rapports-diagnostic des équipes-pays, au nombre de neuf, qui regroupaient une trentaine de participants à la formation-action. Ces rapports sont autant d'études de cas dont pourront s'inspirer ceux, encore nombreux en Afrique, qui auront des réformes à mettre en place ou des systèmes réformés à gérer. C'est du reste à eux et à tous ceux qui n'ont pu directement participer au programme échelonné sur le biennium 2004-2005 que ce guide s'adresse.

Que les équipes-pays, dont la participation active aux échanges et le travail de fond sur la réforme du secteur de l'électricité de leurs pays respectifs ont permis de produire la matière de ce guide, trouvent ici l'expression de notre gratitude.

Ensemble, je crois, nous avons fait œuvre utile pour l'avenir du secteur africain de l'électricité.

Fatimata DIA Touré
Directrice, IEPP

Table des matières

Préface vii

Liste des sigles xiii

Introduction..... 1

PARTIE I – STRATÉGIE D’ORGANISATION DU SECTEUR

République du Bénin

*AGBO Justin, DAKEHOUN Armand S. Raoul, HOUAGA Nestor,
HOUNTONGBE Eric C. et EHOUN Billes*

Introduction 11

Politique énergétique 11

Modèle économique 17

Modèle juridique 20

Points de discussion 22

Conclusion 22

Burkina Faso

NOMBRÉ Mabourlaye et LIÉHOUN Aly

Introduction 25

Description de l’organisation du secteur énergétique du Burkina Faso 26

Retour d’expérience 34

Politique à mettre en œuvre 36

Détermination du cadre législatif et réglementaire 42

Structure économique et financière du projet..... 43

Suivi, contrôle et évaluation de l’organisation du secteur et du contrat..... 46

Stratégie de communication interne et externe..... 47

Conclusion et recommandations.....	49
Documentation	51

République du Niger

*ABDOULKARIM Saidou, SIDI Chegou, SOGA Fati Amadou
et Mamadou SOUNTALMA*

Description de l'organisation du secteur énergétique.....	53
Analyse du processus d'appel d'offres pour la privatisation de la NIGELEC.....	58
Description générale du contrat ou de la convention	64
Gestion de la relation contractuelle: suivi, contrôle et évaluation du contrat.....	71
Retour d'expérience	72
Stratégie de communication.....	73
Recommandations	79

PARTIE II – ANALYSE DU PROCESSUS D'APPEL D'OFFRES

Mauritanie

OULD EL HOMOUD Mohamed, OULD HAMED El Hadi et TALL Ousmane

Introduction	83
Description de l'organisation du secteur énergétique.....	84
Analyse critique de l'appel d'offres	89
Éléments spécifiques du contrat prévu dans le cadre du processus AO	94
Retour d'expérience	97
Défis.....	98
Stratégie de communication.....	98
Conclusion	103

PARTIE III – ANALYSE DU CONTRAT EN VIGUEUR

Cameroun

*BALLA Richard, ESSOUMA AKONO Clément, FONFATAWOUO Issiaka
et SAME Lucien Serge*

Introduction	107
Description de l'organisation du secteur énergétique.....	108
Description générale du contrat ou de la convention	116

Structure économique et financière du projet.....	117
Le contrat: clauses particulières.....	126
Gestion de la relation contractuelle: suivi, contrôle et évaluation du contrat	128
Retour d'expérience	130
Stratégie de communication interne et externe.....	132
Conclusion et recommandations.....	133

République de Côte d'Ivoire

DJETOUAN épouse KOUASSI Blanche, GOGOGNON Patrick Anges Anderson, GOGOUA Amantchi Jean-Noël et SIMON Eddy Alexandre

Introduction	137
Organisation actuelle du secteur de l'électricité.....	137
Analyse de la convention d'affermage.....	145
Retour d'expérience	153

République du Mali

KEITA Amadou Tidiani, SISSOKO Falaye et TOURÉ Moctar

Description de l'organisation du secteur énergétique.....	157
Description générale du contrat ou de la convention	163
Structure économique et financière du projet.....	165
Le contrat: clauses particulières.....	166
Gestion du rapport contractuel: suivi, contrôle et évaluation du contrat....	166
Pénalités contractuelles prévues dans le contrat	176
Retour d'expérience	179
Stratégie de communication interne et externe.....	181
Conclusion	182

République du Sénégal

Analyse du contrat de concession SENELEC

DABO Ibrahima, DIOP Amadou Bamba, DIOUF Edmond et THIOUNE Lamine

Introduction	185
Description de l'organisation du secteur énergétique.....	186
Description générale du contrat	204

Structure économique et financière du projet.....	222
Le contrat: clauses particulières.....	229
Gestion de la relation contractuelle.....	230
Retour d'expérience.....	234
Stratégie de communication interne et externe.....	245

Togo

Contrat de concession

*ABIYOU Tcharabalo, DAKPUI Kossi Kaleti, LARE Kolombike Bamboïdame
et TIEM Bolidja* Contrat de concession

Introduction.....	251
Secteur énergétique.....	252
Description générale de la convention de concession.....	267
Structure économique et financière de la CEET.....	275
Clauses particulières.....	278
Gestion de la relation contractuelle.....	279
Retour d'expérience.....	282
Stratégie de communication interne et externe.....	286

Conclusion.....288

Annexe: Canevas d'analyse.....293

Liste des sigles

AFD	Agence Française de Développement (France)
AO	Appel d'offres
APD	Aide publique au développement
BT	Base tarifaire
BT	Basse tension
CAE	Contrat d'achat d'électricité. Traduit de l'anglais <i>Power Purchase Agreement</i> (PPA)
CC	Convention de concession
CET	Construction, exploitation, transfert. Traduit de l'anglais <i>Build, Operate, Transfer</i> (BOT). Cet acronyme décrit le processus de la concession.
CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique (France)
CPE	Construction, propriété, exploitation. Traduit de l'anglais <i>Build, Own, Operate</i> (BOO).
CPET	Construction, propriété, exploitation, transfert. Traduit de l'anglais <i>Build, Own, Operate, Transfer</i> (BOOT).
DAO	Dossier d'appel d'offres
DE	Direction de l'Énergie
DGE	Direction Générale de l'Énergie
EDF	Électricité de France
ENR	Énergie renouvelable
HQI	Hydro-Québec International (Canada-Québec)
HT	Haute tension
IDA	Association Internationale du Développement (International Development Association)
INSEE	Institut National de la Statistique et des Études Économiques (France)
MT	Moyenne tension

NEPA	Nigeria Electric Production Authority (Nigeria)
OIG	Organisation intergouvernementale
ONG	Organisation non gouvernementale
PIE	Producteur indépendant d'électricité. Traduit de l'anglais <i>Independent Power Producer (IPP)</i> .
PME	Petite et moyenne entreprise
PMI	Petite et moyenne industrie
PNB	Produit national brut
RI	Réseau interconnecté
SC	Service concédé
SRP	Stratégie de réduction de la pauvreté
SYSCOA	Système Comptable Ouest Africain
TAG	Turbine à gaz
TAV	Turbine à vapeur
tep	tonne équivalent pétrole
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
VRA	Volta Region Authority (Ghana)

Organisations régionales, africaines et internationales

BM	Banque mondiale
BOAD	Banque Ouest Africaine de Développement
CEDEAO	Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest
CILSS	Comité Permanent Inter États de Lutte contre la Sécheresse dans le Sahel
CIRDI	Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements
CME	Conseil mondial de l'énergie
FMI	Fonds monétaire international
IEPF	Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie
OHADA	Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires
OIF	Organisation internationale de la Francophonie
OMVG	Organisation pour la Mise en valeur du fleuve Gambie
OMVS	Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal
SFI	Société Financière Internationale

UA	Union Africaine
UEMOA	Union Économique et Monétaire Ouest Africaine
WAPP	Pool d'énergie ouest-africain. Traduit de l'anglais <i>West African Power Pool</i> .

Bénin

ABERME	Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie
CEB	Communauté Électrique du Bénin
COD	Cellule des Opérations de Dénationalisation
CONTRELEC	Contrôle des Installations Électriques Intérieures
DGFRN	Direction Générale des Forêts et Ressources Naturelles
MEPDEAP	Ministère de l'Économie, de la Prospective, du Développement et de l'Évaluation de l'Action Publique
MIC	Ministère de l'Industrie et du Commerce
MMEE	Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau
OBH	Office Béninois des Hydrocarbures
ONAB	Office National du Bois
PFSE	Projet de Fourniture de Services Énergétiques
SBEE	Société Béninoise d'Énergie Électrique
SONACOP	Société Nationale de Commercialisation de Produits Pétroliers
SONEB	Société Nationale des Eaux du Bénin

Burkina Faso

CERE	Cellule de Réflexion Élargie sur la Réforme du secteur de l'Énergie
CRCB	Centre Régional de Consommation de Bobo
CRCO	Centre Régional de Consommation de Ouagadougou
EPIC	Établissement Public à caractère Industriel et Commercial
FDE	Fonds de Développement de l'Électrification
MCE	Ministère des Mines, des Carrières et de l'Énergie
SAFELEC	Société Africaine d'Électricité
SONABEL	Société Nationale d'Électricité du Burkina
SONABHY	Société Nationale Burkinabè d'Hydrocarbures
UER	Unité d'Exécution de la Réforme
VOLTELEC	Société Voltaïque d'Électricité

Cameroun

AER	Agence d'Électrification Rurale
ARSEL	Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité
EPA	Établissement Public Administratif
MINEE	Ministère de l'Énergie et de l'Eau
MINEFI	Ministère de l'Économie et des Finances
MINIMIDT	Ministère de l'Industrie, des Mines et du Développement Technologique
MINEPLAPDAT	Ministère de la Planification, de la Programmation du Développement et de l'Aménagement du Territoire
SONEL	Société Nationale d'Électricité

Côte d'Ivoire

ANARE	Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Électricité
BNETD	Bureau National d'Études Techniques et de Développement
CIE	Compagnie Ivoirienne d'Électricité
CIPREL	Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité
EECI	Énergie Électrique de la Côte d'Ivoire
SOGEPE	Société de Gestion du Patrimoine de l'Électricité
SOPIE	Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité

Mali

AMADER	Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et l'Électrification Rurale
AMARAP	Agence Malienne de Radioprotection
CNSOLER	Centre National de l'Énergie Solaire et des Énergies Renouvelables
CREE	Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau
DCC	Direction Centrale Commerciale (EDM)
DCE	Direction Centrale Énergie (EDM)
DD	Direction de la Distribution (EDM)
DGAI	Direction Générale Adjointe chargée des Investissements (EDM)
DNCN	Direction Nationale de la Conservation de la Nature
DNE	Direction Nationale de l'Énergie
DNGM	Direction Nationale de la Géologie et des Mines
DPE	Direction de la Production Électrique (EDM)

DTME	Direction Transport et Mouvement d'Énergie (EDM)
EDM	Électricité du Mali
EDM-S.A.	Électricité du Mali Société Anonyme
MEA	Ministère de l'Environnement et de l'Assainissement
MEF	Ministère de l'Économie et des Finances
MMEE	Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau
ONAP	Office National des Produits Pétroliers

Mauritanie

ADER	Agence de Développement de l'Électrification Rurale
APAUS	Agence de Promotion d'Accès Universel aux Services régulés
ARM	Autorité de Régulation Multisectorielle
SNDE	Société Nationale de l'Eau
SNIM	Société Nationale Industrielle et Minière
SOMELEC	Société Mauritanienne d'Électricité
SONELEC	Société Nationale d'Eau et d'Électricité
UGP	Unité de Gestion des Projets

Niger

ARM	Autorité de Régulation Multisectorielle
DREIN	Projet de Développement du Réseau Électrique Interconnecté du Niger
NIGELEC	Société Nigérienne d'Électricité
PERREN	Projet d'extension et de renforcement du réseau électrique du Niger
SONICHAR	Société Nigérienne du Charbon d'Anou Araren

Sénégal

ASER	Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale
CRSE	Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité
ERIL	Projets d'électrification rurale d'initiative locale
FER	Fonds d'Électrification Rurale
LPDSE	Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie
MEFP	Ministère de l'Économie, des Finances et du Plan
PASER	Plan d'Action Sénégalais d'Électrification Rurale
PPER	Programmes Prioritaires d'Électrification Rurale

SENELEC	Société Nationale d'Électricité
SOCOCIM	Société de Commercialisation du Ciment
SOGEM	Société de Gestion de l'Énergie de Manantali

Togo

ARSE	Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité
CEB	Communauté Électrique du Bénin
CEET	Compagnie Énergie Électrique du Togo
CTL	Centrale thermique de Lomé
RSC	Règlement du service concédé

Introduction

Dans la majeure partie des pays du monde, le secteur de l'énergie, et plus particulièrement celui de l'électricité, a été marqué jusqu'à un passé récent par la domination d'un seul opérateur, le plus souvent public mais parfois privé – comme aux États-Unis –, et ce, à un point tel que, dans certains pays, une confusion entre le service public et le secteur public s'est produite. Par ailleurs, un faisceau d'éléments divers a contribué à remettre en cause les équilibres et les structures en place depuis une cinquantaine d'années, au profit d'autres formes d'organisations plus concurrentielles et plus décentralisées.

Pour ce qui concerne les pays en développement, le rapport de la Banque mondiale sur le développement dans le monde de 1994 a promu le modèle de délégation de gestion – plus connu désormais sous la dénomination « partenariat public privé » – comme étant une voie privilégiée pour réaliser une gestion plus efficace des services publics. De façon générale, le mouvement de libéralisation du secteur de l'énergie amorcé dans les années 1960 par les États-Unis, relayé par l'Union européenne depuis la fin des années 1980, s'étend désormais à travers le monde. Cette libéralisation revêt différentes formes, allant de la privatisation pure et simple (limitée à l'Angleterre, au pays de Galles et au Chili) aux nombreuses modalités de délégation de gestion (concession, affermage, CET¹, contrats de gestion, etc.) présentes désormais sur les cinq continents.

La mise en œuvre de ces partenariats requiert de la part des acteurs, notamment ceux représentant la puissance publique organisatrice du service, une certaine connaissance du contexte et de l'environnement économique, juridique et réglementaire à mettre en place, ainsi qu'une maîtrise des relations contractuelles régissant les différentes parties prenantes aux projets (autorités publiques, sociétés de projet, opérateurs, usagers clients, organismes de financement et assureurs). C'est dans ce contexte de libéralisation du secteur énergétique que l'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF), organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie (OIF), a organisé une formation-action sur les contrats et conventions (voir encadré).

1. CET : construction, exploitation, transfert ; traduit de l'anglais *BOT* : *Build, Own, Transfer*.

Les participants à la formation-action étaient des membres des autorités publiques organisatrices du service de l'électricité, des gestionnaires publics du service et des membres des autorités de régulation de neuf pays d'Afrique subsaharienne – Bénin, Burkina Faso, Cameroun, Côte d'Ivoire, Mali, Mauritanie, Niger, Sénégal et Togo.

Il est à noter que le point de vue des partenaires privés, parties prenantes dans plusieurs des pays étudiés, n'est pas exprimé dans cet ouvrage dans les présentations émanant des représentants des collectivités publiques participant à cette formation.

Le contenu de ce volume présente le travail d'analyse de chacune des équipes sur un des thèmes suivants, relatifs à la situation de leur pays :

- la stratégie d'organisation du secteur énergétique (partie I) ;
- le processus d'appel d'offres (partie II) ;
- le contrat ou convention en vigueur (partie III).

Pour faciliter la réalisation des diagnostics, un canevas d'analyse a été créé pour chaque thème (voir annexe).

C'est à partir de ces travaux d'analyse que le volume I « Maîtriser les relations contractuelles entre collectivités publiques et opérateurs privés » du guide « Partenariat public privé dans le secteur de l'électricité » a pu être rédigé.

Avant de présenter les contributions des pays, une synthèse des diagnostics posés a été réalisée et se décline en « facteurs de réussite » et « pièges à éviter ».

Formation-action sur les contrats et conventions dans le contexte de libéralisation du secteur énergétique

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF), organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie (OIF), a organisé une formation-action qui s'est déroulée en 2004-2005 sous la direction de M. Denis LEVY et de M^{me} Anne GED, tous deux économistes de l'énergie spécialisés dans le domaine des partenariats public privé.

But et objectif

La formation-action avait pour but de renforcer la pratique des cadres leur permettant de négocier, gérer et contrôler les projets que leur gouvernement se propose de mettre en délégation, tant pour leur réalisation que pour leur gestion.

Cette formation visait à permettre à chaque participant de définir :

- l'environnement économique, financier, juridique et réglementaire qu'il y a lieu de mettre en place pour sécuriser la délégation de service ;
- les modalités de négociation, de gestion et de contrôle des contrats de délégation de réalisation et de gestion des services collectifs et plus particulièrement des contrats liés à la production, au transport et à la distribution de l'électricité.

Objectifs spécifiques

Le développement des compétences techniques, juridiques, économiques et managériales était organisé autour de trois grands axes :

- inscrire dans ses pratiques professionnelles la connaissance de l'environnement économique et institutionnel afin de pouvoir déterminer les conditions nécessaires à la mise en place de partenariats public privé ;
- s'approprier les concepts, méthodes et outils de management d'une entité publique ou privée afin de négocier, gérer ou contrôler efficacement ses relations contractuelles dans un cadre et dans une logique de partenariat ;
- adapter les connaissances acquises de l'environnement économique et institutionnel et les outils de management aux spécificités d'une collectivité publique ou d'une société gestionnaire de service.

Déroulement

La formation-action était constituée de quatre étapes :

1. Formation sur les contrats et conventions dans le secteur énergétique

La formation avait pour objet de mettre à niveau l'ensemble des participants sur le plan des concepts, des pratiques et des outils d'analyse. Elle s'est tenue à Cotonou (Bénin) du 25 au 30 octobre 2004. Cette formation était centrée sur la mise en œuvre et la gestion du service de l'électricité, que ce soit dans un environnement urbain ou dans un contexte d'électrification rurale décentralisée, en tenant compte des aspects suivants :

- l'environnement économique et institutionnel ;
- la gestion stratégique, financière (y compris le financement de projet) et commerciale ;

- les relations contractuelles;
- la gouvernance des autorités publiques et la régulation du service.

Outre M. LEVY et M^{me} GED, ont également participé à l'équipe qui a encadré les participants à cette formation : Christophe DEFEUILLEY, Flavien TCHAGPA et Anh Kiet TRAN*.

2. Travail d'analyse

La réalisation d'un travail d'analyse sur la question des contrats et conventions a conféré à cette démarche la qualité d'une formation-action. C'est sans conteste un élément clé. Ce travail d'analyse constituait un temps d'apprentissage personnalisé, pendant lequel chaque équipe a réalisé un diagnostic sur un des thèmes suivants : la stratégie d'organisation du secteur, le contrat ou la convention en vigueur ou le processus d'appel d'offres. Ce diagnostic s'appuyait sur les connaissances et le savoir-faire acquis pendant la formation initiale. Pour ce faire, des canevas de travail avaient été proposés.

L'accompagnement personnalisé des travaux d'analyse par M. LÉVY et M^{me} GED a permis d'apporter des conseils individualisés, tant sur les aspects techniques que méthodologiques, pour la réalisation des diagnostics.

3. Atelier de restitution et de synthèse

Un atelier de restitution et de synthèse des travaux d'analyse a été organisé à Ouagadougou (Burkina Faso) du 6 au 11 juin 2005. Dans un premier temps, chacune des équipes a présenté les résultats de son analyse. Une large place a été allouée aux débats et à la discussion des résultats. Enfin, les participants ont été amenés à dégager les meilleures pratiques et les pièges à éviter dans l'élaboration, la mise en œuvre, la gestion et le contrôle des contrats et conventions.

4. Publication d'un guide sur les contrats et conventions

Le présent ouvrage constitue la synthèse de cette formation-action.

Publics cibles et pays participants

Les cadres ciblés par cette formation sont :

- les membres des autorités publiques organisatrices du service de l'électricité, qu'ils soient élus ou membres du personnel;
- les gestionnaires du service;
- les membres des autorités de contrôle et de régulation.

Les pays qui ont participé à la formation-action étaient le Bénin, le Burkina Faso, le Cameroun, la Côte d'Ivoire, le Mali, la Mauritanie, le Niger, le Sénégal et le Togo.

* Christophe DEFEUILLEY: Docteur en Sciences économiques, Chercheur à la Direction R et D d'Électricité de France (EDF) et Chercheur au Groupement d'intérêt scientifique LARSEN (Laboratoire d'Analyse et Ressources des Réseaux et Systèmes Énergétiques).

Flavien TCHAGPA: Docteur en Sciences économiques, Enseignant Chercheur, Institut de Management et de Marketing Supérieur de Commerce Caraïbes (I2M Sup de Co Caraïbes), Membre du Groupe Réseaux Jean Monet à l'Université PARIS XI.

Anh Kiet TRAN: Consultant, Ingénieur électricien et Master en Administration des Affaires, ayant plus de 35 ans d'expérience dans les sociétés d'exploitation d'électricité.

Facteurs de réussite²

1. Organisation

- Réintégration des politiques d'électrification longtemps absentes des réformes;
- développement du sous-secteur dont l'initiative doit être conservée par l'État;
- constitution par l'État d'une équipe compétente afin de veiller à ce que les options retenues au niveau national (en matière de politique énergétique et d'objectifs de service) soient respectées et que le but visé par la privatisation puisse être atteint en suivant les propositions du consultant;
- création, avant le lancement du processus, d'un organisme de régulation dont l'implication dans tout le processus doit être effective (le régulateur est plus à même d'assurer un bon suivi du cahier des charges);
- mise au point de la restructuration du secteur et préparation de la privatisation;
- désignation d'une seule entité chargée du contrôle avec des objectifs à atteindre et une obligation de rendre compte;
- définition claire des missions, pouvoirs et responsabilités du régulateur;
- mise en place de cet organe avant toute attribution de contrat de concession;
- définition du régime juridique et fiscal adéquat pour l'exécution des travaux de la concession;
- soumission du contrat à un régime législatif et réglementaire prédéfini;
- cadre législatif et réglementaire clair et précis.

2. Processus d'appel d'offres

- Transparence de la procédure d'appel d'offres;
- bon cadre de concertation entre toutes les structures impliquées de l'État;
- qualité du mémorandum d'information annexé au DAO.

3. Rédaction et contrat

- Définition claire et précise des clauses de la convention;
- élaboration de toutes les annexes et du cahier des charges;
- définition et répartition précise des obligations des parties;
- délais de communication des projets de révision tarifaire par l'opérateur à préciser dans la convention;

2. Cette liste de facteurs de réussite est issue des travaux menés lors de l'atelier de synthèse et est basée sur les analyses réalisées par les participants des situations des différents pays représentés. Il en est de même pour ce qui est des pièges à éviter (voir plus loin).

- définition exhaustive dans le contrat de toutes les obligations du concessionnaire en les chiffrant pour détailler le déroulement et le planning de leur exécution ;
- possibilité offerte aux parties de réactualiser la formule d'indexation tous les cinq ans ;
- possibilité offerte aux parties de renégocier le contrat en cas de déséquilibre financier non susceptible d'être rattrapé par les tarifs ;
- définition des mesures de coercition applicables au concessionnaire.

4. Montage financier, rémunération, impayés

- Campagne de branchement promotionnel ayant conduit à une augmentation substantielle du nombre d'abonnés ;
- forte campagne de lutte contre la subtilisation de l'énergie ;
- amélioration du taux de recouvrement ;
- offre d'une garantie financière ;
- définition des conditions financières d'exploitation du service concédé (rémunération du concessionnaire, tarifs de vente de l'énergie électrique et leurs conditions de modification) ;
- quel que soit le modèle de gestion, choix d'un mécanisme d'intervention des financements publics ;
- intervention d'une banque d'affaires dans le montage.

5. Suivi et contrôle du contrat

- Désignation d'une seule entité chargée du contrôle avec des objectifs à atteindre et une obligation de rendre compte ;
- renforcement de la capacité des organes de suivi et de contrôle du contrat ;
- relative bonne organisation du pilotage et du suivi ;
- audits technique, juridique et des états financiers.

6. Communication

- Mise en place d'une stratégie de communication avec les différents opérateurs ;
- association des partenaires sociaux au processus de privatisation pour éviter les tensions sociales préjudiciables à son bon déroulement ;
- élaboration d'une stratégie de communication.

7. Autres

- Accompagnement du consultant, dans l'accomplissement de sa mission, par un homologue du pays pour faciliter l'accès à l'information et éviter le replâtrage du cas d'un autre pays, souvent observé chez certains consultants.

Pièges à éviter

1. Organisation

- Privatisation tous azimuts qui ôte à l'État l'initiative du développement du sous-secteur pour la soumettre à la loi du profit;
- mise en place d'un organe de régulation sans autonomie réelle et sans capacité de contrôle réel sur le contrat d'affermage;
- mise en œuvre du contrat avant la mise en place effective du régulateur;
- mise en place tardive de l'autorité de régulation;
- manœuvre de l'opérateur vis-à-vis de l'ouverture du secteur.

2. Processus d'appel d'offres

- Lancement du processus d'appel d'offres dans une conjoncture internationale défavorable (par ex. chute des indicateurs boursiers du secteur);
- adoption de critères de préqualification disproportionnés par rapport à la taille du marché ciblé;
- aspects importants du DAO laissés en suspens (garanties atténuant le risque du pays, dérogations fiscales possibles, etc.).

3. Objectifs

- Refus de considérer le repreneur stratégique comme financier en le chargeant de la recherche des fonds pour le développement du secteur;
- choix d'un mode de partenariat public/privé non adapté au contexte (partage non équilibré des risques entre les différentes parties);
- objectifs peu ou mal définis.

4. Contrat et rédaction

- Ambiguïtés pouvant entraîner des tentatives d'interprétation des dispositions du contrat;
- rigidité des contrats;
- relative imprécision de la formulation des obligations de l'entreprise concédée et du partenaire stratégique;
- incitations contractuelles incomplètes;
- imprécision dans les mécanismes contractuels de la gestion de l'éclairage public.

5. Risque, montage financier, rémunération et impayés, etc.

- Établissement d'un contrat qui resterait vague sur la tarification de l'électricité et la rémunération du partenaire stratégique. C'est la porte ouverte à des tarifs et des coûts incontrôlables;

- absence de recours au crédit IDA pour les pays pouvant en bénéficier ;
- cumul des impayés de l'Administration ;
- fait de prince : décision du concédant de rétablir certains consommateurs coupés pour impayés ;
- répercussion tardive et non proportionnée de l'augmentation tarifaire émanant du producteur d'électricité sur la distribution ;
- mauvaise élaboration de la formule d'indexation et choix d'une indexation sur l'inflation ;
- géographie du capital non fixée (notamment la part de capital devant être souscrite par le partenaire stratégique) ;
- structure du consortium : les relations entre membres du consortium ne sont pas précisées ;
- déséquilibre dans la répartition des risques ;
- mauvaise détermination de la responsabilité du concessionnaire en matière d'investissements.

6. Suivi et contrôle des contrats

- Objectifs fixés aux partenaires envers lesquels les États n'ont pas les moyens d'exercer le contrôle ni les moyens de contrainte s'ils ne sont pas atteints ;
- non-respect des engagements dans la transmission des documents ;
- non-respect des engagements en matière d'investissement et d'ouverture du capital ;
- contrat d'assistance technique ;
- méthodes de détermination des indicateurs de qualité de service non précisées.

7. Communication

- Manque de soin accordé au volet communication à l'attention notamment de la société civile et des usagers.

8. Autres

- Le consultant est à la solde d'une entreprise qui envisage de postuler et dont il essaierait de faire admettre les options ;
- cession par le concessionnaire des biens du concédant sans déclassement ni autorisation ;
- obligations de desserte considérées irréalisables par le concessionnaire trois ans après la mise en œuvre du contrat ;
- manœuvres dilatoires de l'opérateur concernant ses obligations d'investissement ;
- défaillance de l'État dans ses obligations.

PARTIE I
Stratégie d'organisation du secteur

République du Bénin³

Introduction

Le Bénin, à l'instar d'autres pays, s'est engagé à opérer une réforme dans le sous-secteur de l'électricité en vue :

- d'améliorer l'efficacité de la gestion du secteur ;
- de réduire les coûts de fourniture de l'électricité ;
- d'augmenter le taux de couverture.

Le présent travail d'analyse s'articule autour des points ci-après :

- la politique énergétique ;
- le modèle économique ;
- le modèle juridique ;
- la réforme du secteur.

Politique énergétique

Objectifs de développement énergétique

- Créer un cadre institutionnel, juridique et réglementaire adéquat ;
- consolider la mise en place d'un système d'information énergétique, outil d'aide à la décision en matière de politique énergétique ;
- promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie ;
- diversifier les sources d'énergies renouvelables (biomasse, solaire, éolien, etc.) ;
- mettre prioritairement en valeur les ressources d'énergie hydroélectrique ;
- développer l'électrification des zones rurales ;
- réduire l'impact négatif de la production et de l'utilisation de l'énergie sur l'environnement ;
- mettre en place un système tarifaire incitatif.

3. Mis à jour le 5 octobre 2007.

Principaux axes de la politique énergétique

Le sous-secteur électricité

Les orientations générales de la politique énergétique dans le sous-secteur de l'électricité au Bénin visent à :

- assurer l'approvisionnement du pays en énergie électrique de bonne qualité, en quantité suffisante et à un coût compétitif;
- rendre l'énergie électrique accessible à la population pour la satisfaction des besoins sociaux et aux entreprises pour répondre aux besoins des secteurs de production de biens et de services;
- faire contribuer réellement l'électricité à la réduction de la pauvreté.

Le sous-secteur hydrocarbures

La politique du Gouvernement du Bénin dans le domaine des hydrocarbures et autres combustibles fossiles vise à :

- connaître et mettre en valeur les ressources en hydrocarbures et celles en tourbe et lignite;
- assurer l'approvisionnement continu du pays en produits pétroliers;
- protéger les consommateurs par le contrôle rigoureux et régulier de la qualité des produits importés et la sécurité des installations pétrolières.

Le sous-secteur énergies renouvelables

Développer l'utilisation des énergies renouvelables à partir des ressources énergétiques existantes (bois-énergie, déchets végétaux, énergies solaire et éolienne) pour assurer la satisfaction des besoins énergétiques dans les zones éloignées des sources d'énergie conventionnelles et pour effectuer des applications cibles.

L'électrification rurale

Rendre accessible l'énergie électrique en milieu rural à un coût abordable pour les ménages et faire véritablement de l'électrification rurale le moteur du développement.

La reconnaissance du droit à l'énergie

La loi n° 2006-16 du 27 mars 2007 portant Code de l'Électricité en République du Bénin reconnaît à travers ses articles (4, 5 et 25) le droit d'accès à l'énergie électrique à toute personne remplissant les conditions légalement fixées.

L'efficacité et la sécurité énergétiques

- Établir les normes énergétiques et veiller à leur application par les secteurs consommateurs d'énergie;
- réaliser les audits énergétiques;
- promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie;
- assurer la sécurité des installations électriques.

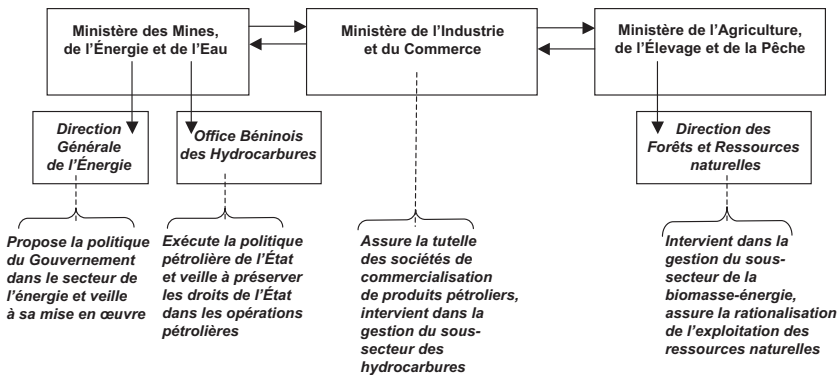
Principaux acteurs du secteur énergétique

Les départements ministériels intervenant dans la gestion du secteur de l'énergie

Les organismes énumérés ci-après interviennent dans les différents sous-secteurs du secteur de l'énergie.

Figure 1

Organismes qui interviennent dans le sous-secteur de l'électricité au Bénin



Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau

Il a la charge de la gestion du secteur de l'énergie. Sous sa tutelle, les services ci-après assument des fonctions qui touchent à l'organisation et au suivi des activités du secteur:

- la Direction Générale de l'Énergie (DGE), dont la mission est de proposer, en liaison avec les structures nationales compétentes, la politique du Gouvernement dans le secteur de l'énergie et de veiller à sa mise en œuvre;
- l'Office Béninois des Hydrocarbures (OBH), qui est l'embryon de la Société Pétrolière Nationale. À cet égard, il exécute la politique pétrolière de l'État et veille à préserver les droits de l'État dans les opérations pétrolières.

Ministère de l'Industrie et du Commerce (MIC)

Il intervient dans la gestion du sous-secteur des hydrocarbures où il assure la tutelle des sociétés de commercialisation des produits pétroliers.

Ministère de l'Agriculture, de l'Élevage et de la Pêche

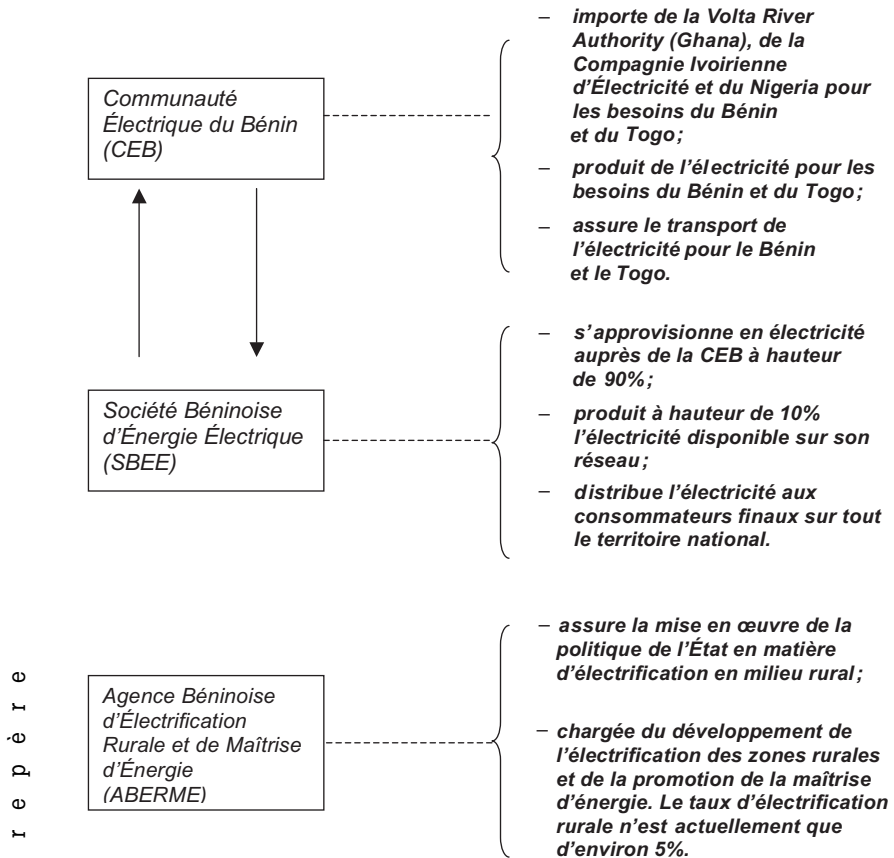
Il intervient dans le sous-secteur de la biomasse-énergie par l'entremise de la Direction Générale des Forêts et Ressources Naturelles (DGFRN) dont la mission est la rationalisation de l'exploitation des ressources naturelles (sols, eaux, flore et faune).

Les acteurs des filières de production, de transport et de distribution d'électricité

Les acteurs des filières de production, de transport et de distribution d'électricité sont donnés à la figure 2.

Figure 2

Les acteurs béninois du secteur de l'électricité, de la production à la distribution, et leurs responsabilités



Trois acteurs publics interviennent dans ce sous-secteur pour la production, le transport et la distribution de l'électricité.

- La Communauté Électrique du Bénin (CEB) a le monopole de la production et du transport de l'énergie électrique dans les deux États, hormis les petites centrales, les centrales isolées et les autres ouvrages en service à la date d'entrée en vigueur du Code;

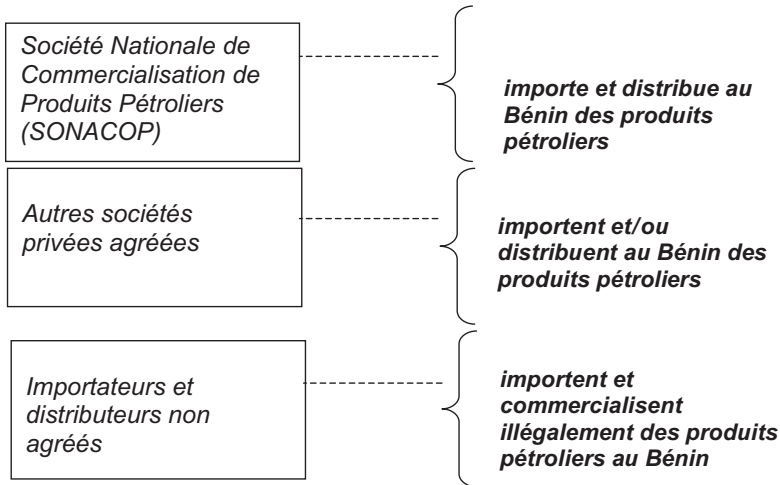
- La Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE) assure l'importation, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique au Bénin;
- L'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME) est chargée de la mise en œuvre de la politique de l'État en matière d'électrification en milieu rural.

Acteurs de la filière de commercialisation des hydrocarbures

Les acteurs de la filière de commercialisation des hydrocarbures, ainsi que leurs responsabilités, sont donnés à la figure 3.

Figure 3

Les acteurs béninois de la filière de commercialisation des hydrocarbures



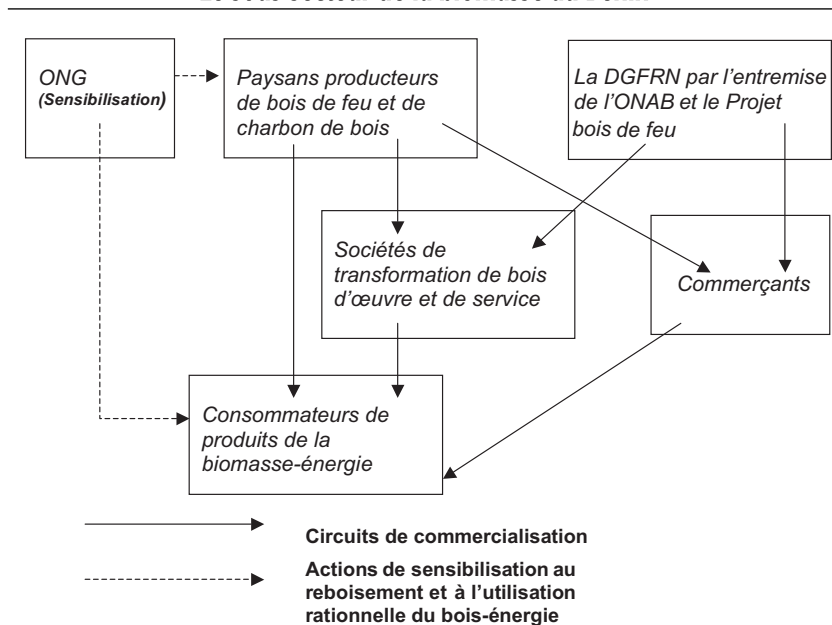
Deux catégories d'acteurs opèrent dans le sous-secteur :

- la Société Nationale de Commercialisation de Produits Pétroliers (SONACOP) et des sociétés privées agréées par l'État depuis l'ouverture des activités d'importation et de distribution au Bénin par décret n° 95/139 du 3 mai 1995;
- les importateurs et distributeurs non agréés qui ont créé un marché parallèle de commercialisation de produits pétroliers et qui agissent dans l'illégalité.

Sous-secteur de la biomasse-énergie : acteurs de la filière de commercialisation des produits du bois-énergie

Figure 4

Le sous-secteur de la biomasse au Bénin



On distingue plusieurs types d'acteurs :

- les paysans producteurs de bois de feu et de charbon de bois ;
- la DGFRN, par l'entremise de l'Office National du Bois (ONAB) et le Projet bois de feu ;
- les sociétés de transformation du bois d'œuvre et de service ;
- les commerçants grossistes qui parcourent les lieux de production en milieu rural et ceux qui sont installés dans les centres urbains ;
- les ONG qui s'occupent essentiellement de la sensibilisation des populations au reboisement et à l'utilisation rationnelle du bois-énergie par la diffusion des foyers économiques.

Modèle économique

Structure de consommation

Structure de la consommation finale d'énergie au Bénin en 2003

- La consommation totale: 2 256 ktep
- La biomasse-énergie: 59,49%
- Les produits pétroliers: 38,4%
- L'électricité: 2,2%

Répartition de la consommation d'énergie par secteur d'activité

Elle se présente comme suit:

- Ménages: 63,9%
- Transport: 23,2%
- Services: 10,6%
- Industries: 2,3%

Quelques chiffres caractéristiques

L'activité de la Communauté Électrique du Bénin (CEB)

Tableau 1

Caractéristiques de l'activité de la CEB

Année	2001	2002	2003	2004
Quantité (GWh)				
Énergie importée	879,25	859,9	890,03	1 050,86
Énergie produite	154,53	249,04	315,96	225,56
Énergie mise sur le réseau	1 033,78	1 108,94	1 205,99	1 276,42
Énergie vendue	958,19	1 054,19	1 142,96	1 197,67
Taux de perte du réseau (en %)	7,31	4,9	5,22	6,1

L'activité de la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE)

Tableau 2

Caractéristiques de l'activité de la SBEE

Année	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Quantité (GWh)						
Énergie importée	368	431	482	512	523	541
Énergie produite	53	55	52	66	70	82
Énergie mise sur le réseau	421	486	534	578	593	623
Énergie vendue	361	401	436	471	487	506
Taux de perte du réseau (en %)	14,13	17,43	18,24	18,39	17,79	18,25
Longueur du réseau électrique (en km)	–	–	4567	4653	4891	5163

Structure tarifaire

Les tarifs appliqués varient selon les tranches et les usages de consommation.

Tableau 3

Tarif BT₁ (basse tension, usage domestique)

Tranche	Nombre de kWh	Tarif F/kWh	TVA 18 %
Première tranche	0 à 20	56	Exonérée
Deuxième tranche	20 à 250	85	Non exonérée
Troisième tranche	250 et plus	95	Non exonérée

Tableau 4

Tarif BT₂ (basse tension, usage professionnel)

Tranche	Tarif F/kWh	TVA 18 %
Tranche unique	88	Non exonérée

Tableau 5

Tarif BT₃ (basse tension, éclairage public)

Tranche	Tarif F/kWh	TVA 18 %
Tranche unique	98	Non exonérée

Tableau 6
Tarif MT (moyenne tension)

Type	Tranche	Tarif en FCFA/kWh	Prime fixe FCFA/kWh	Situation aux heures de pointe	TVA 18%
MT ₁	Tranche unique	72	Néant	Coupure totale à la pointe	Non exonérée
MT ₂	Tranche unique	72	3 340 FCFA/KVA souscrite à la pointe	Sans coupure ou avec coupure partielle à la pointe	Non exonérée
MT ₃	Tranche unique	56	Néant	Coupure totale à la pointe	Non exonérée
MT ₄	Tranche unique	56	5 315 FCFA/FVA souscrite à la pointe	Sans coupure à la pointe	Non exonérée

Besoins d'investissements

Besoins d'investissements (au niveau de la SBEE)

Tableau 7
Besoins d'investissements de la SBEE

Production ou réseau	Titre du projet	Montant (en milliards de FCFA)
Réseau	Électrification de 17 centres ruraux	6
Réseau	Électrification de 30 localités	14,28
Production	Extension de la centrale thermique diesel de Parakou	5
Réseau	Interconnexion électrique des localités rurales dans le Nord-Ouest du Bénin	5,15
Réseau	Renforcement des réseaux HTA dans la ville de Cotonou – passage en souterrain (réseau)	4
Production	Acquisition et installation dans trois localités (Porto-Novo, Parakou et Natitingou) de centrales thermiques pour une puissance totale de 38 MW (production)	15
	TOTAL	49,43

Besoins d'investissements (au niveau de la CEB)

Tableau 8

Besoins d'investissements de la CEB

Production ou réseau	Titre du projet	Montant (en milliards de FCFA)
Réseau	Projet d'interconnexion CEB-NEPA	10
Réseau	Projet d'interconnexion Nord Togo/Nord Bénin	15
Production	Projet d'aménagement hydroélectrique d'Adjarala (94 MW)	150
	TOTAL	175

Autres besoins d'investissements

- Pour le Projet de Fourniture de Services d'Énergie (PFSE) dont la SBEE et la CEB se partagent plusieurs composantes (Études et Travaux). Le montant total est de 25 milliards de FCFA.
- Pour le projet de production indépendante d'énergie électrique (Projet d'aménagement hydroélectrique de Dyodyonga). Son coût est d'environ 20 milliards de FCFA.

Au total, en ce qui concerne en général les opérateurs de la filière de production, de transport et de distribution, les besoins de financement du secteur à l'horizon 2007 sont évalués à environ 270 milliards de francs CFA.

Modèle juridique

Cadre juridique

La nécessité d'améliorer le cadre institutionnel en vue de rendre plus performant le sous-secteur électricité et y favoriser l'entrée des privés s'est traduite par :

- la révision du Code daho-togolais de l'électricité : un nouvel accord portant Code bénino-togolais de l'électricité a été signé entre les deux pays et est actuellement soumis à l'Assemblée Nationale pour ratification ;
- la loi n° 2006-16 du 27 mars 2007 portant Code de l'Électricité au Bénin ;
- le décret n° 2004-151 du 29 mars 2004 portant attributions, organisation et fonctionnement du Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique ;
- la loi n° 92-023 du 6 août 1992 portant principes fondamentaux des dénationalisations et de transfert de propriété des entreprises publiques au secteur privé.

Réforme de la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE)

La SBEE est une société d'État avec un capital social de 10 milliards FCFA. Dès 1998, il est apparu nécessaire de restructurer le sous-secteur de l'électricité au Bénin en vue d'améliorer ses performances. Cette restructuration vise à :

- mettre fin aux aides publiques aux entreprises du secteur de l'électricité ;
- attirer des investisseurs privés ;
- faire bénéficier les usagers finaux de l'électricité des effets de la concurrence sur les prix et la qualité de service.

Elle a été effectivement engagée depuis 1999.

Les travaux déjà effectués

- Révision du code bénino-togolais de l'électricité ;
- création de l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie ;
- vote et promulgation de la loi portant Code de l'Électricité en République du Bénin ;
- séparation des activités Électricité et Eau et création de deux entités distinctes : SBEE et Société Nationale des Eaux du Bénin (SONEB) ;
- recrutement du cabinet Deloitte & Touche Burkina pour faire l'audit des comptes 1999, 2000, 2001, 2002 et 2003 de la SBEE ;
- recrutement du groupement de cabinets MSC-Emergence Consult – Sogreath-FCA pour assister le Gouvernement et pour procéder à la réalisation d'une étude sur la demande nationale d'électricité ainsi qu'à l'élaboration d'un plan directeur et d'un plan d'investissement du secteur à l'horizon 2015-2025 ;
- recrutement du groupement de cabinets Roche International et Régie inc. pour l'évaluation du patrimoine de la nouvelle SBEE ;
- voyages d'études effectués au Sénégal, au Cameroun, au Gabon et au Togo.

Ce qui reste à faire

- Adoption du rapport sur l'étude de la demande d'électricité, du plan d'investissement et du plan directeur du secteur ;
- mise en place de l'organe de régulation ;
- lancement du dossier de préqualification ;
- établissement de la liste des candidats préqualifiés ;
- choix du mode de délégation.

Points de discussion

Tableau 9

Synthèse des modèles politique, juridique et économique au Bénin

Modèle politique	Modèle juridique	Modèle économique
Accroître l'efficacité du secteur énergétique, améliorer le taux de couverture	Projet de mise en concession de la SBEE L'État garde la propriété des actifs Création d'un organe de régulation	Activité de distribution et d'extension du réseau à confier à un concessionnaire Mobiliser l'aide publique au développement en appui à la réforme du secteur
Assurer l'approvisionnement du pays en énergie électrique de bonne qualité en quantité suffisante et à un coût compétitif	Révision du Code bénino-togolais de l'électricité Ouverture du segment de la production aux opérateurs privés (producteurs indépendants) Favoriser les contrats de types CPET ⁴ ou CPE ⁵ en production d'électricité	Diversifier les sources d'approvisionnement du pays Approvisionner à un coût compétitif
Augmenter le taux d'électrification rurale et faire contribuer l'électricité à la réduction de la pauvreté	Création d'une agence pour promouvoir l'électrification rurale (ABERME) Création d'un fonds d'électrification rurale	Développer l'électrification des zones rurales

Conclusion

Le secteur de l'énergie électrique est fortement capitalistique, et les contraintes financières de l'État ne permettent pas de faire face aux besoins énormes du développement du secteur. Le financement privé des infrastructures d'électricité devrait soulager l'État. Cependant, si aucune garantie n'est offerte aux investisseurs privés appelés à prendre le relais des financements publics, la réforme du secteur de l'électricité ne contribuera pas réellement à l'augmentation du taux d'accès à l'électricité qui demeure l'un des objectifs importants de la politique énergétique du Gouvernement et un élément essentiel de la lutte contre la pauvreté.

Il s'avère nécessaire que :

- la question du financement des investissements en régime de concession privé soit réglée ;

4. CPET : construction, propriété, exploitation, transfert ; traduit de l'anglais *BOOT: Build, Own, Operate, Transfer*.

5. CPE : construction, propriété, exploitation ; traduit de l'anglais *BOO: Build, Own, Operate*.

- la question du développement de l'électrification des zones rurales trouve une solution durable;
- l'installation de producteurs indépendants d'énergie électrique soit encouragée;
- l'aide publique au développement soit réorientée en appui à la réforme.

C'est pourquoi le Bénin a entrepris un important programme d'investissement soutenu par la Banque mondiale dans le cadre de cette réforme. Par ailleurs, la possibilité pour l'État béninois de négocier des prêts concessionnels devant être rétrocédés au repreneur privé pourrait être explorée.

AGBO Justin

Directeur Général Adjoint de l'Énergie
Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau
justicoagbo@yahoo.fr

DAKEHOUN Armand S. Raoul

Directeur
Contrôle des Installations Électriques Intérieures (CONTRELEC)
Direction Générale de l'Énergie
Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau
dakasr2@yahoo.fr

HOUAGA Nestor

Juriste
Chef Secteur du Contentieux et de la Protection Juridique
Département Juridique
Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE)
nesthoug@yahoo.fr

HOUNTONGBE Eric C.

Chargé de programme de la réforme du secteur de l'énergie
et du secteur des transports
Cellule des Opérations de Dénationalisation
Ministère de l'Économie, de la Prospective, du Développement
et de l'Évaluation de l'Action Publique (MEPDEAP)
oderic2002@yahoo.fr

EHOUN Billes

Chef de la Cellule des Affaires Juridiques et des Procédures
Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME)
ashleybill2002@yahoo.fr

Analyse de la stratégie d'organisation de la réforme du secteur énergétique au Burkina Faso

Introduction

Une étude sur la compétitivité du Burkina a montré que le développement socio-économique du pays est handicapé par le coût élevé des facteurs de production et particulièrement celui de l'énergie. Aussi, comme partie intégrante de son programme de réforme économique, le Gouvernement du Burkina Faso a-t-il décidé de rechercher les voies et moyens pour réduire les coûts de l'énergie, augmenter l'offre et faciliter l'accès des populations à celle-ci.

Objet de l'analyse

Pour rendre l'économie du Burkina plus compétitive, il a donc été décidé de réformer en profondeur le secteur énergétique, et partant le sous-secteur de l'électricité. En conséquence, une stratégie de réforme a été mise en place par la Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie du 30 décembre 2000. Cette stratégie de réforme du secteur a pour but de revoir le cadre législatif et réglementaire, l'organisation du secteur avec une répartition des rôles entre l'État et le secteur privé. La présente analyse porte sur le processus de la réforme et de ses enjeux pour le développement du sous-secteur de l'électricité⁶.

Objet et motivation de l'analyse

La réforme du secteur énergétique au Burkina Faso peut être considérée comme un défi majeur. Aux yeux des populations, elle ressemble à un saut dans l'inconnu. En effet, la plupart des pays qui ont précédé le Burkina Faso dans la réalisation de la réforme du secteur n'ont pas fait des bilans rassurants. Le partenariat entre l'État et le privé dans cette réforme a donné des résultats diversement appréciés. Une délégation du Burkina a participé au séminaire de formation-action organisé par l'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie sur la période 2004-2005. Au cours de cette formation, les expériences de plusieurs pays ont été présentées avec leurs facteurs de succès, mais aussi les sources de difficultés et de risques.

6. Depuis 2005, aucune modification substantielle n'est à signaler en ce qui a trait à la stratégie de réforme du secteur de l'énergie au Burkina Faso. Sa mise en œuvre par le Ministère des Mines, des Carrières et de l'Énergie se déroule sans difficulté majeure avec l'appui des partenaires au développement.

À la suite de ces échanges et grâce aux acquis de la formation-action, l'analyse du processus de réforme du sous-secteur de l'électricité au Burkina a donc été entreprise par la présentation des nouvelles pièces maîtresses qui se mettent en place, des enjeux, des facteurs motivateurs de la réforme, en faisant ressortir les zones à risques.

La présente analyse abordera les points suivants :

- la description de l'organisation du secteur énergétique du Burkina Faso ;
- le retour d'expérience ;
- la politique à mettre en œuvre ;
- la détermination du cadre réglementaire et législatif ;
- la détermination d'une formule d'indexation tarifaire ;
- la structure économique et financière du projet ;
- le suivi, le contrôle et l'évaluation de l'organisation du sous-secteur d'électricité et du contrat ;
- la stratégie de communication interne et externe.

Description de l'organisation du secteur énergétique du Burkina Faso

Le secteur énergétique du Burkina est organisé en quatre sous-secteurs :

1. le sous-secteur des énergies traditionnelles et renouvelables, qui représente 84 % de la consommation totale de l'énergie dans le pays ;
2. le sous-secteur des hydrocarbures (importés), qui représente 14 % de la consommation d'énergie ;
3. le sous-secteur de l'électricité, qui représente 2 % de la consommation d'énergie ;
4. le sous-secteur des énergies renouvelables, avec quelques projets tests.

En dépit de sa faible part dans la consommation totale d'énergie, l'électricité demeure un soutien essentiel au secteur économique moderne du pays et c'est sur elle que se fondent les espoirs pour relever la compétitivité de l'économie.

Situation actuelle du sous-secteur de l'énergie électrique

Approvisionnement

En 2001, les principales sources d'approvisionnement du Burkina en électricité étaient :

- la production thermique : 73 % ;
- la production hydroélectrique : 12 % ;
- l'énergie importée (de Côte d'Ivoire) : 15 %.

Tableau 1

Sources d'approvisionnement d'électricité du Burkina Faso

Source de production	2001		2000		1999	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Thermique	311,7	73 %	292,1	75 %	235,2	65 %
Hydroélectrique	53,2	12 %	98,3	25 %	124,7	35 %
Importation	66,7	15 %	–	–	–	–
Offre totale	431,6	100 %	390,3	100 %	359,9	100 %

Source : Étude diagnostique du sous-secteur de l'électricité, janvier 2004.

Le tableau 1 permet de constater :

- la forte décroissance de la production hydroélectrique sur les dernières années résultant de la mauvaise pluviométrie en 2000 qui n'a pas permis aux barrages d'atteindre leur niveau de production garantie ;
- une faible évolution de la production thermique sur l'année 2001 expliquée par la mise en réserve froide des centrales Bobo I et Bobo II ;
- l'importation d'énergie de Côte d'Ivoire démarrée en avril 2001 a permis de fournir 15 % de la production totale du réseau sur l'année.

L'interconnexion Ferké-Bobo a permis de couvrir les besoins du Centre Régional de Consommation de Bobo (CRCB). Quant au Centre Régional de Consommation de Ouagadougou (CRCO), il connaît une insuffisance de production dans les périodes de pointe (mars, avril, mai) et une extension de 14 MW de sa capacité de production thermique est en cours.

L'analyse de l'énergie livrée sur l'énergie produite met en valeur un niveau global de pertes techniques de 14 % sur le réseau. L'énergie facturée par région du Burkina montre une croissance globale de 8 % sur la période analysée (1999-2001).

L'analyse de la consommation par catégorie d'abonnés et par tension fait ressortir la stabilité de la répartition des ventes entre l'administration (15 %) et les particuliers (85 %).

Le sous-secteur de l'électricité burkinabé est relativement de petite taille. À la date du 31 décembre 2002, le nombre d'abonnés était de 202 000 environ, essentiellement en BT. On constate une forte concentration géographique sur deux zones qui représentent 85 % du total des abonnés (Ouagadougou avec 115 000 et Bobo-Dioulasso avec 53 000). Dans la région de Ouagadougou, le déficit de capacité devient critique à l'horizon 2005. Deux projets visent à réduire ce déficit : la ligne d'interconnexion Bobo-Ouaga et l'installation au CRCO de 30 MW.

Cependant, les investissements constituent un poste difficile à rentabiliser dans le sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso. Le profil de la demande est, comme dans la plupart des pays en développement, caractérisé par un doublement de la pointe de puissance appelée tous les 10 ans.

La pointe appelée est concentrée sur les trois mois de période chaude (mars, avril, mai), et les équipements de production nécessaires pour la satisfaire ne travaillent qu'une faible partie de l'année. Le facteur de charge de la pointe (rapport de l'énergie réellement produite toute l'année et de l'énergie qui serait produite si l'on fonctionnait toute l'année à la pointe) est de 50 % environ.

Le taux d'électrification

Le taux d'accès à l'électricité était de l'ordre de 13 % en 2004. Avec les investissements qui se mettent en place, les taux attendus sont de 18 % pour 2005 et 60 % pour 2015. Dans le milieu rural, ce taux était estimé à 2 % en 2004.

Motivation et objet de la restructuration

En décembre 2000, le Gouvernement du Burkina Faso adopte une Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie. C'est un document de stratégie de la réforme du secteur qui poursuit les objectifs suivants :

- atteindre une meilleure organisation du secteur de l'énergie;
- améliorer la couverture énergétique du pays;
- améliorer le développement socioéconomique du pays;
- contribuer à la lutte contre la pauvreté.

En particulier, dans le sous-secteur de l'électricité, la restructuration vise à :

- rationaliser l'organisation et le fonctionnement du sous-secteur;
- accroître la concurrence;
- réduire les coûts;
- développer le sous-secteur.

Pour atteindre ces objectifs, la réforme sera axée sur les actions stratégiques suivantes :

- la révision du cadre réglementaire;
- la privatisation de l'opérateur historique du sous-secteur de l'électricité, la Société Nationale d'Électricité du Burkina (SONABEL);
- l'élaboration d'un plan de réduction des pertes techniques et non techniques au niveau de la SONABEL;
- la formulation des options durables à moindre coût pour le développement du sous-secteur;
- l'élaboration et la mise en place d'un plan d'accroissement de l'accès des zones rurales à l'électricité.

Historique de la restructuration

Pour faire jouer pleinement au secteur de l'énergie son rôle moteur dans le développement économique et social, le Gouvernement du Burkina Faso a créé en juin 1995 un Ministère chargé de l'énergie avec pour mission essentielle :

- l'élaboration et l'application de la législation et de la réglementation en matière de recherche, de production, d'approvisionnement et de distribution des produits énergétiques;
- la promotion des énergies renouvelables, des énergies traditionnelles et des économies d'énergies;
- le contrôle des infrastructures énergétiques;
- le contrôle de la production, de l'approvisionnement et de la distribution des énergies traditionnelles.

C'est cette évolution institutionnelle qui a entraîné, d'une part, l'adoption par l'Assemblée Nationale de la loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998 portant réglementation générale de l'approvisionnement du Burkina Faso en énergie électrique et, d'autre part, l'adoption par le Gouvernement du document intitulé « Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie » par le décret n° 2000-628/PRES/PM/MCE du 30 décembre 2000. Ce document comprend :

- un diagnostic du secteur;
- un plan d'action;
- un calendrier de réalisation.

L'option fondamentale retenue dans le processus de réforme engagé était le désengagement de l'État dans certaines activités du secteur énergétique pour faire jouer au secteur privé un rôle moteur. Il s'agit donc de laisser à l'État un rôle de régulateur et de promoteur.

Enfin, il faut souligner que le processus de réforme du secteur de l'énergie est soutenu par la Banque mondiale, la Coopération Danoise et bien d'autres partenaires au développement du Burkina Faso. C'est avec leur appui que plusieurs études ont été entreprises en particulier l'étude diagnostique du sous-secteur de l'électricité.

Situation actuelle du cadre réglementaire et législatif

Le cadre législatif et réglementaire est défini à partir de la loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998 portant réglementation générale de l'approvisionnement du Burkina Faso en énergie électrique. Cette loi ouvre véritablement le sous-secteur de l'électricité en préconisant :

- la libéralisation de la production;
- la séparation des activités de production, de transport et de gestion du système électrique;
- l'institutionnalisation de la SONABEL comme acteur unique (achat en gros et vente au détail de l'électricité);
- la création d'un régulateur autonome;
- l'institution d'un fonds de développement de l'électrification.

Cependant, à la suite de l'étude diagnostique du sous-secteur de l'électricité menée par le consultant Barbier Frinault & Associés en collaboration avec Ashurst Morris Crisp, de nouvelles options ont été proposées au Gouvernement. Lors du

conseil des Ministres du 24 mars 2004, on a procédé à un examen approfondi des différentes options de réforme et retenu des axes fondamentaux parmi lesquels:

- la poursuite de la mise en œuvre de la loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998 après relecture de cette loi qui permettra de prendre en compte l'évolution de la situation;
- l'organisation du sous-secteur en deux segments distincts: la SONABEL dans ses périmètres actuels, et l'électrification rurale.

Situation actuelle des acteurs, leur rôle et responsabilité

Vue d'ensemble

Actuellement, en plein processus de réforme du sous-secteur de l'électricité, l'État burkinabé demeure le principal acteur du développement de l'électrification par ses structures et en collaboration avec les différents bailleurs de fonds qui financent les programmes d'investissements et des études pour la rationalisation du sous-secteur.

Gouvernement

Le Gouvernement, par l'entremise du Ministère des Mines, des Carrières et de l'Énergie, oriente et planifie le développement du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso. Interviennent également le Ministère chargé des Finances pour les questions fiscales et financières, et le Ministère chargé du Commerce pour les questions relatives au prix et au contrôle de la qualité.

Le Ministère des Mines, des Carrières et de l'Énergie a essentiellement pour mission:

- i) l'élaboration et l'application de la législation, ainsi que la réglementation en matière de recherche, de production, d'approvisionnement et de distribution des produits énergétiques;
- ii) le contrôle des infrastructures énergétiques;
- iii) la promotion des énergies traditionnelles et renouvelables et des économies d'énergie;
- iv) le contrôle de la production, de l'approvisionnement et de la distribution des énergies conventionnelles.

Ainsi, par le décret n° 95-427/PRES/PM/MEM du 12/10/1995, une Direction Générale de l'Énergie a été créée avec entre autres comme attributions:

- l'élaboration, la mise en œuvre et le suivi de toute politique d'électrification;
- la collecte et la diffusion des données sur le secteur de l'énergie;
- la détermination des prix des énergies en collaboration avec les services des ministères concernés;
- la proposition de mesures administratives, financières et techniques propres à assurer la couverture du territoire national en énergie à moindre coût.

Une inspection générale a été créée et intervient dans le contrôle et le suivi des activités du secteur de l'énergie.

Agence de régulation

Prévue par la loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998, l'Agence de régulation n'a pas encore été créée, mais figure en bonne place dans les options retenues par le processus de réforme du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso.

Opérateur historique

La production et la distribution de l'énergie électrique au Burkina Faso ont été assurées par un organisme qui a subi, au fil des temps, de grandes mutations successives aussi bien dans sa structure financière (capital) que dans sa dénomination : ÉNERGIE AOF ; SAFELEC ; VOLTELEC ; SONABEL.

L'activité d'ÉNERGIE AOF (Afrique Occidentale Française) a débuté en Haute-Volta, à Ouagadougou en février 1954 et s'est étendue à Bobo-Dioulasso en octobre 1954. Il s'agissait pour elle d'assurer la production et la distribution d'énergie électrique sous le régime de la gérance. En 1957, le régime de la concession a été substitué à celui de la gérance. Au lendemain de l'indépendance politique de 1960, ÉNERGIE AOF a été transformée en société d'économie mixte multinationale dénommée Société Africaine d'Électricité (SAFELEC).

Manifestant sa volonté de contrôler les activités économiques sur son territoire, le Burkina a décidé de transformer la SAFELEC en société anonyme, d'où la création, le 6 septembre 1968, de la Société Voltaïque d'Électricité (VOLTELEC). Celle-ci devait opérer sous le régime de la concession à Ouagadougou et Bobo-Dioulasso et sous le régime de la gérance à Ouahigouya. En 1969, l'État s'est engagé à racheter les actions de la VOLTELEC. L'opération est devenue effective en janvier 1970.

En 1976, la société se transformant en Établissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC) par le décret n° 76/344/PRESMTP/URB, on lui a accordé, par l'ordonnance n° 76/021/PRES/MTP/URB du 13 septembre 1976, l'exclusivité de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national.

La Société Nationale d'Électricité du Burkina (SONABEL) a été créée par Kiti (décret) n° AN IV/239/CNR/PRES/EQUIP du 31 décembre 1986. L'État avait dès lors accordé à la SONABEL l'exclusivité de la production, du transport, de l'importation, de l'exportation et de la distribution de l'énergie électrique au Burkina Faso. D'abord Établissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC), elle a été par la suite transformée en société d'État à caractère stratégique.

La loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998 ouvre l'activité de production à des producteurs indépendants sous le régime de l'acheteur unique qui est la SONABEL. Dans la situation actuelle, cette société d'État n'est pas en mesure de couvrir la totalité de ses coûts réels, ni de contribuer de manière importante au financement de son programme d'investissement.

Les tarifs d'électricité sont restés uniformes sur l'ensemble du territoire du Burkina. Ils sont homologués par un comité interministériel sur proposition de la SONABEL. Ils ne reflètent pas le coût marginal à long terme de l'électricité. Les tarifs

pour la basse tension à usage domestique sont les mêmes quelle que soit la période de la journée. En octobre 2004, les tarifs ont connu une hausse moyenne de 10%. C'est une mesure d'assainissement qui entre dans le processus de la réforme du sous-secteur de l'électricité et donc de la restructuration de SONABEL. Au bout du compte, celle-ci devra être transformée en société affermataire à côté d'une société de patrimoine appartenant à l'État.

Production indépendante

La loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998 ouvre le sous-secteur au producteur indépendant, qu'il soit une collectivité locale, une ONG ou un entrepreneur privé. Les producteurs indépendants actuels (SOFITEX, CITEC) produisent pour leur propre consommation.

Électrification rurale et maîtrise de l'énergie

La loi ci-dessus évoquée prévoit la promotion de l'électrification rurale et un fonds de développement de l'électrification qui, déjà, a été créé au cours de l'année 2004. À la suite de l'étude diagnostique du sous-secteur de l'électricité, le Gouvernement a adopté un certain nombre de propositions formulées par les experts. Selon ces options nouvelles, l'électrification rurale sera l'un des deux segments du sous-secteur de l'électricité à côté du domaine exploité par la SONABEL.

À propos de la maîtrise de l'énergie, il est prévu de recourir à la réduction des besoins en capacité de production supplémentaire non justifiés, à l'écrêtement de la demande de pointe et à l'économie d'énergie.

Acteurs de la réforme du sous-secteur de l'électricité

Outre les structures permanentes de l'administration centrale chargées de gérer le secteur de l'énergie, deux nouvelles structures ont été créées dans l'optique d'une plus grande opérationnalité dans la conduite de la réforme et d'une plus grande implication de toutes les parties prenantes. Il s'agit de la Cellule de Réflexion Élargie sur la Réforme du secteur de l'Énergie (CERE) et de l'Unité d'Exécution de la Réforme (UER).

La CERE est chargée de faire des propositions au Ministère des Mines, des Carrières et de l'Énergie pour la conduite de la réforme, d'examiner et d'adopter les rapports des consultants engagés dans le cadre de la réforme et d'assurer l'interface entre le Gouvernement et les partenaires intéressés par la réforme.

La CERE réunit les représentants des structures suivantes :

- le Premier Ministère ;
- le Ministère des Mines, des Carrières et de l'Énergie ;
- le Ministère du Commerce, de la Promotion de l'Entreprise et de l'Artisanat ;
- le Ministère de l'Économie et des Finances ;
- le Ministère chargé de l'Environnement ;
- le Secrétariat Technique de Coordination des Programmes de Développement Économique et Social ;

- la Commission de privatisation;
- la Direction Générale de la SONABEL;
- la Direction Générale de la SONABHY;
- le Syndicat des entrepreneurs du secteur de l'électricité;
- le Syndicat des transporteurs;
- l'association des consommateurs;
- un représentant des sociétés de distribution des produits pétroliers;
- les Délégués du personnel SONABEL et SONABHY;
- les entreprises spécialisées dans le domaine des énergies renouvelables.

Quant à l'Unité d'Exécution de la Réforme (UER), c'est une structure créée et rattachée hiérarchiquement au Secrétariat Général du Ministère des Mines, des Carrières et de l'Énergie. Elle est chargée de la coordination des activités de la réforme sur le plan opérationnel et sert d'intermédiaire entre le Ministère, les consultants et les autres intervenants dans la réforme.

Enfin, les acteurs qui appuient financièrement la réforme sont les bailleurs de fonds, en particulier la Banque mondiale et la Coopération Danoise.

Analyse critique de la situation

Au Burkina Faso, la consommation totale en produits énergétiques est dominée par le bois et le charbon de bois (84%). Cette situation a une conséquence négative directe sur l'environnement, car elle favorise la désertification. Les produits pétroliers représentent 14% de la consommation d'énergie et cela pèse énormément sur les réserves de devises du pays.

Quant à l'électricité, elle ne représente que 2% de la consommation totale d'énergie du pays. Ce chiffre indique sa faible intégration au tissu économique du pays, alors que c'est sur elle que reposent en partie la compétitivité du secteur économique moderne et l'évolution qualitative du secteur social (santé, éducation, etc.). Les inefficacités du sous-secteur de l'électricité constituent un goulot d'étranglement de l'activité économique, car elles frappent lourdement les opérateurs économiques locaux qui deviennent, par ce fait, moins compétitifs que leurs concurrents étrangers.

L'accès à l'électricité est limité par son coût élevé par rapport au faible pouvoir d'achat de la population du pays. En effet, moins d'un ménage sur 10 dans le pays a accès à l'électricité. La consommation par habitant est de l'ordre de 25 kWh par an et le prix de revient du kWh est estimé à 130 FCFA (hors subvention des hydrocarbures) contre un prix de vente moyen estimé à 100 FCFA le kWh. Cette situation rend le sous-secteur déficitaire et incapable de soutenir son programme d'investissement dont les besoins sont énormes. La tarification de la vente d'électricité n'a pas été revue depuis 1994, et c'est en 2004 qu'elle a connu une hausse moyenne de 10%.

La production est essentiellement d'origine thermique et le potentiel hydro-électrique du pays est négligeable. Aussi les potentialités futures en ce qui a trait à la réduction du prix de revient dépendent-elles de la mise en œuvre des solutions

d'interconnexion avec les secteurs électriques de la Côte d'Ivoire et du Ghana. Les équipements de production thermiques sont vieillissants, car il y a un retard dans les investissements qui ne suivent pas l'augmentation de la demande. Les besoins d'investissements du sous-secteur sont donc énormes et sont estimés à environ 240 milliards de francs CFA pour la période 2002-2015. La SONABEL, malgré sa situation de monopole et l'appui de l'État, ne peut répondre à ces besoins d'investissements.

La gestion technique des équipements de production est estimée bonne par les experts. Les pertes à la production, quant à elles, sont de l'ordre de 4% et les pertes de distribution de 11%. Sur le plan commercial, le taux de recouvrement est de l'ordre de 96%. Au regard de cette situation, l'ouverture du sous-secteur à d'autres acteurs plus efficaces s'impose et elle passera par la réforme du sous-secteur dont le processus est déjà en marche.

Chantier de la réforme du sous-secteur de l'électricité : les étapes et les défis

Avec la loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998 et l'adoption de la Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie s'ouvrirait le chantier de la réforme du sous-secteur de l'électricité au Burkina. Une étude diagnostique du sous-secteur a permis de retenir des options fondamentales de la réforme du sous-secteur, parmi lesquelles :

- la poursuite de la mise en œuvre de la loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998 après une relecture de cette loi qui permettra de prendre en compte l'évolution de la situation ;
- l'organisation du sous-secteur en deux segments distincts avec ses implications juridiques, économiques et financières ;
- la création d'une structure de régulation du sous-secteur de l'électricité ;
- la sélection du partenaire stratégique du sous-secteur de l'électricité ;
- l'ouverture du capital de la SONABEL, de façon majoritaire, au privé.

Retour d'expérience

Zones à risques du processus de la réforme du secteur énergétique du Burkina Faso

Dans le processus de réforme du sous-secteur de l'électricité burkinabé, les zones pouvant être qualifiées de zones à risque sont :

- la qualité du service et les performances attendues de la société affermataire ;
- la mise à disposition des actifs du sous-secteur au profit du partenaire stratégique pour exploitation ;
- l'évolution des tarifs, de la redevance et de la rémunération de la société affermataire ;
- le contrôle des charges d'exploitation dans les centres déficitaires devant continuer à bénéficier des subventions de l'État ;

- l'évaluation de la valeur des actions de la SONABEL;
- la fluidité des relations entre la société affermataire et le régulateur.

Facteurs de réussite du contrat

Au regard des expériences vécues ailleurs, peuvent être considérés comme facteurs de réussite du contrat qui sera signé avec le partenaire stratégique les éléments suivants :

- la rédaction du contrat d'exploitation et du contrat de mise à disposition des actifs de manière à déterminer les modalités de contrôle, de sanction, d'arbitrage et éventuellement de rupture du contrat;
- la détermination de la rémunération de la société affermataire, à l'avance, par des formules contractuelles simples et faciles d'application, de la marge d'auto-financement et de la redevance;
- l'instauration d'un climat favorable aux salariés de la future société affermataire permettant de créer une conscience collective autour de l'entreprise et de ses défis;
- l'intéressement des salariés de la future société affermataire au même titre que le partenaire stratégique à la performance de l'entreprise et à la réalisation de ses objectifs.

Améliorations futures

Les améliorations futures attendues concernent les deux segments du sous-secteur de l'électricité du Burkina.

Segment SONABEL

Il est organisé autour du périmètre actuel de la SONABEL (soit 23 centres interconnectés et 25 centres isolés) et ses extensions futures. À ce niveau, les améliorations attendues sont :

- l'intégration d'un partenaire privé;
- la rationalisation de la politique tarifaire;
- la résorption du déficit entre l'offre et la demande en mettant en place des capacités supplémentaires ou par le développement de l'interconnexion avec des pays voisins (Côte d'Ivoire, Ghana);
- une plus grande efficacité dans le recouvrement auprès de l'État.

Segment électrification rurale

Les améliorations attendues à ce niveau concernent l'entrée de concessionnaires ou de délégataires d'une autorisation de service d'électricité qui seront soit un groupe de collectivités, une collectivité, une coopérative d'électricité, soit un acteur privé, dans l'optique d'accroître l'offre d'énergie. Le fonds de développement de l'électrification vient en appui au développement de ce segment.

Autres sources d'améliorations

Des améliorations sont attendues à partir de :

- l'autonomie réelle du fonds de développement de l'électrification dans la gestion des différentes sources de financement et pour la réduction du coût de production de l'électricité pour le client et pour l'exploitant ;
- l'intervention de l'autorité de régulation pour veiller à la qualité des services et aux respects des droits et obligations des acteurs du sous-secteur de l'électricité ;
- l'accroissement de l'accès des zones rurales à l'électricité.

Défis de la réforme du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso

Les grands défis du sous-secteur de l'électricité du Burkina Faso pour l'approvisionnement durable du pays demeurent :

- le développement de la production nationale avec des groupes thermiques diesel ou la réalisation de centrales hydroélectriques ;
- l'interconnexion entre la ville de Bobo-Dioulasso et Ouagadougou pour importer de l'énergie de la Côte d'Ivoire qui dispose d'un potentiel électrique assez important ;
- l'interconnexion avec le Ghana au moyen d'une ligne électrique entre le Bolgatenga au Ghana et Ouagadougou ;
- la réduction de la subvention de l'État sur les hydrocarbures utilisés pour la production de l'électricité à hauteur de 12 milliards de francs CFA par an ;
- la réalisation d'un vaste programme d'investissements couvrant la période 2003-2020 d'environ 240 milliards de francs CFA ;
- l'augmentation du taux d'électrification qui passerait de 18 % à 60 % entre 2005 et 2015 ;
- l'assainissement de la situation financière de la SONABEL afin d'obtenir les financements nécessaires à la réalisation des investissements ;
- une meilleure contribution du sous-secteur de l'électricité à la réduction de la pauvreté au Burkina.

Politique à mettre en œuvre

Définition des objectifs de la politique à mettre en œuvre

Les objectifs du Gouvernement dans le cadre de la réforme du sous-secteur de l'électricité sont :

- l'amélioration de la qualité du service public ;
- l'amélioration de la rentabilité du secteur ;

- l'amélioration des conditions permettant la réalisation rapide des investissements prévus au schéma directeur d'électrification.

Description des différentes options

Le conseil des Ministres du 24 mars 2004 a retenu l'organisation du sous-secteur en deux segments distincts.

Premier segment: la SONABEL dans ses périmètres actuels avec, comme conséquences :

- la transformation de la SONABEL en société affermataire et l'ouverture de son capital de façon majoritaire à un partenaire stratégique de référence et à des partenaires privés nationaux ainsi qu'au personnel de l'entreprise;
- la création d'une société de patrimoine détenue à 100 % par l'État et chargée de la gestion des biens du sous-secteur.

Deuxième segment: l'électrification rurale pour toute opération se situant hors du périmètre de la SONABEL avec, comme conséquences :

- la gestion de l'électrification rurale par l'État, les organisations non gouvernementales (ONG), le secteur privé burkinabé et les collectivités locales;
- le financement de ce segment par le Fonds de Développement de l'Électrification créé en 2004.

Évaluation des différentes options en regard des objectifs poursuivis

Restructuration du secteur

Ouverture à la concurrence et organisation du segment «SONABEL»

L'option opérée évite un éclatement artificiel du segment. En effet, toute tentative de multiplier des entités nouvelles, juridiquement séparées de la SONABEL, chargées des différentes fonctions du secteur (transport, distribution, production), aurait pour conséquence de multiplier les sources de coûts inutiles. En revanche, une comptabilité analytique devra permettre de reconnaître la structure des coûts de production, de transport et de distribution.

Les fonctions de gestionnaire du réseau de distribution et d'opérateur de système électrique ne sont pas séparées en raison de la petite taille du sous-secteur.

À propos du régime de domanialité des biens, le fait que la SONABEL soit considérée aujourd'hui comme propriétaire de la totalité des actifs du sous-secteur électrique soulève des difficultés dans la perspective de la restructuration ou de la privatisation de l'industrie de l'électricité burkinabée. En effet, un texte de loi explique que le réseau de transport, ainsi que les ouvrages hydroélectriques appartiennent au domaine public. La solution retenue dans cette situation est le transfert des biens du segment SONABEL à la société de patrimoine contrôlée à 100 % par l'État afin d'en assurer une gestion centralisée et efficace. En outre, un contrat plan sera conclu entre l'État et la société de patrimoine pour assurer l'optimisation des investissements du sous-secteur.

L'organisation du second segment du sous-secteur est essentiellement établie autour d'un découpage géographique. Un concessionnaire sélectionné par le Fonds de Développement de l'Électrification se voit confier le déploiement et l'exploitation du service public dans une zone et organiser le service en déléguant éventuellement une partie des tâches à des acteurs privés nationaux.

Types de contrats

Les principaux liens contractuels entre les différents acteurs du segment SONABEL que sont l'État, la société de patrimoine et la société d'exploitation (société affermataire) s'organiseront autour d'un contrat d'affermage (entre l'État et la société de patrimoine d'une part, et la société affermataire, de l'autre).

Contrat d'exploitation entre l'État et la société affermataire

Ce contrat devra sécuriser les droits et les obligations des parties, notamment :

- la qualité du service ;
- la performance de la société affermataire ;
- la détermination du tarif ;
- la rémunération de la société affermataire.

Des formules précises devront notamment établir l'évolution des tarifs, de la redevance et de la rémunération de la société affermataire.

Contrat de mise à disposition des actifs (contrat de location) entre la société de patrimoine et la société affermataire

Ce contrat déterminera les conditions de mise à disposition de la société affermataire des ouvrages de transport, de distribution et de production ; il devra faire ressortir :

- le périmètre des biens mis à disposition ;
- le niveau de performance ;
- la durée de vie résiduelle des actifs ;
- les obligations du propriétaire ;
- les obligations du locataire ;
- la rémunération perçue au titre de location des actifs (loyer).

Contrat plan entre l'État et la société de patrimoine

Ce contrat doit fixer le cadre dans lequel la société de patrimoine se voit confier la gestion des biens publics.

Concernant le second segment du sous-secteur de l'électricité, les principaux liens contractuels sont envisagés entre l'État, le concessionnaire et la société d'exploitation.

Contrat d'autorisation ou concession

Établi dans le cadre de l'électrification rurale, ce contrat liera l'État et le concessionnaire, en prenant en compte des éléments suivants :

- la zone géographique ;
- les investissements à réaliser et le mode de financement ;
- la qualité du service attendue ;
- la performance attendue ;
- le tarif ;
- la redevance.

Là aussi, des formules précises devront établir l'évolution des tarifs, des remboursements d'emprunts et de la redevance.

Contrat d'affermage entre le concessionnaire et la société d'exploitation (opérationnelle si le concessionnaire exploite directement)

Ce contrat devra prendre en considération les préoccupations suivantes :

- investissements minimums attendus ;
- qualité du service attendue ;
- performance attendue de l'exploitant ;
- tarif ;
- redevance.

Selon l'impact sur la structure financière (montage financier)

L'un des objectifs fondamentaux de la réforme est d'améliorer l'équilibre financier du sous-secteur de l'électricité actuellement déficitaire. Cet objectif pourra être atteint grâce :

- à un ajustement tarifaire ;
- aux efforts de chacun des acteurs qui devront maximiser le potentiel des ressources mises à leur disposition ;
- aux règles comptables et financières qui seront retenues et en particulier les règles relatives au besoin de préfinancement des entretiens et des renouvellements ;
- à une fiscalité avantageuse.

Le segment SONABEL

La réforme prévoit l'organisation du segment autour de plusieurs acteurs alors que seul la société affermataire encaisse les ressources du segment. Dans un secteur géré sous la forme d'un contrat d'affermage, l'exploitant encaisse l'essentiel des revenus du segment qu'il doit redistribuer aux différents acteurs.

L'équation financière s'établit comme suit :

$$PV = CE + RE + FI + MA + Re$$

où :

PV: prix de vente à la clientèle

CE: coûts d'exploitation

RE: rémunération de l'exploitant

FI: fiscalité

MA: marge d'autofinancement

Re: redevance

La redevance est destinée essentiellement à couvrir :

- le budget de fonctionnement de la société de patrimoine (BF) ;
- le service de la dette (SD) ;
- l'alimentation du Fonds de Développement de l'Électrification (FD) ;
- tout ou partie des frais de la structure de l'autorité de régulation (AR) ;
- la rémunération éventuelle d'un droit ou bail versée à l'État pour utilisation des infrastructures du service public (DB).

Ainsi, l'équation de redistribution de la redevance (Re) s'établit comme suit :

$$Re = BF + SD + FD + AR + DB$$

Le segment électrification rurale

L'équation financière du second segment s'établit comme suit :

$$PV = DV + DF + RE + FI + MA + Re_1$$

où :

PV: prix de vente du kWh à la clientèle

DV: décaissements variables

DF: décaissements fixes

RE: rémunération de l'exploitation

FI: fiscalité

MA: marge d'autofinancement

Re₁: redevance

$$\text{Avec } Re_1 = BF + SD + Re_2$$

où :

BF: budget réduit pour le suivi par la collectivité

SD: service de la dette

Re₂: réserve d'entretien.

Enfin, les ressources du segment SONABEL proviendront du prix de vente du kWh à la clientèle (PV). Ce prix de vente de l'électricité aux consommateurs sera composé des éléments suivants :

- prix du kWh ;
- prix de l'abonnement (prime fixe mensuelle) ;
- TVA prélevée sur la vente d'électricité ;
- redevances (fonds national d'éclairage public, Fonds de Développement de l'Électrification, etc.).

Le financement du second segment comprendra :

- une subvention non remboursable de l'ordre de 60 % ;
- un prêt remboursable.

Appréciation des différentes parties prenantes

L'État burkinabé

L'État :

- détermine la politique du secteur ;
- octroie les autorisations et les concessions ;
- emprunte au besoin pour financer les investissements du secteur énergétique ;
- approuve les tarifs pendant le contrat par le biais du Ministère chargé de l'Énergie qui assure la mise en œuvre et le suivi de l'application de la politique gouvernementale.

Ensuite interviennent :

- le Ministère chargé du Commerce par l'entremise de la commission de régulation des prix de l'électricité ;
- le Ministère chargé des Finances qui s'occupe entre autres de la fixation des impôts et taxes et coordonne l'exécution des stratégies de financement ;
- l'autorité de régulation dont l'intervention vise la promotion de la concurrence, la défense des intérêts des usagers et le règlement des litiges entre les acteurs.

Les bailleurs de fonds

On attend des bailleurs de fonds le financement du sous-secteur sous la forme de subventions d'équipement (ou d'exploitation) ainsi que des prêts à la société de patrimoine ou à l'État par l'entremise d'un programme d'aide sectorielle ou d'appui budgétaire au Fonds de Développement de l'Électrification. Le Fonds de Développement de l'Électrification soutient l'action du Ministère de tutelle technique (MCE) : il planifie le déploiement du segment « électrification rurale », analyse les dossiers de candidatures et gère les financements du segment.

Le concessionnaire

L'électrification rurale fait intervenir un concessionnaire sélectionné par le Fonds de Développement de l'Électrification rurale, et ce, pour une zone géographique donnée.

Qu'il soit une collectivité locale, une coopérative ou un privé, le concessionnaire se verra accorder des prérogatives établies par un contrat d'autorisation ou de concession. Celles-ci concerneront essentiellement la maîtrise d'ouvrage des investissements et le suivi du contrat d'exploitation établi en association avec le Fonds de Développement de l'Électrification.

L'exploitant optionnel

Le concessionnaire d'une zone géographique peut déléguer une partie de ses tâches à un exploitant. Lorsque le concessionnaire exploite lui-même la concession, il devient concessionnaire exploitant.

Détermination du cadre législatif et réglementaire

Définition du cadre législatif

L'organisation du sous-secteur de l'électricité est définie par la loi n° 027-2007 du 20 novembre 2007 portant réglementation générale du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso. Cette loi a retenu les options du Conseil des Ministres du 24 mars 2004. Elle consacre l'ouverture du sous-secteur aux acteurs privés.

Détermination du dispositif législatif et réglementaire à mettre en place (loi versus décret)

Actuellement société d'État, la SONABEL devra modifier sa forme juridique en société de droit privé afin de permettre à un acteur privé de prendre la majorité du capital. En conséquence, elle devra modifier ses statuts. La modification des statuts de la SONABEL devra faire l'objet d'une délibération de l'Assemblée générale des sociétés d'État, conformément à l'article 13 des statuts de la SONABEL, et également être approuvée par un décret pris par le conseil des Ministres conformément aux dispositions de l'article 8 du décret n° 200-189.

Définition des grands principes sur lesquels doit se baser le dispositif législatif et réglementaire

Les grands principes de base du dispositif législatif et réglementaire sont:

- l'organisation du sous-secteur en deux segments: l'un autour de la SONABEL et d'une société de patrimoine, l'autre ayant pour but l'électrification rurale à partir du Fonds de Développement de l'Électrification;
- l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport par rapport aux autres activités de la SONABEL;

- la régulation autonome du sous-secteur ;
- l'orientation et la planification du développement du sous-secteur par l'État.

Définition des organismes adéquats (régulateur) : rôle, fonction et responsabilités

L'État burkinabé représenté par le Gouvernement et les Ministères de tutelle

Les responsabilités de l'État du Burkina Faso relèvent de la prise des décisions structurantes au regard de l'intérêt général, de la continuité du service public, de la sécurité des personnes et de la protection des paysages et de l'environnement.

La société de patrimoine à capitaux publics

La société de patrimoine aura pour vocation d'être propriétaire des actifs du segment «SONABEL», d'en assurer le service de la dette et le renouvellement.

La société affermataire

C'est le partenaire stratégique de référence qui devra détenir majoritairement le capital de la SONABEL. Il ne détiendra pas les actifs de la SONABEL mais les exploitera et assurera leur maintenance.

L'Autorité de régulation

Elle sera une structure autonome chargée de poursuivre les objectifs suivants :

- la promotion de la concurrence ;
- la défense des intérêts des usagers ;
- le règlement des litiges entre les acteurs et les consommateurs ;
- l'arbitrage de la tarification.

Structure économique et financière du projet

L'essentiel des actifs et passifs du secteur de l'électricité figure actuellement au bilan de la SONABEL, alors que la réforme prévoit la création d'une société de patrimoine. L'évaluation économique et financière de la SONABEL, dans les perspectives de la réforme, conduit à la distinction de plusieurs catégories de biens et à des mouvements d'actifs et de passifs.

Distinction des actifs

Les biens propres de l'exploitation

Les biens dont l'exploitant a besoin pour exploiter le segment «SONABEL» sont appelés les «biens propres» de la société affermataire et sont essentiellement constitués de compteurs, matériel et outillage, véhicules, logiciels et systèmes informatiques. Sur la base du bilan de clôture de l'exercice 2003, la valeur nette comptable des rubriques qui pourraient y être affectées s'élève à 12,5 milliards de francs CFA.

Tableau 2

Valeur des biens propres de la SONABEL

Rubriques	Milliards de francs CFA
Brevets et logiciels	0,8
Compteurs	2,5
Matériel et outillage	9,2
TOTAL	12,5

Les biens du domaine public

L'analyse du bilan de la SONABEL au 31 décembre 2003 a permis d'estimer la valeur nette comptable des biens du domaine public à 118,1 milliards de francs CFA dont 104,3 ont été financés par la SONABEL et 13,8 directement par l'État (voir tableau 3).

Tableau 3

Valeur des biens du domaine public

Rubriques	FCFA (milliards)	Financement SONABEL	Financement État
Études et recherches	27,9	0,8	–
Domaine foncier	18,7	18,7	–
Production hydraulique	27,9	14,1	13,8
Production thermique	23,4	23,4	–
Réseau de transport et de distribution	47,3	47,3	–
TOTAL	118,1	104,3	13,8

La nouvelle structuration financière

Au regard de la situation actuelle, la structuration des actifs et passifs du sous-secteur va évoluer suivant les étapes suivantes décrites au tableau 4.

Tableau 4

Étapes vers une nouvelle structuration financière

SONABEL	SOCIÉTÉ DE PATRIMOINE
1. Modification de la forme juridique	1. Création de la société de patrimoine
2. Transfert d'actif rémunéré par les titres de la société de patrimoine : – actifs et passifs liés aux immobilisations – actifs et passifs circulants, liés aux immobilisations – trésorerie – dettes et créances de l'État et administrations	2. Augmentation de capital par apport d'actifs : – actifs et passifs liés aux immobilisations – actifs et passifs circulants liés aux immobilisations – trésorerie – dettes et créances de l'État et administrations
3. Réduction de capital par sortie des titres de la société de patrimoine	3. Augmentation du capital de la société de patrimoine par apport des biens du domaine public financés par l'État
4. Sortie des biens du domaine public financés par l'État	4. Inventaire physique et réservation des actifs

Définition d'une structure tarifaire et de la fréquence de sa révision

Le tarif de l'électricité est une des contraintes que l'État a imposées au sous-secteur. Depuis 1960, la grille tarifaire de l'électricité a connu quatre révisions entre 1960 et 1970, puis sept environ entre 1980 et 1994, et enfin une en 2004.

L'analyse du tarif moyen de l'électricité sur les quatre dernières années montre :

- une stabilité du coût de l'électricité pour le consommateur et du prix de vente de l'énergie revenant à la SONABEL ;
- un poids important des travaux facturés dans le prix de vente global de l'électricité.

Tableau 5
Structure tarifaire

	2001		2000		1999	
	milliards FCFA/FCFA	kWh	milliards FCFA/FCFA	kWh	milliards FCFA/FCFA	kWh
Ventes d'énergie	34,2	95,9	31,7	95,7	29,4	95,8
+ Pénalités de surpuissance	0,4	1,2	0,4	1,2	0,4	1,2
+ Location de compteurs	1,3	3,7	1,2	3,5	1,0	3,4
= Prix de vente moyen consommateur	35,9	100,7	33,2	100,5	30,8	100,4
– Reversement au Fonds d'Éclairage Public	(1,4)	(3,9)	(1,3)	(3,9)	(1,2)	(3,9)
= Prix de vente moyen SONABEL	34,5	96,8	31,9	96,5	29,6	96,4
+ Travaux remboursables	2,6	7,4	5,0	15,2	3,3	10,8
+ Ventes de petit matériel et autres	0,1	0,4	1,0	3,7	0,1	0,2
= Prix de vente moyen y compris prestations liées	37,3	104,6	38,0	114,9	33,0	107,5
(kWh facturés)	350,8		330,9		306,5	

Source: Étude diagnostique, janvier 2004, p. 74.

Détermination de la formule d'indexation tarifaire

Au stade actuel de la réforme du sous-secteur d'électricité, une formule d'indexation du tarif n'a pas encore été retenue. Cependant, le choix se fera avant la finalisation d'un contrat avec le partenaire stratégique qui sera retenu pour exploiter le système électrique du premier segment.

Suivi, contrôle et évaluation de l'organisation du secteur et du contrat

Les éléments déterminants du suivi, du contrôle et de l'évaluation

Restructuration

Les éléments déterminants du suivi, du contrôle et de l'évaluation de la restructuration sont les suivants:

- études préalables;
- modification du cadre législatif;
- transformation de la SONABEL en société affermataire;
- création de la société de patrimoine;
- redéploiement des effectifs de la SONABEL;

- création de l'autorité de régulation ;
- sélection du partenaire stratégique ;
- ouverture du capital de la SONABEL.

Contrat

Les éléments déterminants du suivi, du contrôle et de l'évaluation du contrat sont :

- l'entretien des biens mis à la disposition de la société affermataire ;
- la performance de la société affermataire ;
- le tarif ;
- la qualité du service ;
- la rémunération de la société affermataire ;
- les obligations du propriétaire des actifs ;
- les obligations du locataire ;
- le bilan, le compte de résultat et le tableau de flux.

Stratégie de communication interne et externe

Les objectifs de communication

La communication envisagée dans le cadre du projet de réforme du secteur de l'énergie a pour but :

- d'informer sur les stratégies de la réforme ;
- de faire connaître les objectifs de la réforme ;
- de rassurer l'opinion publique ;
- de susciter des réactions favorables et l'adhésion nationale aux objectifs de la réforme.

Tableau synthétique de l'orientation générale du projet de stratégie de communication

Le tableau de synthèse 6 découle de l'analyse des termes de références pour l'élaboration d'une stratégie opérationnelle de communication accompagnant la réforme du sous-secteur de l'électricité au Burkina Faso.

Tableau 6
Synthèse de la stratégie de communication

Acteurs	Groupes cibles	Activités	Thème de messages synthétiques
<ul style="list-style-type: none"> – L'État et les institutions impliquées 	<ul style="list-style-type: none"> – Le grand public urbain – le monde politique 	<ul style="list-style-type: none"> – Communication globale 	<ul style="list-style-type: none"> – Montrer la cohésion entre la réforme et la politique macro-économique du pays
<ul style="list-style-type: none"> – les bailleurs de fonds 	<ul style="list-style-type: none"> – les consommateurs (industriels, institutionnels, domestiques) 	<ul style="list-style-type: none"> – communication sociale 	<ul style="list-style-type: none"> – sensibiliser les acteurs sociaux à la vulgarisation de l'électricité rurale, la maîtrise de l'énergie et la protection de l'environnement
<ul style="list-style-type: none"> – les opérateurs privés du secteur de l'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> – les collectivités locales (coopératives d'électricité, etc.) – les acteurs de la réforme 	<ul style="list-style-type: none"> – communication interne – communication externe 	<ul style="list-style-type: none"> – établir des relations d'informations croisées et une bonne collaboration entre le MCE et les autres institutions impliquées dans la réforme
<ul style="list-style-type: none"> – la société civile (syndicat, personnel) 		<ul style="list-style-type: none"> – communications événementielles (élaborer des slogans pour toute la campagne de sensibilisation) 	<ul style="list-style-type: none"> – privilégier le dialogue et non le conflit dans les négociations avec le personnel de la SONABEL
			<ul style="list-style-type: none"> – présenter la situation et les possibilités qui s'offrent au secteur privé dans le sous-secteur de l'électricité

Conclusion et recommandations

Dans sa stratégie de libéralisation de l'économie et de la lutte contre la pauvreté, le Gouvernement du Burkina Faso a pris le décret n° 2000.628/PRES/PM/MCE portant adoption du document intitulé « Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie ».

Les objectifs essentiels que le Burkina Faso s'est fixés dans divers secteurs, notamment le secteur de l'énergie sont les suivants :

- améliorer la compétitivité de l'économie nationale ;
- augmenter la capacité des infrastructures ;
- réduire les coûts des facteurs de production.

De façon spécifique, la réforme engagée dans le secteur énergétique vise à :

- accroître l'efficacité du secteur de l'énergie ;
- favoriser l'accès du plus grand nombre aux sources d'énergie et améliorer leur utilisation ;
- créer une structure de régulation du secteur ;
- augmenter l'accès des populations rurales à l'électricité ;
- rationaliser les besoins de la grande majorité des populations en énergies traditionnelles ;
- favoriser la coopération régionale en matière énergétique.

Sur le plan financier, la réforme vise à :

- rechercher et adopter des solutions à moindre coût pour le développement du sous-secteur électricité ;
- rechercher les ressources financières pour accroître l'accès des zones rurales et des zones périurbaines à l'électricité ;
- réduire le coût de l'électricité par une politique active d'interconnexion avec les pays voisins ;
- stimuler la compétition ;
- accroître la capacité de gestion, la qualité et la sécurité de l'offre énergétique ;
- définir la politique et un plan d'investissement ;
- réduire les coûts de revient sur l'ensemble des opérateurs et des ménages.

Bref, la réforme engagée dans le sous-secteur de l'électricité, en particulier, devra contribuer à résoudre les grands problèmes que sont :

- l'absence de concurrence dans le sous-secteur ;
- les politiques inadéquates en matière de tarification ;
- le sous-investissement dans la maintenance et l'extension des infrastructures ;
- l'élévation du prix de l'électricité ;
- l'insuffisance de la production d'électricité ;
- l'augmentation régulière des impayés d'électricité au niveau de l'État.

Il est donc à espérer que la réforme du sous-secteur de l'électricité insuffle la compétitivité et la croissance durable aux industries et à l'économie du pays de façon générale. Entamée depuis 1998, la réforme du sous-secteur de l'électricité est lente, certes, mais elle progresse. Parmi les réalisations qui jalonnent le processus, on peut citer :

- l'adoption en 1998 de la loi portant réglementation générale de l'approvisionnement du Burkina Faso en énergie électrique ;
- l'adoption de la Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie en décembre 2000 ;
- la création de la Cellule de Réflexion Élargie de la Réforme du secteur de l'Énergie (CERE) ;
- la mise en place de l'Unité d'Exécution de la Réforme (UER) ;
- la réalisation de l'étude diagnostique du sous-secteur de l'électricité et l'adoption des options proposées pour la réforme ;
- l'adoption en 2002 de la loi portant autorisation de la privatisation de la SONABEL ;
- la création du Fonds de Développement de l'Électrification (FDE) ;
- le recrutement d'un consultant pour l'élaboration des stratégies de communication de la réforme ;
- la modification de la loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998 portant réglementation de l'approvisionnement du Burkina Faso en énergie électrique.

Il reste cependant des étapes « clés » à franchir. Il s'agit de :

- la transformation de la SONABEL en société affermataire ;
- la création de la société de patrimoine ;
- le redéploiement des effectifs du personnel de la SONABEL ;
- la création de l'autorité de régulation ;
- la sélection du partenaire stratégique ;
- l'ouverture du capital de la SONABEL.

Au terme de cette analyse, il faut rappeler les contraintes et les difficultés majeures qui peuvent jouer sur le processus de la réforme du secteur de l'électricité au Burkina :

- le faible pouvoir d'achat des populations rurales et périurbaines ;
- la difficulté de mobiliser des fonds pour financer les plans d'investissement de la réforme ;
- les négociations syndicales en vue du redéploiement du personnel de la SONABEL ;
- la difficulté pour la sélection du partenaire stratégique en regard des exigences de la sélection ;
- la maîtrise de la tarification de l'électricité par la nouvelle société affermataire ;

- l'affectation de la redevance sur le prix du kWh d'électricité;
- les risques liés à la gestion de l'interconnexion (arrêt de fourniture);
- la viabilité des coopératives d'électricité dans le milieu rural;
- l'autonomie réelle du régulateur;
- la difficulté à réduire les coûts de l'électricité;
- la définition et le suivi de la rémunération de l'exploitant;
- le risque de dépendance des structures du sous-secteur à l'égard de la société affermataire en matière de ressources.

Au regard de ces sources de difficultés potentielles, il apparaît nécessaire de recommander les actions et mesures suivantes :

- prendre en compte les données réelles d'études de marchés avant l'exécution d'un projet d'électrification;
- organiser des « tables rondes » avec les bailleurs de fonds autour du financement du plan d'investissement de la réforme;
- associer les représentants du personnel de la SONABEL, de façon étroite, à toutes les négociations de contrats;
- accorder une autonomie suffisante au régulateur pour lui permettre de jouer réellement son rôle d'arbitre;
- mettre l'accent sur les stratégies de maîtrise de l'énergie plutôt que sur la réduction du prix du kWh;
- former les membres de coopératives d'électricité à la gestion de l'énergie électrique;
- mettre en place un mécanisme de suivi et de contrôle du contrat d'affermage pour en assurer la transparence;
- définir clairement le mécanisme d'indexation du tarif d'électricité;
- définir la formule relative à la rémunération de la société affermataire.

Documentation

1. Loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998 portant réglementation générale de l'approvisionnement du Burkina Faso en énergie électrique.
2. Décret n° 2000-628/PRES/PM/MCE du 30 décembre 2000 portant adoption du document intitulé « Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie ».
3. Projet d'appui institutionnel à la DGE – décembre 1995.
4. Réponse de Monsieur le Ministre des Mines, des Carrières et de l'Énergie à la question orale de Monsieur le Député BADINI Amidou Christophe – novembre 2004.
5. Note sur l'état d'avancement de la réforme – 2002.

6. Étude diagnostique du sous-secteur de l'électricité – rapport intermédiaire – version finale, janvier 2004 par le consultant Barbier Frinault & Associés en collaboration avec Ashurst Morris Crisp.
7. Étude diagnostique du sous-secteur de l'électricité – phase II – description détaillée de l'option retenue par le Gouvernement – août, étapes clés de mise en œuvre de la réforme – août – Barbier Frinault & Associés en collaboration avec Ashurst Morris Crisp.
8. Termes de référence pour l'élaboration et la mise en œuvre d'un plan de communication et de sensibilisation.
9. Projet de loi portant réglementation générale du Burkina Faso en énergie électrique.

NOMBRÉ Mabourlaye

Inspecteur Général des Activités Minières et Énergétiques
Ministère des Mines, des Carrières et de l'Énergie
mabourl@yahoo.fr

LIÉHOUN Aly

Chef de Cellule Analyse des Données et de la Prospective
Direction Général de l'Énergie
Ministère des Mines, des Carrières et de l'Énergie
le52faz@yahoo.fr

République du Niger⁷

Description de l'organisation du secteur énergétique

Le secteur énergétique nigérien se caractérise principalement par une surexploitation des maigres ressources végétales, d'une part et, d'autre part, par une facture croissante d'importation, particulièrement des hydrocarbures et de l'énergie électrique. En effet, 94% de la consommation finale provient des ressources ligneuses alors que la totalité des produits pétroliers ainsi que plus de 50% de l'électricité consommée sont importés. La consommation énergétique au Niger est de 0,14 tep par habitant par année⁸ contre une moyenne de 0,6 tep au niveau africain et 1,7 tep au niveau mondial. Face à cette situation, qui perdure depuis plusieurs décennies, les pouvoirs publics, malgré l'absence d'un système de planification énergétique intégrée, ont déployé des efforts importants dans la réalisation des programmes et des projets. Cependant, les résultats restent mitigés.

Dans l'optique d'un développement accéléré du secteur, le Gouvernement, par l'adoption de l'ordonnance n° 96-030 du 11 juin 1996, a opté pour la réforme du secteur visant, entre autres, une meilleure gestion des entreprises énergétiques, une mobilisation accrue du partenariat privé ainsi qu'une promotion de l'accès aux services énergétiques modernes en milieu rural. L'État, conscient du rôle de l'énergie dans le développement économique et social du pays, a conféré à cette dernière un rôle moteur dans la lutte contre la pauvreté.

Situation actuelle du secteur énergétique

Les potentialités énergétiques

Le potentiel énergétique du Niger est très diversifié: charbon minéral, hydroélectricité et hydrocarbures.

Charbon minéral. D'importants gisements ont été découverts puis exploités dans le nord du pays à Anou Araren dont les réserves sont estimées à environ 6 millions de tonnes en 2002. Des indices ont été trouvés à Takanamat (situé à 80 km de Tahoua) où les réserves ont été estimées à environ 40 millions de tonnes et les travaux de prospection se poursuivent. D'autres indices ont été également découverts dans l'Air (près de Solomi).

7. Aucune évolution majeure depuis la publication de cet article en 2005.

8. Source: SIE-Niger 2005.

Hydroélectricité. Le potentiel hydroélectrique a été reconnu sur le fleuve Niger et ses affluents avec trois sites favorables:

- le site de Kandadji avec une puissance estimée à 125 MW;
- le site de Gambou avec une puissance estimée à 122,5 MW;
- le site de Dyodyonga avec une puissance de 26 MW.

Il faut noter également l'existence de plusieurs sites potentiels de mini-centrales hydroélectriques sur les rivières de Sirba (4,4 GWh/an), Gouroubi (2,2 GWh/an) et Dargol (1,2 GWh/an).

Hydrocarbures. Le potentiel pétrolier du Niger est lié à deux grands bassins qui couvrent 90 % du territoire national: le bassin occidental (bassin des Iullemeden) et le bassin oriental (bassin du Tchad). L'essentiel du potentiel prouvé, estimé à 300 millions de barils de pétrole et à 10 milliards de mètres cubes de gaz, a été mis en évidence dans le bassin oriental.

Gisement solaire. Il est abondant, le rayonnement moyen est de 6 kWh/m²/j. La durée quotidienne moyenne de l'ensoleillement varie de 7 à 10 heures.

Gisement éolien. Le Niger se situe dans la bande de vitesse de vent de 2,5 à 5 mètres par seconde. Cette bande est suffisante pour les applications de pompage, pour l'irrigation et l'adduction d'eau potable.

Situation du sous-secteur de l'électricité

L'approvisionnement en électricité du pays est assuré par une production nationale et des importations à partir du Nigeria. La production nationale, qui est de 189,39 GWh en 2003, est assurée par la Société Nigérienne d'Électricité (NIGELEC) et la Société Nigérienne du Charbon d'Anou Araren (SONICHAR). Les importations en provenance du Nigeria en 2003 s'élèvent à 275,5 GWh. La demande nationale en énergie électrique de 465 GWh est satisfaite à 59 % par l'énergie importée du Nigeria au cours de la même année. Le taux d'accès pour l'ensemble du pays est d'environ 6,5 % en 2003. Il se situe en moyenne à 30 % en zone urbaine contre 0,1 % en zone rurale.

Motivation et objectifs de la restructuration du sous-secteur

Dans l'optique d'un développement accéléré du secteur, le Gouvernement, à travers l'adoption de l'ordonnance n° 96-030 du 11 juin 1996, a opté pour la réforme du secteur visant, entre autres, une meilleure gestion des entreprises d'électricité, une mobilisation accrue du partenariat privé ainsi qu'une promotion de l'accès aux services énergétiques modernes en milieu rural. La réforme du sous-secteur de l'électricité décidée par l'État du Niger repose sur le principe de délégation du service public de l'électricité à un investisseur privé professionnel dans le but d'améliorer les performances de ce service et d'en assurer le développement.

Le schéma de privatisation retenu par le Gouvernement est la mise en concession pour une durée de 25 ans non renouvelables des services de production d'énergie électrique sur une base non exclusive et de transport et distribution de manière exclusive à une société concessionnaire, détenue majoritairement par un opérateur privé. Le périmètre de concession comprend les zones du fleuve et du Centre-Est, interconnectées au réseau transportant l'énergie achetée à la Nigeria Electric Production Authority (NEPA), la zone Nord, ainsi que la zone thermique qui regroupe l'ensemble des centres isolés répartis sur le territoire et alimentés par des groupes électrogènes fonctionnant au diesel. Ce périmètre restera globalement constant mais sa structure changera au fur et à mesure du raccordement des centres isolés au réseau interconnecté et de l'arrêt de leur approvisionnement par groupe électrogène.

Situation actuelle du cadre législatif et réglementaire

Le cadre législatif et réglementaire est défini par les textes des différents sous-secteurs qui composent le secteur de l'énergie. Le Code de l'électricité consacré par la loi n° 2003-004 du 31 janvier 2003 avec son décret d'application en cours d'adoption régissent la production, le transport, la distribution ainsi que l'importation et l'exportation de l'énergie électrique en République du Niger.

La production, le transport et la distribution de l'énergie électrique seront délégués sous forme de concession. Toutefois, la gestion du service public de l'électricité est actuellement déléguée à la NIGELEC par le Traité de Concession du 3 mars 1993.

Situation actuelle des acteurs: leurs rôles et responsabilités

Le cadre institutionnel du sous-secteur de l'électricité est composé des structures suivantes:

- Le Ministère chargé de l'énergie a pour mission, en relation avec les Ministères concernés, l'élaboration et la mise en œuvre de la politique nationale énergétique, conformément aux orientations définies par le Gouvernement. À ce titre, il exerce, entre autres, les attributions suivantes conformément au décret n° 2001-260/PRN/MME du 3 décembre 2001 :
 - développement et mise en œuvre des stratégies, politiques et programmes énergétiques;
 - élaboration et contrôle de l'application de la réglementation en matière d'énergie;
 - promotion du potentiel énergétique national;
 - suivi et contrôle des activités de recherche et d'exploitation pétrolière;
 - gestion des relations avec les organismes nationaux intervenant dans son domaine de compétence;
 - gestion des relations avec les organisations et institutions internationales intervenant dans son domaine de compétence en relation avec le Ministère des Affaires Étrangères, de la Coopération et de l'Intégration Africaine.

- L'Autorité de Régulation Multisectorielle (ARM) est chargée de la régulation des activités exercées sur le territoire de la République du Niger dans le secteur de l'énergie conformément à l'ordonnance n° 99-044 du 26 octobre 1999;
- La Société Nigérienne d'Électricité (NIGELEC) exerce le service public en matière de production, transport et distribution d'énergie électrique;
- La Société Nigérienne du Charbon d'Anou Araren (SONICHAR) est chargée de la production et du transport de l'énergie électrique destinée à alimenter les sociétés minières d'Arilit;
- La structure de promotion et de coordination de l'électrification en milieu rural, créée sous la tutelle du Ministre chargé de l'énergie par la loi n° 2003-004 du 31 janvier 2003;
- Le Comité national d'électricité, organe consultatif, donne son avis sur les dossiers d'extension des réseaux électriques des villes et communes du Niger, sur la sécurité des installations électriques intérieures ainsi que sur toutes les questions relatives à la production, au transport et à la distribution d'énergie électrique.

Analyse de la situation du secteur

De l'analyse du bilan énergétique national⁹, il ressort une prédominance des énergies traditionnelles (bois-énergie et résidus agricoles) dans la consommation énergétique nationale, soit 94% contre environ 6% pour les énergies dites modernes.

La répartition de la consommation finale d'énergie par secteur d'activité reflète la prépondérance du secteur résidentiel (composé essentiellement des ménages urbains et ruraux) avec environ 95% de l'énergie consommée au Niger. Cette énergie, provenant à plus de 90% de ressources ligneuses (bois-énergie et résidus agricoles), est destinée essentiellement à la cuisson des aliments et à l'éclairage.

L'accès faible à l'électricité, environ 6,5% au niveau national en 2003, est caractérisé par une forte disparité entre zones rurales et urbaines. Il se situe en moyenne à 30% en zone urbaine contre 0,10% en zone rurale. Cette situation s'explique par le fait que les investissements ont été plus orientés vers les zones urbaines. Néanmoins, des efforts ont été faits par le passé pour électrifier des localités rurales. Entre 1993 et 1999, la NIGELEC a électrifié par extension de réseau une vingtaine de villages dans la zone du fleuve, le Niger Centre Est et le département de Tahoua.

À partir de l'an 2000, un important programme d'électrification rurale a été entamé avec le Programme spécial du Président de la République, le Projet de Développement du Réseau Électrique Interconnecté du Niger (DREIN) et bientôt le Projet d'extension et de renforcement du réseau électrique du Niger (PERREN). Dans le cadre de ce programme, plus d'une centaine de localités rurales seront électrifiées. Aussi, dans la mise en œuvre de la stratégie de lutte contre la pauvreté, une

9. Source: SIE-Niger, 2005.

structure spécifiquement dédiée à l'électrification rurale a été créée, sous la tutelle du Ministre chargé de l'énergie par la loi n° 2003-004 du 31 janvier 2003, portant Code de l'électricité en son article 27.

À ces électrifications conventionnelles, il faut ajouter celles réalisées par systèmes solaires photovoltaïques par certains programmes, projets et ONG.

L'élaboration et la mise en œuvre de ces stratégies et programmes doivent s'appuyer sur un système d'informations énergétiques fiable et pérenne. En effet, seul un système d'informations énergétiques efficace peut permettre une planification énergétique intégrée ainsi que l'élaboration et le suivi-évaluation de toute politique énergétique nationale.

Le nouveau cadre législatif et réglementaire du sous-secteur de l'électricité prévoit le financement des investissements par le secteur privé. Ainsi, en vue d'assurer un meilleur développement du sous-secteur, l'État a engagé le processus de privatisation de la NIGELEC, qui devrait déboucher sur l'ouverture du capital de la Société et sa gestion par le secteur privé, selon un cahier des charges défini par l'État. Pour les zones rurales, un choix a été fait avec la création d'une structure spécifiquement dédiée à l'électrification rurale. Cette option permettrait de créer les conditions pour porter le taux d'accès à l'électricité de 5 % en 2001 à 25 % en 2025, taux fixé par la stratégie de réduction de la pauvreté (SRP).

Bilan du processus de privatisation: étapes et défis

Au bilan de la mise en œuvre de la réforme du secteur électrique, il faut retenir:

- l'adoption du document de politique sectorielle dans le domaine de l'électricité;
- l'adoption de l'ordonnance portant création, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation Multisectorielle;
- l'adoption de la loi portant Code de l'électricité et son décret d'application;
- la poursuite du processus de privatisation de la Société Nigérienne d'Électricité (NIGELEC) qui est actuellement au stade de la qualification du repreneur stratégique.

Concernant la dernière activité précitée, les documents de transaction, notamment la convention de concession et le cahier des charges, le pacte de partenariat, le contrat de cession d'action et le règlement d'appel d'offres ont été élaborés. Le processus de privatisation est au stade de la qualification du partenaire stratégique repreneur de la NIGELEC.

Analyse du processus d'appel d'offres pour la privatisation de la NIGELEC

Principaux objectifs de l'appel d'offres

L'appel d'offres pour la privatisation de la NIGELEC a pour objectif de permettre à l'État de :

- 1) sélectionner l'entreprise ou le groupe d'entreprises qui rachètera 51 % des actions de la NIGELEC (dont le capital est actuellement détenu à hauteur de 94,65 % par l'État, 1,79 % par le personnel et le reste par les institutionnels) à condition de devenir l'opérateur de la société et, à ce titre :
 - exploiter l'ensemble des installations et terrains (qui demeurent propriété de l'État) utilisés ou occupés par la NIGELEC pour les besoins de ses activités à l'intérieur du périmètre de sa concession ;
 - satisfaire la demande ;
 - développer le réseau pour la satisfaction des besoins futurs ;
 - réaliser l'interconnexion des centres isolés ;
 - entretenir les ouvrages et les lignes ;
 - financer tous les travaux nouveaux par ses moyens propres.
- 3) signer avec le partenaire stratégique un pacte d'actionnaires et un contrat de cession d'actions ;
- 4) signer avec le partenaire stratégique un contrat de concession qui remplacera le traité de concession qui régit actuellement les rapports de la NIGELEC et du Niger.

Contexte historique

En 1991, dans le cadre du Programme d'Ajustement Structurel, le Gouvernement a décidé de déléguer la gestion de la NIGELEC à des experts extérieurs et de réduire l'effectif du personnel en vue de favoriser une baisse du prix du kWh et accélérer ainsi le développement du pays.

Devant le refus des partenaires sociaux d'adhérer à cette démarche, le Gouvernement a signé avec eux, le 1^{er} juillet 1993, un protocole d'accord aux termes duquel il optait pour une restructuration de la société sans aucune intervention extérieure. Cette décision a permis d'obtenir, dans un premier temps, une baisse du prix du kWh de 7,21 % ; mais la dévaluation du franc CFA intervenue le 12 janvier 1994, suivie dès février 1994 d'une augmentation des prix des combustibles, a anéanti les efforts consentis et a modifié l'équilibre financier de la société.

En mars 1994, sous la pression de la Banque mondiale, le Gouvernement a mis en place un nouveau plan de restructuration caractérisé par :

- le désengagement partiel de l'État pour ramener sa part du capital à 51 % ;
- l'apurement des impayés de l'Administration en deux ans à partir de mai 1994 et le paiement régulier des factures courantes ;

- la réduction de 30 % des effectifs dans un délai de 6 mois par des opérations de départ volontaire.

Une révision à la hausse du prix du kWh en juillet 1994, anéantie à son tour par une autre hausse de 36 % du prix du gazoil et d'interminables conflits sociaux, n'a pas permis à l'État de réaliser les objectifs de la deuxième restructuration. L'opération a valu au Niger, le 31 décembre 1994, l'annulation par la Banque mondiale du volet électricité du crédit NIR 1880 pour non-respect des engagements.

En dépit de cette situation, les exercices de la société ont commencé à être bénéficiaires dès 1995. Mais l'accumulation des impayés de l'État et le manque d'aides extérieures ont ralenti les investissements de la société déjà insuffisants pour le développement du secteur. La privatisation de la NIGELEC s'est imposée d'elle-même au Gouvernement. La société a été inscrite sur la liste des entreprises à privatiser. Il est à rappeler que dans le cadre de la privatisation des entreprises, un ministère chargé de la question ainsi qu'une Cellule de Coordination du Programme de Privatisation ont été créés, et un Comité Ministériel chargé de la mise en œuvre du Programme de privatisation a été institué par le décret n° 96-75 du 11 décembre 1996. L'Autorité de Régulation Multisectorielle (ARM), chargée de la régulation des secteurs dits régulés, a été créée par l'ordonnance n° 99-044 du 26 octobre 1999.

La NIGELEC devant être privatisée, le processus d'élaboration d'un nouveau Code de l'électricité (loi et décret d'application) a été engagé en vue de consacrer la libéralisation du sous-secteur de l'électricité. Ce processus a abouti à l'adoption de la loi n° 2003-004 du 31 janvier 2003 portant Code de l'électricité et du décret n° 2004-266/PRN/MME du 14 septembre 2004 fixant les modalités d'application de la loi précitée.

Ce nouveau Code de l'électricité introduit la notion d'électrification rurale dont l'État s'engage personnellement à assurer la promotion et le développement par l'entremise d'une structure créée à cette fin et placée sous la tutelle du Ministre chargé de l'énergie. Seront considérées rurales toutes les zones qui, à la date de signature de la convention de concession avec la NIGELEC, ne seront pas comprises à l'intérieur du périmètre de ladite concession.

C'est sur la base de ce qui précède que la Cellule de Coordination du Programme de Privatisation a recruté, par appel d'offres, le consortium BNP-Parisbas/Guerard/SNC Lavalin/Coudert Frères/KMC pour assister l'État du Niger dans la mise en œuvre de la privatisation de la NIGELEC et lui a confié, entre autres, la préparation du dossier d'appel d'offres.

Description du processus

La phase préparatoire

Le consortium recruté pour assister le Niger dans le processus de privatisation de la NIGELEC a été chargé de proposer la meilleure option en fonction des objectifs définis dans la lettre de politique sectorielle énergie adoptée par le Gouvernement :

- accroître l'investissement dans le sous-secteur de l'électricité et accélérer l'électrification du pays;
- sécuriser l'alimentation du pays en énergie électrique;
- réduire à court terme le tarif de l'électricité;
- établir des opérateurs autonomes et financièrement viables à long terme.

Pour ce faire, les principes suivants doivent être pris en compte :

- maintien d'un tarif national unique et non différencié pour la basse tension;
- maintien des emplois dans la société;
- conservation par l'État des biens publics utilisés par la NIGELEC;
- participation des Nigériens en général et du personnel NIGELEC en particulier au capital de la nouvelle société en tant qu'actionnaires.

La mission assignée au consortium sur cette base comprenait cinq étapes :

1. Réalisation des études techniques nécessaires et élaboration d'un plan d'investissement sur 20 ans.
2. Formalisation et adoption définitive de la stratégie de privatisation sur la base des options initiales du Gouvernement, des conclusions des études techniques, des besoins en investissement et de l'expérience du consultant.
3. Études financières comprenant :
 - la revue limitée des comptes de la NIGELEC;
 - la valorisation des actifs de la NIGELEC et la détermination des actifs à transférer à la nouvelle société;
 - la séparation des comptes et le bilan d'ouverture des entités corporatives;
 - la détermination des flux financiers et des subventions nécessaires;
 - la détermination des modalités de paiement des consommations de l'État;
 - l'étude tarifaire et la détermination de la marge sectorielle minimum.
4. Élaboration des dossiers d'appel d'offres.
5. Assistance à l'évaluation des offres et à la négociation avec le soumissionnaire retenu.

Le consortium a fait une première proposition d'option de privatisation qui consistait en :

- la scission du territoire en deux zones dont :
 - les zones interconnectées au réseau NEPA, structurellement rentables, qui seront mises en concession à confier à un partenaire privé extérieur;
 - les centres isolés intrinsèquement déficitaires qui seront mis en gérance à des privés nigériens ou à des collectivités;
- la constitution d'un fonds de l'électricité qui sera alimenté par les bénéfices dégagés de la rente NEPA;

- la création d'une Société de Patrimoine qui détient les biens publics, négocie avec la NEPA, planifie et exécute les investissements dans les zones non concédées et équilibre leurs comptes au moyen du fonds de l'électricité.

Cette proposition a été contestée par le personnel de NIGELEC qui, tout en acceptant le principe de la privatisation de la société, en trouvait les conditions inacceptables et a fait une proposition parallèle qui consistait en la création de deux sociétés dont:

- une société chargée de la production et du transport dans laquelle l'État détiendra la majorité du capital et achètera l'énergie auprès de la NEPA;
- une société privée chargée de la distribution qui achètera l'électricité auprès de la première pour la revendre aux consommateurs.

Devant le refus du Gouvernement d'aller dans ce sens, le personnel de la NIGELEC a engagé des grèves illimitées qui ont abouti à la signature entre le syndicat et le Gouvernement d'un protocole d'accord selon les termes duquel les partenaires sociaux seront pleinement associés au processus de privatisation et s'engagent à observer une trêve sociale aussi longtemps que durera le processus afin de garantir son déroulement dans de bonnes conditions.

C'est ainsi qu'une option stratégique finale a été retenue, qui consiste en :

- l'attribution à la NIGELEC d'une concession unique sur l'ensemble des zones déjà électrifiées par la société à la date de signature de la convention de concession. Le périmètre de cette concession englobera aussi bien les localités électrifiées par extension du réseau interconnecté que les centres isolés; en dehors de ce périmètre, toute action d'électrification sera considérée comme relevant de l'électrification rurale et soumise aux textes spécifiques qui seront adoptés en ce sens;
- la libéralisation de l'activité de production de l'énergie pour la confier à des producteurs indépendants qui devront vendre leurs productions à la NIGELEC et à des auto-producteurs qui pourront produire pour satisfaire leurs propres besoins;
- la conservation du monopole de la NIGELEC sur le transport et la distribution;
- la cession de 51 % du capital social à un partenaire stratégique privé qui sera l'opérateur chargé du développement des réseaux avec des fonds qu'il cherchera.

Le consortium a donc préparé à la demande du Niger, un dossier comprenant:

- un mémorandum d'information;
- un contrat de cession d'actions;
- un pacte d'actionnaires;
- un cahier des charges;
- un projet de convention de concession;
- un règlement d'appel d'offres.

Le mémorandum d'information est destiné aux soumissionnaires qui ont été préqualifiés après avoir manifesté leur intention de répondre à l'appel d'offres. Il a été préparé sur la base des renseignements recueillis auprès du Ministère chargé de l'énergie, de la NIGELEC et plus généralement des informations publiées sur le secteur de l'électricité au Niger. Il ne constitue qu'un document de base dont les intéressés pourront chercher à confirmer ou à compléter le contenu.

Le contrat de cession d'actions consacre l'entente entre l'État, propriétaire des 51 % d'actions à céder et le partenaire stratégique qui en sera le cessionnaire; il précise l'objet et les conditions de la cession.

Le pacte d'actionnaires a pour objet de préciser les droits et obligations respectifs de l'État et du partenaire stratégique en ce qui concerne la composition et le fonctionnement du Conseil d'Administration de la société, les obligations du partenaire stratégique vis-à-vis de l'État, le changement éventuel du partenaire stratégique et les modalités de détention et de gestion des participations détenues par les parties dans le capital de la société.

Le cahier des charges a pour objet de déterminer les conditions d'exécution de la concession du service public de l'énergie électrique et, notamment:

- les modalités, conditions et obligations relatives à l'exercice des activités de production, transport et distribution de l'énergie électrique;
- les modalités, conditions et obligations relatives à l'exploitation et au développement des infrastructures électriques associées à la production, au transport et à la distribution de l'énergie électrique.

Le cahier des charges précise en outre le périmètre de la concession.

Le projet de convention de concession spécifie les conditions de réalisation du cahier des charges, les droits et obligations des parties, la durée et les conditions de résiliation ou d'expiration de la convention, les sanctions de non-conformité, d'inexécution ou de retard dans l'exécution du cahier des charges, les mesures de rétablissement de l'équilibre financier de la convention le cas échéant et les modes de règlement des litiges éventuels.

Le règlement d'appel d'offres décrit la procédure de sélection que le Gouvernement souhaite mettre en place afin de retenir l'entreprise ou le groupe d'entreprises qui sera le partenaire stratégique du Niger pour la privatisation de la NIGELEC.

Un comité de pilotage mis en place pour le suivi des travaux du consortium a procédé à l'examen et à l'amendement des documents produits.

Sélection

Les sociétés NEPA et VEOLIA-ENVIRONNEMENT ont été présélectionnées. Une délégation des représentants de la République du Niger a rencontré les représentants des deux sociétés, au siège de la Banque mondiale, en présence des représentants de la Banque pour discuter des conditions de la privatisation.

À l'issue de cette réunion, les conclusions suivantes ont été retenues :

- 1) réaffirmation de l'option de privatisation retenue pour la NIGELEC, à savoir la cession de 51 % du capital de la société à un partenaire stratégique et la mise en concession du service public de l'énergie électrique pour une durée de 25 ans ;
- 2) prise en compte des objectifs du Millénum auxquels le Niger a souscrit et qui se traduiront par un taux de desserte des centres électrifiés de 95 % ;
- 3) accord de principe de la NEPA pour la concession sous réserve de confirmation après avis du Ministère des Finances du Nigeria, détenteur du patrimoine de l'État ;
- 4) rejet de la concession par VEOLIA-ENVIRONNEMENT qui propose un affermage concessif avec très peu d'investissements ;
- 5) préoccupation exprimée par l'IDA à la suite du peu d'intérêt des investisseurs privés pour la concession, qui suggère au Niger d'accepter l'affermage et s'engage, dans cette optique, à octroyer à l'État des prêts concessionnels pour le financement des gros investissements dans le secteur. Le Gouvernement du Niger a toutefois rejeté cette proposition, préférant utiliser la faible marge d'endettement dont il dispose pour le financement des secteurs sociaux.

Actuellement, à ce que nous sachions, le processus de la privatisation de la NIGELEC est en *stand-by*.

Points et éléments qui ont posé problème

Négociation

Le principal point qui a réellement fait l'objet de discussion entre le Niger et les candidats potentiels est relatif au choix de la catégorie contractuelle pour cette privatisation.

En effet, la proposition du Niger consiste à demeurer propriétaire des infrastructures de production, de transport et de distribution utilisées par la NIGELEC et à en céder le droit d'exploiter au partenaire stratégique, opérateur de la nouvelle société. Le partenaire stratégique devra en assurer l'exploitation, la gestion et la maintenance à ses risques et périls ; il devra en outre assurer le financement et la construction d'autres infrastructures complémentaires en vue du développement du secteur, conformément au plan d'investissement contenu dans le cahier des charges, et les transférer gratuitement à l'État à la fin de la convention. Toutes ces considérations ont amené le Niger à choisir, pour la privatisation de la NIGELEC, la concession.

VEOLIA-ENVIRONNEMENT a fait une proposition par laquelle elle s'engage à acquérir le droit d'exploiter les infrastructures de production, de transport et de distribution utilisées par la NIGELEC sous forme d'affermage et à assurer le financement et la construction d'autres infrastructures complémentaires en vue du développement du secteur conformément à un programme d'investissements très réduit. Elle propose par conséquent un contrat dit d'affermage concessif.

Description générale du contrat ou de la convention

Type de rédaction

Le projet de convention de concession a été élaboré en tenant compte des objectifs du Gouvernement contenus dans sa lettre de politique sectorielle et des principes directeurs fixés par ce dernier, ce qui n'exclut pas que le consortium se soit inspiré des autres expériences tant régionales qu'internationales pour élaborer le projet. Mais il demeure que le projet de convention initialement soumis par le consortium a fait l'objet de plusieurs amendements de la part d'une commission lors d'un séminaire de validation tenu à Gaya (Niger) en mai 2004. C'est dire que le présent projet a effectivement pris en compte toutes les préoccupations gouvernementales.

Le projet de convention de concession apparaît assez détaillé dans la mesure où tous les éléments devant figurer dans les conventions de concession classiques s'y trouvent. Cependant, plusieurs de ses dispositions pertinentes renvoient au cahier des charges. C'est notamment le cas des articles 11, 12, 19, 22, 24, 25, 37 (voir les passages en italique ci-dessous) :

Article 11: « Le Concessionnaire a l'obligation de consentir et d'établir le raccordement pour l'accès aux réseaux de Transport de l'énergie électrique à tout Délégué ou titulaire de Licence, *dans les conditions et délais stipulés dans le Cahier des Charges*. Les contrats de raccordement aux réseaux de Transport d'énergie électrique sont soumis au préalable à l'Autorité de Régulation pour juger notamment de la tarification et du caractère non discriminatoire des conditions d'accès. »

Article 12: « [...] Pour permettre la vérification et le contrôle technique et financier de la Concession, le Concessionnaire s'oblige à remettre à l'Autorité de Régulation et le Ministère de l'énergie, *dans les délais prévus à cet effet, les données et informations précisées à l'article 66 du Cahier des Charges*. »

Article 19: « [...] À l'expiration de la Convention, et à condition d'avoir notifié au Concessionnaire son intention au moins [six (6) mois] avant, les Parties conviennent que le Concédant peut reprendre, s'il le juge nécessaire contre paiement d'une indemnité, en totalité ou en partie, les biens visés à l'article 15 ci-dessus, ainsi que les approvisionnements nécessaires à l'exploitation normale du Service public de l'énergie électrique. »

Article 22: « L'amortissement comptable est établi selon les dispositions fiscales en vigueur au Niger. Le Cahier des Charges spécifie la durée de vie technique des Infrastructures électriques. Les Infrastructures électriques feront l'objet de renouvellement après leur amortissement comptable. Si les Infrastructures électriques comptablement amorties n'ont pas atteint la limite de leur durée de vie technique, leur renouvellement est soumis à l'approbation préalable du Concédant et de l'Autorité de Régulation, sur la base d'un diagnostic et d'une étude économique présentés par le Concessionnaire [...]. »

Article 24: «Le Concessionnaire paiera à l'Autorité une redevance annuelle s'élevant à 1,5 % de son Chiffre d'affaires conformément aux dispositions de l'article 23 de l'Ordonnance 99-044 du 26 octobre 1999. *Les modalités sont précisées à l'article... du Cahier des charges.*»

Article 25: «[...] *Les revenus plafonnés du Concessionnaire découlent d'une formule de contrôle d'incitation à la performance («Formule de Rémunération») définie dans le Cahier des Charges, qui permet un juste partage entre le Concessionnaire et l'Usager ou l'Abonné des bénéfices découlant des gains de productivité et d'efficience ou des risques liés à l'exploitation et au développement des Infrastructures électriques.*

Article 37: «[...] *Les conditions de modifications unilatérales de la Convention dans l'intérêt du Service public de l'énergie électrique sont précisées au Cahier des Charges.* Le Concessionnaire sera en droit d'obtenir une indemnisation s'il en résulte de nouvelles charges qui remettraient en cause l'équilibre financier.»

Structure de la convention

Description

Le projet de convention de concession comprend une dizaine de chapitres résumés ci-dessous.

Le chapitre I traite de l'objet (art. 1), de l'étendue (art. 2) et de la durée (art. 3) de la convention. Ainsi, l'objet de la convention est l'exploitation et le développement du service public de l'énergie électrique sur le périmètre concédé. Quant à l'étendue, il est mentionné que le transport et la distribution de l'électricité sont confiés à titre exclusif tandis que la production, l'importation et l'exploitation le sont à titre non exclusif. La durée de la convention est de 25 ans non renouvelables; toutefois, une nouvelle convention peut être conclue à l'issue d'un appel concurrentiel.

Le chapitre II est consacré aux différentes obligations mises à la charge du concessionnaire. Ainsi, au titre des obligations de service public de l'énergie électrique (art. 5), en plus de la présente convention et de son cahier des charges, le concessionnaire devra respecter le Code de l'électricité et toutes les obligations qu'impliquent l'exploitation et le développement du service public de l'énergie.

Au titre des obligations générales (art. 6), le concessionnaire devra respecter les principes d'égalité de traitement des usagers et des abonnés, de continuité de service public, les objectifs de qualité, les règles et normes relatives à l'environnement. Il devra également assurer le financement et la réalisation des travaux d'entretien et/ou de réparation et des travaux d'extension et/ou de renforcement et de renouvellement et se conformer aux dispositions du plan social annexé à la convention.

Au titre des autres obligations, on relèvera que le concessionnaire est tenu de souscrire à une police d'assurance (art. 7) pour tous les risques liés à ses activités de production, de transport et de distribution et à sa responsabilité civile. Il est en outre tenu de se conformer aux textes en vigueur notamment en ce qui concerne la défense nationale, l'environnement, la protection des sites et des paysages, la protection de la navigation aérienne, les télécommunications, la voirie et la sécurité en général (art. 8).

Le concessionnaire est soumis à la législation et à la réglementation du travail en vigueur au Niger. Il obtient et maintient en vigueur tous les permis, licences, autorisations et autres documents requis par lesdits textes pour l'exploitation et le développement du service public de l'électricité. La sous-traitance des obligations mises à sa charge lui est interdite sans l'accord préalable du Ministre chargé de l'énergie sous peine de déchéance (art. 9). Le concessionnaire s'engage à respecter tous les contrats d'achat ou de vente d'énergie électrique en vigueur à la date de signature de la convention (art. 10) et à faciliter l'accès des tiers aux réseaux de transport d'énergie électrique (art. 11).

Pour permettre la vérification et le contrôle technique et financier de la concession, le concessionnaire est tenu de remettre à l'Autorité de Régulation et au Ministère des Mines et de l'Énergie, dans les délais prévus à cet effet, les données et informations précisées à l'article 66 du cahier des charges (art. 12).

Le chapitre III porte sur le programme des investissements et les modalités de leur financement. Ainsi, aux termes de ce chapitre, un programme d'investissement global est assigné au concessionnaire, programme devant être exécuté selon des plans quinquennaux sur toute la durée de la concession. Ce programme sera assuré sur financement du concessionnaire mais sous le contrôle étroit du concédant et de l'Autorité de Régulation (art.13).

Le chapitre IV traite des biens du service public de l'énergie électrique.

Le chapitre V traite des conditions de transfert et de remise des biens du service public au concédant. Aux termes de ce chapitre, les biens du domaine concédé sont transférés de plein droit au concédant (19.1.1) à l'expiration de la durée de la concession de même qu'est reversé le solde des provisions constituées pour leur renouvellement ultérieur, complété des amortissements individuels constitués (19.1.3).

Quant aux biens du domaine privé et à leurs provisions correspondantes, ils peuvent être repris en totalité ou en partie par le concédant à la condition de notifier le concessionnaire l'intention six mois avant la fin de la concession, et ce, contre paiement d'une indemnité (19.2.1)

Le chapitre VI porte sur les règles comptables et fiscales auxquelles est tenu le concessionnaire. Ainsi, en vertu de l'article 21, le concessionnaire tient une comptabilité conforme aux règles et principes comptables définis par le Système Comptable Ouest Africain (SYSCOA), révisé conformément au Traité de l'Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires (OHADA). Les états financiers sont établis conformément aux mêmes règles et principes comptables. La présentation des états financiers est celle consacrée par le Système Normal du SYSCOA révisé.

En outre, le concessionnaire est tenu de mettre en place une comptabilité analytique et de faire réaliser à ses frais un audit annuel des comptes par un cabinet de notoriété internationale sélectionné par appel d'offres. Les résultats d'un tel audit sont transmis à l'Autorité de Régulation et au concédant.

Au terme de l'article 22, l'amortissement comptable est établi selon les dispositions fiscales en vigueur au Niger. Le cahier des charges spécifie la durée de vie technique des infrastructures électriques. Le concessionnaire ne pourra en aucun cas procéder à la réévaluation des actifs du bilan. Seules les provisions stipulées au cahier des charges s'appliquent aux activités du concessionnaire.

En ce qui concerne le régime fiscal proprement dit, le concessionnaire est assujéti aux dispositions fiscales de droit commun en vigueur au Niger (art. 23).

Le chapitre VII traite des redevances et de la rémunération du concessionnaire ainsi que des conditions tarifaires. L'article 24 du chapitre fait obligation au concessionnaire de s'acquitter d'une redevance annuelle s'élevant à 1,5 % de son chiffre d'affaires. Quant à l'article 25, il autorise le concessionnaire à se rémunérer directement sur les produits de ses activités autorisées, étant entendu que les revenus plafonnés découlent d'une formule de contrôle d'incitation à la performance définie dans le cahier des charges.

L'article 26, pour sa part, indique que les tarifs des usagers et des abonnés du service public de l'énergie résultent du ratio des revenus plafonnés sur les quantités vendues; qu'ils sont fixés par décret pris en conseil des Ministres sur proposition du Ministre chargé de l'énergie après avis de l'Autorité de Régulation; qu'ils doivent assurer l'équilibre financier de la concession et qu'ils peuvent être révisés par application d'une formule d'indexation inscrite au cahier des charges.

Le chapitre VIII est relatif aux sanctions pouvant être infligées au concessionnaire ainsi qu'aux cas y conduisant. Au titre des cas d'inexécution, on notera le manquement total ou partiel aux obligations de la concession, l'exécution non conforme, le retard dans l'exécution, la mauvaise exécution et l'exécution fautive. Au titre des sanctions, on relèvera les sanctions pécuniaires, la mise sous séquestre et la déchéance.

Le chapitre IX porte sur le règlement des différends. Ainsi, le projet de convention prévoit d'abord le règlement amiable des différends, à défaut le recours à l'Autorité de Régulation, au Ministre chargé de l'énergie ou aux juridictions compétentes.

Le chapitre X traite de la fin de la convention qui peut intervenir à l'arrivée du terme de la convention, par voie de déchéance, par rachat de la convention ou par voie de résiliation.

Le chapitre XI est relatif aux dispositions diverses. Ainsi, on en retiendra que la convention est conclue *intuitu personæ*, exécutée et interprétée selon le droit en vigueur au Niger, qu'elle est susceptible de modifications unilatérales par le concédant à charge pour lui d'indemniser le concessionnaire en cas de remise en cause de son équilibre financier et qu'elle n'entrera en vigueur qu'après avoir été approuvée par décret pris en conseil des Ministres.

Analyse

Le projet de convention apparaît assez particulier par rapport aux conventions classiques en ce sens qu'il porte sur l'exploitation et le développement d'infrastructures déjà existantes.

Il s'apparente sur plusieurs points aux conventions de concession classiques dans la mesure où les éléments traditionnellement rencontrés dans ces types de convention y figurent.

On y trouve également les deux caractéristiques d'une convention de service public, à savoir :

- une partie réglementaire touchant au fonctionnement et à l'organisation du service, proposée en bloc de façon unilatérale au concessionnaire et susceptible d'être modifiée conformément au principe de l'adaptation constante aux besoins du service public ;
- une partie contractuelle comprenant notamment la durée toujours limitée (dans la mesure où l'État ne peut se dessaisir à titre perpétuel d'un service public entre les mains d'un particulier) et les avantages financiers dont le droit au maintien d'un certain équilibre financier du contrat.

Structure économique et financière du projet

Inventaire des biens

Les biens du service public de l'énergie électrique, catégorisés en biens du domaine concédé et en biens du domaine privé, n'ont pas le même régime. Les biens du domaine concédé sont constitués de tous les biens du service public acquis à titre gratuit ou onéreux, concourant directement au besoin de la production, du transport et de la distribution d'électricité, notamment les terrains, les bâtiments industriels, administratifs et commerciaux et leurs dépendances, les moyens de production, les réseaux de transport et de distribution y compris les branchements et leurs accessoires. Ils comprennent aussi les biens mis à la disposition du concessionnaire à l'entrée en vigueur de la convention, les biens apportés par le concédant et incorporés postérieurement à la date d'entrée en vigueur de la convention et les biens nouveaux créés et financés par le concessionnaire et intégrés au domaine concédé et les biens nouveaux financés par des tiers ou sous forme de dons faits à l'État.

Les biens du domaine privé sont les biens propres de l'actuel concessionnaire à la date de signature de la concession et ceux acquis ultérieurement par celui-ci pour les besoins de son activité, exclusion faite de tous ceux qui concourent directement au besoin de la concession.

En ce qui concerne le régime juridique des biens, il est indiqué que les biens du domaine concédé sont et demeurent la propriété du concédant (art. 17.1.1) et, comme tels, doivent retourner au concédant à la fin de la concession. Concernant les biens du domaine privé du concessionnaire, il est précisé que ce dernier est libre d'y accomplir tous actes de gestion et de disposition.

Les biens du domaine concédé, mis à la disposition par le concédant, ainsi que ceux du domaine privé feront, conformément aux articles 14.2.1.1 et 15.2 de la convention de concession, l'objet d'inventaires contradictoires avec leurs valeurs nettes comptables et seront remis au concessionnaire à l'entrée en vigueur de la convention. Les inventaires des biens précités seront annexés (annexes 14.2.1 et 15.2) à la convention.

Le concessionnaire s'engage à faire leur inventaire annuel comptable complet, à le mettre à jour à ses frais mais sous le contrôle du concédant et de l'Autorité de Régulation.

Par ailleurs, les articles 8.1, 20.1 et 30.1 du cahier des charges renvoient à des annexes qui dressent des inventaires exhaustifs du parc de production et des équipements de transport et de distribution de l'énergie électrique.

Valeur des biens et des fonds propres

Les valeurs des biens et des fonds propres seront leurs valeurs nettes comptables à l'entrée en vigueur de la convention de concession. Néanmoins, les articles 8.2, 20.2 et 30.2 du cahier des charges disposent que: « Dans les six mois suivant la mise à disposition des biens existants, le Concédant et le Concessionnaire dressent contradictoirement, conjointement avec la participation de l'Autorité de Régulation Multisectorielle, un inventaire des biens de la concession. Cet inventaire contradictoire est établi conformément à l'article 14 de la convention de concession. »

Rémunération du partenaire stratégique

La rémunération du concessionnaire découle d'une formule de contrôle d'incitation à la performance (« Formule de rémunération ») définie dans le cahier des charges, qui permet un juste partage entre le concessionnaire et les consommateurs des bénéfices découlant des gains de productivité et d'efficacité ou des risques liés à l'exploitation et au développement des infrastructures électriques (article 25.2 de la convention de concession).

Ainsi, selon les articles 47 à 52 du cahier des charges, la rémunération du concessionnaire comprendra:

- a) **la rémunération des charges d'exploitation**, composée des éléments suivants:
 - les dépenses pour les achats et la production d'énergie électrique;
 - les dépenses d'exploitation et de maintenance;
 - les charges fixes;
 - les impôts.
- b) **la rémunération du capital** dont le taux de rendement est fixé par le concessionnaire. Il faut rappeler que le taux de rendement du capital et le prix de l'action sont les critères d'adjudication de la concession. Toutefois, le cahier des charges prévoit un ajustement du taux de rendement de la dette dès que le taux d'escompte est supérieur ou égal de 0,5 % ou inférieur ou égal de 0,25 % par rapport à sa valeur historique tandis que le taux de rendement de l'avoir propre est plafonné à la valeur du taux d'escompte ajusté en plus d'une prime de risque de 12%.

Structure tarifaire et fréquence de révision

Les articles 26.1 et 26.2 de la convention de concession énoncent les principes des tarifs du service public et les procédures de leur fixation tandis que les articles 44.1 et 44.5 disposent de leur régulation et homologation.

Ainsi, le cahier des charges précise que :

- l'Autorité de Régulation établit la structure tarifaire et le taux à appliquer conformément à la politique tarifaire définie par le Ministre chargé de l'énergie;
- le concessionnaire soumet à l'Autorité de Régulation chaque année une proposition des taux de la structure tarifaire, avant le 1^{er} mars, accompagnée des états financiers qui seront projetés sur une période d'au moins 5 ans. Il tient compte des plans prévisionnels d'investissement et des dépenses d'exploitation et des principes et critères d'équilibre financier établis par l'Autorité de Régulation et approuvés par le conseil des Ministres.

Formule d'indexation et fréquence de révision

L'article 26.3 de la convention de concession énonce l'indexation des tarifs à l'équilibre financier de la concession tandis que les articles 44.3 et 44.7 disposent que :

- l'ajustement tarifaire peut être anticipé à partir des états financiers qui devront être communiqués à l'Autorité de Régulation par le concessionnaire avec le dépôt de la demande d'ajustement tarifaire de ce dernier. Toutefois, si au cours d'une année donnée, en raison d'investissements capitalisés ou dépenses élevées, la hausse du tarif correspond à une augmentation mensuelle de plus de 1,5 %, soit une hausse de plus de 18 % sur une base annuelle, le conseil des Ministres pourra étaler une partie de la hausse sur les années suivantes;
- l'Autorité de Régulation soumet au conseil des Ministres un ajustement des tarifs si le manque à gagner ou le surplus des revenus autorisés du concessionnaire varie de plus ou moins 4 %, à moins que l'équilibre financier projeté pour l'année qui suit ne justifie cet ajustement.

Le contrat : clauses particulières

Objectifs d'investissement et de développement

Le projet de convention assigne un certain nombre d'objectifs d'investissements et de développement au concessionnaire. En effet, il comporte des clauses portant sur des investissements que le concessionnaire doit réaliser dans le cadre d'un programme d'investissement global. Ce programme d'investissement global est prévu pour être exécuté selon des programmes quinquennaux sur toute la durée de la convention.

Le financement dudit programme est à la charge du seul concessionnaire, puisque l'article 13.5 de la convention est ainsi stipulé : « Le concessionnaire assure le financement de tous les travaux, fournitures et installations d'équipements, matériaux ou matériels, et prestations de service requis dans le cadre de la mise en œuvre de la concession. »

Partage des risques

En ce qui concerne les risques, il apparaît que le concédant n'accepte de courir quelque risque que ce soit lié à l'exploitation du service délégué. Ainsi, l'article 1.2 dispose que:

« Le concessionnaire accepte de prendre en charge l'exploitation et le développement du service public de l'énergie électrique qui lui est confié, à ses frais et à ses risques et périls, moyennant une rémunération [...] »

Les articles 13.6 et 16.7 disposent que:

« Le Concédant ne saurait en aucun cas être appelé, à quelque titre que ce soit, à garantir les financements du Concessionnaire. [...] Le Concessionnaire ne peut prendre aucun engagement pour le compte du Concédant. »

« Dès l'entrée en vigueur de la convention et pour toute sa durée, le Concessionnaire a l'obligation de couvrir l'intégralité aussi bien des risques liés aux activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique que ceux liés à ses responsabilités civiles ».

Une autre particularité de la convention à relever est qu'elle oblige le concessionnaire à respecter tous les contrats d'achat ou de vente d'énergie en vigueur à la date de signature de la convention (art. 10.1) ainsi que le plan social du personnel.

Gestion de la relation contractuelle : suivi, contrôle et évaluation du contrat

Organes et processus de suivi, de contrôle et d'évaluation du contrat

« Pour permettre la vérification et le contrôle technique et financier de la concession, le concessionnaire s'oblige à remettre à l'Autorité de Régulation et au Ministère chargé de l'énergie, dans les délais prévus à cet effet, les données et informations précisées à l'article 66 du cahier des charges » (art. 12.2).

Les organes chargés du suivi, du contrôle et de l'évaluation du contrat de concession sont assurément le Ministère chargé de l'énergie et l'Autorité de Régulation.

En ce qui concerne le contrôle exercé par l'Autorité, le concessionnaire s'oblige à remettre sous format papier ou support numérique, à l'Autorité de Régulation, sur une base journalière, hebdomadaire, mensuelle ou annuelle, ou telle qu'elle peut être spécifiée, les données d'exploitation, de gestion, comptables, financières, d'évaluation et de passation de marchés et toute autre information se rapportant à l'exploitation et au développement des infrastructures électriques liées au service public d'énergie électrique.

Éléments déterminants et indicateurs de suivi, de contrôle et d'évaluation du contrat

Par le cahier des charges, le concessionnaire s'engage à exploiter de façon efficiente les activités de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique et à développer ces dernières suivant les besoins du service public. Aussi, les indicateurs déterminants de suivi, de contrôle et d'évaluation du contrat seront:

- les rendements techniques d'exploitation ;
- l'efficacité dans la gestion de la concession ;
- le niveau d'exécution du plan de développement de la concession.

Ces différents indicateurs seront suivis à la lumière des données d'exploitation, de gestion, comptables, financières, d'évaluation et de passation de marchés et toute autre information se rapportant à l'exploitation et au développement des infrastructures électriques liées au service public d'énergie électrique que le concessionnaire s'oblige à transmettre à l'Autorité de Régulation suivant un échéancier arrêté.

Renégociation et résolution des conflits

Le maintien du droit à l'équilibre financier du concessionnaire étant un des aspects importants de la partie contractuelle du projet de convention, il est prévu que les parties procèdent à une renégociation si l'évolution des dispositions législatives ou réglementaires vient à altérer cet équilibre. Un délai maximum de 12 mois est prescrit pour renégocier les conditions de retour à cet équilibre. Cette renégociation se fait sous le contrôle de l'Autorité de Régulation.

En ce qui concerne la résolution des conflits, le projet de convention prévoit d'abord le règlement amiable des différends, à défaut le recours à l'Autorité de Régulation, au Ministre chargé de l'énergie ou aux juridictions compétentes.

Retour d'expérience

Pour le cas du Niger, le processus de privatisation, notamment l'adoption du nouveau cadre législatif et réglementaire ainsi que les documents de transaction, suit son cours. La privatisation du service public de l'énergie électrique n'étant toujours pas effective, il ne peut être fait cas d'un retour d'expérience dans la gestion de ce secteur. Néanmoins, partant de notre expérience dans la régulation des entreprises des secteurs de l'eau et des télécommunications et des expériences réussies des privatisations dans la sous-région, nous apportons notre contribution à la réflexion.

Au niveau des pièges avérés, nous suggérons d'éviter dans la rédaction des contrats :

- **une ambiguïté des dispositions :** les responsabilités des différents acteurs doivent être clairement énoncées ;
- **des objectifs mal ou peu définis :** énoncer pour chacun des objectifs les résultats attendus et définir les mesures des résultats dans le temps ;
- **une rigidité des contrats :** prévoir des clauses de rendez-vous pour les dispositions majeures qui *a priori* ne peuvent être maîtrisées au départ par l'ensemble des acteurs ;
- **un déséquilibre dans la répartition des risques :** la prise en compte des intérêts et attentes de chacune des parties est un facteur de réussite du contrat

Stratégie de communication

Objectifs de la communication

Au Niger, comme dans plusieurs autres pays en développement, le service public de l'électricité est, jusqu'ici, financé en grande partie par l'État dont les moyens techniques et financiers limités ne permettent pas de couvrir tous les besoins. Cependant, l'option de décentralisation pour laquelle le pays a opté responsabilise désormais les collectivités et les oblige à prendre en charge leur propre développement.

Relever les défis d'un développement durable permettant l'accès de tous aux services à caractère public est aujourd'hui un objectif connu et poursuivi par tous les acteurs du développement : État, collectivités locales, organisations internationales et multinationales, opérateurs publics et privés, citoyens. Or, il se trouve que, dans tous les domaines, l'électricité constitue le moteur du développement. L'insuffisance de la couverture du territoire par la fourniture de cette énergie est donc un frein au développement des zones qui en sont dépourvues et, partant, un frein pour l'amélioration des conditions de vie des populations. L'État et les collectivités ne disposent pas des moyens nécessaires pour réaliser cette couverture et la participation majoritaire de l'État dans le capital de la Société Nigérienne d'Électricité n'incite pas les investisseurs privés à s'intéresser au sous-secteur.

C'est pourquoi l'État a décidé de réduire sa participation dans le capital de la Société Nigérienne d'Électricité en cédant 51 % des actions à un privé qui sera, dès lors, l'opérateur de la Société, de confier la régulation du sous-secteur à l'Autorité de Régulation Multisectorielle et de promulguer une nouvelle loi portant Code de l'électricité qui consacre le principe de la délégation de tout ou partie du service public de l'électricité à des personnes morales de droit privé, la dé-intégration de la production, d'une part, et le transport et la distribution, d'autre part, avec libéralisation de la production et maintien du monopole sur le transport et la distribution ainsi que la création d'une structure chargée spécialement de l'électrification rurale.

La communication à mettre en place a donc pour objectif global d'obtenir l'adhésion de tous les acteurs quant au bien-fondé de la démarche :

- à l'État et aux collectivités, elle visera à faire comprendre la nécessité de prendre toutes les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs de couverture du territoire et d'accessibilité pour les populations ;
- aux populations, elle devra permettre de comprendre l'importance de l'électricité pour l'amélioration de leurs conditions de vie, de les amener à l'accepter dans leurs foyers et à participer à toutes les actions qui seront entreprises en vue d'atteindre ces objectifs ;
- aux partenaires au développement, il s'agira de les amener à reconnaître le sous-secteur de l'électricité comme prioritaire au Niger et d'accepter d'appuyer le pays dans ce processus ;

- aux entreprises spécialisées dans le domaine, la communication confirmera l'assurance que le sous-secteur de l'électricité au Niger peut leur générer beaucoup de bénéfices, que leurs investissements sont sécurisés, qu'ils pourront jouir de tous les droits qui leur sont reconnus en tant que sociétés commerciales en plus des prérogatives exorbitantes du droit commun dont elles bénéficieront comme tout gérant d'un service public ;
- à l'Autorité de Régulation Multisectorielle, il faudra démontrer que la réussite de tout le processus de privatisation du sous-secteur de l'électricité repose principalement sur la manière dont elle va gérer les rapports entre les différents acteurs et sa maîtrise des moyens de régulation du sous-secteur de l'électricité.

Groupes cibles

Les principaux groupes cibles de la communication sont :

1. **L'État et les collectivités locales** : décideurs
2. **les populations bénéficiaires** : consommateurs
3. **les partenaires au développement** : bailleurs de fonds
4. **les entreprises spécialisées dans le domaine** : délégataires
5. **L'Autorité de Régulation Multisectorielle** : régulateur.

Messages et activités pour chaque acteur

État et collectivités locales

Les décideurs doivent prendre toutes les mesures nécessaires pour que ce processus atteigne l'objectif visé qui est l'impulsion du développement du Niger par la couverture du pays en fourniture d'électricité et l'accès de tous à cette énergie. Ils doivent prendre toutes les mesures utiles pour élever le niveau de consommation de l'énergie électrique du pays ; en effet à l'heure actuelle, 6,5 % seulement du territoire nigérien est couvert par l'électricité ; il va falloir trouver les voies et moyens d'impulser le rehaussement de ce taux, aujourd'hui parmi les plus faibles du monde.

Les impératifs du développement durable entraînent, de la part des usagers, des exigences plus grandes en matière de qualité des services fournis et de protection de l'environnement ; ces exigences impliquent la nécessité d'un grand professionnalisme et de l'utilisation de techniques de plus en plus complexes de la part des opérateurs. C'est par son savoir-faire, sa compétence et sa notoriété qu'une entreprise est à même d'inspirer confiance et de favoriser la mobilisation des financements privés, bancaires et autres. Par conséquent, dans le choix du partenaire stratégique, l'État et les collectivités locales doivent veiller à ce que tous ces critères soient pris en compte.

Une étude devra être faite pour évaluer l'ensemble de ce que le partenaire stratégique reçoit en échange de sa participation dans la société comme partenaire majoritaire : la majorité sociale, le personnel déjà formé, la clientèle, les contrats de fournitures signés dans des termes avantageux, les projets d'expansion déjà établis,

etc. Et une équipe de négociation pluridisciplinaire, dont les membres maîtrisent bien toutes les questions qui seront débattues, devra être constituée.

Pour choisir, avec tous les intervenants, le modèle contractuel le mieux adapté à la situation, les décideurs doivent établir un diagnostic sans complaisance de la situation de l'électrification du pays; ils doivent exposer clairement aux partenaires et opérateurs économiques intéressés les conditions administratives, techniques, économiques, financières et fiscales dans lesquelles ils auront à mener les activités de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique au Niger.

Toutes les dispositions devront être prises pour intéresser les investisseurs potentiels en les assurant de la sécurisation de leurs investissements, de la non-discrimination, du respect strict des clauses des contrats qu'ils signeront dans ce cadre et du caractère économiquement avantageux de l'investissement dans le sous-secteur de l'électricité au Niger.

Pour l'électrification rurale, il faudra informer les investisseurs potentiels que l'État se chargera lui-même de trouver les fonds nécessaires pour réaliser les investissements de base de l'électrification des zones concernées avant de les déléguer aux opérateurs qui seront chargés de s'investir pour l'accessibilité aux consommateurs.

Populations

Il s'agira :

- de faire comprendre aux populations que la lutte que nous menons quotidiennement pour l'amélioration de la situation socioéconomique de notre pays et pour notre mieux-être en général ne peut être gagnée si nous n'arrivons pas à amener l'électricité dans chaque localité, dans chaque foyer, sur toute l'étendue de notre territoire;
- d'expliquer aux populations que les investissements nécessaires pour la couverture du pays en fourniture d'électricité et l'accès de tous à cette énergie sont très importants;
- de rappeler l'insuffisance des moyens financiers de l'État et, partant, l'impossibilité pour lui de satisfaire cet important besoin tout seul, sans l'aide des uns et des autres;
- de faire comprendre aux populations et leur faire accepter qu'elles devront par conséquent cesser tout incivisme fiscal.

Partenaires au développement

Il faut rappeler que seulement 6,5 % du territoire nigérien est couvert par l'électricité et que le taux d'accès des ménages à l'électricité en 2004 était de 6,76 %; or, si se trouve qu'il est désormais admis qu'aucun développement n'est envisageable sans accès à l'électricité. Le Niger est décidé à s'engager dans toutes les actions qui vont permettre, de façon durable, l'électrification de son territoire et l'accès à l'électricité de sa population, de ses entreprises, de ses services de santé et de toutes les personnes physiques ou morales qui en ont besoin pour l'amélioration de leurs conditions actuelles et futures.

Cependant, compte tenu des difficultés que connaissent les finances publiques, le Niger aura besoin de l'aide des partenaires au développement pour le financement des investissements nécessaires, notamment dans le cadre de l'électrification rurale.

Entreprises du secteur

Il s'agira de les rassurer en leur démontrant que :

1. leurs activités leur rapporteront beaucoup de bénéfices au Niger, compte tenu du fait que :
 - la société dont elles vont prendre la responsabilité se porte bien et que ses exercices sont bénéficiaires ;
 - que la clientèle est bien établie et que l'offre actuelle est même inférieure à la demande ;
 - qu'avec les perspectives heureuses que permet d'escompter le regain des activités minières et pétrolières, le pays s'achemine vers un « boum » économique avec un développement certain des entreprises industrielles, ce qui présage une augmentation importante de la demande ;
 - que les infrastructures actuellement exploitées par la société sont en bon état de marche ;
 - que le personnel en poste est hautement qualifié et qu'elles n'auront donc pas à importer de la main-d'œuvre extérieure qui, par son coût élevé, grèverait leurs budgets ;
2. leurs investissements seront en sécurité parce que :
 - le pays est politiquement stable ;
 - le pays est désormais engagé dans un processus de démocratisation irréversible et l'État de droit y est respecté ;
 - le Niger a signé et ratifié le Protocole sur l'Énergie de la CEDEAO dont les principes directeurs sont tirés du Traité sur la Charte de l'Énergie signé en décembre 1994 et en vigueur depuis avril 1998 dans 51 pays d'Europe et d'Asie. Ce traité représente la base internationale pour la promotion, la coopération, l'intégration et le développement des projets d'investissement et d'échange d'énergie entre pays souverains.

Autorité de Régulation Multisectorielle

Il faut rappeler l'importance de son rôle dans la réussite de ce processus et la nécessité pour elle de maîtriser les questions relatives aux conditions d'exercice de la concurrence, aux normes de productivité, à la compétence des opérateurs, au contenu des missions de service public et leurs modalités de fonctionnement et d'évolution. Elle doit maîtriser aussi les règles et procédures portant sur la négociation, la gestion et le contrôle des délégations de gestion.

Les objectifs de la communication doivent concourir à la mise en œuvre efficace du contrat de concession. À ce propos, le contrat énonce, à partir des responsabilités de chacun des acteurs, notamment l'Autorité Concédante, l'Autorité de Régulation, l'Exploitant et les Usagers, des canaux de communication aux fins d'évaluer l'exécution du contrat.

Ainsi, l'Autorité Concédante doit définir les politiques et la réglementation du secteur et s'attendre en retour non seulement à leur respect mais aussi à un accès au service public des usagers en quantité et qualité prescrites par la convention.

L'Exploitant, par son engagement contractuel, doit assurer une gestion rationnelle et un développement harmonieux du secteur. À cette fin, il doit produire toutes les informations susceptibles de corroborer l'efficacité de sa gestion financière et technique et de ses investissements et les transmettre à l'Autorité de Régulation pour contrôle.

L'Autorité de Régulation, en tant qu'institution centrale du système, chargée de contrôler le respect de la réglementation et des obligations contractuelles des parties, de la viabilité économique et financière du secteur, de la protection des intérêts des opérateurs et des usagers, doit rendre compte périodiquement de sa mission de régulation, notamment des décisions et rapports qui seront mis à la disposition des différents acteurs par un Bulletin Officiel de Régulation et son site Internet.

L'Usager du service public, dont l'intérêt est de pouvoir accéder à un service de qualité et de moindre coût, doit s'assurer auprès de l'Autorité de Régulation de la prise en compte effective de ses attentes.

Les messages de communication pourraient être axés sur :

- l'impact des privatisations sur les économies nationales ;
- le développement du service public ;
- l'efficacité de la gestion financière et technique des entreprises ;
- le satisfecit des usagers sur la qualité du service.

Les supports seront, notamment, les rapports d'activités ou d'audit, les états financiers, les plans d'investissements, etc.

Tableau 1

Synthèse de la stratégie de communication

Acteur/groupe cible	Message synthétique	Activités
État, collectivités	La privatisation du sous-secteur de l'électricité nous concerne tous; prenez toutes les dispositions nécessaires pour en atteindre les objectifs.	Réunions des décideurs; constitution de comités techniques intersectoriels.
Populations	La lutte pour notre mieux-être, celui de nos enfants et le développement général du pays passe par le développement du secteur. À cette fin en particulier, acquittez-vous de vos obligations sociales.	Missions d'information; télé-débats.
Partenaires au développement	Le développement du Niger passe par l'électrification de son territoire et l'accessibilité de ses habitants à l'électricité. Nous avons besoin de votre accompagnement pour y arriver.	Préparation, soumission et défense de dossiers conséquents.
Entreprises du domaine	Venez au Niger ! Vos investissements seront en sécurité et votre commerce florissant !	Mise en place d'un système d'information fiable, accessible, toujours mis à jour et bien géré; préparation et lancement des appels d'offres.
Autorité de Régulation	La réussite de cette entreprise dépend en grande partie de vous; formez-vous, informez-vous, préparez-vous à gagner ce pari !	Participation à toutes les réunions techniques et vérification des compétences requises de son personnel.

Recommandations

La libéralisation des secteurs d'infrastructures, au détriment du maintien d'un service public assuré par l'opérateur historique, a entraîné de profonds bouleversements dans l'organisation et le fonctionnement desdits secteurs. Fort malheureusement, dans la plupart des pays de la sous-région où ces libéralisations ont vu le jour, et ce, malgré les avantages supposés de ces privatisations, les résultats restent très mitigés, notamment sur le plan de l'efficacité de gestion mais surtout du développement des secteurs. On peut *a priori* imputer ce manque de résultat à l'inadéquation des modèles prégnants dans ces réformes aux réalités des pays du Sud.

Aussi, l'attente que nous formulons dans cette formation-action est d'analyser profondément les différentes contraintes liées au partenariat public privé pour chacun des acteurs et d'en dégager les voies d'atténuation ou de compensation pour créer le cadre de développement d'un partenariat fécond. À l'issue de cette analyse, d'autres voies de partenariat pourraient être explorées pour atteindre les mêmes objectifs.

Dans le cadre de cette réflexion, et comme dirait l'adage, l'œuvre humaine n'est jamais parfaite, nous restons disposés à apporter notre contribution.

ABDOULKARIM Saidou

Conseiller Principal
Chef du Département Mines et Énergie
Cabinet du Premier Ministre
saidouabdoukarim@yahoo.fr

SIDI Chegou

Juriste en réglementation
Autorité de Régulation Multisectorielle

SOGA Fati Amadou

Chef service juridique
Ministère des Mines et de l'Énergie

Mamadou SOUNTALMA

Ingénieur Général
Ministère des Mines et de l'Énergie

PARTIE II
**Analyse du processus
d'appel d'offres**

Mauritanie

Introduction

Dans le cadre de la réforme du secteur de l'électricité, le Gouvernement mauritanien a lancé, au mois d'octobre 2001, après un processus de préqualification d'investisseurs privés, un appel d'offres pour la cession à un partenaire stratégique de 54 % du capital de la Société Mauritanienne d'Électricité (SOMELEC), issue de la scission de l'opérateur historique Société Nationale d'Eau et d'Électricité (SONELEC), en deux sociétés, une pour l'eau et une pour l'électricité.

Cet appel d'offres n'a pas abouti et a été déclaré infructueux en mai 2002 par le Gouvernement mauritanien, pour absence de concurrence et en raison d'un prix de reprise, proposé par l'unique soumissionnaire, au-dessous du niveau acceptable.

L'objectif de la présente analyse est de faire une évaluation rétrospective du processus d'appel d'offres. En effet, le processus n'ayant pas abouti, il serait utile :

- a) d'établir un bilan global faisant ressortir :
 - les forces et faiblesses ;
 - les contraintes ;
 - les enjeux politiques, économiques et énergétiques ;
 - l'analyse du jeu des acteurs ;
- b) d'établir :
 - les pièges ;
 - les facteurs d'échec du processus d'appel d'offres ;
 - les améliorations futures ;
 - les défis ;
- c) de dégager des constats et recommandations pouvant garantir le maximum de chances de réussite à la relance du processus d'appel d'offres.

Description de l'organisation du secteur énergétique

Situation actuelle du sous-secteur de l'électricité

L'énergie électrique est actuellement produite en Mauritanie par la Société Mauritanienne d'Électricité (opérateur historique) et les autoproducteurs à partir essentiellement de centrales thermiques diesel. Le pays bénéficie également de la fourniture de l'énergie de la centrale hydroélectrique de Manantali dont elle détient la copropriété avec le Mali et le Sénégal au sein de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS). Il existe aussi d'importants gisements en énergie renouvelable (solaire et éolienne) qui sont encore faiblement exploités pour l'alimentation en électricité des forages et des ménages en milieu rural.

La Société Mauritanienne d'Électricité (SOMELEC), société à capitaux publics, assure aujourd'hui la gestion du service public d'électricité (production, importation, transport, distribution, commercialisation) dans 20 centres urbains qui regroupent près de 83 % de la population urbaine.

Il existe un réseau de transport qui relie la capitale, Nouakchott, et trois villes du sud du pays au système électrique interconnecté sous-régional de Manantali; ce réseau de transport s'étend sur 226 km pour le niveau de tension 225 kV et 186 km pour celui de 90 kV. Dans le reste du pays, les centrales de production sont isolées.

La puissance totale installée de la SOMELEC, constituée de centrales diesel, est de l'ordre de 85 MW dont près de 50 % se trouve à Nouakchott et 24 % à Nouadhibou. En 2003, l'énergie livrée par la SOMELEC était de 312 GWh dont 139 GWh étaient fournis par la centrale hydroélectrique de Manantali. La SOMELEC comptait en 2003 environ 77 000 abonnés, dont près de 99 % en basse tension.

La Société Nationale Industrielle et Minière (SNIM), qui exploite les gisements de minerai de fer, est l'autoprodacteur principal. Ses installations de production sont situées à Nouadhibou (capitale économique dont le port est utilisé pour l'exportation du minerai de fer) et Zouérate (site d'exploitation du minerai de fer). La puissance totale installée de la SNIM, constituée de centrales diesel, était de l'ordre de 103 MW en 2003 dont près de 80 % se trouve à Zouérate et le reste à Nouadhibou. En 2003, la production de la SNIM était d'environ 220 GWh.

L'approvisionnement de l'électricité est assuré actuellement de manière satisfaisante (sans recours au délestage et avec peu de coupures) par l'opérateur de service public. L'année 2007 connaît un déficit important en énergie électrique; le déficit en puissance est estimée à 20 MW, ce qui a entraîné des délestages assez fréquents.

Le taux d'électrification est relativement faible: de l'ordre de 19 % à l'échelle nationale et autour de 2 % en milieu rural.

Motivation et objectifs de la restructuration

La restructuration du secteur de l'électricité s'inscrit dans la politique générale du Gouvernement qui vise:

- i) le recentrage du rôle de l'État sur ses fonctions d'élaboration des politiques économiques et le contrôle de leur mise en œuvre;
- ii) son désengagement des fonctions opérationnelles;
- iii) la création des conditions nécessaires pour attirer les initiatives du secteur privé vers le développement industriel et pour la fourniture des services d'infrastructure et de service public;
- iv) l'accroissement du nécessaire investissement social de l'État.

Les objectifs visés par la réforme du secteur de l'électricité sont les suivants :

- i) améliorer la performance globale du secteur en permettant une fourniture d'électricité au plus grand nombre et à des coûts compatibles avec la solvabilité des ménages;
- ii) réduire les coûts de production de l'électricité qui pèsent sur les coûts de production de l'économie et nuisent à sa compétitivité;
- iii) mobiliser l'investissement privé dans ce secteur pour alléger les finances publiques.

Cette réforme est fondée sur :

- i) la suppression du monopole sur le territoire national pour la fourniture des services;
- ii) la création d'un nouveau cadre législatif et réglementaire permettant d'encourager la participation du secteur privé à la fourniture des services d'électricité;
- iii) la restructuration du secteur pour permettre la prise en charge des activités par le secteur privé;
- iv) la privatisation des actifs et de l'activité électricité de la Société Nationale d'Eau et d'Électricité (SONELEC);
- v) la rationalisation des prix de l'électricité afin qu'ils reflètent son coût économique;
- vi) la promotion de l'électrification rurale.

Historique

Avant la réforme, le service public d'eau et d'électricité était géré par la Société Nationale d'Eau et d'Électricité (SONELEC) qui détenait le monopole. Pour l'électricité, ce monopole a été institué avec l'ordonnance n° 79-316 du 20 novembre 1979 relative à l'énergie électrique.

Situation actuelle: cadres réglementaire et législatif

À la suite de la déclaration de politique sectorielle pour le développement des secteurs de l'eau et de l'énergie adoptée le 23 septembre 1998, il y a eu au plan réglementaire et législatif:

- la promulgation de la loi n° 2001-19 du 25 janvier 2001, portant Code de l'électricité;

- la promulgation de la loi n° 2001-18 du 25 janvier 2001, portant création de l'Autorité de Régulation Multisectorielle;
- le décret de scission de la SONELEC en deux sociétés nationales (décret n° 2001-88 du 18 juillet 2001);
- la loi autorisant le transfert de la SONELEC au secteur privé (loi n° 2001-06);
- la réorganisation du Ministère de l'Hydraulique et de l'Énergie suivant le décret n° 047-2002/PM du 11 mars 2002;
- la création du Ministère de l'Énergie et du Pétrole au mois de mars 2005.

Le Code de l'électricité a pour objectifs:

- la libéralisation du secteur de l'électricité;
- le développement harmonieux de l'offre d'électricité dans le cadre des lois en vigueur;
- la création des conditions économiques permettant la rentabilisation des investissements dans le secteur de l'énergie électrique;
- le développement de la consommation d'énergie électrique pour toutes les couches de la population et pour l'industrie;
- le respect des conditions d'une concurrence juste et loyale et des droits des utilisateurs et des opérateurs.

Le Code de l'électricité, qui supprime le monopole de la fourniture des services d'électricité (abrogation de l'ordonnance n° 79-316 du 20 novembre 1979 relative à l'énergie électrique qui instituait le monopole au profit d'un établissement public), stipule que l'exercice de toute activité liée à la production, au transport, à la distribution, à la vente et à l'achat d'énergie électrique est subordonné à l'obtention d'une licence accordée sur la base d'un appel à candidatures assorti d'un cahier des charges.

La réorganisation du Ministère de l'Hydraulique et de l'Énergie, dont la restructuration au mois de mars 2005 s'est traduite par le rattachement du secteur «Énergie» au Ministère de l'Énergie et du Pétrole, visait à préparer la tutelle du secteur à se recentrer sur les fonctions de programmation, d'élaboration des politiques et de contrôle de leur mise en œuvre.

Situation actuelle: acteurs et leurs rôles et responsabilités

Les principaux acteurs dans le secteur de l'électricité sont:

- le Gouvernement;
- l'Autorité de Régulation Multisectorielle;
- la SOMELEC;
- la SNIM (principal autoproducteur);
- l'Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER);
- l'Agence de Promotion d'Accès Universel aux Services régulés (APAUS).

Gouvernement

En ce qui a trait à la conception et à la mise en œuvre des politiques sectorielles, le secteur de l'électricité était géré par le Ministère de l'Hydraulique et de l'Énergie et, depuis le mois de mars 2005, par le Ministère de l'Énergie et du Pétrole. À ce titre, ce dernier est chargé, en ce qui concerne le volet électricité, notamment :

- de la définition et de la mise en œuvre de la politique nationale de développement du secteur de l'électricité ainsi que du contrôle et du suivi de toutes les questions relatives à la production, au transport et à la distribution d'énergie électrique ainsi que de l'exploitation des sources d'énergie nouvelles et renouvelables;
- de l'élaboration des plans directeurs d'électrification et du suivi de l'exécution des programmes d'électrification;
- de l'élaboration des projets de textes législatifs et réglementaires ainsi que de l'application des lois et règlements en vigueur dans le domaine de l'électricité;
- de la définition, de l'impulsion, de la coordination des actions de maîtrise de l'énergie dans tous les secteurs de l'activité économique.

Les structures du Ministère impliquées plus spécifiquement dans les missions précitées sont la Cellule Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie et la Direction de l'Électricité. Le Ministère est également chargé de l'attribution des licences pour l'exercice d'activités dans le secteur de l'électricité ainsi que de l'homologation des tarifs d'électricité.

Au chapitre du financement, c'est le Ministère des Affaires Économiques et du Développement qui est chargé de la recherche des financements pour les programmes d'investissement et l'impulsion des réformes structurelles. Le Ministère des Finances s'occupe quant à lui de l'élaboration des politiques fiscales appliquées aux activités du secteur et contrôle les finances des entreprises publiques du secteur.

Autorité de Régulation Multisectorielle

Les missions assignées par la loi à l'Autorité de Régulation Multisectorielle (ARM), organe indépendant de régulation, sont les suivantes :

- veiller au respect des dispositions des textes législatifs et réglementaires régissant les secteurs relevant de son domaine de compétence dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires;
- assurer la continuité du service et protéger l'intérêt général;
- protéger les intérêts des utilisateurs et des opérateurs en prenant toute mesure propre à garantir l'exercice d'une concurrence effective, saine et loyale dans le secteur concerné et dans le cadre des dispositions législatives et réglementaires en vigueur;
- promouvoir le développement efficace du secteur conformément aux objectifs du Gouvernement, en veillant notamment à l'équilibre économique et financier et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité;

- mettre en œuvre les mécanismes de consultation des utilisateurs et des opérateurs prévus par les lois et règlements ;
- accorder les autorisations prévues dans les secteurs concernés et mettre en œuvre les procédures d'attribution des autorisations, licences et concessions dans des conditions de transparence et de concurrence complètes ;
- contrôler le respect par les intervenants des obligations qui leur incombent dans le cadre des licences, autorisations et concessions ;
- suivre le respect des conditions d'exercice de la concurrence dans tous les secteurs de l'économie.

Société Mauritanienne d'Électricité (SOMELEC)

La Société Mauritanienne d'Électricité (SOMELEC) a succédé à la SONELEC, l'opérateur historique. Elle assure la production, le transport, la distribution et la vente de l'électricité en milieu urbain. Dans la phase actuelle, la production indépendante est possible mais la Société garde dans son périmètre d'intervention le monopole sur les autres segments d'activité: transport, distribution et vente.

Autoproducteurs

Le principal autoproducteur est la Société Nationale Industrielle et Minière (SNIM), qui produit pour les besoins de ses installations industrielles. Pour la ville de Zouérate où l'opérateur de service public n'est pas présent, la SNIM assure également la desserte des populations.

Producteurs indépendants

En dehors des autoproducteurs, il n'y a pas encore de producteur indépendant.

Agence d'Électrification Rurale

L'Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER) a été créée le 15 février 2000. Cette agence a le statut d'une association privée et elle est reconnue d'utilité publique suivant le décret n° 2001-065 du 18/06/2001. Une convention lie l'Agence au Gouvernement. Dans le cadre de cette convention, l'ADER assure la maîtrise d'ouvrage déléguée des projets d'électrification rurale.

Agence de Promotion d'Accès Universel aux Services régulés

L'Agence de Promotion d'Accès Universel aux Services régulés (APAUS) a été créée en 2001 par l'ordonnance n° 2001-06 pour promouvoir l'accès universel aux services régulés, notamment dans les secteurs de l'eau, de l'électricité et des télécommunications. Ses missions, son organisation, son fonctionnement et ses ressources sont précisés dans la loi n° 2005-031 du 5 février 2005.

Maîtrise de l'énergie

La maîtrise de l'énergie est du ressort de la Cellule Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie évoquée précédemment.

Analyse critique de la situation

L'opérateur historique SOMELEC, qui continue à assurer le service public d'électricité, n'arrive pas à générer suffisamment de ressources pour assurer le développement du service eu égard aux besoins importants en la matière. L'État est toujours sollicité pour subvenir à l'essentiel des besoins en investissement de la SOMELEC, y compris ceux relatifs au renouvellement des équipements; les tarifs d'électricité, bien que pesants pour des ménages à faible revenu, n'arrivent pas à couvrir totalement les coûts d'exploitation de la société. Le taux de desserte reste relativement faible en milieu urbain et infime en milieu rural. L'échec récent de la privatisation de la SOMELEC illustre les difficultés pour attirer les investisseurs privés internationaux dans ce secteur en Mauritanie.

Ce qu'il reste à faire : les étapes et les défis

Après l'échec du premier processus de privatisation, les raisons qui ont conduit à ce résultat seront étudiées pour décider des modalités de sa poursuite. Pour cela, une analyse approfondie sera nécessaire pour relever tous les facteurs qui ont conduit à un appel d'offres infructueux. Sur cette base, il conviendra ensuite de concevoir un schéma de partenariat public privé qui puisse intéresser davantage le secteur privé (c'est-à-dire qui réduise les risques pour les opérateurs privés) tout en préservant les objectifs de la réforme, notamment attirer l'investissement du secteur privé pour augmenter de manière importante le taux de desserte avec un coût de service compatible avec le niveau de vie des ménages: ce sont là toutes les difficultés à surmonter et tous les défis à relever.

Analyse critique de l'appel d'offres

Principaux objectifs de l'appel d'offres

Conformément à la lettre de politique sectorielle pour le développement des secteurs de l'eau et de l'énergie qu'il a adoptée en 1998, le Gouvernement mauritanien s'est fixé pour objectif, dans le domaine de l'électrification urbaine, l'amélioration substantielle du taux de desserte dans les meilleures conditions de sécurité et de prix, compatibles avec le niveau de vie des ménages et l'accélération de l'électrification des zones urbaines non encore desservies. À cette fin, l'État a décidé de se désengager des activités opérationnelles et de créer les conditions propices pour susciter l'intérêt des investisseurs privés envers la fourniture des services d'électricité. Dans cette optique, un nouveau cadre législatif et réglementaire pour le secteur de l'électricité a été créé et la privatisation des actifs et de l'activité «électricité» de la Société Nationale d'Eau et d'Électricité (SONELEC) a été décidée.

C'est dans ce contexte que le Gouvernement a mis en place, au mois d'août 2001, une commission chargée de la privatisation de la SOMELEC, laquelle, avec l'aide de la banque HSBC comme conseiller financier, a lancé, début 2002, un appel d'offres international pour la cession de 54 % du capital de la société publique d'électricité SOMELEC à un partenaire stratégique.

Contexte historique

La Société Nationale d'Eau et d'Électricité (SONELEC), l'opérateur historique, a été créée en 1975 pour assurer la production, la distribution et la vente d'électricité sur l'ensemble du territoire national. Depuis 1989, la SONELEC est régie par un contrat programme, lequel a été prorogé jusqu'à la privatisation de l'activité électricité. Ce contrat programme impose à la Société des obligations en matière de performances techniques et financières. Depuis mai 2001, il y a eu scission des activités d'eau et d'électricité dans le cadre de la réforme entamée pour créer deux sociétés publiques : la SOMELEC (Société Mauritanienne d'Électricité) pour le service public d'électricité et la SNDE (Société Nationale de l'Eau) pour celui de l'eau.

Description du processus

Phase préparatoire

La phase préparatoire s'est déroulée comme suit :

- recrutement par l'État sur appel d'offres international d'un cabinet conseil pour assister le Gouvernement dans le processus de privatisation de la SOMELEC. Ce cabinet était composé de la Banque HBSC associée à d'autres bureaux;
- réalisation par la Banque d'Affaires de l'étude diagnostique (technique, juridique, financière et commerciale) du service public d'électricité et d'un modèle économique et financier de la SOMELEC basé sur les objectifs assignés à la Société après la privatisation. Ce modèle a pris en compte trois scénarios en fonction du taux de desserte dans le périmètre d'intervention de la SOMELEC, lequel détermine l'évolution de la demande et du montant des besoins en investissement;
- mise en place d'un nouveau cadre législatif et réglementaire qui s'est traduite par la promulgation des lois et l'adoption des décrets suivants :
 - la loi n° 2001-18 du 25 janvier 2001 portant sur l'Autorité de Régulation Multisectorielle;
 - la loi n° 2001-19 du 25 janvier 2001 portant Code de l'électricité;
 - le décret n° 2001-88/PM du 29 juillet 2001 portant sur la scission de la SONELEC en deux sociétés nationales à capitaux publics (à savoir la SOMELEC et la SNDE);
 - la loi n° 2001-06 qui autorise le transfert des actifs électricité de la SONELEC au secteur privé;
- création au mois d'août 2001 d'une commission chargée de mener le processus de privatisation de la SOMELEC, issue des ministères concernés, de l'Autorité de Régulation et de la SOMELEC;
- préparation du dossier de préqualification des opérateurs privés;
- préparation du dossier d'appel d'offres (DAO) qui comprend les documents suivants :

- le règlement d'appel d'offres qui décrit la procédure de sélection du partenaire stratégique;
- le cahier des charges et ses annexes définissant les obligations qui seront à la charge de la SOMELEC privatisée;
- les nouveaux statuts de la SOMELEC;
- la convention de prise de participation ayant pour objet de définir les modalités de cession d'actifs et d'augmentation du capital ainsi que les garanties respectives émises par chacune des parties, et de déterminer les étapes successives du processus jusqu'à la date de clôture de la transaction;
- le pacte d'actionnaires ayant pour objet de préciser les droits et obligations respectifs de l'État et du partenaire stratégique et de définir les modalités de détention et de gestion des participations détenues par les soussignés au capital de la SOMELEC ainsi que les règles de gestion de celles-ci;
- le mémorandum d'informations.

Sélection

Les étapes de la sélection ont été les suivantes :

- a) lancement d'un dossier de préqualification ;

Les soumissionnaires ayant participé à cette préqualification sont :

- AES Corporation inc. (États-Unis)
- Office National de l'Électricité (Maroc)
- Tata Power Company Limited (Inde)
- Union Fenosa International (Espagne)
- Vivendi Environnement/Groupe AON (France/Mauritanie)

Les critères de préqualification étaient les suivants :

- expérience minimum dans la production, le transport et la distribution d'électricité supérieure à cinq ans;
- capacité de production totale installée supérieure à 1 000 MW;
- nombre d'abonnés supérieur à 1 000 000;
- fonds propres supérieurs à 200 millions de dollars US;
- chiffre d'affaires dans les trois années précédentes supérieur à 500 millions de dollars US.

Les cinq soumissionnaires précités ont été préqualifiés par la commission chargée de la privatisation.

- b) Lancement du processus d'appel d'offres :

Ce processus s'est déroulé comme suit :

- mise à disposition de la version n° 1 du dossier d'appel d'offres le 15 janvier 2002;

- réception des commentaires liés à la première phase de négociations le 29 janvier 2002;
 - négociations avec les candidats (première phase) du 30 janvier au 8 février 2002;
 - envoi de la version modifiée du dossier d'appel d'offres le 8 février 2002;
 - confirmation de la participation au processus final le 14 février 2002;
 - ouverture de la *Data Room* et visite des sites du 20 février au 6 mars 2002;
 - réception des commentaires sur le DAO et questions *Data Room* le 13 mars 2002;
 - négociations finales avec les candidats (deuxième phase) du 13 au 22 mars 2002;
 - envoi de la version finale du dossier d'appel d'offres le 29 mars 2002;
 - finalisation de la structure des consortiums le 15 avril 2002;
 - remise des offres le 9 mai 2002;
 - déclaration de l'appel d'offres infructueux le 9 mai 2002.
- c) Résultat obtenu

Parmi les soumissionnaires préqualifiés, seuls deux d'entre eux ont participé à la *Data Room*. Par la suite, un des opérateurs s'est retiré et un seul est resté qui a déposé une offre dont le montant était inférieur à la valeur des actifs de la SOMELEC. De ce fait, la commission a déclaré l'appel d'offres infructueux par manque de concurrence et d'un prix de reprise très bas proposé par l'unique soumissionnaire.

Négociation

La négociation a porté essentiellement sur les aspects suivants :

- les présentations dans le cadre des journées de *Data Room*;
- les demandes de modifications de certaines clauses du DAO exprimées par les opérateurs préqualifiés et qui ont donné lieu à la version 3 (version définitive) du dossier d'appel d'offres;
- l'adoption d'un schéma de privatisation différent de celui arrêté par le Gouvernement. Les demandes en ce sens ont été rejetées par la commission de privatisation, ce qui explique en partie le désistement de certains préqualifiés qui voulaient un contrat de concession ou d'affermage plutôt qu'une cession majoritaire des actions.

Points et éléments qui ont posé problème et raisons du non-aboutissement de l'appel d'offres

Le principal problème est que le contexte mondial du sous-secteur de l'électricité ne se prêtait plus à une prise de risque pour les opérateurs privés aussi élevée que celle qui était liée à l'option de privatisation décidée lors de ce premier processus, à savoir la vente majoritaire des actions de la SOMELEC avec l'octroi d'une licence d'exploitation et de développement.

À cet égard, il est utile de rappeler les grandes lignes de la stratégie de privatisation :

- la licence accordée couvre les activités suivantes :
 - production aux fins de la desserte sur le périmètre (20 villes, puissance installée 100 MW) ;
 - transport sur tout le territoire mauritanien ;
 - distribution à l'intérieur des centres du périmètre ;
 - droit d'achat pour revendre et droit de vendre l'électricité sur le périmètre.
- la durée de la licence est de 20 ans, renouvelable par périodes successives de 10 ans. Au cours de la période initiale, l'opérateur stratégique a une exclusivité sur le transport et la distribution à l'intérieur des centres. Il n'y a pas d'exclusivité pour la production mais l'opérateur a une exclusivité de 10 ans sur l'achat et la vente d'électricité à l'intérieur des centres ;
- l'opérateur stratégique est soumis au droit commun en matière de fiscalité. Il peut cependant bénéficier des régimes particuliers ou des exceptions prévus par les textes en vigueur, y compris notamment ceux applicables aux investissements ;
- le service d'électricité correspond aux missions suivantes :
 - garantie d'un approvisionnement permanent et continu ;
 - égalité d'accès et de traitement des usagers ;
 - obligation de brancher ou de raccorder un usager potentiel résidant dans le périmètre ;
 - optimisation et rationalisation des coûts de production, transport et distribution de l'électricité ;
- une formule de contrôle des revenus maximums assez contraignante ;
- des pénalités prévues à l'issue même de la première année en cas de manquement de l'opérateur ;
- la mise en place de redevances pouvant atteindre 5 % du chiffre d'affaires ;
- le développement de la couverture pour atteindre des objectifs ambitieux fixés par le Gouvernement (75 % pour Nouakchott et Nouadhibou et 50 % pour les autres centres, lesquels taux ont été ramenés par la suite à respectivement 51 % et 40 % pour la part du financement à la charge de l'opérateur, le reste du financement devant être recherché par le Gouvernement), ce taux de desserte demandant plus de 9 000 nouveaux branchements annuels.

De l'analyse de ce qui précède, il ressort que les objectifs assignés à l'opérateur dans le cadre de cette privatisation étaient assez ambitieux. En effet, le schéma de privatisation adopté demandait la transformation importante du mode de gestion d'une société publique qui bénéficiait de subventions, directement par la prise en charge des déficits d'exploitation des villes de l'intérieur et des investissements majeurs sous forme de prêts rétrocédés par l'État à des taux concessionnels, et indirectement par le biais d'une fiscalité dérogatoire au droit commun dont l'effet est important sur les résultats d'exploitation.

Le pari était de savoir si les améliorations technico-commerciales – l'amélioration dans la consommation spécifique des groupes électrogènes, l'autoconsommation d'électricité, couplée à la diminution des pertes techniques et non techniques avec un taux de recouvrement normal des consommations facturées – allaient pouvoir absorber toutes ces nouvelles contraintes, charges et obligations dans un court laps de temps. L'issue de ce pari est probablement apparue incertaine pour plusieurs opérateurs potentiels, au vu des risques financiers importants encourus.

Ainsi, le contexte international morose aidant, la plupart des opérateurs privés se sont retirés et la seule société qui a proposé une offre a évalué le potentiel du sous-secteur de l'électricité à un niveau bas.

Points et éléments qui ont été appréciés

- Le processus d'appel d'offres en tant que tel s'est déroulé dans la transparence; il n'y a pas eu de réclamation à ce sujet;
- le régulateur est créé dès le début et associé au processus, et c'est le président de l'Autorité de Régulation qui préside la commission de privatisation;
- la commission de privatisation regroupe tous les départements concernés (Ministère chargé de l'énergie, Ministère des Finances, Ministère des Affaires économiques et du Développement, Autorité de Régulation, SOMELEC).

Éléments spécifiques du contrat prévu dans le cadre du processus AO

Principales orientations du contrat

- Transfert de la majorité du capital de la SOMELEC (54% dont 3% à céder au personnel) à un opérateur stratégique;
- durée du contrat: 20 ans;
- périmètre couvrant l'essentiel du milieu urbain (20 villes) avec droit monopole sur activités transport et distribution (20 ans) et achat pour revente et vente électricité (10 ans);
- taux de desserte fixés pour chaque ville pour les horizons 2011 et 2021;
- fiscalité passant d'un régime dérogatoire à celui du droit commun;
- prise en charge par l'État de la dette rétrocedée dont le remboursement était à la charge de la SOMELEC avant la privatisation.

Objectifs de service

- Garantie d'un approvisionnement permanent et continu;
- égalité d'accès et de traitement des usagers;
- obligation de brancher ou de raccorder un usager potentiel résidant dans le périmètre dans des délais déterminés;
- optimisation et rationalisation des coûts de production, transport et distribution de l'électricité.

Éléments du cahier des charges prévu

Le cahier des charges traite les aspects suivants :

- les modalités, conditions et obligations d'exercice des activités de production pour une puissance de référence de 100 MW, de transport et distribution dans un périmètre couvrant 20 villes ;
- les dispositions relatives au financement et à l'exécution des travaux ;
- les dispositions financières et comptables qui portent notamment sur la formule de rémunération de l'opérateur ;
- les dispositions relatives au contrôle et sanction, à la fin de la licence, aux différends et litiges, à la force majeure, etc.

Formule de rémunération de l'opérateur et mécanismes de lissage des tarifs

Le tarif annuel moyen est basé sur une formule de rémunération de l'opérateur (revenu maximum autorisé) incitative à la bonne gestion, qui est appliquée à la fin de chaque année. Il est obtenu en divisant le revenu maximum par la quantité d'énergie vendue.

le revenu maximum autorisé =

coûts combustibles

- + coûts opérations et maintenance
- + coûts fixes (amortissements + frais financiers + rémunération capitaux propres)
- + prime à la réduction des pertes
- + impôts sur les bénéfices
- + redressement des revenus de l'année précédente actualisé au coût moyen pondéré du capital
- + redevances.

Les redevances prévues dans la formule, qui peuvent atteindre 5 % du revenu annuel des ventes, sont destinées à financer à hauteur de 2 % les charges de l'Autorité de Régulation et à alimenter à hauteur respectivement de 1 % le Fonds de sécurité (voir ci-dessous) et 2 % le Fonds d'Accès Universel aux services.

Le Fonds d'Accès Universel aux services a été institué par l'ordonnance n° 2001-06 remplacée par la loi n° 2005-31 relative à l'Agence de Promotion d'Accès Universel aux Services régulés (APAUS). Ce fonds, qui est alimenté par les redevances des opérateurs régulés (eau, électricité, télécom) et d'autres allocations (budget de l'État, bailleurs de fonds, etc.), est destiné à favoriser, dans les zones sous-équipées, l'accès des populations aux services régulés (eau, électricité, télécom) par le financement de projets d'infrastructure ou de compensation des déficits d'exploitation si les services s'avéraient non rentables.

Des mécanismes de lissage des tarifs sont prévus dans le cahier des charges :

- un Fonds de sécurité, alimenté à hauteur de 1 % des ventes annuelles et des revenus des pénalités et plafonné à 10 % du montant des ventes annuelles, est créé pour atténuer une hausse annuelle des tarifs qui dépasserait respectivement 15 % et 20 % pour les abonnés BT et MT ;
- si les réserves du Fonds de sécurité ne suffisent pas à atténuer la hausse des tarifs dans les limites précitées, l'excédent est reporté sur les exercices postérieurs.

Contrôle

Pour les besoins du contrôle, les dispositions suivantes sont prévues :

- l'obligation pour l'opérateur de communiquer dans un délai de cinq jours (si possible) toute information demandée par l'Autorité de Régulation ;
- l'obligation pour l'opérateur de fournir les documents suivants en fin d'exercice pour la vérification et le contrôle financier du contrat : plan annuel de production transport distribution, plan quinquennal de l'offre et de la demande révisé un an sur deux, compte rendu technique annuel comparé aux trois derniers exercices, états financiers audités, etc. ;
- la possibilité pour l'ARM de commanditer des audits.

Clauses de fin de contrat et de rupture anticipée

- Expiration normale au terme de sa durée (20 ans) avec notamment rachat par l'État des actifs appartenant à l'opérateur ;
- rupture anticipée en cas d'abandon ou d'interruption non justifié du service public d'électricité, de manquement grave et persistant ou de faute grave intentionnelle de l'opérateur dans l'exécution des obligations découlant du cahier des charges ;
- rupture anticipée en cas de dissolution, liquidation judiciaire ou faillite de l'opérateur.

Autres clauses

- Reconduite tacite possible du contrat par périodes successives de 10 ans sauf dénonciation par l'une des parties deux ans avant son expiration ;
- possibilité de droit de veto de l'État sur les décisions stratégiques (modification de la structure du capital, dissolution, liquidation de la société, modification de la nature et/ou de l'étendue des activités, etc.) ;
- octroi du quitus fiscal, du quitus social, du quitus environnemental pour la gestion antérieure de SOMELEC ;
- nombre de cadres du personnel expatrié limité à cinq à partir de la fin de la deuxième année.

Retour d'expérience

Facteurs de réussite du processus d'appel d'offres

Parmi les points positifs qui ressortent de ce processus, on peut noter :

- la transparence de la procédure du processus d'appel d'offres (aucune réclamation n'a été constatée) ;
- la création du régulateur avant le lancement du processus et son implication dans tout le processus (le régulateur est plus à même d'assurer un bon suivi du cahier des charges) ;
- un bon cadre de concertation entre toutes les structures impliquées de l'État (la commission de privatisation regroupait les Ministères chargés de l'Énergie, des Finances, des Affaires Économiques et du Développement plus l'Autorité de Régulation et la SOMELEC) ;
- la qualité du mémorandum d'informations annexé au DAO.

Pièges décelés

Parmi les éléments qui ont pu influencer sur l'issue du processus, on pourrait noter :

- le mode de partenariat public privé adopté (cession d'actifs) qui a pu être perçu comme assez contraignant sur le plan des obligations contractuelles par certains soumissionnaires ;
- le lancement du processus d'appel d'offres dans une conjoncture internationale défavorable qui a coïncidé avec une baisse des indicateurs boursiers dans le secteur ;
- l'adoption de certains critères de préqualification pouvant être jugés comme disproportionnés par rapport à la taille du marché ciblé ; cette décision a pu avoir pour effet de limiter le nombre de soumissionnaires ;
- certains aspects du DAO qui ont été laissés en suspens (les garanties atténuant le risque pays, les dérogations fiscales possibles, etc.).

Améliorations futures

Avant de relancer le processus de privatisation, il faudra tirer les leçons de la première expérience tout en préservant les objectifs fondamentaux de la réforme, soit une amélioration de l'efficacité de la gestion du service public d'électricité et une amélioration substantielle du taux de desserte.

Les améliorations futures doivent prendre en considération les points faibles et les points forts actuels de la Société publique d'électricité SOMELEC :

- **points faibles** : le taux d'électrification progresse très peu par rapport aux objectifs du Gouvernement, les pertes techniques et non techniques restent à un niveau très élevé (environ 28 %), la situation financière demeure précaire, c'est-à-dire que la Société ne génère pas de cash-flows suffisants pour les besoins futurs d'investissement, de réhabilitation et d'extension ;

– **points forts:**

- au plan de l'organisation, le personnel de la SOMELEC applique les normes généralement admises;
- au plan technique, il existe un tableau de bord adéquat pour le suivi journalier et mensuel des normes techniques généralement admises;
- la SOMELEC a acquis au fil des années un savoir-faire en matière technique et financière; il reste à développer la recherche incessante de l'efficacité technique et économique.

Défis

Il existe des défis majeurs, entre autres:

- le contexte morose du secteur de l'électricité, particulièrement dans nos pays africains, fait que les choix offerts par les partenaires privés internationaux sont limités (affermage, contrat de gérance) et que les gains attendus de ces choix pourraient se compenser avec la rémunération à payer au partenaire stratégique;
- toute réforme doit, pour obtenir l'adhésion des collectivités, maintenir les tarifs à des niveaux acceptables par les usagers, ce qui est souvent incompatible avec un niveau de tarification suffisant pour supporter les charges d'exploitation et d'investissement et rémunérer le capital investi par l'opérateur stratégique;
- les caractéristiques géographiques et économiques du pays (territoire très étendu, faible densité de la population avec un PIB faible) rendent plus difficile la prise en charge par le privé des besoins d'investissement importants dans le secteur de l'énergie électrique.

Stratégie de communication

Dans le cadre de la restructuration du secteur de l'électricité, la stratégie de communication mise en œuvre par les pouvoirs publics avait pour but de susciter l'adhésion des acteurs et intervenants dans le secteur de l'électricité, grâce à un effort d'explication, de vulgarisation et de circulation de l'information.

La fonction première de cette stratégie n'est pas d'apporter des réponses aux questions liées à la réforme du secteur de l'électricité, mais de créer une dynamique de dialogue entre les acteurs et les partenaires concernés et de proposer les voies et méthodes les plus appropriées afin que les réponses parviennent à leurs destinataires dans les meilleures conditions possibles.

Objectifs de communication

En général, pour garantir les chances d'une efficacité certaine, les orientations et les actions de communication doivent répondre aux impératifs suivants:

- être porteuses de significations claires;
- s'inscrire dans une stratégie cohérente;
- être en adéquation avec les objectifs et les étapes de la réforme;
- s'inscrire dans une démarche de suivi (durée, régularité).

Communication interne

Les objectifs de la communication interne sont les suivants:

- appréhender la communication comme un véritable outil de mobilisation et de dialogue dans la mise en œuvre de la réforme;
- créer une circulation de l'information efficace et transparente;
- mobiliser l'ensemble des acteurs institutionnels (ministères, établissements publics, etc.) et leur personnel et les faire adhérer aux objectifs et à la démarche de la réforme.

Communication externe

a) Objectifs généraux

- S'assurer de la compréhension par l'ensemble des acteurs et partenaires, institutionnels et privés, des objectifs et modalités de la réforme et de leur adhésion à ceux-ci;
- établir un dialogue permettant d'apporter des réponses appropriées aux interrogations et aux inquiétudes des différents segments de la société;
- convaincre les cadres, agents et employés du secteur de la justesse de la politique définie;
- souligner l'importance de l'accès à l'électricité dans l'amélioration de la qualité de vie et le processus de lutte contre la pauvreté.

b) Objectifs spécifiques

- Expliquer et populariser les objectifs de la réforme spécifiques aux communautés rurales;
- souligner l'importance du rôle des partenaires au développement du secteur (ONG, associations);
- mettre l'accent sur les exigences relatives à la capacité d'adaptation et à l'accroissement des responsabilités individuelles et collectives;
- préparer les segments de consommateurs urbains aux implications de la réforme et contribuer à faire évoluer les comportements des utilisateurs;
- sensibiliser les investisseurs nationaux aux objectifs de la réforme et aux possibilités qu'elle offre;
- convaincre le personnel que les réponses apportées par la réforme sont les mieux appropriées pour assurer la pérennité de leur outil de travail et le développement du secteur. Mettre en exergue la nécessité de l'amélioration des capacités professionnelles et de la modification des rapports avec l'entreprise et la clientèle;

- informer et convaincre les utilisateurs à propos des établissements de service public nouveaux qui seront créés.

Groupes cibles

De nombreux acteurs jouent des rôles dans les différents secteurs concernés par la réforme, dont l'importance et l'intérêt sont fonction de leur statut juridique, de leur mission ou de leur raison sociale. Ces acteurs, ainsi que des acteurs nouveaux que la dynamique de la réforme fera surgir, sont étroitement concernés par la stratégie de communication. On peut regrouper les acteurs existants en cinq grands ensembles :

1. les administrations ;
2. les sociétés nationales (entreprises publiques) ;
3. les entreprises privées du secteur ;
4. les organisations non gouvernementales ou la société civile dans son ensemble (associations de consommateurs, syndicats) ;
5. les investisseurs mauritaniens et étrangers.

Au niveau de l'administration, on peut citer :

- le Ministère chargé de l'énergie ;
- le Ministère des Affaires Économiques et du Développement au sein duquel a été créée une Unité de Gestion des Projets (UGP) chargée de la réforme et qui s'occupe de piloter l'exercice de restructuration et d'exécution des différentes études. L'UGP, par l'intermédiaire du bureau d'exécution du projet, supervise directement les activités des différents chantiers de mise en œuvre de la réforme ;
- l'Autorité de Régulation Multisectorielle.

Les sociétés et agences publiques ciblées sont :

- la SOMELEC ;
- l'Agence de Promotion d'Accès Universel aux Services régulés ;
- l'Agence de Développement de l'Électrification Rurale.

Outre les ONG, il y a d'autres partenaires à prendre en compte comme les communautés rurales ainsi que les administrations régionales et locales. Ces deux dernières catégories, de même que les consommateurs (petites et moyennes industries et ménages), sont certainement les moins informées du contenu et des implications de la réforme et doivent être particulièrement ciblées.

Messages

Les messages doivent avoir comme caractéristiques :

- *cohérence et adaptabilité* : l'ensemble des messages est globalement cohérent, et chaque message est adapté à un public, une attente et un moment spécifiques de la mise en œuvre de la réforme ;
- *dialogue et rétroaction* : on doit multiplier les approches de sensibilisation et tenir étroitement compte des réactions des différents publics.

Contenus généraux

Il ne s'agit pas ici de définir de manière précise et définitive les contenus des messages, mais de cerner les contours du discours que ces messages devront véhiculer, en signalant les aspects susceptibles d'être porteurs et en proposant des modes d'articulation qui en assurent l'efficacité.

L'élaboration des messages doit être sous-tendue par les considérations suivantes:

- rendre visible l'intérêt de la réforme, priorité pour le développement économique et dans le processus de recherche de l'équité sociale (lutte contre la pauvreté):
 - la réforme crée une dynamique nouvelle d'exploitation et de gestion de l'électricité;
 - la réforme crée les conditions d'un développement économique mieux assuré et d'une plus grande équité sociale;
- valoriser les acquis du secteur, souligner les réalisations et les progrès accomplis et susciter l'adhésion à une vision nouvelle du développement du secteur de l'électricité.

Le discours des campagnes et actions de communication devra se développer aux niveaux aussi bien intra-secteurs qu'extra-secteurs. Les deux niveaux sont étroitement interdépendants.

La communication interne répond à des impératifs de mise en commun, d'adhésion aux mêmes objectifs et de mobilisation autour de la réussite de ceux-ci. Sans être un préalable à la communication externe, son plein épanouissement renforcera les chances de succès de cette dernière.

À ces deux niveaux, les messages devront s'articuler autour de deux axes: le présent et l'avenir.

Le présent:

- les besoins en matière d'accès à l'électricité;
- l'état des ressources naturelles;
- les progrès accomplis par le secteur et leur impact;
- l'évolution de la demande en électricité;
- les contraintes économiques et sociales;
- la situation des principaux acteurs;
- l'environnement international et son évolution.

L'avenir:

- les réponses aux mutations de l'environnement et aux contraintes locales;
- la séparation des fonctions d'exécution et de régulation;
- le processus de privatisation;
- les missions de service public;
- l'autorité indépendante de régulation du secteur;
- l'accès à l'électricité en milieu rural;

- la participation/responsabilisation des collectivités rurales à la gestion des ressources;
- les possibilités d'investissement;
- le statut et l'avenir des travailleurs du secteur;
- les économies d'énergie;
- les changements de comportement en matière de consommation.

Tableau 1

Synthèse de la stratégie de communication

Acteur/Groupe cible	Message synthétique	Activités
Niveau directions et encadrement	<ul style="list-style-type: none"> – Mise au même niveau d'information des principaux acteurs – échange d'informations, d'expériences et de points de vue sur les questions relatives au secteur – comptes rendus de ces réunions diffusés par la structure chargée de la communication – rédaction d'un document de référence synthétisant la philosophie, les objectifs, les composantes et les différentes étapes de la réforme 	<ul style="list-style-type: none"> – Constitution d'une structure sectorielle de communication – désignation d'un responsable de la communication au niveau de la structure chargée de la réforme – organisation de réunions intra-sectorielles
Collectivités locales, administrations régionales	Sur la base des éléments contenus dans le document de référence et des comptes rendus de réunions des directions	Organisation de réunions régionales
Au niveau du personnel (établissement public concerné)	<ul style="list-style-type: none"> – Large diffusion du document de référence – information et consultation permanente des représentants syndicaux 	Réunions, ateliers, séminaires, animations de groupe, affiches, notes de service et circulaires, dépliants, revues
Usagers, associations des consommateurs, syndicats, ONG	Thèmes de compréhension de la réforme, mieux prendre en compte les préoccupations des consommateurs, les rassurer et susciter leur adhésion	<ul style="list-style-type: none"> – Communiqués de presse – produits diffusés à la radio et à la télévision autour des thèmes liés à la réforme – animations autour de l'accès à l'électrification rurale – production de dépliants et d'affiches – organisation de réunions avec les associations des consommateurs

Acteur/Groupe cible	Message synthétique	Activités
Investisseurs, partenaires au développement	<ul style="list-style-type: none"> – Rassurer du point de vue de la stabilité et de la sécurité ainsi que sur le plan institutionnel, législatif et réglementaire – présenter les possibilités d'investissements – informer sur l'état des lieux du secteur de l'électricité – présenter le cadre général, économique, social et culturel du pays – mettre l'accent sur les atouts et les perspectives de développement – présenter un schéma de réforme clair avec les différentes garanties 	<ul style="list-style-type: none"> – Conférences de presse – communiqués de presse – journées d'information – organisation de voyages d'information sur le terrain – création et animation de sites Internet – publication de revues

Conclusion

L'échec de la première tentative de privatisation de la SOMELEC semble lié principalement au contexte mondial du sous-secteur de l'électricité qui ne se prêtait pas à une prise de risque pour les opérateurs privés aussi élevée que celle qui était liée à l'option de privatisation décidée lors de ce premier processus, à savoir la vente majoritaire des actions de la SOMELEC avec l'octroi d'une licence d'exploitation et de développement.

En effet, le schéma de privatisation adopté demandait la transformation importante du mode de gestion d'une société publique qui bénéficiait de subventions, directement par la prise en charge des déficits d'exploitation des villes de l'intérieur et des investissements majeurs sous forme de prêts rétrocédés par l'État à des taux concessionnels, et indirectement par le biais d'une fiscalité dérogatoire au droit commun dont l'effet est important sur les résultats d'exploitation.

Le pari était de savoir si les améliorations technico-commerciales – l'amélioration dans la consommation spécifique des groupes électrogènes, l'autoconsommation d'électricité, couplée à la diminution des pertes techniques et non techniques avec un taux de recouvrement normal des consommations facturées – allaient pouvoir absorber toutes ces nouvelles contraintes, charges et obligations dans un court laps de temps. L'issue de ce pari est probablement apparue incertaine pour plusieurs opérateurs potentiels, au vu des risques financiers importants encourus.

Ainsi, le contexte international morose aidant, la plupart des opérateurs privés se sont retirés et la seule société qui a proposé une offre a évalué le potentiel du sous-secteur de l'électricité à un niveau bas.

Après l'échec du premier processus de privatisation, une réflexion a été engagée pour dégager la forme de partenariat public privé la mieux adaptée au contexte de la SOMELEC. Dans ce cadre, il conviendra de concevoir un schéma de partenariat public privé qui puisse intéresser davantage le secteur privé (c'est-à-dire qui réduise les risques pour les opérateurs privés) tout en préservant les objectifs de la réforme, notamment attirer l'investissement du secteur privé pour augmenter de manière importante le taux de desserte avec un coût de service compatible avec le niveau de vie des ménages: ce sont là à l'avenir les difficultés à surmonter et les défis à relever.

OULD EL HOMOUD Mohamed

Directeur
Direction de l'Électricité
Autorité de Régulation Multisectorielle
melhomoud@are.mr, melhomoud@yahoo.fr

OULD HAMED El Hadi

Membre
Commission Spéciale des Marchés
aftoutcsm@mauritel.mr

TALL Ousmane¹

Membre
Conseil National de Régulation
Autorité de Régulation Multisectorielle
tall_ousmane@are.mr

1. M. TALL était Directeur de l'Électricité du Ministère de l'Hydraulique et de l'Énergie au moment où cette analyse a été réalisée.

PARTIE III
Analyse du contrat en vigueur

Cameroun

Introduction

Objet de l'analyse

Le 18 juillet 2001, l'État du Cameroun, représenté par le Ministère des Mines, de l'Eau et de l'Énergie – devenu le 8 décembre 2004 Ministère de l'Énergie et de l'Eau (MINEE) – et le Ministère de l'Économie et des Finances (MINEFI), a signé avec l'opérateur historique la Société Nationale d'Électricité (SONEL), un contrat-cadre de concession et de licence avec son cahier des charges et ses annexes, ainsi que quatre contrats dérivés dont :

- un contrat de concession de production avec son cahier des charges ;
- un contrat de concession de transport et de gestion du réseau de transport avec son cahier des charges ;
- un contrat de concession de distribution et vente d'électricité basse tension avec son cahier des charges ;
- un contrat de licence de vente d'électricité avec son cahier des charges.

Notre analyse porte donc sur l'ensemble de ces documents contractuels, à la lumière des textes législatifs et réglementaires pris en matérialisation de la réforme opérée dans le secteur de l'électricité.

Objectif et motivation de l'analyse

L'élaboration à terme d'un guide sur les contrats et conventions, dont nos institutions et nos pays seront les principaux bénéficiaires, est le principal objectif de ce travail d'analyse. La rédaction, la mise en œuvre, la gestion et le contrôle des contrats s'en trouveront alors renforcés.

Dans le contexte du Cameroun, le travail d'analyse critique de la convention en vigueur vise à :

- assurer un meilleur suivi des obligations contractuelles en vigueur entre l'État camerounais et l'AES-SONEL ;
- aborder la relecture des documents contractuels, qui semble désormais incontournable à l'issue du processus de bilan des trois premières années (première période de gestion) que le régulateur a entrepris en relation avec l'opérateur stratégique AES-SONEL ;

- et négocier les contrats qui pourraient être conclus avec les éventuels nouveaux opérateurs du secteur libéralisé conformément à la loi n° 98/022 du 24 décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité.

Description de l'organisation du secteur énergétique

Situation actuelle du sous-secteur de l'électricité

Approvisionnement (production, importation, coupure, etc.)

L'énergie électrique consommée au Cameroun est entièrement produite au Cameroun, essentiellement par l'AES-SONEL (85,6% en 2002) à partir des sources hydraulique et thermique.

Production hydroélectrique

La production hydroélectrique est assurée par trois centrales hydroélectriques qui alimentent deux réseaux interconnectés. Le tableau 1 résume les niveaux de puissance et de production par centrale.

Tableau 1
Production hydroélectrique au Cameroun

	Edéa	SONGLOULOU	LAGDO	Total
Puissance installée (MW)	264	384	72	720
Production annuelle 2003 (GWh)	1 454	1 874	198	3 526

Production thermique

La production thermique est assurée par des centrales d'appoint pour les réseaux interconnectés Sud et Nord, une centrale de base pour le réseau de l'Est et des centrales isolées pour les localités non reliées aux réseaux interconnectés.

Tableau 2
Production thermique au Cameroun

	Centrales isolées	Centrales d'appoint	Réseau Est	Total
Puissance installée (MW)	33	81 + 85 = 166	7	121 + 85 = 206
Production annuelle (GWh)	52	105	0,03	157

Taux d'électrification (global et rural)

Taux d'électrification global : 26 %.

Taux d'électrification rural : 15,3% (nombre de villages électrifiés/nombre de villages électrifiables).

Motivation et objectifs de la restructuration

Le Gouvernement du Cameroun a engagé la réforme institutionnelle et juridique du secteur de l'électricité afin de réduire le poids financier dudit secteur sur le budget de l'État et d'améliorer sa contribution au développement économique et social du pays.

Cette réforme vise les objectifs spécifiques suivants :

- attirer les investisseurs privés afin de dégager des financements nécessaires au développement du secteur de l'électricité et d'utiliser l'expertise professionnelle reconnue à ces opérateurs;
- promouvoir l'efficacité productive en minimisant les coûts des entreprises grâce aux innovations dans la gestion commerciale et au recours aux technologies nouvelles et efficaces;
- améliorer la qualité du service fourni aux consommateurs;
- promouvoir l'accès à l'énergie électrique à un plus grand nombre par l'accroissement de la desserte;
- permettre la fourniture de l'électricité à des prix compétitifs aux industries et aux consommateurs.

Historique

Nous pouvons relever trois grandes périodes dans l'histoire de l'électricité au Cameroun.

Jusqu'en 1974

L'Administration et les sociétés privées exploitent respectivement en régie et en gérance l'électricité avec concentration des efforts sur les grandes agglomérations. Il y avait deux grandes sociétés au départ :

- 1) ENELCAM, chargée d'aménager la Sanaga à Edéa dans l'ex-Cameroun oriental;
 - 1948 : création d'ENELCAM;
 - 1949 à 1967 : construction des centrales Edéa I, Edéa II et Edéa III avec un total de 11 groupes pour 266 MW de puissance installée, permettant d'alimenter les villes de Douala et Edéa, ainsi que l'usine d'aluminium ALUCAM. Pendant la même période, les réservoirs de régulation de Mbakaou sur le Djerem, et de Bamendjin sur le Noun sont créés.
 - 1963 : création d'EDC qui prend la relève d'ENELCAM en ce qui concerne les distributions publiques d'électricité existantes et leurs extensions, ainsi que les moyens de production et de transport correspondants, à l'exception des équipements de production hydroélectriques qui restent gérés par ENELCAM;

- 2) POWERCAM dans l'ex-Cameroun occidental. Associée à quelques régies municipales, la société POWERCAM exploitait la distribution publique d'électricité dans 10 localités de cette région. L'énergie distribuée provenait de la centrale diesel de 2,5 MW à BOTA près de Limbe, et des centrales hydroélectriques de YOKE et MALALE.

La Société Nationale d'Électricité (SONEL)

De 1974 à 2001, la Société Nationale d'Électricité (SONEL) prend le relais et assure toute seule le service public de l'électricité sur toute l'étendue du territoire national. La SONEL a été créée en 1974 par fusion-absorption des sociétés et régies municipales évoquées ci-dessus, décidée par le Gouvernement, sous le statut d'établissement public à caractère industriel et commercial. On lui assigne les objectifs de mise en valeur du potentiel hydraulique du pays, d'extension des réseaux interconnectés, de péréquation tarifaire, etc.

La réforme du secteur électrique

En 1998, intervient la réforme du secteur de l'électricité.

Situation actuelle : cadres législatif et réglementaire

Plusieurs textes existent : certains ont un caractère général, d'autres sont spécifiques au secteur de l'électricité.

Loi n° 99/016 du 22 décembre 1999 portant statut général des établissements publics et des entreprises du secteur public et parapublic

C'est une loi qui régit le mode de création des établissements publics, leur fonctionnement, leur organisation, leur dissolution, etc.

Loi n° 98-022 du 24 décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité

Cette loi s'applique aux activités de production à partir de toute source primaire ou secondaire d'énergie, de transport, de distribution, de fourniture, d'importation, d'exportation et de vente de l'électricité, réalisées par toute entreprise sur le territoire camerounais. À ce titre,

- elle fixe les modalités de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente de l'électricité;
- elle établit les bases d'une saine concurrence dans le secteur de l'électricité en vue d'en accroître l'efficacité économique, dans la mesure où elle :
 - consacre l'ouverture du secteur;
 - définit les conditions d'exercice des opérateurs dans le secteur, y compris les producteurs indépendants;
 - définit les conditions de collaboration entre les opérateurs, notamment sur les segments qui jouissent d'un monopole naturel;
 - institue un régulateur qui joue le rôle d'arbitre;

- elle fixe les modalités de contrôle de l'exécution des obligations spécifiques mises à la charge des opérateurs des activités non concurrentielles;
- elle détermine les règles de protection de l'environnement et des intérêts des consommateurs sur le plan des tarifs, des conditions de fourniture d'électricité et de sécurité des services;
- elle garantit la continuité et la qualité des prestations.

Décret n° 99/125 du 15 juin 1999 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité

Décret n° 99/193 du 8 septembre 1999 portant organisation et fonctionnement de l'Agence d'Électrification Rurale

Décret n° 2000-464 du 30 juin 2000 régissant les activités du secteur de l'électricité

Ce dernier décret porte sur l'organisation des activités du secteur de l'électricité et fixe les modalités d'octroi, de renouvellement, de révision, de suspension et de retrait des concessions, des licences et des autorisations prévues par la loi régissant le secteur de l'électricité.

D'autres textes existants et en cours d'élaboration, pris dans le cadre de l'application de la loi régissant le secteur de l'électricité, permettent de mieux suivre les activités du secteur.

Situation actuelle: acteurs, leurs rôles et responsabilités

Vue d'ensemble

La réforme exprime la volonté de l'État de se désengager de l'activité opérationnelle de développement du secteur de l'électricité, qui est confiée au secteur privé dans un cadre globalement concurrentiel que l'ouverture progressive du secteur impose. Elle exprime en même temps la volonté de l'État de confier la fonction de régulation du secteur à une agence gouvernementale indépendante pour rassurer les opérateurs privés intéressés par ce secteur d'activités désormais ouvert. Enfin, elle exprime la volonté de l'État de confier à une autre agence gouvernementale la mission de promouvoir le sous-secteur rural qui représente le volet social du secteur de l'électricité, car le caractère marginal de la rentabilité des projets exige une certaine assistance pour assurer leur faisabilité par les opérateurs privés qui recherchent en priorité le profit.

Globalement, il y a donc l'État représenté par les structures gouvernementales concernées par le secteur (MINEE, MINEPLAPDAT, MINEFI, AER, etc.), les opérateurs privés (AES-SONEL pour l'instant) pour développer le secteur et le régulateur (Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité – ARSEL) pour réguler le secteur.

Le Gouvernement

Ministère de l'Énergie et de l'Eau (MINEE)

D'après la loi n° 98-022 du 24 décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité, il veille à la conception, à la mise en œuvre et au suivi de la politique gouvernementale

dans le secteur de l'électricité. Cette politique vise à maintenir en permanence un climat favorable au développement du secteur de l'électricité, notamment par l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables et la promotion d'un environnement juridique stable et attrayant pour les investisseurs privés.

Il assure notamment :

- la planification de l'électricité rurale ;
- le respect de la législation et de la réglementation en vigueur ;
- le suivi de l'utilisation des sources d'énergie primaires, notamment renouvelables ;
- la détermination des standards et des normes applicables aux activités et aux entreprises du secteur de l'électricité ;
- la signature des contrats de concession et la délivrance des licences et autorisations, sur la base des dossiers transmis par l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité ;
- la représentation de l'État dans tous les forums, institutions et séminaires relatifs au secteur de l'électricité.

Ministère de l'Économie et des Finances (MINEFI)

Il est chargé de l'élaboration et de la mise en œuvre de la politique financière, budgétaire, fiscale et monétaire de l'État. Il est responsable du contrôle financier des Établissements Publics Administratifs (EPA) et assure la tutelle financière de l'ARSEL.

Ministère de la Planification, de la Programmation du Développement et de l'Aménagement du Territoire (MINPLAPDAT)

Il est chargé de l'élaboration des orientations générales et des stratégies de développement à moyen et long terme et du suivi de leur mise en œuvre.

Ministère de l'Industrie, des Mines et du Développement Technologique (MINIMIDT)

Il est chargé de l'élaboration des stratégies de développement des industries en valorisant les ressources naturelles et humaines du pays et de développement technologique dans les différents secteurs de l'économie nationale.

L'Agence de Régulation

L'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL), organe indépendant, est un établissement public administratif doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Elle est placée sous la tutelle technique du Ministère chargé de l'électricité et de la tutelle financière du Ministère chargé des questions financières. Aux termes du décret n° 99/125 du 15 juin 1999 portant organisation et fonctionnement de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité, elle a pour principale mission de veiller au bon fonctionnement du secteur de l'électricité, au maintien de son équilibre financier et à la protection des intérêts des opérateurs et des consommateurs.

Plus particulièrement, elle est chargée :

- de participer à la promotion du développement rationnel de l'offre d'énergie électrique;
- de veiller à l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité;
- de veiller aux intérêts des consommateurs et d'assurer la protection de leurs droits pour ce qui est du prix de la fourniture et de la qualité de l'énergie électrique;
- de promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé dans les activités de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente de l'énergie électrique dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires;
- de soumettre à la signature de l'autorité compétente, après avis conforme, les contrats de concession ainsi que les demandes de licence et d'autorisation;
- de mettre en œuvre, suivre et contrôler le système tarifaire établi, dans le respect des méthodes et procédures fixées par les lois et règlements en vigueur;
- d'assurer dans le secteur de l'électricité le respect de la législation relative à la protection de l'environnement;
- de veiller au respect, par les opérateurs du secteur, des conditions d'exécution des contrats de concession, des licences et des autorisations;
- de veiller à l'accès des tiers aux réseaux de transport d'électricité, dans la limite des capacités disponibles;
- de suivre l'application des standards et des normes par les opérateurs du secteur de l'électricité;
- de veiller à l'application des sanctions prévues par la loi;
- d'élaborer, de concert avec les professionnels de l'électricité, les standards et normes applicables aux activités et aux entreprises du secteur et de les soumettre à l'homologation du Ministère chargé de l'électricité (Ministère de l'Eau et de l'Énergie);
- de veiller également au respect du principe d'égalité de traitement des usagers par tout exploitant ou opérateur du secteur de l'électricité;
- de contribuer à l'exercice de toute mission d'intérêt public que pourrait lui confier le Gouvernement pour le compte de l'État dans le secteur de l'électricité.

L'opérateur stratégique

L'État du Cameroun a signé le 18 juillet 2001 un contrat de prise de participation avec AES CAMEROON HOLDINGS SA, le partenaire stratégique qui a pris 56% des actions de la SONEL, dont 5% destinés à terme au personnel, consacrant ainsi la privatisation de cet opérateur historique qui exploite les trois segments que sont la production, le transport, la distribution et vente. Les 44% restants demeurent la

propriété de l'État camerounais. L'AES-SONEL, tout comme les nouveaux opérateurs attendus dans le cadre des dispositions de la réforme, est donc chargée du développement du secteur électrique camerounais.

Le décret n° 2000-464 du 30 juin 2000 fait partie du cadre législatif et réglementaire qui gouverne le secteur de l'électricité au Cameroun ; il organise les activités du secteur de l'électricité et fixe les modalités d'octroi, de renouvellement, de révision, de suspension et de retrait des concessions, des licences et des autorisations prévues par la loi, en application de la loi régissant le secteur de l'électricité. Il stipule que :

- l'AES-SONEL dispose, pendant une durée de 20 ans, du droit exclusif de fournir les services afférents à la distribution et au transport de l'électricité, dans ses périmètres de distribution et de transport ;
- l'activité de gestion du réseau de transport sera, pendant les cinq premières années à compter de la date de signature, gérée par AES-SONEL ;
- la SONEL dispose également du droit exclusif de vente de l'électricité, sur son périmètre de distribution, pour les usagers d'électricité basse tension, moyenne tension et haute tension pendant la période d'exclusivité d'une durée de cinq ans. Après cette période, l'AES-SONEL ne disposera du droit exclusif de vente de l'électricité que pour les clients possédant une puissance appelée strictement inférieure à 1 MW sur son périmètre de distribution ;
- l'opérateur stratégique a, sur la même période, l'obligation de réaliser, développer, réhabiliter, entretenir ou renouveler les installations électriques nécessaires au transport et à la distribution d'électricité sur son périmètre de transport et de distribution.

Les producteurs indépendants

Il y a ouverture du segment amont de la production aux producteurs indépendants d'électricité, mais aucun opérateur indépendant n'est encore installé à ce jour.

Agence d'Électrification Rurale et Cellule de maîtrise de l'énergie

La politique de maîtrise d'énergie reste assurée par le Gouvernement à travers une cellule au sein du Ministère de l'Énergie et de l'Eau. C'est l'électrification rurale qui a fait l'objet de la création d'une agence à l'issue de la réforme opérée dans le secteur.

L'Agence d'Électrification Rurale (AER) est un établissement public administratif doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Sa création traduit la volonté du Gouvernement d'apporter une réponse adéquate au problème spécifique de l'électrification rurale et plus généralement celui de la lutte contre la pauvreté. Son organisation et son fonctionnement font l'objet du décret n° 99/193 du 8 septembre 1999. Sa mission consiste à apporter un appui technique et financier aux opérateurs qui s'intéressent aux problèmes d'électricité en zone rurale et à élaborer des solutions innovatrices afin de permettre l'accès des populations à l'énergie électrique dans des délais raisonnables.

De façon exhaustive, l'Agence d'Électrification Rurale a pour missions:

- de réaliser des enquêtes et des études débouchant sur des solutions techniques et économiques applicables en milieu rural dans le respect des standards et normes homologués;
- d'élaborer des dossiers techniques en liaison avec les administrations concernées, pour le compte des communautés rurales et les opérateurs du secteur en vue du financement de l'électrification rurale;
- de négocier auprès des bailleurs de fonds, en liaison avec les administrations compétentes, les financements nécessaires à l'électrification rurale;
- d'assister les opérateurs, en tant que besoin, en matière d'électrification rurale, dans la préparation des dossiers relatifs à la production, notamment de centrales hydroélectriques de faible puissance, au transport, à la distribution et à la vente d'électricité dans les conditions fixées par la législation et la réglementation en vigueur;
- d'accorder aux opérateurs et aux communautés villageoises une assistance financière dans les conditions fixées par arrêté conjoint du Ministre chargé de l'électricité et du Ministre chargé des finances;
- d'élaborer les mécanismes de gestion communautaire et de maintenance des installations d'électrification en milieu rural;
- d'encadrer les communautés rurales bénéficiaires des installations d'électrification en milieu rural dans la gestion et la maintenance de celles-ci;
- d'exercer toute mission d'intérêt général que pourrait lui confier le Gouvernement dans le secteur de l'électrification rurale.

Analyse critique de la situation

L'objectif de financement privé de l'investissement pour le développement du secteur de l'électricité qui était visé par la réforme n'a pas été atteint. La qualité du service fourni ne s'est pas améliorée non plus, elle semble même régresser. L'amélioration du taux annuel de la desserte n'est pas obtenue puisqu'il reste identique à ceux d'avant la privatisation. Le déséquilibre entre l'offre et la demande d'énergie électrique s'est accentué, au détriment des usagers domestiques et de l'économie nationale.

En effet, l'AES SONEL n'a pas été en mesure d'honorer tous ses engagements contractuels en matière d'installation des nouvelles capacités de production et de maintenance des équipements existants qui lui auraient permis de couvrir en tout temps les besoins nationaux en énergie électrique. La gestion des périodes annuelles d'étiage s'est par conséquent accompagnée de délestages.

Il faut relever que l'État n'a pas non plus exploité la possibilité qui lui est offerte, dans ce partenariat par la convention d'actionnaires de la société privatisée AES-SONEL, pour suivre à travers les organes sociaux et administratifs, en temps réel, la gestion de ladite société.

Ce qui reste à faire : les étapes et les défis

La réforme institutionnelle et juridique étant déjà réalisée, le suivi d'exécution des contrats de concession et de licence en vigueur avec l'opérateur stratégique reste la principale préoccupation actuelle.

Après la première période de gestion de trois ans (2001-2004), pendant laquelle l'AES-SONEL était exempte de toutes sanctions pécuniaires (incitations contractuelles), un bilan de cette période est en cours. L'exploitation de ce bilan permettra un éventuel ajustement du cadre contractuel par une relecture des contrats.

Le défi majeur à relever aujourd'hui au Cameroun est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande nationale en énergie électrique :

- en zone urbaine pour soutenir la reprise économique et le bien-être des populations ;
- en zone rurale pour assurer le bien-être des populations et lutter contre la pauvreté.

Les pouvoirs publics sont désormais convaincus que les objectifs d'investissement visés au moment de la réforme, et notamment de la privatisation de la SONEL, ne pourront pas être atteints sans une forte implication de l'État aussi bien dans le financement que dans la gestion des projets.

Description générale du contrat ou de la convention

Historique : appel d'offres, négociation, etc.

La procédure ayant abouti au choix du partenaire stratégique commence en 1999 par la création d'un comité de pilotage venant en appui à la Commission Technique de Privatisation et de Liquidation des entreprises du secteur public et parapublic. Cette procédure s'articule autour des points suivants :

- appel à manifestation d'intérêt à soumissionner : 11 manifestations ont été enregistrées et soumises aux critères de préqualification à l'issue desquelles cinq candidatures ont été sélectionnées, à savoir AES-SIROCCO Limited, EDF/SAUR, Hydro-Québec, TRACTEBEL/ESKOM et UNION FENOSA ;
- lancement des appels d'offres ;
- remise des offres ;
- analyse des offres par une sous-commission d'analyse ;
- rapport du comité de pilotage ;
- choix de l'adjudicataire provisoire (AES-SIROCCO Limited).

Il est à noter que l'État du Cameroun est aidé dans cette phase par la Société Financière Internationale (SFI). Dans la phase de négociation qui suit, la SFI a commis un consultant international basé à Londres : le NERA.

Type de rédaction

La rédaction est du type détaillé.

Structure: description et analyse

Les accords signés portent sur un ensemble de cinq contrats avec cahiers des charges et annexes, dont un contrat-cadre de concession et de licence et quatre contrats dérivés.

Le contrat-cadre de concession et de licence

Il définit les conditions et les modalités générales par lesquelles l'État confie au partenaire, sous les régimes de concession et de licence prévus par la loi, la charge de l'exploitation d'une partie des activités de production, de transport, de gestion de réseau de transport, de distribution et de vente d'électricité. Ce contrat comporte les obligations générales et les obligations de service public, notamment le respect du principe de non-discrimination, le respect d'égalité de traitement, de continuité, de sécurité, et de qualité de service.

La protection des actifs ainsi que le respect des standards et des normes de qualité sont également prévus. L'exploitation du secteur de l'électricité doit se faire dans le respect des règles de l'environnement.

Les obligations de l'État sont prévues et concernent la garantie que l'État accorde au droit d'occupation des dépendances du domaine national public ou privé et le bénéfice d'un droit de servitude sur les parties des immeubles collectifs.

Les contrats dérivés

Quatre segments des activités du secteur de l'électricité sont concernés par les contrats dérivés ci-après :

1. un contrat de concession de production avec son cahier des charges;
2. un contrat de concession de transport et de gestion du réseau de transport avec son cahier des charges;
3. un contrat de concession de distribution et vente d'électricité basse tension avec son cahier des charges;
4. un contrat de licence de vente d'électricité avec son cahier des charges.

Structure économique et financière du projet

Inventaire des biens

Le contrat-cadre de concession et de licence et les contrats dérivés font obligation à l'AES-SONEL et à l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité de réaliser un inventaire contradictoire des immobilisations du domaine concédé dans un délai de 12 mois après la signature du contrat. Cet inventaire a pris du retard à cause d'un

problème de financement dont le dossier n'a pu être bouclé à temps. Actuellement, un consultant doit réaliser cet inventaire dans les six mois à venir. Cette opération est financée, d'une part, par l'opérateur stratégique et, d'autre part, par la Banque mondiale pour la contribution de l'Agence. Il est à noter qu'il existe un fichier des immobilisations sur la base duquel la procédure de privatisation est arrivée à terme.

Valeur des biens et des fonds propres

Conformément au décret régissant le secteur de l'électricité, une base tarifaire a été définie. C'est la valeur économique de référence des actifs de la SONEL. À la date de signature, la base tarifaire a été évaluée à 140 milliards FCFA. Pendant les cinq premières années, le taux d'amortissement de la base tarifaire initiale est fixé à 1/20, où 20 est égal à la durée de la concession. L'évolution annuelle de la base tarifaire sera calculée de la manière suivante :

$$BT = BTo + \sum \text{investissements} - \text{Amortissement (BTo)} \\ - \text{Amortissement (investissements)}.$$

où

BT : base tarifaire

BTo : base tarifaire initiale.

Rémunération du partenaire stratégique

La rémunération du partenaire stratégique se fait sur la base du coût du capital. Elle sera calculée comme la moyenne pondérée des coûts des fonds propres et de la dette (*weighted average capital cost*), en faisant l'hypothèse de ratios financiers efficaces.

Structure tarifaire et fréquence de révision

En application des dispositions du cahier des charges du contrat-cadre de concession et de licence, les tarifs d'électricité des usagers BT et MT ont été revalorisés trois fois entre juillet 2001 et octobre 2003.

Une nouvelle structure tarifaire a été mise en application en octobre 2003 :

- de façon générale, que ce soit en BT ou en HT, les tarifs augmentent avec le niveau de consommation et de la saison pluvieuse à la saison sèche, pour éviter le gaspillage d'énergie électrique dans un contexte de déficit ;
- par ailleurs, en usage professionnel BT et en MT, une prime fixe par unité de puissance souscrite est instituée pour décourager les mobilisations de puissance inopportunes ;
- de plus, en MT, les tarifs augmentent pour les consommations en heures de pointe ;
- enfin, en dehors des tarifs HT qui se négocient dans des contrats particuliers, les tarifs les plus faibles sont en vigueur respectivement pour l'éclairage public et les zones ou points francs industriels.

Cette structure tarifaire se présente comme suit :

Clients basse tension

Usages domestiques

- consommations inférieures ou égales à 50 kWh/mois: 50 FCFA/kWh
- consommations comprises entre 50 kWh et 200 kWh/mois:
 - tarif applicable du 1^{er} juillet au 31 décembre: 60 FCFA/kWh;
 - tarif applicable du 1^{er} janvier au 30 juin: 67 FCFA/kWh;
- consommations supérieures à 200 kWh dans le mois:
 - tarif applicable du 1^{er} juillet au 31 décembre: 65 FCFA/kWh;
 - tarif applicable du 1^{er} janvier au 30 juin: 75 FCFA/kWh.

Usages professionnels

Le tarif est composé de deux termes qui s'ajoutent, sans oublier la location et l'entretien des compteurs et des disjoncteurs:

- prime fixe par kVA de puissance souscrite: 2 000 FCFA/kVA;
- tarif proportionnel: il est fonction de la consommation d'énergie mensuelle par puissance souscrite (kWh/kVA), et s'applique comme suit:
- consommations inférieures ou égales à 180 kWh/kVA:
 - tarif applicable du 1^{er} juillet au 31 décembre: 63 FCFA/kWh;
 - tarif applicable du 1^{er} janvier au 30 juin: 68 FCFA/kWh;
- consommations supérieures à 180 kWh/kVA:
 - tarif applicable du 1^{er} juillet au 31 décembre: 55 FCFA/kWh;
 - tarif applicable du 1^{er} janvier au 30 juin: 60 FCFA/kWh.

Éclairage public

- tarif applicable du 1^{er} juillet au 31 décembre: 40 FCFA/kWh;
- tarif applicable du 1^{er} janvier au 30 juin: 46,5 FCFA/kWh.

Clients moyenne tension

a) Régime général

Le tarif est composé de deux termes qui s'ajoutent:

- prime fixe mensuelle par kW de puissance souscrite (voir tableau 3);
- tarif proportionnel par kWh consommé: il est fonction du nombre d'heures d'utilisation mensuelle de la puissance souscrite et de l'énergie consommée et s'applique conformément aux tableaux 4 et 5.

Tableau 3

Régime général MT : prime fixe mensuelle par kW de puissance souscrite

Durée d'utilisation	Montant
de 0 à 200 h	2 500 FCFA/kW
au-delà de 200 h	4 200 FCFA/kW

Tableau 4

Régime général MT : tarif applicable du 1^{er} juillet au 31 décembre

Durée d'utilisation	Entre 23 heures et 18 heures	Entre 18 heures et 23 heures
de 0 à 200 h	43 FCFA/kWh	54 FCFA/kWh
au-delà de 200 h	40 FCFA/kWh	49 FCFA/kWh

Tableau 5

Régime général MT : tarif applicable du 1^{er} janvier au 30 juin

Durée d'utilisation	Entre 23 heures et 18 heures	Entre 18 heures et 23 heures
de 0 à 200 h	53,75 FCFA/kWh	67,50 FCFA/kWh
au-delà de 200 h	50 FCFA/kWh	61,25 FCFA/kWh

b) Régime des zones franches industrielles et des points francs industriels

Le tarif est composé de deux termes qui s'ajoutent :

- prime fixe mensuelle par kW de puissance souscrite (voir tableau 6) ;
- tarif proportionnel par kWh consommé : les entreprises installées en zone franche ou admises au régime de point franc industriel sont exonérées du paiement de l'avance sur consommation. Le tarif proportionnel est donné dans les tableaux 7 et 8.

Tableau 6

Régime des zones franches industrielles et des points industriels : prime fixe mensuelle par kW de puissance souscrite

Durée d'utilisation	Montant
de 0 à 200 h	2 500 FCFA/kW
au-delà de 200 h	4 200 FCFA/kW

Tableau 7

Régime des zones franches industrielles et des points industriels : tarif applicable du 1^{er} juillet au 31 décembre

Durée d'utilisation	Entre 23 heures et 18 heures	Entre 18 heures et 23 heures
de 0 à 200 h	30 FCFA/kWh	35 FCFA/kWh
au-delà de 200 h	25 FCFA/kWh	32 FCFA/kWh

Tableau 8

**Régime des zones franches industrielles et des points industriels :
tarif applicable du 1^{er} janvier au 30 juin**

Durée d'utilisation	Entre 23 heures et 18 heures	Entre 18 heures et 23 heures
de 0 à 200 h	37,50 FCFA/kWh	43,75 FCFA/kWh
au-delà de 200 h	31,25 FCFA/kWh	40 FCFA/kWh

Clients haute tension

Les tarifs de vente d'électricité haute tension aux nouveaux abonnés sont fixés dans le cadre des contrats passés entre l'AES-SONEL et lesdits abonnés, après avis de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité. La taxe sur la valeur ajoutée (TVA) est exonérée sur les consommations d'électricité inférieures ou égales à 110 kWh, en basse tension domestique.

Formule d'indexation et fréquence de révision¹

Les formules de contrôle des tarifs détaillés ci-dessous sont applicables pendant la première période quinquennale et permettent de déterminer les tarifs de vente au détail exclusive.

Pendant la deuxième période quinquennale, les tarifs de vente au détail exclusive pour les usagers autres que les grands comptes seront soumis à des formules de contrôle des tarifs, alors que les activités à caractère exclusif relatives aux grands comptes seront soumises à des formules de contrôle des tarifs dérivées. Les tarifs dérivés seront ceux définis au niveau de chaque segment d'activité après la séparation comptable prévue dans la convention en vigueur signée par l'opérateur historique et l'État.

À partir de la troisième période quinquennale, les tarifs de vente au détail exclusive seront régulés sur la base d'un contrôle des revenus au lieu d'un contrôle direct des tarifs. Les formules de contrôle des tarifs ou les formules de contrôle des tarifs dérivés seront transformées en formules de contrôle des revenus de manière à ce que l'AES-SONEL puisse envisager de réaliser un taux de rentabilité normale.

Les taux de rentabilité des activités autres que les activités à caractère exclusif seront déterminés par le libre jeu de la concurrence. Les activités pour lesquelles il sera établie une formule de contrôle des revenus dérivée sont les suivantes :

- vente basse tension et moyenne tension pour les usagers autres que les grands comptes;
- distribution;
- transport;
- gestion du réseau de transport;
- production liée à la vente visée ci-dessus.

1. Ces formules d'indexation tarifaire ont été révisées en 2006 (voir encadré p. 134).

Les deux formules de contrôle des tarifs applicables l'une à l'électricité basse tension et l'autre à l'électricité moyenne tension sont calculées de la [même] manière suivante:

$$TA_t = T_t \times (1 + J_t)$$

dans lesquelles (étant précisé que les paramètres ci-dessous sont calculés séparément selon qu'il s'agisse d'électricité basse tension ou d'électricité moyenne tension):

$$T_t = T_{t-1} \times \left(Y_t + \frac{CI_{t-1}}{CI_{t-2}} - X_t - K_t \right)$$

$$J_t = RR_t + Ri_t - P_{t-1}$$

t désigne l'année de référence, et $t=1$ dans la première année de la concession;

TA_t désigne le tarif moyen autorisé ajusté à l'année t ;

T_t désigne le tarif moyen maximum autorisé non ajusté à l'année t ;

T_0 sera déterminé par l'AES-SONEL dans les six mois de la date de signature à partir du chiffre d'affaires hors taxes de l'AES-SONEL afférent à l'énergie facturée et vendue pendant l'exercice clos au 30 juin 2001, divisé par le nombre de kWh vendus et facturés correspondant à ce chiffre d'affaires;

Y_t est l'augmentation maximale autorisée des tarifs moyens, en termes réels. Pour les cinq premières années à compter de la date de signature, les augmentations autorisées des tarifs moyens sont présentées au tableau 9.

Tableau 9

**Augmentations autorisées des tarifs moyens
pour les cinq premières années du contrat**

Année	1	2	3	4	5
Augmentation autorisée des tarifs BT et MT en termes réels	5,00 %	7,65 %	7,65 %	7,65 %	0,00 %

Les augmentations de tarifs ci-dessus sont applicables à compter de la date de signature et à chaque date anniversaire.

$$CI_t = \alpha \times IHPC_t + \beta \times \frac{IPC_t \times TC_t}{TC_0} + \gamma \times IPF_t + \delta \times \frac{PIE_t}{PIE_0}$$

dans laquelle:

$IHPC_t$ est une moyenne pondérée, pour les deux trimestres précédant le trimestre de référence, des indices trimestriels des prix à la consommation globale des ménages recalibrée pour que $IHPC_t$ soit égale à 1 à l'année 1 de la concession;

IPC_t est la moyenne arithmétique de l'indice des prix des biens intermédiaires, publié mensuellement par l'Institut National de la Statistique et des Études Économiques (INSEE) en France, recalibrée pour que IPC_t soit égale à 1 à l'année précédant le début de la concession;

- TC_t est la moyenne annuelle arithmétique du FCFA contre l'euro (en FCFA par euro) telle que publiée par la Banque Centrale des États de l'Afrique Centrale;
- TC_0 est la valeur du FCFA contre l'euro (en FCFA par euro) au 30 juin 2001, à savoir 1 euro = 655,957 FCFA;
- IPF_t est un indice du prix du gazole, égal à la moyenne arithmétique du prix du gazole au Cameroun, rendu public chaque mois par le Ministre chargé des prix, recalibrée pour que IPF_t soit égale à 1 à l'année 1 de la concession;
- PIE_t est le coût moyen du kWh acheté par l'AES-SONEL auprès des producteurs indépendants, et PIE_t sera égal à zéro tant que l'AES-SONEL ne réalisera pas un premier achat d'électricité auprès d'un producteur indépendant;
- PIE_0 est le coût moyen du kWh acheté par l'AES-SONEL auprès du premier producteur indépendant auquel l'AES-SONEL achètera de l'électricité;
- α est un paramètre fixé à 0,58 pendant chaque année t des cinq premières années de la concession;
- β est un paramètre fixé à 0,21 pendant chaque année t des cinq premières années de la concession;
- γ est un paramètre fixé à 0,21 pendant chaque année t des cinq premières années de la concession;
- δ est un paramètre fixé à 0 pendant chaque année t des cinq premières années de la concession;
- $t-2$ désigne l'année antérieure à l'année $t-1$;
- X_t est un facteur de gain d'efficacité; X_t est égal à 0% pendant chaque année t des cinq premières années de la concession et à 1% pendant chaque année t des années 6 à 10 de la concession;
- K_t est un facteur de correction exprimé en pourcentage des différences entre les tarifs moyens réalisés par l'AES-SONEL dans l'année $t-1$ et les tarifs moyens maximaux autorisés l'année $t-1$ dans le cadre de la formule de contrôle des tarifs non ajustée (T_{t-1}). K_t est défini selon la formule suivante:

$$K_t = \left(\frac{R_{t-1} / C_{t-1}}{T_{t-1}} - 1 \right) \times \left(1 + \frac{J_{t-1}}{100} \right)$$

$$K_0 = 0$$

dans laquelle:

R_{t-1} est le revenu de l'AES-SONEL provenant des ventes d'énergie à l'année $t-1$;

C_{t-1} est le nombre de kWh facturés par l'AES-SONEL à l'année $t-1$;

J_{t-1} est un taux d'intérêt égal au taux d'intérêt sur appel d'offres de la Banque des États de l'Afrique Centrale à l'année $t-1$ plus marge bancaire plus 2 pour cent;

RR_t est un facteur du coût de la redevance due à l'Agence. Dans le cas où le coût de la redevance prévue aux articles 3 et 4.1 du décret n° 2001-021 du 29 janvier 2001 fixant le taux, les modalités de calcul, de recouvrement et de répartition de la redevance sur les activités du secteur de l'électricité, et à l'article 8 du contrat-cadre serait modifiée, les tarifs moyens maximaux non ajustés, T_p , seraient ajustés en conséquence si l'administration chargée de l'électricité et l'AES-SONEL en conviennent, conformément à l'article 8 du contrat-cadre;

RI_t est un paramètre déterminé en pourcentage des tarifs, permettant d'ajuster le niveau de tarifs autorisés de l'AES-SONEL en cas de conditions imprévues qui affecteraient de manière significative les conditions d'exploitation de l'AES-SONEL. Sa valeur est égale à 0,00 % la première année et peut varier à l'issue de la procédure de révision intermédiaire de la formule de contrôle des tarifs. La charge qui influencerait ainsi les revenus de l'AES-SONEL sera déterminée d'un commun accord des parties entre l'AES-SONEL et l'Agence; ce montant sera ensuite ramené au nombre de kWh pour l'activité considérée.

P_{t-1} est le montant des incitations contractuelles exigibles pour manquement pendant l'année $t-1$ à l'exception des incitations contractuelles payables aux usagers, divisé par le revenu provenant de la vente d'énergie. P_{t-1} est égal à 0 FCFA durant la première année de la concession;

Les formules de contrôle des revenus dérivées relatives aux différentes activités sont calculées comme suit:

$$MR_t = [(1-\theta) \times A_t + \theta \times B_t] - P_{t-1} + K_t + RR_t + RI_t$$

dans laquelle:

t désigne l'année de référence, et

$t-1$ désigne l'année immédiatement antérieure à l'année t ;

θ est un paramètre représentant le pourcentage du chiffre d'affaires annuel de l'AES-SONEL dépendant de l'énergie facturée;

A_t est le chiffre d'affaires hors taxes à l'année t de l'activité considérée en FCFA, actualisé pour tenir compte de l'inflation, déterminé par la formule suivante:

$$A_t = A_{t-1} \times \pi_t$$

dans laquelle:

π_t est un indice d'inflation déterminé par la formule suivante :

$$\pi_t = \left(\frac{CI_{t-1} + VRA_t - X_t}{CI_{t-2}} \right)$$

VRA_t est la variation du revenu autorisée pendant l'année t pour l'activité considérée ;

B_t est le chiffre d'affaires hors taxes à l'année t de l'activité considérée en FCFA à l'année 10, actualisé pour tenir compte de l'inflation et des variations de l'énergie facturée, déterminé par la formule suivante :

$$B_t = \left(B_{t-1} \times \pi_t \times \frac{D_t}{D_{t-1}} \right)$$

dans laquelle :

D_t est la quantité d'énergie électrique en kWh produite, transportée, distribué ou vendue par l'AES-SONEL pendant l'année t , selon l'activité considérée. Dans le cas de l'activité de vente, il s'agit de la quantité d'énergie électrique en kWh vendue au détail (c'est-à-dire comptée et facturée) ;

D_{t-1} est la quantité d'énergie électrique en kWh comptabilisée et, le cas échéant, facturée par l'AES-SONEL pendant l'année $t-1$ pour l'activité considérée ;

P_{t-1} est le montant des incitations contractuelles exigibles pour manquement pendant l'année $t-1$, pour l'activité considérée, à l'exception des incitations contractuelles payables aux usagers ;

K_t est un facteur de correction des différences entre les revenus perçus par l'AES-SONEL pour l'activité considérée dans l'année $t-1$ (R_{t-1}) et le revenu maximal autorisé l'année $t-1$ (MR_{t-1}), pour l'activité considérée. K_t est défini selon la formule suivante :

$$K_t = (MR_{t-1} - R_{t-1}) \times \left(1 + \frac{J_{t-1}}{100} \right)$$

dans laquelle :

J_{t-1} est un taux d'intérêt égal au taux d'intérêt sur appel d'offres de la Banque des États de l'Afrique Centrale à l'année $t-1$ plus marge bancaire plus 2% ;

RR_t est la redevance annuelle due à l'Agence et visée à l'article 42 de la loi et de l'article 8 du contrat-cadre, calculée au prorata du chiffre d'affaires de l'activité considérée, pour chacune des activités de production, de transport, de distribution et de vente ;

RI_t est un paramètre permettant d'ajuster le niveau de revenus autorisés de l'AES-SONEL, pour l'activité considérée en cas de conditions imprévues qui affecteraient de manière significative les conditions d'exploitation de l'AES-SONEL pour l'activité considérée.

Le contrat: clauses particulières

Objectifs d'investissement et de développement (production, réseau, etc.)

La privatisation de la SONEL intervenue le 18 juillet 2001 avec la signature d'une convention de concession avait quatre objectifs principaux :

1. l'amélioration de la qualité de service;
2. l'accroissement de l'accès des populations à l'électricité;
3. la mobilisation des capitaux dans le secteur;
4. la modernisation des systèmes de gestion pour en améliorer les performances.

Pour atteindre ces objectifs principaux, le contrat-cadre de concession et de licence ainsi que les différents contrats dérivés ont prévu des objectifs d'investissement et de développement résumés ci-après :

- l'AES-SONEL exploite et a l'obligation d'entretenir et le cas échéant de réhabiliter et de renouveler les installations de production ;
- elle a l'obligation de construire toute autre installation de production dans la limite d'une puissance totale installée de 1 000 MW et d'une puissance de 150 MW pour la première nouvelle installation de production, étant précisé que celle-ci n'est pas comprise dans la limite de cette puissance ;
- au cas où elle ne disposerait pas d'autres moyens de satisfaire aux obligations qualitatives ou quantitatives stipulées au contrat, elle peut réaliser à titre exceptionnel et temporaire une installation de production de secours ;
- elle a l'obligation de réaliser l'ouvrage hydroélectrique de LOM PANGAR qui est un barrage réservoir de 7,5 milliards de m³ et d'une centrale de 51 MW au pied du barrage ;
- elle a l'obligation de réaliser de grosses réparations dans les centrales hydro-électriques et les barrages de retenue ;
- elle a l'obligation de réhabiliter les centrales thermiques existantes ;
- elle a l'obligation de renforcer les réseaux de transport ;
- elle a l'obligation d'entretenir, de construire, de réhabiliter ou de renouveler les installations de transport.

Partage des risques

Risques liés à la force majeure

Pour les besoins du contrat et des contrats dérivés, sont considérés comme cas de force majeure, à l'égard de l'une ou l'autre des parties, les événements indépendants, imprévisibles et irrésistibles pour la partie qui s'en prévaut. À titre d'exemple, constituent des cas de force majeure: la guerre, les insurrections, les incendies, les inondations et les catastrophes d'origine naturelle.

Les cas de force majeure suspendront l'exécution du présent contrat ou des contrats dérivés pendant la durée et dans la mesure de leurs effets, sans entraîner le report de l'échéance du terme. Tous les délais prévus au présent contrat ou dans les contrats dérivés seront suspendus pendant la durée durant laquelle la force majeure aura empêché la partie qui s'en prévaut de les mettre à profit.

Dès la notification par la partie concernée de la survenance d'un cas de force majeure, les parties envisageront ensemble de bonne foi les moyens pour mettre fin à cette force majeure, en limiter et en réparer les effets.

Risques liés à la modification ou révision du contrat

Modification d'un commun accord des parties

- En cas de modification d'un commun accord des parties, si elle affecte les conditions financières au titre du présent contrat, des contrats dérivés ou des cahiers des charges, elle s'accompagnera d'une révision desdites conditions tarifaires, d'une compensation directe ou d'une combinaison des deux.

Modification en cas de bouleversement des conditions économiques

- En cas de bouleversement des conditions économiques qui serait de nature à influencer substantiellement les conditions d'exécution du présent contrat ou de l'un des contrats dérivés, la partie touchée peut proposer des modifications.
- Si les parties ne s'accordent pas sur la modification, l'AES-SONEL aura néanmoins droit à une indemnisation destinée à préserver l'économie du présent contrat et des contrats dérivés, qui sera appréciée par l'Agence et qui prendra la forme d'une révision des conditions tarifaires, d'une compensation directe ou d'une combinaison des deux.

Révision par décision unilatérale de l'État

- L'administration chargée de l'électricité peut, sur avis conforme de l'Agence, imposer à l'AES-SONEL des révisions unilatérales de certaines dispositions contractuelles.
- Si cette révision touche les obligations de l'AES-SONEL au titre du présent contrat, des contrats dérivés ou de leurs cahiers des charges respectifs, elle s'accompagnera d'une révision des conditions tarifaires, d'une compensation directe ou d'une combinaison des deux tendant à compenser intégralement les charges supplémentaires ou la diminution des produits de l'AES-SONEL consécutifs à ladite révision.

Risque hydrologique

L'AES-SONEL sera exonérée de sa responsabilité contractuelle relative à la production d'électricité et à la disponibilité de cette production dans le cas où :

- i) le débit naturel moyen en saison sèche de la Sanaga, mesuré à Edéa, est inférieur au débit naturel moyen minimum de ce même fleuve observé sur une période couvrant les 40 dernières années précédant l'année en cours;
- ii) les réservoirs ne sont remplis qu'à moins de 50% de leur capacité l'année précédente. Cette exonération durera aussi longtemps que les deux conditions visées ci-dessus resteront réunies.

Autres risques

Dans le cas où l'AES-SONEL se trouverait dans l'impossibilité de produire de l'électricité ou de remplir tout ou partie de ses obligations en raison d'un événement qui trouverait son origine dans un vice structurel ou de construction d'une installation de production existant antérieurement à la date de signature, l'AES-SONEL se trouvera exonérée de sa responsabilité contractuelle découlant directement dudit événement sous réserve qu'elle ait établi que les mesures de réhabilitation et d'entretien de ladite installation de production ont été mises en œuvre en tenant compte des études existantes et conformément aux règles de l'art et en temps opportun.

Gestion de la relation contractuelle : suivi, contrôle et évaluation du contrat

Organe qui assure le suivi, le contrôle et l'évaluation du contrat

La loi régissant le secteur de l'électricité, le décret régissant les activités du secteur de l'électricité, le contrat-cadre de concession et de licence et les différents contrats dérivés confèrent tous au régulateur le suivi, les pouvoirs les plus étendus de contrôle de la bonne exécution, l'évaluation et même la révision de ces différents contrats.

Processus administratif et autre pour assurer le suivi, le contrôle et l'évaluation

Parmi les quatre directions que l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité a mis en place, la Direction de la Gestion des Régimes est particulièrement chargée de cette activité. Elle comprend deux sous-directions :

- la Sous-Direction des Attributions des Titres est chargée des problèmes des appels d'offres, de la préparation des contrats avec les opérateurs, de l'évaluation et de la révision de ces contrats ;
- la Sous-Direction du Contrôle Technique et de la Qualité de Service est essentiellement chargée des opérations de suivi et du contrôle des engagements contractuels des opérateurs.

La Direction de la Gestion des Régimes est appuyée dans cette activité par les autres directions et notamment la Direction du Contrôle Économique et de la Concurrence pour les aspects tarifaires.

Pour lui permettre de faire son travail de suivi, les contrats prévoient :

- la communication par l'opérateur au régulateur d'un certain nombre de documents (d'ordre juridique, financier, technique, etc.);
- l'accès du régulateur aux locaux et installations de l'AES-SONEL.

Éléments déterminants du suivi, du contrôle et de l'évaluation du contrat

Les éléments déterminants du suivi, du contrôle et de l'évaluation sont essentiellement :

- le plan d'affaires annuel glissant de l'opérateur, qui rassemble un certain nombre d'objectifs de l'entreprise sur plusieurs années, que ce soit en matière d'investissement sur les différents segments des activités du secteur de l'électricité – nouvelles capacités, réhabilitation, renouvellement ou maintenance – ou en entretien ou en organisation commerciale;
- le rapport annuel d'exploitation qui présente essentiellement le compte rendu de gestion de l'opérateur.

La plupart des informations contractuelles exigées de l'opérateur sont contenues soit dans le plan d'affaires, soit dans le rapport annuel d'exploitation.

Indicateurs de suivi, de contrôle et d'évaluation

Les indicateurs sont ceux de la qualité de service, du taux de desserte, des investissements, des tarifs, etc., notamment :

- l'énergie non distribuée;
- les différents délais d'intervention;
- les taux de disponibilité des installations;
- le nombre d'incidents de lignes et leur durée;
- le nombre d'incidents de transformateurs et leur durée;
- le nombre d'effondrements de réseau et leur durée;
- le taux de desserte et le nombre de nouveaux branchements.

Renégociation

Le cadre contractuel laisse une ouverture à la renégociation de certains termes du contrat. Que ce soit sur décision unilatérale de l'État, en cas de bouleversement des conditions économiques ou d'un commun accord, la renégociation des contrats est faite par l'Agence de Régulation et toute modification apportée est faite sur avis conforme de l'Agence.

Résolution des conflits

Tous les différends entre les parties découlant du contrat-cadre, des contrats dérivés ou de leurs annexes respectives seront tranchés définitivement suivant le Règlement de Conciliation et d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale en vigueur

à la date de commencement de la procédure, par trois arbitres nommés conformément à ce Règlement. Le tribunal arbitral siègera à Paris et la procédure se déroulera en langue française. Toute sentence prononcée par le tribunal arbitral sera définitive, opposable aux parties, et pourra se voir conférer l'exequatur par les autorités judiciaires compétentes. Dans le cadre de cette procédure d'arbitrage, les parties s'engagent à ne pas se prévaloir d'une quelconque immunité de juridiction ou d'exécution et à se conformer à toute sentence arbitrale qui pourra être rendue sur le fondement du présent paragraphe. Il est précisé, pour les besoins de la présente clause, que la renonciation à l'immunité d'exécution ne porte pas sur les actifs affectés directement et exclusivement à l'exercice par l'État de sa souveraineté.

En outre, la loi régissant le secteur de l'électricité et le contrat-cadre prévoient également les dispositions qui suivent dans le cadre des sanctions légales envisageables en amont de la procédure d'arbitrage.

En cas de manquement de l'AES-SONEL aux obligations résultant pour elle des dispositions du présent contrat, de ses annexes, de la loi ou d'un règlement, l'Agence peut prononcer dans les conditions définies les sanctions suivantes :

- i) retrait de la concession, de la licence ou de toute autorisation ;
- ii) suspension du droit d'opérer ;
- iii) pénalité pécuniaire dont le montant est fonction des qualifications et de l'auteur de l'infraction, sans préjudice de ce qui est visé ci-dessus aux points (i) et (ii).

Ces sanctions seront prononcées sous réserve d'une mise en demeure préalable effectuée par l'Agence, assortie de délais. La décision de l'Agence pourra faire l'objet d'un recours de la part de l'AES-SONEL dans le cadre de la procédure d'arbitrage prévue pour la résolution des différends.

De même, la loi prévoit qu'en cas d'atteinte grave et immédiate aux lois et règlements régissant le secteur de l'électricité, l'Agence pourra, après avoir entendu les parties en cause, ordonner toutes mesures conservatoires qu'elle jugera utiles en vue d'assurer la continuité du service public de l'électricité.

Retour d'expérience

Pièges décelés

- Prévu pour être élaboré un an après la signature du contrat, le règlement de service, dont les principes sont annexés au contrat, n'est toujours pas approuvé et publié par arrêté du Ministre chargé de l'électricité ;
- les procédures de contrôle des indicateurs de qualité de service (fréquence, tension, nombre et durée des coupures, etc.) n'ont pas été précisées dans le cahier des charges ;

- la définition de la mesure de la plupart de ces indicateurs n'a pas été donnée dans le contrat. Une bonne régulation nécessite de définir les procédures de suivi de ce type d'indicateurs;
- les obligations de desserte pourtant acceptées par le concessionnaire apparaissent comme irréalisables pour lui trois ans après la signature des contrats;
- l'opérateur voudrait retarder l'ouverture du secteur à une date ultérieure différente de celle prévue dans les contrats parce qu'il estime que cette ouverture pourrait lui faire perdre une part importante du marché des grands comptes et une bonne partie des usagers domestiques dans certaines régions du pays;
- l'opérateur a fait des promesses importantes, lors des négociations avec l'État, en matière d'investissement. Cependant, les modalités contractuelles n'ont pas permis de traduire ces promesses en engagements fermes et planifiés dans le temps.

Facteurs de réussite du contrat

- Moyens de contrôle détenus par le régulateur;
- mécanismes d'information de l'Agence prévus par les contrats (article 16-2 du contrat);
- bonne répartition des risques;
- signature d'un contrat-cadre de concession et de licence et des contrats dérivés différents pour chacun des segments d'activités du secteur de l'électricité.

Améliorations futures

- Renégociation du cadre contractuel;
- indicateurs de qualité de service: fréquence et tension.

Il est possible qu'on adopte un principe de campagne annuelle de mesures effectuée par l'opérateur sous le contrôle de l'ARSEL.

Défis

- Amélioration de la qualité de service;
- amélioration de la desserte en procédant au branchement d'un plus grand nombre;
- ouverture du secteur aux autres opérateurs dans l'esprit de promouvoir la concurrence et les investissements, que ce soit en CET (construction, exploitation, transfert)¹⁰ ou sur un nouveau périmètre de concession.

10. CET: construction, exploitation, transfert; traduit de l'anglais *BOT: Build, Own, Transfer*.

Stratégie de communication interne et externe

Objectifs de communication

- Maîtriser les politiques énergétiques efficaces;
- maîtriser les procédures de contrôle;
- choisir des projets présentant le moins de risques possible;
- maîtriser les mesures de traitement des dossiers, etc.;
- procéder à une large diffusion des dispositions juridiques et règlements en vue d'attirer les investisseurs privés intéressés par le développement du secteur de l'électricité;
- mettre à la disposition des investisseurs privés des sites potentiellement équi-pables en hydroélectricité notamment, et d'autres sources d'énergie renouvelables;
- informer les usagers des problèmes rencontrés par l'opérateur pour satisfaire à ses obligations de service public;
- informer le régulateur et l'État de la marche de l'exploitation;
- être en contact avec le monde entier pour la recherche d'un certain professionnalisme dans la gestion du secteur de l'électricité, grâce aux nouvelles technologies de communication et d'information et à la participation aux séminaires, tables rondes et conférences liés au secteur de l'électricité.

Acteurs et groupes cibles, messages ciblés et activités

- MINEE (Ministère de l'Énergie et de l'Eau)
 - Message: élaboration des politiques énergétiques efficaces, etc.;
 - activités: conception, mise en œuvre et suivi de la politique gouvernementale dans le secteur.
- ARSEL (Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité)
 - Message: maîtrise des procédures de contrôle et des dossiers;
 - activités: régulation, contrôle et suivi des activités des exploitants et des opérateurs dans le secteur de l'électricité.
- SONEL (partenaire stratégique)
 - Message: choix des projets présentant le moins de risques possible;
 - activités: exploitation d'une partie des activités de production, de transport, de gestion du réseau de transport, de distribution et de vente d'électricité sous les régimes de la concession et de licence.
- Usagers
 - Message: connaissance de leurs droits et obligations;
 - activités: sollicitations et réclamations diverses; paiement des factures.

- Autres opérateurs et fabricants de matériel
 - Message: connaissance de la réglementation;
 - activités: exploitation d'une partie du secteur de l'électricité.
- Experts et consultants
 - Message: connaissance du cadre réglementaire et contractuel;
 - activités: assistance de tous ordres.

Les messages sont de nature à faciliter le bon fonctionnement du sous-secteur de l'électricité en vue d'assurer un bon service public en cette matière.

Messages et activités pour chacun des acteurs ou groupes cibles afin d'atteindre les objectifs de communication :

- réunions périodiques avec le personnel;
- circulation de l'information de la base au sommet;
- publication des revues et bulletins pour certains acteurs;
- abonnement à Internet pour certains acteurs;
- formation du personnel;
- réunions périodiques entre les différents acteurs.

Tableau 10
Synthèse de la stratégie de communication

Acteur/Groupe cible	Message synthétique	Activités
Ministère de l'Énergie et de l'Eau	Assurer le service public de l'électricité	Inspection périodique
Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité	Que chaque acteur respecte les règles du jeu	Régule les tarifs, contrôle le respect des règles de la concurrence en vue de l'ouverture du secteur
Opérateur stratégique AES-SONEL	Respecter les engagements pris	Exerce dans la transparence et communique
Ministère de l'Économie et des Finances	Payer impôts et taxes; connaître les besoins financiers des acteurs publics du secteur de l'électricité	Contrôle de la gestion et des comptes, etc.
Conseil National de la Concurrence	Respecter les règles de la concurrence	Donne les avis requis au régulateur le cas échéant

Conclusion et recommandations

Les conclusions partielles ont été données pendant les différentes phases du rapport. Toutefois, à l'issue de cette analyse du contrat de concession et de licence en vigueur entre l'État du Cameroun et la SONEL, nous constatons que ce contrat dispose d'un certain nombre de spécificités assez positives, d'un certain nombre de points forts et d'un certain nombre de points faibles auxquels l'engagement d'un processus de relecture prévu par ledit contrat pourrait remédier.

Encadré sur l'évolution du secteur de l'électricité au Cameroun depuis 2005

Depuis 2005, le secteur de l'électricité au Cameroun a évolué sur plusieurs plans relatifs notamment au cadre institutionnel, à l'ouverture du secteur et surtout au cadre contractuel avec la conclusion du processus de relecture du contrat de concession signé entre l'État et l'AES-SONEL. Les points saillants de cette évolution sont ci-après retracés.

Le cadre institutionnel

Le cadre institutionnel du secteur de l'électricité a évolué avec l'apparition d'un nouvel acteur, la société EDC (Electricity Development Corporation) créée par décret présidentiel au courant de l'année. Elle a pour objet :

- de gérer, pour le compte de l'État, le patrimoine public dans le secteur de l'électricité;
- d'étudier ou de réaliser tout projet d'infrastructure dans le secteur de l'électricité qui lui est confié par l'État;
- de participer à la promotion des investissements publics et privés dans le secteur de l'électricité.

L'ouverture du secteur

La réalisation de plusieurs projets actuellement en cours de développement viendra concrétiser dans les mois et années à venir la volonté d'ouverture du secteur. Dans ce cadre, on peut retenir, pour l'essentiel :

- la centrale thermique à gaz de Kribi dans la province du Sud, que le Gouvernement a confié à la filiale d'AES-SONEL Kribi Power Development Company (KPDC) qui devra, avec le statut de producteur indépendant, améliorer de 225 MW l'offre nationale d'énergie électrique à l'horizon 2009;
- la centrale hydroélectrique de Nachtigal sur le fleuve Sanaga dans la province du Centre, objet d'une concession à conclure avec la société ALUCAM, pour près de 300 MW d'amélioration de l'offre nationale d'énergie électrique;
- la centrale hydroélectrique de Memve' élé sur la rivière Ntem dans la province du Sud, avec 200 MW de production prévue sur le marché à l'horizon 2010 avec le développeur GLOBELEC/Sud Énergie;
- la centrale hydroélectrique de Colomines sur le fleuve Kadey dans la province de l'Est, avec un objectif de 12 MW que le promoteur retenu HYDRO-EST compte mettre sur le marché;
- la microcentrale hydroélectrique de 0,8 MW à Malale dans la province du Sud-Ouest, que le promoteur retenu ALPHA TECHNOLOGY compte mettre sur le marché.

Le cadre contractuel

L'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL) et le principal opérateur, AES-SONEL, ont fait en 2004 le bilan de la première période de gestion de trois ans du contrat de concession liant cet opérateur à l'État du Cameroun.

L'exploitation de ce bilan a permis d'engager le processus de relecture des différents contrats en vigueur. Ce processus a abouti à la signature en 2006 des cinq avenants ci-après :

- Avenant au Contrat-Cadre de Concession et de Licence;
- Avenant au Contrat de Concession de Production;
- Avenant au Contrat de Concession de Transport et de Gestion du Réseau de Transport;
- Avenant au Contrat de Concession de Distribution et Vente d'Électricité Basse Tension;
- Avenant au Contrat de Licence de Vente d'Électricité Haute et Moyenne Tension.

Les changements majeurs de ces avenants portent sur les aspects décrits ci-dessous.

1. La révision des délais pour certaines obligations contractuelles

Les délais de mise en œuvre de diverses obligations contractuelles de l'AES-SONEL ont été révisés, notamment :

- l'inventaire contractuel de production, de transport et de distribution;
- l'effectivité de la séparation comptable;
- la création de la filiale destinée à gérer l'activité de Gestion du Réseau de Transport (GRT);
- le calendrier et le contenu des documents à communiquer à l'Agence et à l'Administration chargée de l'électricité;
- le début d'application des formules de contrôle des tarifs dérivées pendant la deuxième période quinquennale;
- l'extension de la première période quinquennale de cinq mois et demi, permettant à la deuxième période quinquennale de commencer au début de l'année calendaire;
- le calendrier de réalisation des travaux de renouvellement ou de réhabilitation des travaux particuliers identifiés sur certains biens concédés;
- la soumission par l'AES-SONEL, à l'approbation de l'Agence, de la base commerciale sur laquelle les prestations de services de transport et de gestion du réseau de transport seront fournies;
- la soumission à l'Agence d'une proposition de tarif de vente pour les reventes d'électricité aux vendeurs indépendants;
- la soumission à l'Agence de la base sur laquelle les tarifs pour le rachat d'excédents par l'AES-SONEL aux autoproducteurs sont déterminés.

2. La création d'un fonds de développement pour la concession

Un fonds de développement a été créé, financé en partie par les incitations contractuelles dues par l'AES-SONEL, en vue de les utiliser pour réinvestir dans le développement du secteur, plutôt que de prendre en compte le montant de ces incitations dans une révision tarifaire à travers un paramètre, comme prévu dans l'ancienne formule tarifaire.

3. Les révisions tarifaires

L'augmentation des tarifs BT et MT qui était prévue aux années 4 et 5 à compter de la date de signature du contrat-cadre et des contrats dérivés ne sera pas appliquée. Il en sera de même des indexations prévues pour la même période.

4. La formule tarifaire

La formule tarifaire révisée prend désormais en compte, entre autres, l'impact de l'hydraulicité sur la consommation du combustible dans les centrales thermiques, la nature du combustible utilisé par l'AES-SONEL dans les centrales thermiques et le facteur hydrologique.

5. Les objectifs de desserte

Les objectifs annuels de desserte et les objectifs quinquennaux de branchement par province ont été révisés à la lumière du bilan de la concession préalablement réalisé. La formule de calcul des incitations contractuelles pour non-respect des objectifs de branchement a également été révisée, pour éviter une pénalisation simultanée sur les objectifs régionaux et les objectifs globaux.

6. Le barrage de Lom Pangar

Le projet du barrage de Lom Pangar a été retiré des obligations contractuelles de l'AES-SONEL, contre une obligation de participation à la réalisation dudit projet.

7. La gestion des ouvrages de retenue

L'État camerounais a prévu la désignation d'une entité chargée de la gestion des ouvrages de retenue et des eaux du bassin de la Sanaga, en remplacement de l'opérateur AES-SONEL.

8. La norme d'énergie non fournie

La norme d'énergie non fournie a été révisée à la lumière du bilan de la concession préalablement réalisé, aussi bien en basse tension qu'en moyenne et haute tension.

BALLA Richard

Sous-directeur du Contrôle des Activités de Transport
et de Distribution d'Électricité
Ministère de l'Énergie et de l'Eau

ESSOUMA AKONO Clément

Délégué provincial de l'Énergie et de l'Eau du Sud
Ministère de l'Énergie et de l'Eau
essoumaakonoclement@yahoo.fr

FONFATAWOUO Issiaka

Sous-directeur des Attributions des Titres
Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL)
fonfis@yahoo.fr

SAME Lucien Serge

Chargé d'études assistant
Direction du Contrôle Économique et de la Concurrence
Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL)
luciensame@yahoo.fr

République de Côte d'Ivoire

Introduction

L'État de Côte d'Ivoire, dès le début de la décennie 1990, a décidé de se désengager progressivement des secteurs productifs au profit des opérateurs privés. Dans le secteur de l'électricité, cette décision s'est traduite par plusieurs réformes.

Plusieurs conventions ont, à cette fin, été conclues avec des opérateurs privés. Au nombre de celles-ci figure la convention d'affermage passée entre l'État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE) en octobre 1990 pour l'exploitation du service public national de l'électricité. Cette convention a été reconduite depuis le 1^{er} novembre 2005 pour une durée de 15 ans par la signature d'un cinquième avenant.

En 1998, le Gouvernement de Côte d'Ivoire a adopté un cadre institutionnel permettant d'atteindre des objectifs précis définis. À ce jour, force est de constater que le fonctionnement des structures mises en place n'a pas permis d'atteindre les objectifs escomptés. Il est par conséquent apparu nécessaire de rechercher toutes les stratégies en vue d'une organisation et d'un développement harmonieux du secteur de l'électricité dans un cadre institutionnel approprié.

L'objet de la présente analyse est de présenter l'organisation du secteur de l'électricité ivoirien et d'analyser la convention d'affermage.

Organisation actuelle du secteur de l'électricité

Historique du secteur

Avant 1952, les activités de production et de distribution de l'énergie électrique relevaient des pouvoirs publics, en l'occurrence de la Direction des Travaux Publics.

L'Énergie Électrique de la Côte d'Ivoire (EECI), société d'économie mixte, a été créée en 1952. Elle était chargée de la gestion du secteur de l'électricité. Il convient de signifier qu'il n'existait aucun texte législatif en la matière jusqu'en 1985. Après la création de l'EECI, l'État a essayé de combler ce vide juridique en concluant une série de concessions avec l'EECI qui ont eu un champ d'application limité aux seules villes qui en faisaient l'objet. Ces concessions étaient relatives à la distribution publique de l'énergie dans les villes d'Abidjan, Bingerville et Grand-Bassam, dans les centres d'Agboville, Daloa, Dimbokro et Gagnoa, et enfin dans la ville de Bouaké.

En 1985, le législateur ivoirien a adopté la loi n° 85-583 du 29 juillet 1985, organisant la production, le transport et la distribution de l'électricité en Côte d'Ivoire. Par le décret n° 85-584 du 24 juillet 1985, l'État de Côte d'Ivoire a désigné l'EECI comme concessionnaire du service public de l'électricité. Société d'économie mixte, elle avait reçu mandat de l'État et pour son compte de gérer les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité. Elle assurait la maintenance des infrastructures de l'État. Cependant, devant les difficultés structurelles et financières de l'EECI, une restructuration profonde s'est opérée en 1990 et a conduit à une réorganisation du secteur.

Motivation et objectifs des restructurations

À la suite des résultats d'exploitation des dernières années de l'Énergie Électrique de Côte d'Ivoire (EECI) jugés non satisfaisants par l'État de Côte d'Ivoire, un nouveau cadre institutionnel dans le secteur de l'électricité a été créé en 1990.

Le nouveau cadre ainsi créé était composé de trois opérateurs :

- la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE) ;
- l'Énergie Électrique de la Côte d'Ivoire (EECI) ;
- le Bureau National d'Études Techniques et de Développement (BNETD).

L'État a concédé par contrat d'affermage à la CIE la mission du service public de production, de transport, de distribution et de commercialisation, ainsi que les activités d'importation et d'exportation de l'électricité. L'EECI était désormais chargée de la gestion du patrimoine ainsi que du contrôle technique du concessionnaire. Le Bureau National d'Études Techniques et de Développement (BNETD) était chargé du contrôle technique et financier de l'ensemble du secteur de l'électricité.

Toujours dans le but d'améliorer la rentabilité du secteur, une autre restructuration est intervenue en 1998. Celle-ci a abouti à la liquidation totale de l'EECI. Ses missions de gestion et de développement du secteur de l'électricité ont été respectivement confiées à la Société de Gestion du Patrimoine de l'Électricité (SOGEPÉ) et à la Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité (SOPIE). L'État conserve donc la propriété des infrastructures, assure la mission de développement et même la maintenance en ce qui concerne les travaux majeurs.

Les différentes réformes avaient pour objectifs d'ouvrir le secteur aux investisseurs privés et de rétablir l'équilibre financier.

À ce jour, on constate que les principaux objectifs visés par les différentes réformes n'ont pas été atteints. La situation d'ensemble du secteur de l'électricité ne s'est guère améliorée, malgré certaines performances sur les plans de l'organisation et de l'approvisionnement, telles que l'amélioration de la qualité de service et le renforcement des moyens de production thermique à partir du gaz naturel. Le secteur ivoirien de l'électricité reste malgré tout déficitaire.

Vue d'ensemble des acteurs et de leur rôle

Les différents intervenants du secteur de l'électricité sont donnés dans le tableau 1.

Tableau 1

Les intervenants du secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire

Acteurs	RÔLE
Ministère d'État, Ministère des Mines et de l'Énergie (Direction de l'Énergie)	ÉTAT (TUTELLE)
<ul style="list-style-type: none"> • ANARE • SOGEPE • SOPIE 	SOCIÉTÉ D'ÉTAT <ul style="list-style-type: none"> • Régulateur • Gestionnaire du patrimoine • Maître d'œuvre
<ul style="list-style-type: none"> • CIPREL • AZITO 	OPÉRATEURS : producteurs indépendants d'électricité
Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE)	CONTRAT D'AFFERMAGE pour l'exploitation de la production, le transport, la distribution et la vente d'énergie
<ul style="list-style-type: none"> • Océan Énergie International • FOXTROT Canadian National Resource 	FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL
CLIENTS	CONSOMMATEURS

La tutelle

Le Ministère des Mines et de l'Énergie

Le Ministère des Mines et de l'Énergie est le département ministériel qui s'occupe du secteur de l'électricité par l'entremise d'une de ses directions centrales: la Direction de l'Énergie. La Direction de l'Énergie (DE) a pour mission principale la mise en œuvre de la politique de développement du secteur de l'électricité.

Les sociétés d'État

L'ANARE

L'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Électricité (ANARE) est une société d'État créée par le décret n° 98-726 du 16 décembre 1998. Elle a pour objet:

- le suivi par les opérateurs du secteur de l'électricité du respect de la réglementation et des conventions passées par un opérateur;
- l'arbitrage des conflits entre les opérateurs du secteur de l'électricité entre eux ou avec l'État;
- la protection des usagers.

L'autorité de régulation est placée sous la tutelle technique du Ministère chargé des Mines et de l'Énergie et sous la tutelle économique et financière du Ministère chargé de l'Économie et des Finances.

LA SOPIE

Société d'État créée après la restructuration de 1998, la Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité (SOPIE) a pour objet d'assurer :

- le suivi de la gestion des mouvements d'énergie électrique;
- la maîtrise d'œuvre des travaux revenant à l'État en tant qu'Autorité Concédante,
- le contrôle technique des concessionnaires et des producteurs indépendants du secteur de l'électricité.

Le maître d'œuvre du secteur de l'électricité est placé sous la tutelle technique du Ministère des Mines et de l'Énergie et sous la tutelle économique et financière du Ministère de l'Économie et des Finances.

LA SOGEPE

Société d'État créée par décret n° 98-727 du 16 décembre 1998, la Société de Gestion du Patrimoine de l'Électricité (SOGPE) assure la gestion du patrimoine public et privé de l'État dans le secteur de l'électricité par :

- la sauvegarde des actifs et des immobilisations de l'État;
- la gestion comptable et financière des investissements de l'État dans le secteur, ainsi que le suivi de la dette;
- la gestion des loyers résultant de la location ou de la mise à disposition du patrimoine public ou privé de l'État dans le secteur;
- la tenue des comptes consolidés et le contrôle de l'équilibre financier du secteur de l'électricité.

Le gestionnaire du patrimoine du secteur de l'électricité est placé sous la tutelle technique du Ministère des Mines et de l'Énergie et sous la tutelle économique et financière du Ministère de l'Économie et des Finances.

1
e
r
e
p
e
r
e
d
e
s
i
n
t
s
o
r
p

Le gestionnaire du contrat d'affermage : La CIE

L'État a concédé par un contrat d'affermage à la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE) la mission du service public de production, de transport, de distribution et de commercialisation, ainsi que les activités d'importation et d'exportation de l'électricité.

Les producteurs indépendants d'électricité

Il existe deux producteurs indépendants : CIPREL et AZITO. Ils sont liés par des contrats d'achat ferme ou d'achat minimum (contrat *take or pay* en anglais) avec l'État ivoirien.

CIPREL

Par convention du 20 juillet 1994 relative à la construction, l'exploitation et le transfert de propriété d'une centrale thermique de production d'électricité, l'État a autorisé la Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité (CIPREL) à construire et à

exploiter une centrale thermique indépendante de production d'énergie électrique. La CIPREL est un projet CET¹¹ d'une durée de 19 ans à compter de son entrée en vigueur en août 1996.

La centrale est constituée pour l'étape I par trois turbines à combustion d'une puissance unitaire de 33 MW sur site et, pour l'étape II, par une turbine à combustion d'une puissance de 111 MW sur site, soit une puissance totale installée de 210 MW sur site.

AZITO

L'État de Côte d'Ivoire a concédé à la société de droit ivoirien Cinergy, le droit exclusif de développer une centrale électrique au gaz naturel à Azito. Le groupe Cinergy avait l'obligation de concevoir, financer, construire, exploiter et maintenir en bon état la centrale à ses risques et périls et d'en transférer la propriété à l'État de Côte d'Ivoire au terme de la convention. La centrale thermique d'Azito est un projet CPET¹², avec les partenaires suivants :

- Consortium ABB/EDF (75 %) ;
- IPS (25 %).

La durée de la convention est de 24 ans à compter de sa date de signature le 5 septembre 1997, soit jusqu'au 5 septembre 2021. La centrale se compose de trois phases devant porter la puissance nominale de l'installation à 420 MW :

- la première phase, comprenant l'installation d'une turbine à combustion, type ABB 13 E 2, a été mise en service depuis le 9 mars 1999 avec une puissance nominale de 144 MW ;
- la deuxième phase, comprenant l'adjonction d'une turbine à combustion ABB 13 E 2 avec une puissance nominale de 144 MW, a été mise en service début février 2000, après les tests contractuels préliminaires ;
- la réalisation de la troisième phase, sous condition que les deux parties s'accordent à sa réalisation, devait porter la puissance de la centrale à 420 MW. Un calendrier n'a pas encore été arrêté pour cette dernière phase.

Le dispositif législatif et réglementaire

Le secteur de l'électricité est régi par les principaux textes suivants :

- la loi n° 85-583 du 29 juillet 1985 organisant la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de l'énergie électrique ;
- le décret n° 90-1389 du 25 octobre 1990. Par ce décret, l'État de Côte d'Ivoire a concédé à la CIE la gestion du service public de l'électricité. Société privée, la CIE s'occupe de la gestion des activités de production, de transport, de distribution, d'importation et d'exportation de l'énergie électrique sur tout l'ensemble du territoire national ;

11. CET : construction, exploitation, transfert ; traduit de l'anglais *BOT: Build, Own, Transfer*.

12. CPET : construction, propriété, exploitation, transfert ; traduit de l'anglais *BOOT: Build, Own, Operate, Transfer*.

- le décret n° 98-726 du 16 décembre 1998, portant création de l'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Électricité (ANARE);
- le décret n° 98-727 du 16 décembre 1998, portant création de la Société de Gestion du Patrimoine de l'Électricité (SOGPEPE);
- le décret n° 98-728 du 16 décembre 1998, portant création de la Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité (SOPIE);
- le décret n° 97-145 du 7 mars 1997 portant agrément en qualité d'entreprise prioritaire à la société CIPREL pour la construction et l'exploitation d'une centrale thermique à Abidjan;
- le décret n° 98-398 du 15 juillet 1998 portant approbation de la convention de concession pour le développement d'une centrale électrique au gaz naturel à Azito et du contrat de bail emphytéotique relatif au site d'Azito et dérogation du décret n° 92-08 du 8 janvier 1992 portant code des marchés publics.

La loi n° 85-583 du 29 juillet 1985, qui régit actuellement le secteur de l'électricité, a été adoptée à une époque où le secteur constituait un monopole public, géré par une société essentiellement étatique. Les nombreuses transformations introduites dans le secteur de l'électricité depuis octobre 1990 rendent cette loi inappropriée dans bien des cas.

Statistiques énergétiques

Ces statistiques concernent la production, les équipements, l'exportation, le taux d'électrification et le temps moyen de coupure.

La production

La production thermique en 2006 est donnée dans le tableau 2 et la production hydraulique dans le tableau 3.

Tableau 2
Production thermique en Côte d'Ivoire en 2006

CENTRALES	Production en 2004 (GWh)
Vridi 2	376
CIPREL	1475
AZITO ÉNERGIE	2173
Centrales isolées	3,8
Centrales automatiques	2,4
TOTAL	4031,6

Source: SOPIE, 2006.

Tableau 3

Production hydraulique en Côte d'Ivoire en 2006

BARRAGES	Production en 2006 (GWh)
Ayamé 1	72,3
Ayamé 2	139,1
Kossou	79
Taabo	449
Buyo	760
Fayé	10,1
TOTAL	1510,3

Source: SOPIE, 2006.

Les équipements

La puissance installée est donnée au tableau 4.

Tableau 4

Puissance installée en Côte d'Ivoire en 2004

Hydraulique	600 MW
Thermique	600 MW
TOTAL	1 200 MW

Le réseau de transport

Les caractéristiques du transport d'électricité sont données dans les tableaux 5 et 6.

Tableau 5

Longueur des lignes de transport

Lignes	Longueur (km)
225 kV	1885,5
90 kV	2516,5

Source: SOPIE, 2006.

Tableau 6

Postes de transport

Postes	Nombres
90 kV/HTA	30
225kV/90 kV HTA	12

Source: SOPIE, 2004.

Le réseau de distribution

Les caractéristiques de la distribution d'électricité sont données dans les tableaux 7 et 8.

Tableau 7

Longueur des lignes de distribution

Lignes	Longueur (km)
HTA	17 282
BTA	14 896

Source : SOPIE, 2004.

Tableau 8

Postes de distribution

Postes HTA/BTA	7 219
Foyers	333 782

Source : SOPIE, 2006.

L'exportation

La Côte d'Ivoire est interconnectée aux réseaux électriques de la sous-région et exporte de l'électricité vers le Ghana (VRA), le Burkina Faso (SONABEL), le Togo, le Bénin (CEB) et le Mali.

Tableau 9

Les exportations en 2006

Interconnexion	Énergie livrée (GWh)
Côte d'Ivoire–Ghana (VRA)	656
Côte d'Ivoire–Bénin (CEB)	272
Côte d'Ivoire–Burkina Faso (SONABEL)	136
Électricité du Mali (EDM)	2

Source : SOPIE, 2006.

Le taux d'électrification global

En 1955, une seule localité était électrifiée mais aujourd'hui la Côte d'Ivoire compte 2595 localités électrifiées, soit un taux de couverture d'environ 30%.

Il existe une soixantaine de localités non connectées au réseau national. Celles-ci sont alimentées par des groupes diesel de 40 à 100 kVA. Toutes les sous-préfectures sont électrifiées. La population totale bénéficiant de l'électricité est de 10 318 553 habitants sur les 15 366 672 habitants répartis sur l'ensemble du territoire, soit un taux d'accès d'environ 67%. La population ayant accès à l'électricité est basée dans les villes, l'électrification est donc citadine. L'électrification rurale se fait de façon lente.

Le temps moyen de coupure

En 2003, le temps moyen total était de 23 h 39 min. L'augmentation du temps de coupure constaté en 2004 se justifie par les coupures intervenues dans les zones occupées en novembre 2004. Le temps total de coupure pour le seul mois de novembre était de 1 808,951 minutes. En période normale, le temps moyen annuel de coupure n'excède pas 25 heures.

Tableau 10

Le temps moyen total de coupure pour l'année 2004

Manœuvre HTB	134 min
Manœuvre HTA	76 min
Incident production	69 min
Incident transport	258 min
Incident divers	2 136 min
Incident HTA	506 min
Total	3 182 min soit environ 53 heures. Le temps moyen de coupure pour l'année 2006 est de 40 h 58 min.

HTA: moyenne tension; HTB: haute tension

Source: SOPIE, 2006.

Analyse critique de la situation actuelle

La vague de privatisation entreprise depuis 1990, qui a entraîné le désengagement de l'État dans de nombreux secteurs y compris dans celui de l'électricité, et l'arrivée de privés étrangers n'ont pas donné les résultats escomptés en ce qui concerne le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire. En effet, le fonctionnement des structures du secteur n'a pas pu juguler le problème du déficit qui s'est au contraire accentué. De ce fait, des réflexions sont actuellement menées afin de définir les stratégies à mettre en place pour l'amélioration et la rentabilité du secteur.

Analyse de la convention d'affermage

La convention d'affermage, signée le 25 octobre 1990 pour une durée de 15 ans et reconduite depuis le 1^{er} novembre 2005 pour la même durée, confie au concessionnaire (CIE) l'exploitation des activités de production, de transport, de distribution, d'importation et d'exportation d'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national. La présente analyse porte sur la forme du contrat, sa structure économique et financière, le partage des risques, son contrôle et son suivi.

La forme du contrat

La convention de concession État/CIE est structurée sous la forme de titres, de chapitres et d'articles. On distingue à cet effet 7 titres, 21 chapitres, 84 articles et 5 avenants. Au-delà de ce découpage présentant un intérêt purement formel, il convient

de s'attarder sur les principales clauses qui traduisent les choix stratégiques de l'Autorité Concédante dans l'exploitation du service public de l'électricité. Il s'agit principalement du désengagement de l'État des activités de gestion quotidienne du service public de l'électricité.

Bien que son intitulé indique convention de concession, la convention passée entre l'État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne d'Électricité est en réalité un affermage. Son contenu présente l'ensemble des clauses propres à ce mode de gestion des services publics. On peut énumérer à cet égard quelques-unes des obligations incombant aux parties et quelques grands principes qui régissent la convention :

- l'Autorité Concédante conserve la propriété des équipements et ouvrages de son domaine public affectés à l'exploitation du service public;
- l'Autorité Concédante est responsable du développement des infrastructures;
- l'Autorité Concédante est responsable des grosses révisions et du renouvellement des équipements et ouvrages concédés;
- le concessionnaire exploite le service concédé et particulièrement les attributions de l'Autorité Concédante en matière de production, de transport, de distribution, d'importation et d'exportation de l'énergie électrique;
- le concessionnaire est responsable de l'entretien et de la réparation des ouvrages concédés;
- l'Autorité Concédante fixe les tarifs de vente de l'énergie électrique;
- le concessionnaire perçoit une rémunération pour l'ensemble de ses prestations au titre de l'exploitation du service public concédé.

La structure économique et financière du contrat

1) Biens mis à disposition par l'Autorité Concédante

P
o
i
r
i
n
t
s
d
e
r
e
p
é
r
e

L'Autorité Concédante met à la disposition du concessionnaire les terrains, les équipements et les ouvrages de son domaine public, existants ou à construire, affectés aux activités de production, de transport et de distribution, d'importation et d'exportation de l'énergie électrique.

En cas de mise à disposition par l'Autorité Concédante au concessionnaire de nouveaux équipements et ouvrages de production d'énergie électrique du domaine public, l'État et le concessionnaire se concertent pour arrêter les conditions de cette mise à disposition. Les biens affectés à l'exploitation du service public sont mis à la disposition du concessionnaire sous le régime du prêt à usage pendant toute la durée de la concession.

2) Biens mis à disposition par le concessionnaire

La convention permet au concessionnaire d'affecter au service concédé les biens mobiliers et immobiliers qui lui sont propres ou dont il a ou aura acquis l'usage et qui sont nécessaires à l'exploitation et à la gestion du service concédé. Le concessionnaire

peut également affecter à la gestion du service concédé des biens mobiliers et immobiliers qui lui sont propres, même si ces biens ne participent pas directement à la production, au transport, à la distribution, à l'importation et à l'exportation de l'énergie électrique.

3) Établissement des inventaires

Le concessionnaire a l'obligation de dresser et de mettre à jour un inventaire comptable complet des biens du domaine concédé. Cet inventaire comprend l'identification cartographique des zones desservies, les longueurs de lignes, les nombres d'abonnés et la localisation des postes de transformation. Il précise notamment les modifications du nombre d'abonnés, la typologie des abonnés et les nouveaux branchements par zones.

Le concessionnaire est obligé, conformément aux stipulations de la convention, d'établir un inventaire comptable complet des biens qu'il met à la disposition de la concession, dans un délai de trois mois après l'entrée en vigueur de la concession. Cet inventaire actualisé chaque année est remis à l'Autorité Concédante.

4) Vérification des inventaires

Conformément aux stipulations de la convention de concession, les inventaires établis par le concessionnaire sont vérifiés par l'Autorité Concédante. Le concessionnaire a l'obligation de procéder, le cas échéant, aux rectifications rendues nécessaires au terme de ces vérifications.

La convention fait en outre obligation aux parties d'établir, dans un délai de trois mois à compter de l'entrée en vigueur de la concession, un inventaire contradictoire des biens mis à disposition par l'Autorité Concédante. Cet état contradictoire, conformément aux dispositions contractuelles, a constitué l'élément de base en vue de la détermination des obligations de renouvellement, d'entretien et de réparation de chacune des parties.

5) Rémunération du concessionnaire

La rémunération du concessionnaire fait partie du prix de vente de l'énergie électrique. Cette part, conformément aux stipulations de la convention de concession, est réputée couvrir tous les éléments de charges et la marge du concessionnaire. Les principes de détermination du niveau de la rémunération auraient été définis par les deux parties (État et concessionnaire) lors des négociations pour aboutir à un niveau de rémunération de 17 FCFA/kWh à l'entrée en vigueur de la convention de concession. Ce niveau de rémunération était admis pour une quantité d'énergie vendue et encaissée de 2092 GWh par an. En cas de suractivité, la quantité additionnelle d'énergie vendue et encaissée était rémunérée à 8,5 FCFA/kWh.

La convention prévoit cependant que, dans l'intérêt du service concédé, de ses usagers et de l'équilibre financier du secteur de l'énergie électrique, les éléments de détermination du tarif et de la structure du prix de vente de l'énergie électrique peuvent être modifiés. L'Autorité Concédante peut, en application de ces dispositions,

procéder à des révisions tarifaires en cas notamment de modification substantielle des conditions économiques ayant une incidence sensible sur l'exploitation du service concédé. Ainsi, lors de la dévaluation du franc CFA survenue en 1994 et en application de cette disposition, les parties se sont rapprochées en vue de procéder à des ajustements de la rémunération du concessionnaire. La rémunération du concessionnaire depuis 1994 est donc fixée à 21 FCFA/kWh vendu et encaissé jusqu'à 2 092 GWh. Toute quantité d'énergie électrique vendue au-delà est rémunérée à 10,5 FCFA/kWh. L'Autorité Concédante aurait garanti au concessionnaire un niveau minimal pour lequel son activité lui serait effectivement rentable.

Les quantités vendues en sus constitueraient un bonus pour les efforts fournis par le concessionnaire afin de permettre au secteur de l'électricité d'obtenir des ressources additionnelles.

Le partage du profit, suivant le principe 50-50, aurait été arrêté par les parties en vue de répartir le bénéfice résultant des efforts fournis par chacune. Il s'agit, pour le concessionnaire, de l'accroissement du taux d'encaissement des factures et, pour l'Autorité Concédante, de l'amélioration du taux d'accès à l'électricité.

À côté de cette rémunération définie lors de la signature de la convention de concession, d'autres composantes de rémunération ont été adoptées au fil du développement des activités dans le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire. On distingue à cet égard :

- une composante directement liée à l'énergie exportée désignée « R3 ». Cette composante, instaurée à partir de 1994, rémunère le concessionnaire pour ses activités liées aux exportations d'énergie électrique ;
- une composante dite « R4 » liée aux réductions de charges du concessionnaire pour l'énergie électrique livrée par la CIPREL, premier producteur indépendant d'énergie ;
- une composante dite « R5 » définie pour rémunérer le concessionnaire pour l'exploitation et la maintenance de centrales isolées installées par l'Autorité Concédante en vue de l'alimentation des localités non raccordées au réseau national.

6) Structure tarifaire et fréquence de révision

Les différentes composantes de la rémunération du concessionnaire ont une structure distincte les unes des autres. Il n'est dès lors pas possible de parler d'une structure tarifaire unique de la rémunération du concessionnaire. Il est toutefois possible de spécifier, pour chacune des composantes de cette rémunération, la structure et la fréquence de révision.

La composante R1

Au regard de ses conditions de détermination, la composante R1 se présente comme une synthèse entre le prix plafond (sur chaque période de quatre ans), le taux de rendement et le partage de profit en cas de suractivité.

Si la convention de concession stipule clairement que les éléments de détermination du tarif et de la structure du prix de vente (y compris la part rémunérant le concessionnaire) seront renégociés tous les quatre ans, elle ne précise pas les critères sur lesquels cette modification sera basée. La convention de concession précise cependant que la renégociation se fera dans l'intérêt de l'équilibre financier du secteur de l'énergie électrique.

Si le niveau du prix de vente reste le même, l'enjeu principal de la renégociation est la nécessité d'un retour sur capital adéquat pour le concessionnaire. En pratique, la révision de la rémunération est intervenue une seule fois en 1994 à la suite de la dévaluation du franc CFA.

La composante R3

Cette composante de la rémunération du concessionnaire ne fait pas l'objet de révision. Elle est définie une fois pour toute la durée de la concession. [La nuance relative à cette composante relève du fait que le concessionnaire perçoit 3 328 FCFA/kWh pour l'énergie vendue au Ghana (VRA), au Bénin, au Togo (CEB) et au Burkina Faso (SONABEL) et 6 FCFA pour chaque kWh livré au Mali (EDM).]

La composante R4

Cette composante vise à prendre en compte les coûts évités par le concessionnaire du fait de l'entrée en activité du producteur indépendant d'électricité CIPREL. Les charges d'investissements et d'entretien que l'État et le concessionnaire évitaient, du fait de l'arrivée de cet opérateur, ont été estimées à 2 FCFA/kWh. [Pour le concessionnaire, plus précisément, ces charges évitées étaient estimées à 1,21 FCFA par kWh livré par la CIPREL.]

Cette composante de la rémunération du concessionnaire ne varie pas sur toute la durée du contrat. Elle ne fait donc pas l'objet d'une révision.

7) Formule d'indexation et fréquence de révision

La part du prix de vente de l'électricité qui rémunère fait l'objet d'une révision annuelle suivant une formule d'indexation. Celle-ci est fondée sur une série d'indices tels l'indice du salaire horaire minimum d'un agent de maîtrise, l'indice du salaire horaire minimum d'un agent ouvrier, l'indice du prix du gasoil, l'indice hors taxe des produits industriels, le taux de la TVA et le taux des droits de douanes.

Le partage des risques

Le partage des responsabilités entre les parties au contrat découle du type de contrat choisi. C'est dans ce cadre que s'appréhendent les objectifs et obligations d'investissement et de développement ainsi que le partage des risques.

1) Objectifs d'investissement et de développement

Les obligations d'investissement et de développement du réseau sont entièrement du ressort de l'Autorité Concédante. Tous les travaux de réparation et d'entretien liés à l'exploitation sont par contre entièrement financés par le concessionnaire.

Les grosses réparations, les travaux de renouvellement et les travaux neufs sont tous du ressort de l'Autorité Concédante. Les différents travaux de révisions, de renouvellement et d'entretien majeur sont effectués suivant des programmes annuels proposés par le concessionnaire et approuvés et financés par l'Autorité Concédante.

Ces conventions sont passées en application de la loi sur l'électricité qui stipule que des conventions périodiques d'application doivent être conclues entre l'État et le concessionnaire en vue de fixer le contenu des programmes de développement à moyen terme en matière d'électrification, les financements correspondants ainsi que la part que l'État pourra y prendre, avec les modalités de sa participation. Trois conventions périodiques ont été conclues depuis l'entrée en vigueur de la concession.

2) Partage des risques

La répartition des risques est spécifique à la nature du contrat choisi. Ainsi, dans le cas d'espèce, les risques encourus sont les suivants :

Le risque commercial

Il est lié au risque de revenu et supporté à la fois par l'Autorité Concédante et le concessionnaire. En effet, le concessionnaire perçoit une rémunération de 21 FCFA/kWh pour une quantité d'énergie livrée de 2092 GWh. En cas de baisse de la demande, qui induit une situation telle que la quantité vendue et encaissée est inférieure à la quantité cible susmentionnée, il y a un partage de perte du fait de la situation de sous-activité suivant le principe 50-50.

Le risque de change

Le risque de change est inexistant dans le cas de la convention de concession État-CIE. Cependant, le risque de dévaluation existe. En effet, la dévaluation du FCFA en 1994 a entraîné des négociations entre les deux parties pour prendre en compte ses effets. Le risque de dévaluation est entièrement supporté par l'Autorité Concédante.

Le risque politique

Le risque politique est assumé par l'Autorité Concédante.

Le risque d'exploitation

Le concessionnaire exploite le service à ses risques et périls. Le risque d'exploitation est donc entièrement supporté par le concessionnaire.

Autre point spécifique ajouté à la convention de concession jugé pertinent

Le décret n° 98-399 du 15 juillet 1998, portant définition des règles de gestion des flux financiers du secteur de l'électricité, confie, de façon expresse, à la CIE la gestion opérationnelle des dépenses des catégories A (rémunération du concessionnaire), B (achats de combustible et paiements aux producteurs indépendants d'électricité) et C (dépenses pour les travaux d'exploitation). L'objectif visé est de sécuriser les paiements à ces opérateurs privés au titre de l'énergie et du combustible qu'ils fournissent au secteur de l'électricité.

En application de ce décret, la CIE est responsable de la gestion opérationnelle d'une partie des ressources financières du secteur. Le concessionnaire effectue ces actions conformément aux priorités de paiement définies dans le manuel de procédures relatif à la gestion et au contrôle des flux financiers du secteur de l'électricité.

Le suivi et le contrôle de la convention

La loi n° 85-583 sur l'électricité pose le principe du suivi et du contrôle de la convention passée entre l'Autorité Concédante et le concessionnaire. L'article 9 de ladite loi précise à cet égard que le concessionnaire est soumis en permanence à un contrôle économique et financier du Gouvernement de l'État de Côte d'Ivoire.

Le préambule de la convention de concession stipule que celle-ci doit être exécutée sous la tutelle de l'Autorité Concédante en matière économique et financière, administrative et technique et avec les contrôles et modalités d'intervention de l'Autorité Concédante prévus par la loi. Le titre VI de la convention, consacré au contrôle de la concession, pose le principe, les objectifs et les modalités d'exercice de ce contrôle par l'Autorité Concédante.

1) Principe et portée du contrôle

Il est rappelé que l'Autorité Concédante dispose à l'égard du concessionnaire d'un pouvoir général de contrôle économique, financier et technique. L'exercice du pouvoir de contrôle par l'Autorité Concédante ne doit toutefois pas avoir pour effet de porter atteinte à l'autonomie de gestion du concessionnaire.

2) Objectifs du contrôle

La convention précise que le contrôle doit permettre à l'Autorité Concédante d'évaluer à tout moment l'ensemble des éléments relatifs à l'autofinancement du secteur et à l'équilibre du secteur de l'énergie électrique, l'équilibre du concessionnaire, la situation économique et financière du service concédé et les perspectives de développement du secteur de l'électricité et du service concédé.

3) Modalités d'exercice du contrôle

L'Autorité Concédante fixe les modalités d'exercice du contrôle du concessionnaire et peut déléguer, en tout ou en partie, l'exercice de son contrôle à une ou plusieurs personnes et se faire assister par une personne de son choix.

4) Organe de suivi, de contrôle et d'évaluation

La loi n° 85-583 sur l'électricité institue un commissaire du Gouvernement chargé de contrôler pour le compte de l'Autorité Concédante les activités du concessionnaire. La nomination du commissaire du Gouvernement n'est intervenue qu'en 1997, soit sept ans après la signature de la convention de concession.

La restructuration du secteur de l'électricité intervenue en 1998 a permis la création de trois sociétés d'État :

- la Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité (SOPIE) ;
- la Société de Gestion du Patrimoine de l'Électricité (SOGPE) ;
- l'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Électricité (ANARE).

Les attributions en matière de contrôle de l'activité du concessionnaire sont dès lors entièrement dévolues à ces trois structures.

Les attributions de la SOPIE en matière de contrôle de la convention sont les suivantes :

- le contrôle des conditions d'exploitation des ouvrages concédés ;
- la vérification de l'état d'entretien et de réparation des ouvrages concédés ;
- la validation du plan annuel de production de l'énergie élaboré par la CIE pour le compte de l'État ;
- la fixation, d'accord partie avec la CIE, de la nature et du budget des travaux à réaliser dans le cadre des conventions périodiques ;
- la vérification de la conformité des ouvrages réalisés par le concessionnaire à la demande de l'Autorité Concédante avant leur incorporation au domaine public concédé.

Les attributions de la SOGPE en matière de contrôle de la convention sont les suivantes :

- l'établissement des comptes consolidés du secteur de l'électricité ;
- le suivi des paiements faits par la CIE, en application du manuel de procédures, aux producteurs indépendants d'électricité.

L'attribution de l'ANARE en matière de contrôle de la convention est de veiller à la bonne application de la convention par le concessionnaire.

5) Processus administratif pour le suivi, le contrôle et l'évaluation

La convention de concession n'a pas déterminé de processus clair et précis en matière de contrôle du concessionnaire. Elle rappelle seulement que l'Autorité Concédante fixe les modalités de ce contrôle.

6) Éléments déterminants de suivi, de contrôle et d'évaluation

Les éléments déterminants en vue de la mise en œuvre des attributions de l'Autorité Concédante en matière de suivi, de contrôle et d'évaluation de la concession sont prévus par la convention elle-même et certaines dispositions réglementaires.

7) Le cahier des charges particulier

Bien que prévu par la convention de concession, le cahier des charges particulier n'a pas été élaboré. L'inexistence de ce document ne favorise pas la mise en œuvre du contrôle de la concession. En effet, l'autorité de régulation à qui les prérogatives de contrôle de la concession sont dévolues ne dispose pas de moyens pour apprécier et évaluer les activités du concessionnaire.

8) Documents annuels et périodiques

La convention fait obligation au concessionnaire de transmettre à l'Autorité Concédante, en vue de l'exercice de son contrôle, des documents annuels et périodiques.

9) L'audit externe annuel du secteur de l'électricité

L'audit externe annuel est prévu par le décret n° 98-399 du 15 juillet 1998 instituant le manuel des procédures de gestion et de reporting des flux financiers du secteur. L'objectif de cet audit est, d'une part, de vérifier le respect par le concessionnaire des dispositions contractuelles et légales en matière de gestion de flux et, d'autre part, de s'assurer que le bilan financier retrace fidèlement la situation financière du secteur de l'électricité.

Retour d'expérience

Pièges décelés/Zones de flou

1) Formulation imprécise de certaines stipulations contractuelles

L'exécution de la convention de concession a mis en relief des différences d'interprétation de certaines dispositions entre l'Autorité Concédante et le concessionnaire. Ces différences ont essentiellement pour cause la formulation imprécise de ces dispositions contractuelles.

2) Suivi et contrôle de l'exécution de la convention de concession

Le suivi et le contrôle de l'exécution de la convention sont assurés par l'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Électricité (ANARE), pour le compte de l'Autorité Concédante (État de Côte d'Ivoire).

3) Clauses d'évaluation périodique de l'exécution de la concession

La convention n'a pas prévu de manière formelle des clauses d'évaluation de l'ensemble de l'activité du concessionnaire en regard, d'une part, de l'objet de la concession et, d'autre part, des objectifs sectoriels en matière d'énergie électrique. Il convient de relever à cet égard que l'exploitation de la concession n'a pas fait l'objet de bilans périodiques de la part de l'Autorité Concédante.

4) Adaptation de la convention de concession

Depuis son entrée en vigueur, la convention de concession a fait l'objet de cinq avenants en vue de prendre en compte des circonstances nouvelles ayant des incidences sur l'exploitation du service public de l'électricité. C'est le cas notamment des avenants signés avec l'arrivée des producteurs indépendants d'électricité. Le cinquième avenant a trait à la reconduction de la convention d'affermage signée en octobre 1990 et qui a pris fin en octobre 2005.

D'autres circonstances nouvelles ont cependant entraîné des modifications des clauses originelles de la convention sans que des avenants soient signés entre les parties. C'est le cas notamment des modifications apportées aux tarifs des prestations rendues par le concessionnaire à la clientèle après la dévaluation du franc CFA en 1994 (bordereau des prix des branchements et travaux, frais de coupure et rétablissement en cas de factures impayées, etc.).

5) Facteurs de réussite de la convention

Les facteurs de réussite de la convention peuvent se résumer aux points suivants :

- sécurité financière du partenaire stratégique;
- disponibilité et qualification des ressources humaines de l'ECCI reprises par le concessionnaire CIE;
- investissements importants existant au début de la concession;
- investissements importants réalisés par l'Autorité Concédante pendant la concession;
- respect des engagements de l'État vis-à-vis des opérateurs privés.

6) Améliorations futures/Défis

La convention de concession venant d'être reconduite, l'Autorité Concédante, dans un souci de transparence, a mis en place avec le concessionnaire des comités pour la gestion des flux techniques et des flux financiers. L'objectif est de permettre à l'État d'avoir un regard sur la gestion, le contrôle et le suivi de la convention, d'assurer l'équilibre financier du secteur de l'électricité et de réaliser des investissements. L'État possède des actions à la CIE et fait donc partie de son conseil d'administration.

DJETOUAN épouse KOUASSI Blanche

Juriste
Direction de l'Énergie
Ministère des Mines et de l'Énergie
djetouanb@yahoo.fr

GOGOGNON Patrick Anges Anderson

Juriste
Direction des Études Juridiques
Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Électricité (ANARE)
pgogognon@anare.ci

GOGOUA Amantchi Jean-Noël

Analyste économique
Direction des Études Économiques et Financières
Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Électricité (ANARE)
jngogoua@anare.ci

SIMON Eddy Alexandre

Directeur de l'Énergie
Ministère des Mines et de l'Énergie
simon_eddy@direnergie.ci

République du Mali

Description de l'organisation du secteur énergétique

La République du Mali est un pays continental et tropical situé entre le 11° et le 14° de latitude Nord, d'une superficie de 1 241 000 km² et d'une population estimée en 1998 à 9 810 912 habitants, dont près de 80 % vivent de l'agriculture et de l'élevage en milieu rural.

En 2000, le produit national brut (PNB) était de 1 811 milliards de FCFA (2,6 milliards d'euros) dont 44,1 % pour le secteur primaire (agriculture, élevage, etc.), 18,2 % pour le secteur secondaire (mines, énergie, industries, etc.), 31,1 % pour le secteur tertiaire (commerce, services, etc.) et 6,6 % pour les taxes d'importation. Les principaux axes du développement socioéconomique sont la lutte contre la pauvreté, le développement humain, le développement économique durable et le renforcement financier. La mise en valeur des ressources naturelles et la transformation des potentialités en possibilités de développement constituent les défis majeurs à relever pour l'amorce d'un véritable développement durable au Mali.

Vers la fin des années 1990, le Gouvernement de la République du Mali, avec l'appui de ses partenaires au développement, a mis en œuvre un vaste programme de réformes économiques basé sur :

- i) le désengagement de l'État des activités productives et la privatisation des entreprises publiques;
- ii) l'amélioration de l'environnement pour les affaires;
- iii) la modernisation des procédures administratives du secteur public;
- iv) la mise en place de nouveaux cadres législatifs et réglementaires dans les secteurs, tout en créant des conditions favorables à la participation du secteur privé.

Sur le plan politique, le Mali s'est engagé sur la voie de la démocratie depuis 1991 et continue de raffermir cette option à travers la bonne gouvernance et la stabilité. La politique de décentralisation, engagée depuis 1992, permet aux collectivités territoriales de concevoir, programmer et mettre en œuvre par elles-mêmes des actions de développement économique et socioculturel d'intérêt régional et local.

En ce qui concerne le sous-secteur de l'électricité, ces réformes sont contenues dans la lettre de politique sectorielle de l'électricité et de l'eau potable qui en fixait le cadre et les principes généraux. L'organisation du secteur se fonde sur les principes suivants:

- la libéralisation sectorielle, qui consacre la possibilité, pour toute personne physique ou morale, d'assurer les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité sur le territoire de la République du Mali;
- la définition des régimes applicables au service de l'électricité (concession et autorisation) et la possibilité d'octroyer la gestion du service public à des opérateurs privés;
- les fonctions différenciées des différents acteurs: État, opérateurs, commission de régulation, autoproducteurs, agence d'électrification rurale;
- la définition du régime d'appropriation des installations électriques.

Le secteur énergétique malien est géré par trois départements ministériels (MMEE, MEF, MEA), trois services techniques centraux (DNE, DNGM, DNCN), un service rattaché à la DNE (CNSOLER), trois services personnalisés (ONAP, AMARAP, AMADER) et un organe de régulation sectoriel, autonome et indépendant (CREE). Un organe consultatif dénommé Commission Nationale des Énergies Renouvelables a été créé auprès du Ministre chargé de l'énergie et est composé des principaux représentants des secteurs public et privé.

Quelques structures du secteur privé assurent le service public de l'électricité dont les plus importantes sont la société EDM-S.A., concessionnaire, et deux sociétés de services décentralisés (SSD) permissionnaires. Des associations socioprofessionnelles existent principalement dans le sous-secteur de l'électricité. Des ONG interviennent également dans le domaine de la promotion de l'énergie notamment les énergies renouvelables. Les organisations intergouvernementales (OIG) africaines dont le Mali est membre interviennent aussi dans le secteur de l'énergie: OMVS, UEMOA, CILSS, CEDEAO et UA.

Situation actuelle du sous-secteur de l'électricité

De 1961 à 1999, la société Énergie du Mali (EDM) disposait d'une concession de service public de l'électricité consacrant son monopole du secteur sur l'ensemble du territoire. Son capital social était détenu par l'État (près de 98%) et par Électricité de France (près de 2%).

En 1999, le Mali a connu une situation de délestage portant sur une quantité de 46,5 GWh par manque de capacité de production. Ce déficit de production a entraîné pour l'économie malienne une perte de l'ordre de 23,26 milliards de FCFA, soit 500 FCFA comme coût défaillance pour un kWh non produit.

Cette situation, ajoutée à la faiblesse des investissements et du taux de desserte (8% en 1999) a fait que le Gouvernement du Mali a opéré, à partir de l'année 2000, une profonde réforme des secteurs de l'électricité et de l'eau potable qui s'est traduite notamment par:

- le désengagement de l'État des activités opérationnelles du secteur de l'électricité, la libéralisation du secteur et la clarification du rôle des acteurs (État, collectivités territoriales, opérateurs, organe de régulation);
- la privatisation de la société Énergie du Mali comme entreprise intégrée (production – transport – distribution) avec le transfert de 60 % de ses actions à un partenaire stratégique (SAUR INTERNATIONAL/IPS) et 40 % revenant à l'État et ouvert aux autres opérateurs privés maliens et de la sous-région. Le segment de la production reste cependant ouvert aux producteurs indépendants;
- l'institution des régimes de concession et de l'autorisation comme mode de délégation de gestion des services publics de l'électricité et de l'eau potable;
- la création d'une autorité de régulation indépendante;
- la signature avec EDM-S.A. de deux contrats de concession, l'un pour l'eau et l'autre pour l'électricité.

En ce qui concerne l'électrification rurale, la définition des stratégies et des plans de développement ainsi que du cadre normatif est du ressort de l'État. L'élaboration et la mise en œuvre des projets et programmes d'électrification rurale sont dévolues aux populations locales, aux collectivités territoriales et aux opérateurs privés.

En 2003, l'Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et l'Électrification Rurale (AMADER) a été créée. L'AMADER s'occupe entre autres de la promotion et du financement des services de l'électricité rurale et appuie les collectivités dans la conception et la mise en œuvre des projets d'électrification rurale.

1) Approvisionnement

L'hydroélectricité et le thermique assurent respectivement 83 % et 17 % de la production d'électricité, qui se chiffre à 223,63 MW de puissance installée et 631 GWh de production fournie.

L'approvisionnement du pays porte sur les besoins nationaux et les besoins particuliers qui sont couverts essentiellement par la production nationale. Cette production nationale est assurée par le concessionnaire, les sociétés de services décentralisées et les producteurs indépendants. L'importation de l'électricité occupe actuellement une place marginale et équivaut à peu près à 1,4 MW.

Durant la dernière décennie (1994-2003), les taux d'accroissement annuel des principaux indicateurs du sous-secteur de l'électricité au Mali ont été les suivants :

- + 8,3 % pour la production totale;
- + 8,3 % pour la production thermique;
- + 11,4 % pour la production hydroélectrique;
- + 9,3 % pour la distribution;
- + 9,3 % pour les abonnés;
- + 8 % pour la BT;
- + 9,4 % pour la MT.

Des objectifs de desserte ont été fixés au concessionnaire dont la plupart sont mesurés, d'une part, par des indicateurs relatifs au nombre d'abonnés desservis et aux quantités d'énergie électrique facturées aux abonnés BT et aux abonnés MT et, d'autre part, par les interruptions et les délais de service. Ainsi, par rapport à l'année 2000 (année de début de la concession), le nombre des abonnés en basse tension s'est accru de 60 % en 2003, dépassant largement l'objectif annuel ciblé par le contrat de concession. De même, les ventes BT et MT ont progressé respectivement de 37 % et de 28 % pendant la même période.

En ce qui concerne les interruptions de service, elles n'ont pu être mesurées par le concessionnaire du fait de l'absence d'un système de mesure fiable à son niveau. Toutefois, le réseau interconnecté a connu en 2002 de nombreuses perturbations sur le système HT dues notamment aux essais de mise en marche des trois derniers groupes de Manantali.

2) Taux d'électrification

En 1999, le taux d'électrification global du pays était d'environ 10 %. En milieu urbain, il était de 8 % et se chiffrait à moins de 1 % en milieu rural.

Selon les estimations, le taux de desserte national devrait progresser de 25 % à partir de l'année 2000 et atteindre dans les 10 années suivantes un taux de 63 % en milieu urbain et semi-urbain et de 16 % en milieu rural.

3) Motivation et objectifs de la restructuration

De 1961 à 1999, le secteur de l'électricité a connu une forte dégradation de sa situation, caractérisée par :

- un déficit de production malgré d'énormes potentialités hydroélectriques estimées à environ 1 050 MW ;
- une dégradation accrue de la situation technique et financière d'EDM malgré d'importants efforts financiers consentis par l'État du Mali.

La restructuration du sous-secteur énergétique intervenue à partir de l'année 2000 se fixait les objectifs suivants :

- remédier aux contre-performances constatées par une amélioration substantielle de l'efficacité et de la productivité ;
- attirer le plus d'investisseurs possible et assurer la compétence et l'unicité des objectifs d'exploitation et de gestion ;
- garantir le développement du secteur et la qualité des services aux usagers grâce à une participation plus large du secteur privé.

L'un des objectifs de la restructuration était également le changement de l'organisation institutionnelle du secteur et la mise en place d'un nouveau cadre structurel et juridique dans lequel les nouveaux acteurs devront opérer.

Après l'adoption de nouveaux textes législatifs et réglementaires, des modifications ont été apportées à l'actionnariat et aux statuts d'EDM. Ainsi l'État, après avoir reçu les actions d'EDF, a augmenté sa participation au capital de la Société (devenant ainsi l'actionnaire unique) pour ensuite l'ouvrir à un partenaire stratégique. Cette opération a conduit à la mise en place d'une nouvelle société anonyme, dénommée Énergie du Mali Société Anonyme (EDM-S.A.). Le partenaire stratégique constitué par le groupement SAUR INTERNATIONAL/IPS détient 60 % du capital tandis que l'État du Mali détient 40 %.

Le cadre législatif et réglementaire actuel est constitué par :

- l'ordonnance n° 00-019/P-RM du 15 mars 2000 portant organisation du secteur de l'électricité et de son décret d'application n° 00-184/P-RM du 14 avril 2000 ;
- l'ordonnance n° 00-020/P-RM du 15 mars 2000 portant organisation du secteur de l'eau potable et de son décret d'application n° 00-183/P-RM du 14 avril 2000 ;
- l'ordonnance n° 00-021/P-RM du 15 mars 2000 portant organisation du secteur de l'électricité et de son décret d'application n° 00-185/P-RM du 14 avril 2000 ;
- la loi n° 03-006 du 21 mai 2003 portant création de l'Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale et ses textes d'application.

Il faut remarquer que ces textes qui fixent les exigences légales et réglementaires de base reposent eux aussi sur des principes généraux énoncés, d'une part, par la lettre de politique sectorielle de l'électricité et de l'eau potable et, d'autre part, par le cadre de référence de l'électrification rurale et de l'énergie domestique.

Ces dispositions légales et réglementaires qui définissent les règles d'ordre public en matière de gestion du service public de l'électricité et de l'eau déterminent en fait le régime des contrats de concession relatif à ces deux secteurs. Ainsi, le cadre juridique actuel du sous-secteur de l'électricité est structuré en exigences principales, détaillées et contractuelles. De l'ensemble de ces dispositions, il ressort une définition claire du rôle et des responsabilités des acteurs :

- l'État définit les politiques de développement du secteur et assure la maîtrise d'ouvrage du service public (qu'il peut déléguer aux collectivités territoriales) ;
- les opérateurs privés assurent les activités opérationnelles et le service public qui leur sont délégués ;
- la Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau (CREE) assure, comme son nom l'indique, la régulation du secteur ;
- l'AMADER s'occupe de la promotion et du financement des activités d'électrification rurale.

Analyse critique de la situation

La situation actuelle du secteur de l'énergie électrique se présente donc ainsi :

- une réglementation du secteur consacrant la libéralisation complète des activités de production, de transport et de distribution d'électricité ;
- une définition claire du statut d'opérateur en fonction, d'une part, du type de délégation de service (permissionnaire, concessionnaire) et, d'autre part, de la destination du produit électrique (autoproducteur). Si les activités de production et de distribution peuvent faire l'objet de permission ou de concession, il faut préciser cependant que l'activité de transport est exercée obligatoirement sous le régime de la concession ;
- la mise en place de l'ensemble des acteurs et la définition claire de leurs missions et rôles, notamment en ce qui concerne le régulateur qui joue un rôle prépondérant ;
- la présence de multiples opérateurs, dont le principal est le concessionnaire EDM-S.A. qui s'occupe actuellement, sur la base d'un contrat de concession, de la production, du transport et de la distribution d'électricité. Il lui revient aussi le développement du secteur conformément à un programme d'investissement contractuel.

L'analyse critique peut être de trois sortes :

1. la mise en place tardive de la commission de régulation est intervenue après la mise en œuvre du contrat par l'opérateur alors que, conformément à ses missions, sa création devrait précéder le contrat ;
2. les réformes n'ont pas mis en place des moyens de renforcement des capacités des organes de l'État chargés du suivi et du contrôle de l'opérateur ;
3. le contrat étant une concession d'ouvrage et les investissements revenant au concessionnaire, le développement du secteur a été supporté par les tarifs (sans aucune intervention de l'État) fixés sur la base d'une formule d'indexation erronée. Ce calcul a abouti à des tarifs très élevés, hors de portée des usagers.

Ce qu'il reste à faire

Nous pensons qu'il est indispensable de prendre les mesures suivantes :

1. adapter le contrat au besoin de développement du secteur et au niveau de revenu des usagers ;
2. élaborer un modèle de simulation économique et financière ;
3. mettre au point un système d'évaluation de la qualité du service et de satisfaction des usagers ;
4. adopter de nouvelles formules et/ou conditions d'indexation des tarifs ;
5. concevoir un outil de comptabilité régulatrice susceptible de systématiser les transmissions d'informations de l'opérateur vers les autres acteurs ;
6. pallier, par un programme de formation cohérent, les insuffisances en matière de ressources humaines pour le contrôle et le suivi des opérateurs.

Description générale du contrat ou de la convention

Le contrat de concession de l'électricité a été signé avec EDM-S.A. à la suite d'un processus d'appel d'offres. L'appel d'offres portait en fait sur le choix d'un partenaire stratégique devant participer au capital social d'EDM-S.A. La privatisation d'EDM a été menée dans le prolongement de la réforme sectorielle avec l'appui du consortium Tractebel Energy Engineering/ICEA/Société Générale. Après rachat des actions détenues par EDF, l'État a mis en vente, par appel d'offres international au profit d'un partenaire stratégique, 60 % du capital de la société. Au préalable, la propriété des actifs de production, de transport et de distribution d'électricité avait été transférée à EDM.

Le dossier d'appel d'offres contenait, outre la présentation du secteur et de la société, le projet de convention de concession que les soumissionnaires devaient obligatoirement accepter. Le concessionnaire a l'obligation d'investir et d'étendre le réseau sur de nouveaux centres.

L'appel d'offres a été mené en quatre phases :

- i) une présélection avec vérification de la capacité technique et financière des candidats ;
- ii) le recueil des commentaires des candidats sur le projet de contrat de concession contenu dans un DAO provisoire ;
- iii) l'appel d'offres technique et financier ;
- iv) l'évaluation des offres. Le critère de sélection, outre l'acceptation des termes du contrat de concession, était le prix d'achat offert pour les actions, sur la base d'un tarif public donné et d'une formule de révision permettant de prendre en compte l'évolution du coût des facteurs.

Quatre candidats sur cinq manifestations d'intérêt ont été présélectionnés. Trois d'entre eux ont remis une offre technique et financière. Finalement, un consortium formé par SAUR International et IPS, filiale du groupe Aga Khan, a été déclaré adjudicataire, pour un montant de 13,2 milliards de FCFA. La vente des actions a eu lieu en décembre 2000. Les actions détenues par l'État n'ont pas encore été vendues au personnel et aux investisseurs nationaux.

La rédaction du contrat de concession est assez détaillée et comprend :

- un corps de textes auquel sont annexés huit documents dont un cahier des charges. Ce corps de texte précise le régime général du contrat et comporte des dispositions générales, le régime de la concession, le régime financier et comptable, le contrôle du service concédé, les garanties, sanctions et contentieux, la modification et la fin du contrat et les dispositions diverses ;
- le cahier des charges, qui précise les conditions techniques et financières de l'exécution du contrat de concession du service public. Il fait partie intégrante du contrat de concession et définit entre autres le régime des travaux, les dispositions relatives à la production, au transport, à l'achat et à la vente

en gros de l'énergie, les obligations relatives à la distribution, les objectifs d'électrification, les méthodes et outils de gestion commerciale et comptable, les objectifs de contrôle de performance, les conditions tarifaires.

Le cahier des charges comporte lui aussi des documents annexes, au nombre de 10, relatifs à la classification des biens renouvelables et non renouvelables dans les centrales hydroélectriques mises à disposition du concessionnaire, aux objectifs d'électrification et de vente, de pertes totales et consommations spécifiques, d'interruption de service et de délai de service, aux tarifs d'électricité en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2000, aux lignes directrices pour le calcul du juste taux de rémunération des capitaux investis, aux indices de la formule d'indexation au-delà de la première année de livraison de l'énergie de Manantali, au protocole de paiement des factures de l'État.

À l'analyse cependant, le contrat révèle des lacunes et son exécution a soulevé plusieurs difficultés dont les principales sont les suivantes :

- l'existence de nombreuses divergences d'interprétation des dispositions contractuelles par les parties, notamment en ce qui concerne la formule d'indexation tarifaire. La valeur et la méthode de calcul de certains indices de la formule d'indexation ne sont pas précisées et la formule, elle-même, comporte des incohérences :
 - une sur-pondération de l'énergie thermique ;
 - une formule de calcul basée uniquement sur les quantités et qui ne tient pas compte des écarts de coûts unitaires entre l'énergie thermique et l'énergie achetée ;
 - un pourcentage élevé des indices reflétant les charges d'amortissement et de provision, du personnel et des services extérieurs ;
 - une mauvaise définition des variables I1 et I2 se traduisant par une mauvaise répartition du poids respectifs des deux sources de production ;
- le très faible niveau de réalisation des investissements contractuels par le concessionnaire ;
- le non-respect par le concessionnaire des échéances contractuelles d'alimentation en électricité et en eau potable de plusieurs localités.

La persistance des divergences d'interprétation du contrat entre les parties a justifié en grande partie l'intervention de la Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau (CREE), d'abord par l'organisation d'un atelier sur la formule d'indexation tarifaire, ayant pour but d'obtenir plus d'éclaircissement, ensuite par plusieurs rencontres avec les deux parties prenantes au contrat afin de pallier les difficultés et surtout de les voir s'entendre sur de nouvelles conditions d'indexation des tarifs mieux adaptées et plus consensuelles.

De guerre lasse, la CREE a décidé de suspendre les formules et de fixer les tarifs sur la base de prescriptions législatives et réglementaires auxquelles le contrat (ou tout autre accord entre les parties) est d'ailleurs soumis.

Par ailleurs, la CREE a encouragé les parties à négocier sur l'ensemble des points de désaccord. Pour ce faire, elle a commandé une série d'études d'ordre technique, économique et juridique en concertation avec les deux parties sur l'ensemble des problèmes posés par l'exécution du contrat. De même, le maître d'ouvrage a mené d'autres études du même genre afin de l'amener éventuellement à faire le meilleur choix pour une réorientation des contrats de concession. Les conclusions de toutes ces études ont été soumises à l'ensemble des parties.

Pour sa part, le concessionnaire, en formulant plusieurs propositions, a manifesté son intention d'aller à des négociations avec l'État du Mali.

Actuellement, le contrat est en train d'être renégocié entre le maître d'ouvrage et le partenaire stratégique.

Structure économique et financière du projet

L'inventaire des biens n'a pas été fait au début du contrat en 2000. Cependant, on a procédé à une valorisation des actifs qui a permis, d'une part, de recapitaliser la société EDM-S.A. et, d'autre part, de transférer à la nouvelle société une partie des biens de production et l'ensemble des biens de transport et de distribution. En 2001, EDM-S.A. a procédé à un inventaire physique des immobilisations dont le but était d'identifier les installations nécessitant une réhabilitation ou un renouvellement.

Il ressort de ces travaux que, pendant la période 2001 à 2003, 6 220 029 097 FCFA ont été engagés dans le cadre des travaux de réhabilitation dont 3 894 825 716 FCFA pour la production thermique, 1 260 856 035 FCFA pour le transport, 846 440 460 FCFA pour la distribution et 217 906 886 FCFA pour l'hydroélectricité.

La rémunération du concessionnaire se fait sur la base d'une distribution de bénéfices et il reçoit sa part de dividendes lorsque la Société réalise un bénéfice.

En ce qui concerne le partenaire stratégique, sa rémunération a porté non pas sur le capital qu'il a apporté mais plutôt sur le capital social d'EDM-S.A., ce qui, à l'analyse, autorise le partenaire stratégique à bénéficier d'une rémunération induite, en tout cas pour la part du capital qu'il n'a pas apportée.

Le système tarifaire est celui du prix plafond indexé annuellement sur la base d'une formule, indexation permettant à l'opérateur de rentrer dans les coûts dont il n'a pas la maîtrise. Le prix plafond est le prix de départ du contrat de concession; cependant, ce prix de départ, ainsi énoncé, n'a jamais été donné ni calculé comme reflétant une réalité économique. Le prix moyen en vigueur pendant cette période a donc été considéré comme prix plafond de départ.

La formule tarifaire est la suivante :

$$\text{Prix}_t = \text{Prix}_0 \times \text{Ind}_t$$

$$\text{Ind}_t = k_1 + k_2 (G_1/G_0) (E_t/E_0) + k_3 (S_t/S_0)$$

Cette formule est actualisée de façon quinquennale avec l'avis de la CREE. De même, elle sera actualisée lorsqu'au cours d'une même période quinquennale l'un des indices de la formule ou l'indice total vient à varier de plus de 50%. De nouveaux prix et indices (Prix_0 , G_0 , E_0 , I_0 , et A_0) seront définis.

Le contrat: clauses particulières

Les objectifs d'investissement ne sont pas abordés dans des clauses spécifiques. Ils résultent d'un programme prévisionnel d'investissement que le concessionnaire a souscrit lors de l'appel d'offres. Ce programme prévisionnel a force contractuelle et comprend l'actualisation des travaux de réhabilitation et de remise à niveau. Il est donné en chiffres et non pas en nombre de réalisations à effectuer.

L'une des clauses les plus étonnantes est celle relative à l'exécution de ce programme d'investissement. En effet, l'exécution de ce programme d'investissement ne constitue pas une obligation contractuelle en dehors de l'atteinte des objectifs de desserte et d'extension. Seul un manquement à ce niveau est contractuellement sanctionné. Ainsi, il apparaît clairement que l'obligation d'investissement se ramène à la réalisation des travaux de réhabilitation, de remise à niveau et des travaux de renouvellement et d'extension.

Or, ces objectifs sont inadaptés en matière de développement sectoriel, qui risque de se limiter uniquement « autour » du réseau existant et/ou à son extension. Cet aspect est une des faiblesses du contrat. Le concessionnaire encourt moins de risque sur le plan de la mobilisation du financement.

Gestion du rapport contractuel: suivi, contrôle et évaluation du contrat

Les indicateurs sont tirés du contrat de concession et du cahier des charges. Nous indiquerons les définitions ainsi que le mode de calcul des indicateurs et traiterons du volet pénalité.

Auparavant, on précise les structures responsables, au sein d'EDM, de la production des informations relatives au service public de l'électricité. Ces directions sont la Direction Générale Adjointe chargée des Investissements (DGAJ), la Direction Générale Adjointe des Finances et de l'Administration, la Direction Centrale Électricité (DCE) et la Direction Centrale Commerciale (DCC).

Obligation de desserte

1) Taux de desserte à atteindre dans chacune des localités au terme de la concession

- a) La partie de chaque localité où la densité de parcelles habitées et équipées de maison en matériaux durables est supérieure ou égale à 7 parcelles l'hectare.

Tableau 1

Objectif de taux de desserte dans les parties de chaque localité où la densité est élevée

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
100%	DGAI		ANNUEL

b) La périphérie des localités où la densité de parcelles habitées et équipées de maison en matériaux durables est supérieure ou égale à 3 parcelles l'hectare.

Tableau 2

Objectif de taux de desserte dans les parties de chaque localité où la densité est moyenne

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
50%	DGAI		ANNUEL

2) Taux de desserte à atteindre pour toute électrification nouvelle

a) Parcelles habitées

Tableau 3

Objectif de taux de desserte pour toute électrification nouvelle dans des parcelles habitées

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
50%	DGAI		ANNUEL

b) Nombre d'hectares desservis

Tableau 4

Objectif de taux de desserte pour toute électrification nouvelle en termes d'hectares desservis

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
≥Population/200	DGAI		ANNUEL

3) Taux de desserte à atteindre dans les localités déjà électrifiées les 10 prochaines années

a) La partie de chaque localité où la densité de parcelles habitées et équipées de maison en matériaux durables est supérieure ou égale à 7 parcelles l'hectare.

Tableau 5

Objectif de taux de desserte dans 10 ans dans les parties de chaque localité déjà électrifiée et où la densité est élevée

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
95%	DGAI		ANNUEL

- b) La périphérie des localités où la densité de parcelles habitées et équipées de maison en matériaux durables est supérieure ou égale à 3 parcelles à l'hectare.

Tableau 6

Objectif de taux de desserte dans 10 ans dans les localités déjà électrifiées et où la densité est moyenne

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
25 %	DGAI		ANNUEL

N.B. Le taux de desserte est le rapport du nombre de parcelles qui, dans chaque localité, sont longées par un réseau de distribution ou en sont distantes de moins de 40 mètres par rapport au nombre total de parcelles de la localité.

Continuité de service

Au cours des quatre premières années suivant le démarrage du service dans les centres isolés, les heures de fourniture seront au minimum les suivantes :

Heure de démarrage

1^{re} année: 18 h 30
2^e année: 9 h puis 18 h
3^e/4^e année: 7 h

Heure d'arrêt

1^{re} année: 23 h
2^e année: 16 h puis 23 h
3^e/4^e année: 24 h

N.B. EDM-S.A. doit rendre compte dans le rapport annuel des horaires pratiqués dans chacun des centres du périmètre de la concession.

Les instructions suivantes sont données en ce qui concerne les tranches horaires à appliquer dans les centrales des subdivisions données ci-après: Kangaba, Ouléssébougou, Tominian, Douentza, Nianfunké, Diré, Goundam, Kidal, Nioro du Sahel, Niono, San, Djenné.

Heure de démarrage

Jour ordinaire: 18 h
Samedi et dimanche: 10 h
Jour de fête: suivant horaire événement

Heure d'arrêt

Jour ordinaire: arrête programme télé
Samedi et dimanche: arrête programme télé
Jour de fête: suivant horaire événement

Qualité des produits livrés aux abonnés

- 1) Fréquence de livraison pour le réseau interconnecté en régime stable (art. 41, p. 27 cahier des charges)

Tableau 7

Objectif de fréquence de livraison pour le réseau interconnecté en régime stable

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
50 Hz \pm 2 %	DD	$\frac{(f_n - f) \times 100}{f_n}$	ANNUEL

- 2) Fréquence de livraison pour les centres isolés en régime stable (art. 41, p. 27 cahier des charges)

Tableau 8

Objectif de fréquence de livraison pour les centres isolés en régime stable

Taux contractuel annuel	Directions responsables	Mode de calcul	Périodicité
50 Hz \pm 5 %	DD – DPE – DTME	$\frac{(f_n - f) \times 100}{f_n}$	ANNUEL

f_n = fréquence nominale = 50 HZ

f = fréquence mesurée

- 3) Variation de la BT au point de livraison en période de pleine charge (moyenne sur 15 min) (art. 41, p. 27 cahier des charges)

Tableau 9

Objectif de variation de la BT au point de livraison en période de pleine charge

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
5 % ou –10 %	DD	$\frac{(U_N - U) \times 100}{U_N}$	ANNUEL

- 4) Variation de la MT au point de livraison en période de pleine charge (moyenne sur 15 min) (art. 41, p. 27 cahier des charges)

Tableau 10

Objectif de variation de la MT au point de livraison en période de pleine charge

Taux contractuel annuel	Directions responsables	Mode de calcul	Périodicité
–50 %	DD – DTME (RI) – DPE (CI et SI)	$\frac{(U_N - U) \times 100}{U_N}$	ANNUEL

U_N = tension nominale

U = tension mesurée

CI = centres isolés

RI = réseau interconnecté

5) Moyenne d'erreur des appareils de comptage (art. 41, p. 27 cahier des charges)

Tableau 11

Objectif de moyenne d'erreur des appareils de comptage

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
± 3 %	DD	Mesure appareil	ANNUEL

N.B.: 1) 380 V entre phase ou 220 V entre phase et neutre.

2) 15000 V entre phase.

3) Les statistiques requises d'EDM-S.A. pour mesurer la qualité livrée sont les suivantes :

- nombre total de réclamations relatives à la qualité du produit au cours de l'année écoulée;
- nombre total de clients différents ayant formulé au moins une réclamation relative à la qualité du produit ou à la qualité de la mesure de celui-ci au cours de l'année écoulée;
- nombre de cas où l'enquête menée par EDM-S.A. a conclu à une qualité de produit/mesure hors tolérances;
- nombre de cas de plaintes qui n'ont pas été résolus par EDM-S.A. au cours de l'année écoulée.

Objectif d'électrification et de vente d'énergie

1) Nombre d'abonnés BT desservis à partir du réseau interconnecté (annexe 02, p. 37 cahier des charges)

Tableau 12

Objectif d'abonnés BT desservis à partir du réseau interconnecté

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
64 594	DCC	Somme abonnés facturés	ANNUEL

2) Nombre d'abonnés BT desservis dans les centres isolés (annexe 02, p. 37 cahier des charges)

Tableau 13

Objectifs d'abonnés BT desservis dans les centres isolés

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
20 290	DCC	Somme abonnés facturés	ANNUEL

3) Volume d'énergie facturée à la population à partir du réseau interconnecté (annexe 02, p. 37 cahier des charges)

Tableau 14

Objectif d'énergie facturée à la population à partir du réseau interconnecté

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
334 GWh	DCC	Somme quantité électricité facturée	ANNUEL

4) Volume d'énergie facturée à la population dans les centres isolés (annexe 02, p. 37 cahier des charges)

Tableau 15

Objectif d'énergie facturée à la population dans les centres isolés

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
45 GWh	DCC	Somme quantité électricité facturée	ANNUEL

- N.B.
- Ces indicateurs sont annuels.
 - Ils sont révisables tous les cinq ans.
 - Ils permettent de mesurer l'amélioration de l'électrification dans le périmètre de la concession.

Interruption de service

1) Énergie facturée

Tableau 16

Objectif d'interruption de service en termes d'énergie facturée

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
379 GWh	DCC	Somme quantité électricité facturée	ANNUEL

2) Énergie produite + énergie achetée

Tableau 17

Objectif d'interruption de service en termes d'énergie produite et achetée

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
483 GWh	DPE	Somme quantité électricité facturée	ANNUEL

3) Taux de perte (annexe 03, p. 38)

Tableau 18
Objectif de taux de perte

Taux contractuel annuel (2005)	Directions responsables	Mode de calcul	Périodicité
14%	DPE – DD – DTME	$\frac{(\text{énergie produite} + \text{énergie achetée}) - \text{énergie facturée}}{(\text{énergie produite} + \text{énergie achetée})} \times 100$	ANNUEL

4) Taux annuel d'énergie non fournie en pourcentage de l'énergie annuelle vendue sur le réseau interconnecté (annexe 04, p. 39)

Tableau 19
Objectif d'énergie non fournie sur le réseau interconnecté

Taux contractuel annuel (2005)	Directions responsables	Mode de calcul	Périodicité
4%	DPE – DD – DTME	$\frac{\text{énergie non distribuée}}{\text{énergie vendue}} \times 100$	ANNUEL

5) Taux annuel d'énergie non fournie en pourcentage de l'énergie annuelle vendue dans les centres isolés (annexe 04, p. 39)

Tableau 20
Objectif d'énergie non fournie dans les centres isolés

Taux contractuel annuel (2005)	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
7%	DPE	$\frac{\text{énergie non distribuée}}{\text{énergie vendue}} \times 100$	ANNUEL

6) Durée mensuelle/annuelle cumulée maximum des interruptions de service par ligne BT (heure/mois/an) – Départ limité à l'intérieur des localités (annexe 04, p.39)

Tableau 21
Objectif d'heures d'interruption de service par ligne BT, à l'intérieur des localités

Taux contractuel annuel (2005)	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
20 heures par mois/an 50 heures par an	DD	$\frac{\text{Somme temps incidents}}{\text{Nombre incidents}}$	ANNUEL

7) Durée mensuelle/annuelle cumulée maximum des interruptions de service par ligne MT (heure/mois/an) – Départ alimentant plusieurs localités (annexe 04, p. 39)

Tableau 22

Objectif d'heures d'interruption de service par ligne MT au départ de plusieurs localités

Taux contractuel annuel (2005)	Directions responsables	Mode de calcul	Périodicité
30 heures par mois/an 50 heures par an	DD-DPE-DTME	$\frac{\text{somme temps d'incidents}}{\text{nombre d'incidents}}$	ANNUEL

- N.B.
- Les objectifs sont annuels dans le contrat de concession.
 - Les interruptions programmées en HT sont prises en compte dans le calcul de l'énergie fournie.

F. Objectifs de consommation spécifique

1) Groupe à DDO (annexe 03, p. 38)

Tableau 23

Objectif de consommation spécifique pour les groupes DDO

Taux contractuel annuel (2005)	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
240 g/kWh	DPE	$\frac{\text{consommation combustible}}{\text{énergie produite}}$	ANNUEL

2) Groupe à gazoil (annexe 03, p. 38)

Tableau 24

Objectif de consommation spécifique pour les groupes gazoil

Taux contractuel annuel (2005)	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
240 g/kWh	DPE	$\frac{\text{consommation combustible}}{\text{énergie produite}}$	ANNUEL

G. Objectifs de qualité de service

1) Couverture du comptage (art. 42 cahier des charges)

Tableau 25

Objectif de couverture du comptage

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
98%*	DCC	$\frac{\text{nombre de compteurs installés}}{\text{nombre de branchements}} \times 100$	MENSUEL

* En moyenne sur l'exercice écoulé.

2) Pourcentage de relève (art. 42 cahier des charges)

Tableau 26

Objectif de relève de compteurs

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
98%*	DCC	$\frac{\text{nombre de compteurs visités}}{\text{nombre de compteurs en service}} \times 100$	MENSUEL

* En moyenne sur l'exercice écoulé.

3) Taux de facturation (art. 42 cahier des charges)

Tableau 27

Objectif de taux de facturation

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
96%	DCC	$\frac{\text{nombre de factures calculées sur la base d'index réel} \times 100}{\text{nombre total de factures délivrées dans l'année}}$	MENSUEL

4) Taux d'erreurs commerciales (art. 42 cahier des charges)

Tableau 28

Objectif de taux d'erreurs commerciales

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
2%	DCC	$\frac{\text{nombre d'erreurs dans la relève et/ou la facturation} \times 100}{\text{nombre total de factures délivrées dans l'année}}$	MENSUEL

H. Objectifs de délai de service

1) Traitement d'une demande d'abonnement: établissement d'un devis (annexe 05 cahier des charges)

Tableau 29

Objectif de délai de traitement pour l'établissement d'un devis d'abonnement

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
30 jours	DCC	Différence entre la date de dépôt de la demande et la date d'établissement du devis	MENSUEL

2) Traitement d'une demande d'abonnement: réalisation d'un branchement neuf (annexe 05 cahier des charges)

Tableau 30

Objectif de délai de traitement pour réaliser un branchement neuf

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
15 jours	DCC	Différence entre la date d'établissement du devis et la date de branchement	MENSUEL

3) Remise en service d'un branchement existant (avarié du fait de l'abonné) (annexe 05 cahier des charges)

Tableau 31

Objectif de délai de remise en service d'un branchement existant avarié par l'abonné

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
5 jours	DCC	Différence entre la date de règlement des frais de remise et la date de mise en service du branchement	MENSUEL

4) Réponse à une réclamation de l'abonné (pendant les 10 premières années) (annexe 05 cahier des charges)

Tableau 32

Objectif de délai de réponse à une réclamation pendant les 10 premières années de la concession

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
15 jours	DCC	Différence entre la date de règlement des frais de remise et la date de mise en service du branchement	MENSUEL

5) Réponse à une réclamation de l'abonné (à partir de la 11^e année) (annexe 05 cahier des charges)

Tableau 33

Objectif de délai de réponse à une réclamation à partir de la 11^e année de la concession

Taux contractuel annuel	Direction responsable	Mode de calcul	Périodicité
8 jours	DCC	Différence entre la date de règlement des frais de remise et la date de mise en service du branchement	MENSUEL

Pénalités contractuelles prévues dans le contrat

Les pénalités contractuelles sont les sommes dues par EDM-S.A. à l'État malien en cas de non-respect de certaines obligations prévues au contrat de concession. Ces pénalités seront dues par EDM-S.A. sans préjudice, s'il y a lieu, des dommages et intérêts envers les tiers dans les cas ci-après :

- non-respect des obligations prévues aux articles 39 à 43 du cahier des charges (I) ;
- non-production des documents prévus à l'article 67 du contrat de concession (II) ;
- refus de collaboration dans le cadre de validation des études quinquennales (III) ;
- sanction résolutoire (IV).

Signalons que les pénalités contractuelles ne sont pas exclusives du prononcé des sanctions visées à l'article 73 du contrat de concession.

Non-respect des obligations prévues aux articles 39 à 43 du cahier des charges

Rappelons que les articles 39 à 43 sont les articles relatifs aux objectifs contractuels suivants :

- article 39: Continuité de service ;
- article 40: Interruption de service ;
- article 41: Qualité du produit livré aux abonnés ;
- article 42: Qualité du service commercial ;
- article 43: Délai de service.

Continuité de service (article 39)

À défaut de réaliser les objectifs de continuité de service prévus dans le contrat de concession, le maître d'ouvrage (l'État malien), sur proposition de la CREE, applique les pénalités ci-après à EDM-S.A. (le concessionnaire) :

Sanctions prévues

1. Par tranche de 1 % de dépassement du plafond d'énergie non fournie.
Pénalité = quantité d'énergie représentant 1 % de l'énergie vendue dans la localité au cours de l'année écoulée (kWh) × prix de vente maximum du kWh Basse Tension (BT) × 3.
2. Par heure de dépassement du plafond d'interruption des *feeders* (départs) Moyenne Tension (MT).
Pénalité = forfait de 100 000 FCFA indexés sur le prix de vente maximum du kWh BT.
3. Par tranches mensuelles de 10 h d'absence de fourniture du service en deçà des impositions de l'article 39.

N.B. Les pénalités ci-dessus, exclusives l'une de l'autre, ne sont applicables qu'à partir de la troisième année après l'entrée en vigueur du contrat de concession.

Qualité du produit livré aux abonnés (article 41)

La qualité du produit livré aux abonnés s'évalue à la fin de chaque année civile.

À partir de la cinquième année de la concession, la commission de régulation (CREE) et le concessionnaire (EDM-S.A.) compléteront d'un commun accord les critères de qualité technique du produit livré. Le concessionnaire (EDM-S.A.) rend compte dans son rapport annuel à la CREE de la qualité de produit livré.

Cette qualité est mesurée à l'aide des statistiques suivantes :

- nombre total de réclamations relatives à la qualité du produit au cours de l'année écoulée ;
- nombre de clients différents ayant formulé au moins une réclamation relative à la qualité de produit ou à la qualité de la mesure de celui-ci au cours de l'année écoulée ;
- nombre de cas où l'enquête menée par le concessionnaire a conclu à une qualité de produit/mesure hors tolérance ;
- nombre de cas de plaintes des clients qui n'ont pas été résolus par le concessionnaire à la fin de l'année écoulée.

Pénalité

Si le nombre de cas de réclamations de clients différents relatives à la qualité du produit non résolus dépasse 20 % du nombre de cas où un dépassement de tolérance a été observé, le concessionnaire se verra imposer par le maître d'ouvrage, sur proposition de la CREE, des pénalités contractuelles de **50 000 FCFA/cas** restant litigieux au-delà du nombre représentant les 20 % de dépassement tel qu'indiqué ci-avant.

Qualité de service commercial (article 42)

En cas de dépassement du taux plafond d'erreur commerciale (2%), le concessionnaire se voit infliger par le maître d'ouvrage, sur proposition de la CREE, une pénalité forfaitaire de **10 000 FCFA** pour chaque facture erronée dépassant le taux plafond.

Délai de service commercial (article 43)

Pour tout branchement installé au-delà des délais prescrits, et en l'absence de justification acceptée par l'abonné concerné :

Pénalité = 10 % du montant du devis de branchement.

Si le délai de réalisation du branchement est égal ou supérieur à deux fois le délai garanti :

Pénalité = 20 % du montant du devis de branchement.

Non-production des documents prévus à l'article 67 du contrat de concession

La non-production du rapport annuel (conformément aux points précisés à l'article 65 du contrat de concession) ainsi que la non-publication des comptes annuels dans les six mois qui suivent la clôture de l'exercice expose le concessionnaire, 30 jours après mise en demeure par le maître d'ouvrage, au paiement de la pénalité ci-après :

Pénalité = chiffre d'affaires HT de l'exercice écoulée \times 0,1 %.

Refus de collaboration dans le cadre de validation des études quinquennales

Lorsque le concessionnaire refuse de collaborer avec les experts mandatés par le maître d'ouvrage dans le cadre de validation des études quinquennales et 15 jours après mise en demeure, le concessionnaire paye la pénalité suivante :

Pénalité = chiffre d'affaires HT de l'exercice écoulée \times 0,1.

Sanction résolutoire (article 73)

Le maître d'ouvrage pourra résilier la concession et prononcer la déchéance du concessionnaire, aux torts de celui-ci, dans les cas ci-après :

- A. interruption totale prolongée, concernant plus de 50 % des abonnés, d'une durée excédant 48 heures, pour des raisons directement imputables au concessionnaire ;
- B. lorsque les chiffres suivants ne sont pas atteints pour des raisons directement imputables au concessionnaire :

Nombre d'abonnés desservis

Réseau interconnecté (70 % du nombre total)

2007	91 767
2012	125 702
2017	163 766
2019	179 915

Centres isolés (60 % du nombre total)

2007	14 584
2012	19 985
2017	23 981
2019	26 048

Volume d'énergie à la population (GWh)

Réseau interconnecté (70 % du volume total)

2007	552,3
2012	655,9
2017	790,3
2018	837,2

Centres isolés (60 % du volume total)

2007	19,8
2012	24,6
2017	29,4
2018	31,2

C. lorsque la garantie n'est pas constituée en application de l'article 76 qui stipule que la caution personnelle et solidaire de bonne exécution de début de contrat est de 2 milliards de FCFA. Cette caution doit être égale à 5 % du chiffre d'affaires HT au début de chacune des périodes quinquennales;

Le montant des pénalités:

- les dépenses faites en raison des mesures prises, aux frais du concessionnaire, en cas de sanctions prévues aux articles 70 à 73;
- La non-reconstitution de la garantie, après une mise en demeure restée sans effet pendant un mois, ouvrira droit à la déchéance du concessionnaire (art. 73).

D. lorsque le contrôle du maître d'ouvrage prévu à l'article 64 est rendu impossible par une obstruction répétée et délibérée du concessionnaire.

Retour d'expérience

Les contrats de concession du Mali sont en vigueur et effectivement appliqués depuis novembre 2000.

Pièges à éviter

- **La mise en place du régulateur.** La mise en place, qui devait se faire avant la mise en vigueur des contrats, est intervenue une année après le début de l'exécution des contrats. Cette situation a contribué à créer un certain nombre de difficultés quant à la compréhension des missions et rôles des uns et des autres, notamment ceux du régulateur. En effet, la création de la commission de régulation est concomitante à la mise en vigueur des textes législatifs organisant les secteurs de l'électricité et de l'eau potable, notamment les ordonnances n° 00-019 et n° 00-020 régissant les contrats de concession quant à leur régime juridique. Par rapport à la nature de ses missions qui sont, rappelons-le, d'ordre législatif et réglementaire, la commission devrait non seulement donner son avis sur le dossier d'appel d'offres d'octroi des concessions et sur le choix du ou des concessionnaire(s) mais aussi donner des avis conformes ou des recommandations susceptibles d'améliorer le

contenu des stipulations contractuelles. Parmi ces stipulations, on peut citer celles relatives aux clauses et conditions tarifaires.

- **La mauvaise élaboration de la formule d'indexation.** L'un des pièges ou, à tout le moins, le point qui est apparu le plus flou est la mauvaise élaboration de la formule d'indexation, qui est à l'origine de grandes divergences d'interprétation dans son application. Le concessionnaire réclame l'application littérale d'une formule qui s'est révélée en réalité inapplicable du fait, d'une part, qu'elle est incomplète (certains paramètres et indices ne sont pas donnés ou sont mal définis) et, d'autre part, qu'elle ne respecte pas certains principes tarifaires contenus dans la loi.
- La mauvaise détermination de la responsabilité du concessionnaire en matière d'investissements et l'absence de lien dans la formule tarifaire entre le défaut d'investissement et le tarif à octroyer (facteur de correction, par exemple) constitue l'un des pièges des contrats de concession. Certes, le régulateur peut opérer une telle correction lorsque les investissements ne sont pas réalisés mais cette prérogative a été mal comprise par le concessionnaire.
- La rémunération du partenaire stratégique sur le capital social au lieu de son apport est de nature à créer des gains indus à l'avantage du partenaire stratégique.

Les facteurs de réussite

On peut citer :

- la possibilité offerte aux parties de réactualiser la formule d'indexation tous les cinq ans ou lorsque l'un des indices (de l'indice total) de la formule vient à varier de plus de 50 % à l'intérieur d'une période quinquennale ;
- la soumission du contrat à un régime législatif et réglementaire prédéfini et la hiérarchie établie entre le contrat et les cahiers des charges sont susceptibles de résoudre beaucoup de difficultés relatives à l'interprétation des clauses contractuelles ;
- les obligations du concessionnaire sont surtout définies en termes d'objectifs d'électrification (nombre d'abonnés à atteindre globalement) et de qualité de service ; ces objectifs sont relativement faciles à atteindre par de simples extensions de réseaux existants. Sur ce plan, ce facteur peut être considéré comme un facteur de réussite au détriment cependant d'un développement global du secteur. En effet, même si l'objectif final de la concession est le développement du secteur, le concessionnaire pourrait être difficilement interpellé lorsqu'il aura atteint le nombre d'abonnés et la qualité de service requis par le contrat uniquement par des extensions de périmètres déjà connus ;
- la possibilité offerte aux parties de renégocier le contrat en cas de déséquilibre financier non susceptible d'être rattrapé par les tarifs. Cette possibilité de renégociation constitue justement le défi actuel en un moment où les parties se sont rendu compte de leur divergence sur le sens de certaines

clauses, notamment les clauses tarifaires; de même, elles se sont aperçues du manque de financement des investissements par le concessionnaire ou peut-être de la difficulté du concessionnaire à réaliser les investissements prévus dans les conditions financières du marché international.

Ces constats ont été faits et remettent en cause le modèle de concession d'ouvrage qui avait été choisi pour atteindre les objectifs de développement assignés à la politique de libéralisation du secteur. Ce modèle met à la charge du concessionnaire le financement et la réalisation des investissements.

Actuellement, l'heure est au choix d'un nouveau modèle de gestion déléguée des services publics.

Stratégie de communication interne et externe

Le schéma institutionnel actuel implique quatre principaux acteurs: l'État en tant que maître d'ouvrage, le régulateur, le concessionnaire et les consommateurs. Dans une moindre mesure, on peut citer les bailleurs de fonds, notamment la Banque mondiale, l'AFD, la KFW, etc.

Il s'agit donc d'établir entre l'ensemble de ces intervenants des espaces d'échanges en vue d'éclaircir, d'une part, les missions et responsabilités des uns et des autres et, d'autre part, de les informer sur leurs activités réciproques de manière à établir des synergies et/ou des interrelations. Les différents acteurs ont pris conscience de cette nécessaire communication entre eux, ce qui a conduit à un certain nombre d'activités depuis 2001.

Tableau 34

Synthèse de la stratégie de communication

Acteur/groupes cibles	Message synthétique	Activités
DNH-KFW/DNE CREE COLLECTIVITÉS TERRITORIALES CONCESSIONNAIRE	Maîtriser l'application des textes régissant les secteurs; connaître les missions et les compétences des acteurs; créer une synergie entre eux en vue d'éclaircir les textes et d'obtenir leur amélioration	Atelier sur l'appropriation des textes relatifs à la restructuration des secteurs de l'électricité et de l'eau potable tenu les 8, 9 et 10 mai 2002
CREE/concessionnaire, maître d'ouvrage, consommateurs	Nécessité d'obtenir une compréhension commune des formules d'indexation tarifaire et de résoudre les problèmes de divergence d'interprétation	Atelier organisé par la CREE en novembre 2002
CREE/associations de consommateurs	Mise en synergie de certaines activités communes de défense des intérêts des usagers du secteur	Élaboration d'un document de partenariat et signature d'un protocole dans ce sens

Conclusion

Les principales recommandations que nous faisons sont les suivantes :

- le contrat devrait définir de façon exhaustive toutes les obligations du concessionnaire et, au besoin, les chiffrer en détaillant le déroulement de leur exécution ;
- il faut définir de façon claire les missions, pouvoirs et responsabilités du régulateur et mettre en place cet organe avant toute attribution de contrat de concession ; le régulateur devrait en outre rester indépendant et être doté de pouvoirs autonomes ;
- quel que soit le modèle de gestion, il faut choisir un mécanisme d'intervention des financements publics ou à taux concessionnel pour pallier les difficultés des opérateurs privés à assurer les investissements qui leur incombent.

L'accès de tous à l'eau potable et à l'électricité dans les meilleures conditions de sécurité et de coût: le défi

Au Mali comme partout ailleurs, la recherche des solutions idoines au problème de l'accès de la population et de l'économie nationales à des services performants d'énergie et d'eau conditionne fondamentalement le développement socioéconomique équilibré et durable.

Conscient de cet important enjeu, le Gouvernement de la République du Mali a défini en novembre 1999, dans une lettre de politique sectorielle, des orientations stratégiques pour la restructuration des secteurs de l'électricité et de l'eau potable ainsi que la privatisation de la société Énergie du Mali S.A. (EDM-S.A.).

Ces orientations se sont traduites dans les deux secteurs notamment par l'option claire pour le partenariat public privé (PPP) en tant que principe directeur de développement et de gestion des services publics, avec pour objectif cardinal l'élaboration et la mise en œuvre de programmes et de projets cohérents, efficaces et viables conciliant harmonieusement les préoccupations sociales, économiques et d'adéquation des investissements aux besoins croissants du pays.

À cet égard, le schéma de privatisation d'EDM-S.A. mis en œuvre de 2000 à 2005 n'a pas répondu aux attentes pour diverses raisons dont il est question de tirer le meilleur parti pour mieux baliser l'avenir en la matière. La mise à niveau des systèmes technique, financier et organisationnel de la société est amorcée avec de tangibles motifs de satisfaction depuis le 14 octobre 2005, date du retrait du chef de file du partenaire stratégique, avec un nécessaire appui de l'État dans le renforcement des moyens de production.

En attendant de réunir l'ensemble des éléments permettant de bâtir un nouveau cadre partenarial efficace et viable durant la période transitoire s'étalant d'octobre 2005 à octobre 2008, la ligne directrice demeure : **Satisfaction du service public, Maîtrise des charges, Lutte contre la fraude, Rationalisation du fonctionnement des structures internes, Préparation des solutions durables à la satisfaction de la demande.**

Au demeurant, 2008 se profile comme une année charnière dans la quête d'un cadre de développement et de gestion plus adapté des services publics concédés de l'électricité et de l'eau potable au triple plan institutionnel, réglementaire et financier. Les résultats du Plan d'Action Stratégique en cours d'exécution seront judicieusement exploités à cette fin.

Malgré ces mesures et d'autres actions nombreuses et multiformes non moins importantes menées à ce jour par le Ministère chargé de l'énergie et de l'Eau, force est de reconnaître que les objectifs sous-tendus par les orientations stratégiques prescrites par le Gouvernement pour la promotion des services d'énergie électrique et d'eau potable demeurent des défis pertinents à relever dans notre pays.

Il s'agit d'abord du défi de la promotion du PPP au regard du caractère hautement capitalistique des secteurs de l'électricité et de l'eau potable, dans un contexte marqué essentiellement par les moyens particulièrement limités de l'État, dont le décor peut être considéré désormais bien planté grâce au Plan d'Action Stratégique en exécution et aux études spécifiques réalisées.

Le Gouvernement de la République du Mali poursuivra inlassablement le processus d'établissement d'un cadre partenarial public et privé transparent et mutuellement avantageux, afin que le secteur privé et la puissance publique travaillent en parfaite synergie sur le vaste chantier du développement des infrastructures et services d'énergie électrique et d'eau potable, pour que soit maîtrisé l'équilibre de l'offre et de la demande, dans une approche proactive de gestion coordonnée des contraintes objectives, notamment les préjudices potentiels inhérents aux aléas du climat ainsi que du cours du pétrole et de ses produits dérivés.

Bamako, le 28 septembre 2007

Falaye SISSOKO
Chargé de Mission

KEITA Amadou Tidiani

Commissaire – juriste

Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau (CREE)

amkeita@gmail.com

SISSOKO Falaye

Chargé de Mission Énergie

Ministère des Mines et de l'Énergie

falayesk@yahoo.fr

TOURÉ Moctar

Président

Commission de Régulation de l'Électricité et de l'Eau (CREE)

cree@buroticservices.net.ml

République du Sénégal

Analyse du contrat de concession SENELEC¹³

Introduction

Objectif et motivation de l'analyse

Les pouvoirs publics sénégalais ont engagé, à partir de 1998, une réforme profonde du secteur de l'électricité justifiée notamment par la nécessité de faire face aux contraintes majeures à savoir :

- le manque de ressources techniques requises par l'effort d'investissement nécessaire au renouvellement et à la maintenance des installations ;
- la qualité insuffisante des services d'électricité avec une demande non satisfaite par manque ou déficit de production ;
- le faible taux d'électrification en milieu rural.

La réforme s'est ainsi traduite par l'adoption de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité et de la loi n° 98-06 du 28 janvier 1998 qui a autorisé la privatisation de la Société Nationale d'Électricité (SENELEC). La convention, objet de la présente analyse, signée en 1999 entre l'État et la SENELEC apparaît comme le premier jalon du processus de mise en œuvre de la réforme susvisée.

Étant donné la nouveauté, les enjeux et la complexité du sujet qu'est la concession du service public de l'électricité pour notre pays, il s'agit ici de présenter la convention en vigueur suivant le canevas fixé en vue :

- de faire l'économie de ses principales dispositions ;
- de dégager les particularités, les forces, les faiblesses et les insuffisances, à la lumière des acquis tirés de la formation organisée par l'IEPF ;
- d'échanger avec les autres pays concernés par la formation sur leur expérience ;
- de tirer toutes les leçons pour l'avenir, notamment dans la perspective d'une autre opération de privatisation de la SENELEC après l'échec des opérations menées en 1999 et 2001.

13. Aucune évolution majeure n'a eu lieu depuis 2005 dans le secteur de l'électricité.

Description de l'organisation du secteur énergétique

Situation actuelle du secteur de l'électricité: données statistiques

Les données présentées concernent l'exercice 2003.

La production

Pour satisfaire la demande d'électricité, la SENELEC a recours à ses moyens de production propres, mais également à la production indépendante. Le niveau de la production est de 1 826 GWh.

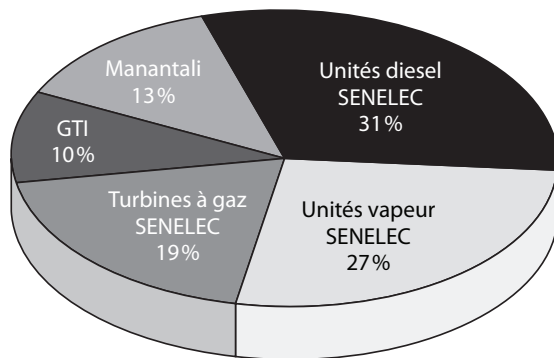
La puissance nominale installée au 31 décembre 2003 est de 514 MW pour l'ensemble du système, tenant compte du quota de 66 MW au niveau de la centrale de Manantali, et de 52 MW fournis par GTI. Les principaux sites de production sont :

- les centrales de Cap des Biches et de Bel Air (Dakar), de Kaolack et de Saint-Louis, interconnectées entre elles ;
- la centrale de GTI à Cap des Biches (Dakar), reliée au réseau interconnecté ;
- la centrale hydroélectrique de Manantali, reliée au réseau interconnecté et alimentant le Mali, la Mauritanie et le Sénégal ;
- les centrales régionales de Ziguinchor, Kolda et Tambacounda, alimentant leur propre réseau ;
- des centrales de production isolées, appelées centres secondaires.

La répartition entre les différents producteurs et les différents équipements est résumée dans les figures 1 et 2.

Figure 1

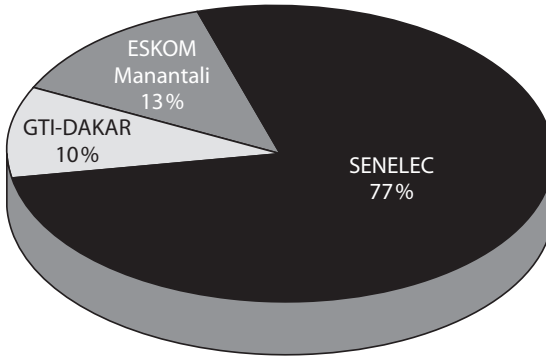
Répartition de la production d'électricité au Sénégal par type d'équipement



Source: SIE-Sénégal.

Figure 2

Répartition de la production d'électricité au Sénégal par producteur



Source: SIE-Sénégal.

Le transport

Le réseau de transport sert de support aux échanges d'énergie électrique entre les différentes régions du pays et à l'alimentation des grandes entreprises industrielles. Communément appelé réseau interconnecté (RI), il est concentré dans la zone Ouest du pays, principalement dans la région de Dakar qui représente la plus grande part de la consommation d'énergie. Le réseau interconnecté de la SENELEC reçoit, depuis le 15 juillet 2002, de l'énergie électrique en 225 kV en provenance de la centrale de Manantali, par l'entremise du système Ouest.

À l'exception de cette ligne, le transport électrique se fait par le biais d'un réseau de lignes 90 kV et de lignes 30 kV, couplées à des postes de transformation HT/MT.

Tableau 1
Les lignes haute tension (HT)

	LIGNES	Section de conducteur	Type de conducteur	Longueur km	I _{max} A	Année de mise en service
30 kV	Cap des Biches – Hann n° 1	288 mm ²	Almelec	18	550	1979
	Cap des Biches – Hann n° 2	288 mm ²	Almelec	16,5	550	1979
	Cap des Biches – Hann n° 3	366 mm ²	Almelec	20	630	1991
	Cap des Biches – Hann n° 4	366 mm ²	Almelec	20	630	1991
	Bel Air – Hann n° 1	288 mm ²	Almelec	5	550	1979
	Bel Air – Hann n° 2	366 mm ²	Almelec	5	630	1991
	Bel Air – Hann n° 3	366 mm ²	Almelec	5	630	1991
	Cap des Biches – SOCOCIM	288 mm ²	Alu-acier	5	525	1959
	SOCOCIM – Thiès	288 mm ²	Alu-acier	38	525	1959
	Thiès – Tobène	288 mm ²	Alu-acier	30	460	1959
	Cap des Biches – Tobène	366 mm ²	Almelec	58	630	1992
	Tobène – Taïba	366 mm ²	Almelec	13	630	1992
	Tobène – Sakal	2 × 288 mm ²	Almelec	124,5	800	1992
225 kV	Manantali-Tobène			945		

Les lignes moyenne tension (MT)

Ces lignes jouent un grand rôle dans l'alimentation des grandes villes du pays et relient les centrales de Saint-Louis et de Kahone au réseau interconnecté.

Ainsi, les centres de consommation de Diourbel, Kaolack, Fatick et M'Bour sont alimentés en 30 kV à partir de Thiona, et la ville de Louga à partir de la centrale de Saint-Louis et du poste de Sakal.

Tableau 2

Les postes de transformation HT/MT

Postes de transformation	Année
Bel Air 90/6,6 kV, 30/6,6 kV, 6,6/6,6 kV, 90/30 kV	1959
Cap des Biches – 90/30 kV	1959
Thiona 90/30 kV	1960
Hann 90/30 kV	1979
Tobène 225/90 kV	2002
Sakal 225/30 kV	2002
Dagana	2002
Matam	2002

La distribution

La SENELEC dessert sa clientèle à l'aide de deux systèmes :

- un réseau moyenne tension de distribution (30 kV et 6,6 kV) ;
- un réseau basse tension de 380 V/220 V et 220 V/127 V.

À l'exception du réseau interconnecté, le réseau de distribution est composé de plusieurs réseaux isolés.

Le réseau de distribution moyenne tension (MT)

Les lignes moyenne tension sont issues des postes de transformation du réseau de haute tension (90 kV). Les postes sources de transformation 90 kV/30 kV délivrent l'électricité en moyenne tension à la ville de Dakar, à sa région et à toutes les régions, excepté celles de Ziguinchor, de Kolda et de Tambacounda qui sont alimentées par des centrales régionales et des centres secondaires. Les caractéristiques du réseau de distribution MT qui concerne Dakar, au début de l'année 2003, sont données dans les tableaux 3 et 4.

Les caractéristiques des réseaux de distribution MT, en ce qui concerne les régions, toujours au début de l'année 2003, sont données dans le tableau 5.

Tableau 3

Longueur et structure des lignes du réseau de distribution MT à Dakar en 2003

Longueur de lignes		Structure des lignes
30 kV	406 km	Les lignes sont soit souterraines, soit aériennes. Dans le second cas, elles s'appuient sur des poutrelles en acier, des poteaux en bois et des poteaux en acier.
6,6 kV	331 km	
Total	737 km	

Tableau 4

Caractéristiques des postes de transformation 30 kV/6,6 kV en 2003

Liste des postes de transformation 30 kV/6,6 kV	Type et nombre de postes de transformation 30 kV/6,6 kV
Usine des eaux	postes clients 594
Université	postes mixtes 38
Centre-ville	postes publics 669
Aéroport Yoff	postes de manœuvre 4
Thiaroye	Total 1305

Tableau 5

Caractéristiques des réseaux de distribution MT dans les régions en 2003

Alimentation des réseaux MT	
À partir de postes haute tension	Thiès Sakal Dagana Matam
À partir de centrales	Kaolack Saint-Louis Tambacounda Ziguinchor
Longueur des lignes	Type et nombre de postes de transformation
30 kV 4 190 km	postes clients 225
6,6 kV 536 km	postes mixtes 66
5,5 kV 8 km	postes publics 881
4,16 kV 4 km	postes de manœuvre 11
Total 4738 km	Total 1483

Le réseau de distribution basse tension

À la fin de l'année 2003, la longueur du réseau de distribution basse tension est de 3998,3 km répartie ainsi :

- 457 km de réseau nu ;
- 3264 km de réseau pré-assemblé ;
- 277 km de réseau souterrain.

La distribution en basse tension aux consommateurs finaux est assurée en 380/220 V et 220/127 V. La tension 220/127 V, qui assurait auparavant l'alimentation des clients, est en cours de remplacement par la tension 380/220 V.

Les ventes

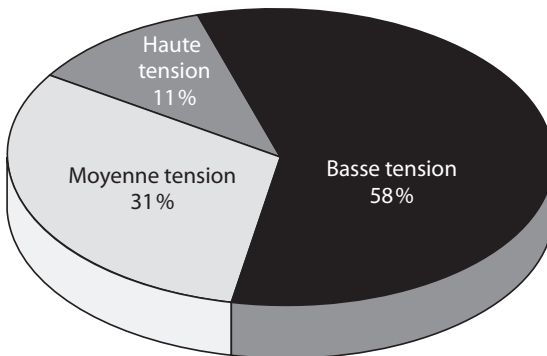
Les ventes de la SENELEC sont évaluées à 1 445 GWh en 2003, réparties entre 503 199 abonnés.

La quasi-totalité de la clientèle est représentée par des clients basse tension dont le volume de consommation totale croît de près de 10 % par année. La consommation moyenne tension croît plus lentement que la basse tension et la consommation haute tension varie peu au fil du temps. La répartition des ventes entre les différentes catégories d'utilisateurs en 2003 est donnée à la figure 3.

Tableau 6
Nombre de clients SENELEC en 2003

	Nombre de clients en 2003	Vente (GWh)
Basse tension	502 140	830
Moyenne tension	1 055	456
Haute tension	4	159

Figure 3
Répartition des ventes de la SENELEC en 2003



Source: SIE-Sénégal.

La répartition de la clientèle et des ventes est parfaitement inégale entre les régions du Sénégal, comme on peut l'observer au tableau 7.

Tableau 7
Répartition de la clientèle et des ventes entre les régions du Sénégal

Régions	Clients	Ventes (GWh)
Dakar	246 086	870
Thiès	59 252	229
Saint-Louis	40 932	54
Diourbel	36 218	53
Louga	26 616	41
Kaolack	17 124	40
Ziguinchor	14 606	26
Tambacounda	10 651	17
Fatick	9 968	11
Kolda	8 543	11

Rendement

L'année 2003 est marquée par une nette amélioration des rendements de la SENELEC. Le rendement global, qui est de 79,09 %, a gagné 0,74 point par rapport à 2002 et 1,24 point par rapport à 2000. Cette amélioration est une conséquence remarquable de l'évolution des ventes d'énergie de 6,88 % alors que la production et les achats n'ont évolué que de 5,87 %. Pour ce qui est du rendement transport, il a atteint un niveau record de 94,49 %, avec une hausse de 5,08 % par rapport à 2002.

Le tableau 8 donne l'évolution du rendement global de la SENELEC de 2000 à 2003.

Tableau 8
Évolution du rendement global de la SENELEC de 2000 à 2003

	2000	2001	2002	2003
Énergie vendue (MWh)	1 149 156	1 295 410	1 351 693	1 444 630
Production brute RI (MWh)	1 261 615	1 276 894	1 104 679	1 070 214
Production nette RI (MWh)	1 200 916	1 212 932	1 047 074	1 013 658
Énergie livrée au RI	1 302 155	1 462 597	1 485 361	1 657 329
Achats (GWh)	152 491	306 594	547 176	683 786
Rendement global SENELEC	77,85 %	78,45 %	78,35 %	79,09 %
Rendement transport net	96,21 %	96,25 %	93,17 %	97,64 %
Rendement transport brut	92,08 %	92,37 %	89,92 %	94,49 %

RI = réseau interconnecté

Pour la période en cours (1999-2004), les conditions tarifaires sont matérialisées par une formule de contrôle des revenus qui permet de déterminer chaque année, en fonction notamment de l'inflation et des ventes d'électricité, le montant maximum de revenu autorisé à la SENELEC. Les tarifs applicables pour l'année doivent ainsi respecter ce revenu maximum autorisé. Grâce à ce système, les risques sont répartis entre les consommateurs et la SENELEC durant la période de validité des conditions de fixation des tarifs. En effet, durant cette période, les consommateurs ne supportent que les surcoûts créés par des événements tels que l'inflation, sur lesquels la SENELEC n'a pas d'influence, alors que l'entreprise prend en charge les surcoûts résiduels. À l'issue de cette période, un processus de révision de la formule tarifaire est conduit par la Commission de Régulation, en collaboration avec le Ministre chargé de l'Énergie et l'opérateur.

L'électrification

À l'instar des autres pays du sud du Sahara, le niveau d'électrification au Sénégal reste faible (33 %) et se caractérise par une disparité entre zone urbaine (57 %) et zone rurale (10 %). L'objectif des pouvoirs publics est d'augmenter significativement le taux d'accès à l'électricité des populations, en particulier de le porter à 50 % à l'horizon 2012.

Selon les dispositions de son cahier des charges, la SENELEC est tenue de remplir des obligations d'électrification à l'intérieur de son périmètre. En dehors de cet espace prédéfini, la promotion du développement de l'accès des populations rurales à l'électricité est dévolue à l'Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER).

Motivation et objectifs de la restructuration

Motivation et objectifs de la restructuration

La motivation des réformes ressort des politiques mises en œuvre depuis 1997.

Objectifs de la Lettre de Politique de Développement de l'Énergie (LPDSE) 1997:

- éliminer les facteurs d'inefficacité dans le secteur;
- diminuer le coût d'approvisionnement supporté par les consommateurs;
- favoriser le financement du développement du secteur de l'énergie.

Objectifs à partir de 2000, après la rupture du partenariat issu de la privatisation de la SENELEC:

- parachèvement du programme de réformes opéré dans le secteur de l'énergie entre 1998 et 2000;
- précision des mesures nouvelles que le Gouvernement du Sénégal entend prendre ainsi que du calendrier retenu pour leur mise en œuvre.

Au total, les objectifs détaillés sont les suivants :

- a) relever le niveau de l'investissement ;
- b) attirer les investisseurs privés et procéder à la maintenance, au renouvellement et à l'extension des outils de production ;
- c) améliorer l'efficacité ;
- d) fournir des services d'électricité de qualité aux abonnés (persistance d'une demande non satisfaite illustrée par un déficit de production estimée à 23 GWh en 1996) ;
- e) garantir la disponibilité de l'électricité à des prix compétitifs, en particulier pour les entreprises confrontées à une concurrence accélérée du fait de la mondialisation de l'économie ;
- f) relever le taux d'électrification ;
- g) accélérer l'accès des consommateurs à l'électricité, bien essentiel pour le développement humain (75 % de la population n'ont pas accès à l'électricité, contre 40 % au niveau mondial) ;
- h) réduire le déséquilibre entre zone rurale et zone urbaine (seulement 5 % de la population rurale, environ 60 % du total national, ont accès à l'électricité) ;
- i) rationaliser les ressources publiques ;
- j) assainir la gestion financière et technique d'une société nationale (en vue d'améliorer son rendement, dans le contexte de l'option stratégique de désengagement de l'État du secteur marchand).

Historique

L'industrie électrique sénégalaise avant la réforme de 1998

- a) Organisation institutionnelle

Elle s'articule comme suit :

- la fourniture de l'électricité est assurée par la Société Nationale d'Électricité (SENELEC) qui est en situation de monopole (intégré verticalement) pour 99 % de la production et 100 % de la distribution ;
- le capital social de la SENELEC est détenu à 100 % par l'État ;
- la SENELEC est placée sous la tutelle technique du Ministre chargé de l'Énergie et sous la tutelle financière du Ministère de l'Économie, des Finances et du Plan (MEFP). Les principales responsabilités de tutelle de ces deux départements ministériels consistent à :
 - déterminer la politique du sous-secteur ;
 - planifier et suivre le développement du sous-secteur par le pilotage et le financement du programme d'investissement de la SENELEC ;
 - assurer la tutelle technique et financière de la SENELEC.

Ce sont là des attributions classiques d'un gouvernement dans un secteur public. Bien évidemment, dans un tel système, les objectifs de régulation ont tendance à se confondre avec les objectifs plus généraux de politique publique. C'est uniquement au niveau production qu'un privé peut mener des activités pour la satisfaction de ses besoins propres. Une autorisation du Ministère chargé de l'Énergie est requise à cet égard. Le transport et la distribution sont des monopoles dévolus à la SENELEC.

b) Caractéristiques de l'industrie électrique avant la réforme

Les principales caractéristiques du système électrique sont les suivantes :

- une production exclusivement thermique utilisant des produits pétroliers importés (fuel lourd et diesel-oil) compte non tenu de faibles consommations de gaz naturel local;
- quelques données chiffrées :
 - puissance installée: 300 MW
 - production (1996): 1 154 GWh
 - énergie facturée (1996): 922 GWh
 - puissance de pointe (1996): 180,5 MW
 - nombre d'abonnés (1996): 311 853
(dont 271 500 « usagers domestiques »)
 - chiffre d'affaires (1996): 66 257 millions de FCFA
 - prix moyen: 72 FCFA/kWh
 - effectif: 2 184 (266 cadres)
 - taux d'électrification :
 - a) ensemble du pays: 25%
 - b) milieu urbain: 50%
 - c) milieu rural: 5%

c) Contraintes du secteur de l'électricité

Les principales contraintes du secteur sont les suivantes :

- un manque de ressources publiques requises par l'effort d'investissement nécessaire au renouvellement et à la maintenance des installations, dans un contexte de raréfaction et de difficultés aiguës de mobilisation des financements bilatéraux et multilatéraux;
- une qualité insuffisante des services d'électricité: la demande non satisfaite par déficit de production est évaluée à 23 GWh en 1996, traduisant l'importance des activités économiques potentielles non réalisées à cause du déficit de capacité et de la vétusté des équipements de production;
- un faible taux d'électrification: 75 % de la population n'ont pas accès à l'électricité contre une moyenne mondiale de 40 %;
- un déséquilibre zone urbaine/zone rurale:
 - a) taux d'électrification rurale évalué à 5 %;
 - b) taux d'électrification en milieu urbain évalué à 50 %;

- des relations financières difficiles entre l'État et la Société Nationale d'Électricité;
- des performances financières en nette dégradation illustrée par une baisse de rendement et par la faiblesse des ratios d'autofinancement par rapport aux besoins d'investissement;
- une confusion des rôles respectifs de l'État en tant que propriétaire, responsable de la politique sectorielle et régulateur.

Situation actuelle: cadre législatif et réglementaire

La structure de l'industrie électrique

La loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité régit les activités de production, de transport, de distribution ainsi que de vente d'énergie électrique. Le modèle structurel retenu par le cadre législatif est le modèle de l'acheteur unique. La qualité d'acheteur unique est conférée à la SENELEC pour une période de 10 ans.

La SENELEC est structurée suivant un modèle intégré et exerce les activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique dans les conditions suivantes :

- *Production*: la SENELEC peut continuer à produire dans la limite des capacités de production existantes au moment de la privatisation. En deçà, elle doit faire appel à des producteurs indépendants par le biais d'appels d'offres;
- *Transport*: la SENELEC est seule habilitée à transporter de l'électricité sur le réseau national. Pendant une période de 10 ans, elle agit en tant qu'acheteur unique, ce qui signifie qu'elle sera seule habilitée à acheter de l'énergie aux producteurs indépendants raccordés au réseau de transport;
- *Distribution et vente*: la SENELEC a l'exclusivité de la vente en gros (pendant une période de 10 ans) et de la distribution et de la vente au détail dans son périmètre de concession. Ce périmètre couvre les zones desservies au moment de l'octroi de la concession (périmètre de distribution).

La SENELEC devra introduire une séparation comptable entre ses activités principales dans un délai de trois ans à compter de la date de signature de son contrat de concession. Au terme de la période d'exclusivité de 10 ans, la SENELEC conservera son exclusivité de vente aux consommateurs à l'intérieur de son périmètre de distribution. Mais le marché des « gros consommateurs » sera libéralisé, c'est-à-dire que les grands consommateurs (en nombre limité) pourront librement choisir leur source d'approvisionnement (la SENELEC ou les producteurs indépendants ou les détaillants). L'énergie pourra transiter sur le réseau de transport de la SENELEC, moyennant un tarif d'accès au réseau.

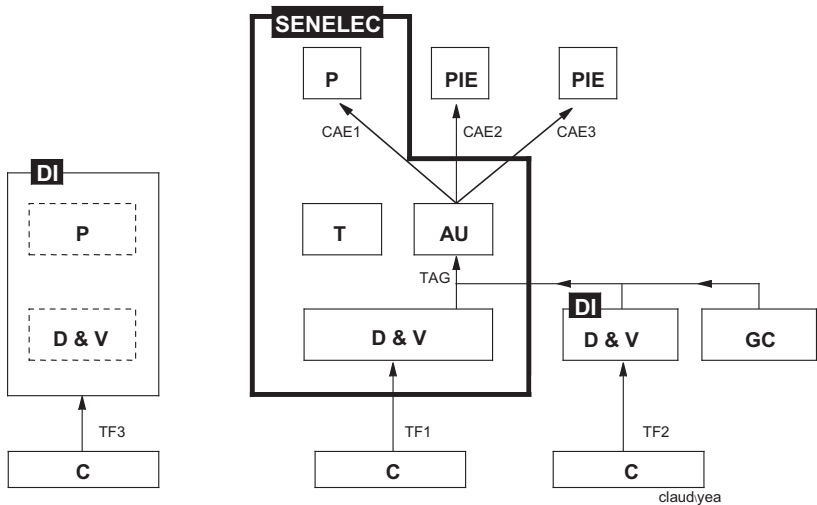
Le dégroupage des fonctions principales de la SENELEC est nécessaire pour faciliter le développement d'une concurrence juste et saine au sein du secteur de l'électricité. En outre, la plus grande transparence qui en résultera est cruciale pour assurer une régulation efficace du secteur.

Il convient de noter que d'autres acteurs vont faire leur apparition au fur et à mesure du développement du secteur :

- des producteurs indépendants, tel GTI, qui existent déjà et qui produisent de l'électricité avec leurs propres capacités de production. Ces derniers peuvent vendre l'électricité produite uniquement à la SENELEC pendant 10 ans, puis également aux distributeurs indépendants et aux grands consommateurs après ces 10 années. Étant donné que la capacité de production de la SENELEC est limitée, les producteurs indépendants devront satisfaire les besoins nouveaux en énergie ;
- des opérateurs ruraux indépendants, en dehors du périmètre de concession de la SENELEC. Ils seront habilités à distribuer et à vendre l'électricité et pourront soit acheter l'électricité auprès de la SENELEC si leur réseau de distribution est raccordé à son réseau de transport, soit produire de l'électricité de manière décentralisée pour faire face à leurs besoins.

L'évolution de la structure de l'industrie à compter de la date de promulgation de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité est présentée aux figures 4 et 5.

Figure 4
Le secteur de l'électricité du Sénégal à l'horizon 2008



Légende :

P = production

PIE = producteur indépendant d'électricité¹⁴

CAE = contrat d'achat d'électricité¹⁵

DI = distributeur indépendant

AU = acheteur unique

T = transport

TAG = tarif d'achat en gros

GC = gros consommateurs

D = distribution

V = vente

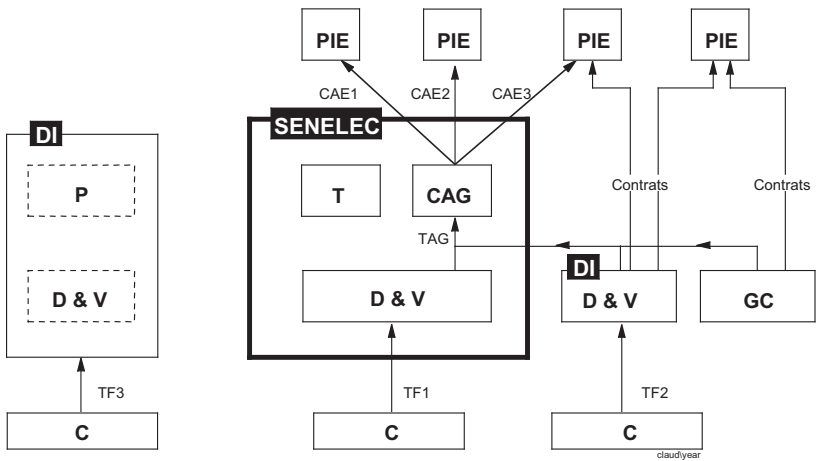
TF = tarif final

C = clientèle

14. Traduit de l'anglais *Independent Power Producer* (IPP).

15. Traduit de l'anglais *Power Purchase Agreement* (PPA).

Figure 5
Le secteur de l'électricité du Sénégal à l'horizon 2015



Légende:

- | | | |
|--|--------------------------------|------------------|
| P = production | CDG = centrale d'achat en gros | D = distribution |
| PIE = producteur indépendant d'électricité | T = transport | V = vente |
| PPA = contrat d'achat d'électricité | TAG = tarif d'achat en gros | TF = tarif final |
| DI = distributeur indépendant | GC = gros consommateurs | C = clientèle |

Situation actuelle : acteurs, rôles et responsabilités

Différents acteurs interviennent dans le secteur de l'électricité. Les rôles et responsabilités de ces acteurs sont définis par la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, modifiée par la loi n° 2002-01 du 10 janvier 2002.

Rôle pour le Ministre chargé de l'Énergie

Aux termes de la loi, le Ministre chargé de l'Énergie définit la politique générale du secteur, le Plan National d'Électrification ainsi que les normes applicables au secteur. Le Ministre accorde les licences et les concessions, sur recommandation de la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE).

Ainsi, les nouvelles missions à assumer par l'État à la suite de la réforme institutionnelle sont les suivantes :

- définir le cadre législatif et réglementaire du secteur;
- définir la politique générale du secteur, y compris la détermination du cadre général de politique tarifaire pratiquée;
- effectuer la planification globale du secteur et définir les objectifs particuliers pour l'électrification à travers un Plan National d'Électrification;
- promouvoir l'électrification rurale, périurbaine et urbaine et déterminer (en collaboration avec le Ministre chargé des Finances) les dons et prêts gouvernementaux à accorder à l'électrification rurale, périurbaine et urbaine;

- protéger les opérateurs, les usagers et le public des dangers associés à la production, au transport, à la distribution et à la vente d'énergie électrique ainsi qu'à son utilisation;
- assurer la coopération internationale dans la fourniture d'énergie électrique;
- promouvoir toutes les formes d'énergies renouvelables;
- définir les préférences nationales en matière de ressources énergétiques pour la production de l'énergie électrique et assurer la continuité et la régularité de l'approvisionnement des combustibles utilisés pour la production de l'énergie électrique, notamment en fixant des mesures et des normes minimales de stockage de ces combustibles;
- retenir la localisation géographique des centrales de production d'énergie électrique;
- exiger les études d'impact, sur l'environnement, de la construction, de l'extension et de l'exploitation de centrales de production d'énergie électrique et de réseaux de transport en consultation avec le Ministre chargé de l'Environnement;
- nommer les membres de la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) dont la durée des mandats est fixée par la loi et les congédier dans les conditions fixées par la loi;
- garantir la santé et la sécurité au sein du secteur;
- définir les normes techniques du sous-secteur de l'électricité, par le biais de l'Agence Sénégalaise de Normalisation.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE), autorité indépendante, selon les dispositions de l'article 4 de la loi n° 98-29, est chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique. À ce titre, elle instruit les demandes de licence et de concession, veille au respect de la réglementation, détermine la structure et la composition des tarifs et conseille le Ministre chargé de l'Énergie sur les projets de textes législatifs et réglementaires. Elle dispose également d'attributions consultatives au profit du Ministre chargé de l'Énergie. Elle constitue ainsi un élément central dans le dispositif de sécurisation des investissements dans le secteur de l'électricité.

Les opérateurs du secteur

L'exercice de toute activité dans le domaine de la production, de la distribution et de la vente d'électricité au Sénégal requiert au préalable l'obtention d'une autorisation délivrée sous la forme:

- d'une licence pour la production et la vente;
- d'une concession pour le transport ou la distribution.

Trois opérateurs interviennent actuellement dans le secteur de l'électricité au Sénégal :

1. La SENELEC, société anonyme dont la totalité des actions est actuellement détenue par l'État du Sénégal ;
2. GTI-DAKAR, producteur indépendant ;
3. Eskom-Énergie-Manantali, chargé de l'exploitation du barrage de Manantali (ouvrage commun au Mali, à la Mauritanie et au Sénégal, réalisé dans le cadre de l'OMVS).

SENELEC

La SENELEC, opérateur historique du secteur de l'électricité au Sénégal, détient le monopole du transport sur l'ensemble du territoire national, à l'exception du réseau interconnecté de Manantali. Elle exploite un parc de production (396 MW en 2003) et est liée par des contrats d'achat d'électricité signés avec des producteurs indépendants pour une période de 15 ans (GTI, Manantali et quelques industries sénégalaises autoproductrices). Elle détient également le monopole de la distribution dans le périmètre de sa concession. Son contrat de concession avec l'État du Sénégal est entré en vigueur le 31 mars 1999.

GTI-DAKAR

GTI-Dakar est un producteur indépendant privé, qui a signé en 1996 un contrat de fourniture exclusif d'énergie électrique d'une durée de 15 années avec la SENELEC. Il exploite aujourd'hui une centrale en cycle combiné d'une puissance de 53 MW environ, composée d'une turbine à gaz (TAG) de 37 MW et d'une turbine à vapeur (TAV) de 16 MW.

Eskom-Énergie-Manantali

Eskom-Énergie-Manantali (EEM), filiale d'Eskom Afrique du Sud, a signé un contrat avec la Société de Gestion de l'Énergie de Manantali (SOGEM), pour l'exploitation et la gestion des ouvrages électriques de l'Organisation de Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS). Ces ouvrages sont composés d'une centrale de cinq groupes de 40 MW chacun et d'un réseau de transport d'une longueur totale de 1 683 km.

La mise en eau de la centrale a eu lieu le 20 juillet 2001 et les trois capitales des pays membres de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS), à savoir Bamako, Dakar et Nouakchott, ont été alimentées respectivement le 3 février 2002, le 19 juillet 2002 et le 15 novembre 2002. Pour sa part, le Sénégal dispose d'un quota de 33 % du productible de cet ouvrage.

L'électrification rurale

Par décret n° 99-1254 du 30 décembre 1999, le Gouvernement de la République du Sénégal a créé l'Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER) afin de promouvoir l'électrification rurale par le soutien aux initiatives au niveau local et national, en particulier pour développer les programmes d'électrification arrêtés sur la base du

plan d'électrification rurale défini par le Ministre chargé de l'Énergie. En juillet 2004, le Gouvernement a signé une Lettre de Politique de Développement de l'Électrification Rurale dans laquelle il engage l'ASER à porter le taux d'électrification rurale à 50% en 2012.

Deux orientations majeures sont retenues :

1. une stratégie de l'État axée sur deux points :
 - l'érection du secteur privé en acteur majeur de l'électrification rurale dans le cadre d'un partenariat public privé ;
 - l'adoption du concept de concession d'électrification comme cadre de mise en œuvre du programme prioritaire d'électrification rurale de l'État.
2. la mise en place d'un Fonds d'Électrification Rurale (FER) pour :
 - financer le développement de l'électrification rurale et le fonctionnement de l'ASER ;
 - financer les actions de promotion de la maîtrise de l'énergie.

Un Plan d'Action Sénégalais d'Électrification Rurale (PASER) a été défini. Deux modes opératoires sont retenus pour le mettre en œuvre.

1. **Les programmes prioritaires d'électrification rurale (PPER).** Chaque année, l'ASER définit les PPER à mettre en œuvre, avec pour objectif la couverture progressive du territoire. Après avoir sélectionné un bureau d'études par appel d'offres international, l'ASER détermine, pour un périmètre ou une concession, les taux de desserte des marchés d'électrification rurale en rapport avec les options technologiques possibles. Les PPER sont mis en œuvre par des opérateurs privés concessionnaires, sélectionnés par appels d'offres lancés par l'ASER et instruits par la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité.
2. **Les projets d'électrification rurale d'initiative locale (ERIL).** Ces projets plus petits sont complémentaires des PPER. Il s'agit surtout d'autoriser un modèle de vente de services par une gestion communautaire (collectivités locales, ONG, groupement d'usagers), là où on ne prévoit pas l'attribution de concessions dans un avenir proche.

Analyse critique de la situation/Ce qu'il reste à faire : les étapes et les défis

Sur la période 1997-1999, le Sénégal a décidé et mis en œuvre une réforme profonde du secteur de l'énergie qui s'est traduite, entre autres, par la libéralisation complète du sous-secteur des hydrocarbures, l'introduction progressive de la concurrence dans le sous-secteur de l'électricité et la privatisation de la Société Nationale de l'Électricité, la SENELEC, intervenue le 31 mars 1999.

Cette expérience de privatisation ne devait pas faire long feu puisque l'État a, 21 mois après l'entrée du partenaire stratégique dans le capital de la SENELEC, racheté les actions détenues par ce dernier comme conséquence d'une décision de rupture à l'amiable du partenariat État/partenaire stratégique.

Néanmoins, l'État reste attaché au partenariat public privé et continue d'entreprendre des actions visant à approfondir la réforme du secteur. Davantage aujourd'hui qu'avant la réforme de 1998, le secteur de l'électricité du Sénégal fait face à des besoins d'investissements extrêmement importants alors que les sources de financement traditionnelles sont pratiquement complètement taries, toutes choses qui pèsent lourd dans la justification de l'ouverture du secteur au privé.

La contrainte de financement qui enserré le secteur depuis la création de la société nationale, en 1983, et qui ne s'est relâchée que durant la parenthèse du Premier Projet Énergie (1987-1992) tend à s'exacerber ces dernières années, comme cela ressort, d'une part, des faibles niveaux d'investissements réalisés par la SENELEC et, d'autre part, de la très forte prépondérance des fonds propres dans le financement. La faible capacité d'autofinancement de la SENELEC et les difficultés à lever des fonds auprès des banques ont amené l'État à procéder à de substantielles augmentations de capital en 2000 et en 2001, confortant ainsi tous ceux nombreux au sein du FMI et de la Banque mondiale qui continuent de prôner le désengagement de l'État de la SENELEC pour parachever la réforme du secteur électrique.

Outre les contraintes de financement des investissements, les dysfonctionnements dans la gestion apparaissent comme les raisons dominantes des réformes opérées dans le secteur de l'électricité en 1998.

Le Gouvernement du Sénégal a, dans ce contexte, engagé une large réflexion sur l'évolution de la structure de l'industrie électrique. Sur la restructuration industrielle de la SENELEC, la stratégie examinée concerne une libéralisation accrue du secteur consistant à procéder à la séparation des activités de production de celles du transport et de distribution.

S'agissant de la production, la stratégie devrait comporter comme caractéristiques principales la diversification des opérateurs et la décentralisation des activités. En effet, l'ouverture du segment de la production à la concurrence par le biais d'appels d'offres pour des projets du type CPE¹⁶ et des importations devrait se traduire, à terme, par la multiplication du nombre d'acteurs et une plus grande diversité des technologies utilisées.

À long terme, la structure intégrée de l'industrie électrique devrait faire place à des activités dégroupées avec, d'un côté, des producteurs et, de l'autre, des distributeurs (la SENELEC et les distributeurs indépendants en milieu rural).

Dans l'optique de cette stratégie :

- toute nouvelle centrale sera réalisée en priorité comme une entreprise privée de production d'électricité ;
- la SENELEC a le monopole du transport de l'électricité sur l'ensemble du territoire, ainsi que l'exclusivité de la distribution dans son périmètre ; elle continuera à exploiter ses centrales de production.

16. CPE: construction, exploitation, transfert; traduit de l'anglais *BOO: Build, Own, Transfer*.

Dans un premier temps, la SENELEC sera l'acheteur unique de l'électricité produite par les nouvelles entreprises de production privée d'électricité. En cette qualité, il lui reviendra de planifier le développement de l'ensemble du système électrique, en déterminant la progression des puissances installées des centrales et la répartition régionale des nouvelles capacités à mettre en place, de façon à obtenir pour l'ensemble du système électrique un développement harmonieux visant à offrir aux consommateurs l'électricité au moindre coût possible.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) supervisera les relations contractuelles entre les entreprises de production et celles de transport et de distribution.

Sur le désengagement de l'État, l'expérience de la dernière opération de privatisation a montré que le principal obstacle à la conclusion d'un accord de partenariat entre l'État et les candidats à la reprise de la SENELEC avait pour origine la difficulté pour ces derniers de mobiliser le financement de l'investissement de portefeuille.

Plusieurs formules de désengagement de l'État sur lesquelles les réflexions sont encore en cours ont été envisagées telles que l'affermage, la concession classique ou une combinaison des deux sous la forme d'un affermage concessif. Les autres formes de désengagement de l'État, telles que la gérance et la régie intéressée, caractérisées par l'absence totale d'implication du secteur privé au niveau de la prise en charge du financement des investissements, ont été vite rejetées.

L'intérêt de l'affermage concessif tient au fait qu'il réduit les difficultés qu'éprouvent les opérateurs à mobiliser des ressources financières importantes et permet au secteur de faire appel à des sources de financement diversifiées, notamment des ressources concessionnelles.

Il apparaît, au vu de ce qui précède, que la formule de l'affermage concessif devrait convenir au secteur privé, en ce sens qu'elle comporte des risques relativement moindres puisque exigeant des opérateurs des débours financiers limités tout en les déchargeant de la responsabilité du financement. Celle-ci continue d'incomber, en effet, à l'État, à travers la société de patrimoine, qui doit faire ses meilleurs efforts pour rechercher autant que possible des fonds concessionnels afin de réduire l'impact des dépenses d'investissement sur les tarifs. On notera que l'affermage semble parfaitement adapté au contexte de morosité des marchés financiers, en particulier au marasme boursier qui a sérieusement érodé la capacité des grands opérateurs du secteur de l'énergie à développer de nouveaux projets à l'international.

Description générale du contrat

Historique

Examen du pays

- 1) Élaboration d'un mémorandum d'information qui présente:
 - a) le contexte économique du Sénégal, l'examen détaillé du secteur de l'électricité, notamment l'organisation de la SENELEC ainsi que ses principales activités;
 - b) les pouvoirs du Gouvernement et ses lois concernant les investisseurs;
 - c) l'environnement politique du pays, notamment l'avis sur la stabilité du régime politique;
 - d) la fiscalité et le code des investisseurs (traitement des investissements étrangers);
 - e) le code du travail;
 - f) le milieu bancaire et les bailleurs de fonds.
- 2) Examen de la SENELEC: structure de l'entreprise, audit technique, audit juridique;
- 3) Ouverture d'un centre de documentation (*data room*) afin de permettre aux soumissionnaires de faire leur analyse de la situation détaillée de l'entreprise.

Sélection du partenaire stratégique

Un processus de sélection clair avec des phases bien définies:

- a) vote de la loi autorisant la privatisation de la SENELEC;
- b) organisation d'une conférence des investisseurs à Londres;
- c) appel d'offres ouvert pour la préqualification;
- d) transmission des dossiers aux investisseurs ayant confirmé leur intérêt (règlement de l'AO, note de stratégie, mémorandum d'information et documents de transaction: contrat de concession, cahier des charges, convention d'actionnaires, convention de cession d'actions et statuts);
- e) préqualification: réception des offres et des commentaires sur les documents de transaction et sélection selon certains critères;
- f) préparation des offres par les candidats (*data room*, élaboration de versions préliminaires des documents de transaction qui ont fait l'objet de commentaires et d'échanges avant leur version finale);
- g) offres finales (prix de l'action en euros et nombre de titres sollicité);
- h) sélection du partenaire stratégique sur la base du seul prix de l'action.

Le processus de sélection du partenaire stratégique comprenait les phases décrites ci-après.

Préqualification

- Publication dans la presse nationale et internationale d'un avis d'appel d'offres ouvert pour la préqualification ;
- confirmation d'intérêt, signature d'une lettre de confidentialité et paiement d'un droit d'enregistrement. Les investisseurs intéressés reçoivent le règlement de l'appel d'offres, la note de stratégie, le mémorandum d'information, un projet des documents de transaction (projets du contrat de concession annexé au cahier des charges, de la convention de cession d'actions, les principales dispositions de la convention d'actionnaires et le projet de statuts de la SENELEC) ;
- remise d'un dossier de préqualification destiné, d'une part, à démontrer les compétences techniques et financières des investisseurs intéressés et, d'autre part, à formuler des propositions d'amendements des projets des documents de transaction ;
- préqualification : le principal critère retenu est l'expérience acquise par les candidats dans l'ensemble des métiers de production, transport et distribution-vente.

Pour être préqualifiés, les candidats devront simultanément remplir les quatre critères suivants :

1. gérer une capacité de production cumulée supérieure à 3 000 MW, dont un minimum de 1 500 MW sur une même zone d'exploitation ;
2. gérer un nombre cumulé d'abonnés supérieur à 2 millions, dont un minimum de 1,2 million sur une même zone d'exploitation ;
3. exploiter un réseau de transport dont la longueur cumulée est supérieure ou égale à 4 000 km et dont la tension minimale est supérieure ou égale à 90 kV ;
4. disposer de fonds propres supérieurs à l'équivalent de 1,5 milliard de dollars US.

Un candidat ne remplissant pas seul les critères de préqualification pourra tout de même être préqualifié, si sa société mère remplit elle-même les critères de préqualification soit seule, soit au niveau du groupe par la consolidation de ses filiales, et à condition que la société mère détienne la majorité du capital et des droits de vote du candidat et qu'elle s'engage à apporter à sa filiale tout le soutien technique et financier nécessaire à l'exécution par sa filiale de ses obligations contractuelles de partenaire stratégique.

Préparation des offres

- Version mise à jour des documents de transaction envoyée aux investisseurs préqualifiés ;
- commentaires ultimes relatifs aux documents après investigation, notamment au centre de documentation ouvert à cette fin ;
- nouveaux commentaires sur les documents et publication de la version finale des documents de transaction sur la base desquels une offre finale est formulée.

Offre finale

Elle est faite sur la base de l'acceptation de la version finale des documents de transaction. Elle a comporté uniquement (a) un prix d'acquisition par action libellé en euros (XEU) et (b) le nombre de titres que le soumissionnaire se propose d'acquérir. Le mieux-disant, c'est-à-dire le soumissionnaire qui propose le prix le plus élevé par action quel que soit le pourcentage de titre requis (minimum 33½%) sera déclaré adjudicataire provisoire et invité à signer les documents de transaction.

Négociations

Comme on l'a signalé plus haut, le soumissionnaire qui dépose une offre finale est réputé avoir accepté la version finale des documents de transaction. Aussi, le règlement d'appel d'offres prévoit que le candidat déclaré adjudicataire provisoire dispose d'un délai de cinq jours pour se rapprocher de l'État du Sénégal en vue de convenir des modalités pour finaliser les documents de transaction. Ces travaux de finalisation ne devaient pas, en théorie, s'étendre au-delà de quelques jours, les documents finaux adressés aux candidats dans le dossier d'appel d'offres n'étant normalement pas sujets à négociations. En pratique toutefois, la phase de finalisation des documents a comporté un volet négociation, étant donné que l'offre présentée par l'adjudicataire provisoire était assortie de certaines conditions.

Un certain nombre d'opérations et de formalités ont été accomplies avant la réalisation, telles que la création d'une société de droit sénégalais par le partenaire stratégique.

Par ailleurs, le contrat de cession d'actions qui formalise l'engagement définitif des deux parties a été signé avant la date de réalisation. Les documents contractuels autres que le contrat de cession d'actions (convention d'actionnaires et contrat de concession) ont été signés le même jour, le jour de la réalisation du *closing*.

Le partenaire stratégique paie le prix correspondant aux actions acquises. Le conseil d'administration de la Société a été réuni en vue de nommer les nouveaux administrateurs et le Directeur Général.

Description

Le contrat s'entend le contrat de concession et de licence ainsi que le cahier des charges du contrat de concession et de licence.

Toutes les composantes d'un contrat s'y retrouvent :

- l'objet du contrat ;
- les conditions d'exploitation ;
- les travaux ;
- la durée ;
- les conditions financières ;
- les clauses fiscales ;
- le contrôle ;

- le réexamen et la révision des conditions d'exploitation ;
- les responsabilités ;
- la fin du contrat ;
- les annexes.

Le contrat de concession de la SENELEC comporte, outre les définitions et l'objet du contrat, cinq titres traitant des points ci-après :

- I – Dispositions relatives à la production
- II – Dispositions relatives à l'achat et à la revente en gros de l'électricité
- III – Dispositions relatives au transport d'électricité
- IV – Dispositions relatives à la distribution d'électricité
- V – Dispositions relatives à la vente au détail d'électricité
- VI – Dispositions communes

Les différents articles répertoriés au niveau de ces titres traitent notamment des points suivants :

- conditions générales d'exploitation : périmètre, obligation, inventaire des équipements, suivi, régulation ;
- prix ;
- obligations de l'État ;
- modification du contrat ;
- règles comptables ;
- force majeure ;
- sanctions et procédures de constatations des manquements aux obligations ;
- indemnisation et procédure de fixation de l'indemnisation ;
- différends : arbitrages, choix des arbitres avec leur nationalité et qualification ;
- dispositions relatives à la fin du contrat.

S'agissant du cahier des charges, il comporte également six titres dont les libellés sont identiques à ceux du contrat de concession. Il précise de façon plus détaillée les obligations du concessionnaire, les prix et tarifs ; on y trouve également différentes normes classiques ainsi que les incitations, la formule de contrôle des revenus et les informations requises pour le contrôle.

Régime des biens

La loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité définit le régime des biens. Pour la production, l'État a transféré à la SENELEC la propriété de l'ensemble des installations et terrains utilisés ou occupés par la SENELEC pour son activité de production à la date de signature du contrat de concession. Pour le transport et la distribution, les activités sont mises en concession et les biens correspondants devront être conservés « en bon état de fonctionnement » pendant la durée du contrat de concession.

Le contrat de concession de la SENELEC n'est pas à proprement parler un contrat de concession classique. En effet, les biens dont la gestion avait été confiée à la SENELEC, conformément à la loi n° 83-72 du 5 juillet 1983 autorisant la création de la SENELEC, sont désormais propriété de celle-ci.

Pour des raisons de continuité du service public, on retrouve toutefois pour la fin du contrat les mêmes dispositions que la concession classique. En effet, à l'expiration du contrat de concession, le partenaire stratégique aura l'obligation de transférer au nouveau concessionnaire les biens objets du transfert; les biens seront cédés moyennant un prix de reprise défini dans le contrat de concession.

Il convient également de noter qu'un autre souci était de permettre à la SENELEC d'améliorer son haut de bilan afin de pouvoir lever des fonds auprès des prêteurs.

Le sort des installations à la fin du contrat n'étant pas celui généralement considéré dans les contrats de concession classiques, la notion de biens propres et de biens de retour n'est pas traitée par le contrat.

Les règles comptables sont celles normalement appliquées par les sociétés privées.

Périmètre de distribution

Le périmètre de distribution comprend, sur le territoire de la République du Sénégal:

- toutes les communes urbaines dans leurs limites administratives en vigueur à ce jour dont la liste figure en annexe B;
- tous les villages déjà électrifiés dont la liste figure en annexe B;
- tous les villages visés dans les conventions 4, 5 et 6 dont la liste figure en annexe B;
- tous les villages que la SENELEC doit électrifier au titre de ses obligations d'électrification dont la liste figure en annexe B.

Dans un délai inférieur à six mois après l'entrée en vigueur du contrat de concession et du présent cahier des charges, et au-delà de ce délai sur demande de la Commission, la SENELEC soumet à l'approbation de la Commission une carte à l'échelle de 1/5000 en milieu urbain et de 1/2000 en milieu rural indiquant les limites géographiques du périmètre. La SENELEC est tenue de maintenir ladite carte à jour pendant toute la durée du contrat de concession et du présent cahier des charges.

La SENELEC dispose du droit exclusif d'assurer la distribution de l'électricité à l'intérieur du périmètre pendant toute la durée du contrat de concession et du présent cahier des charges. Ce droit a pour contrepartie l'obligation de procéder au raccordement au réseau des personnes qui résident à l'intérieur du périmètre et qui en font la demande, dans les conditions prévues à l'article 9 du cahier des charges. Ce droit a également pour contrepartie l'obligation de mettre en place un réseau d'énergie électrique en vue de réaliser les obligations d'électrification. Les manquements de la SENELEC à ses obligations d'électrification sont passibles des sanctions prévues à l'article 12 de la loi.

Le cahier des charges de la SENELEC fait obligation à celle-ci de raccorder un nombre minimal de nouveaux abonnés domestiques au réseau. Fixées par localités urbaines et rurales du périmètre de la SENELEC, ces obligations visaient à augmenter la clientèle domestique de 44 % en milieu urbain et de 83 % en milieu rural entre 1997 et 2004. Les évolutions du taux d'électrification au Sénégal sont présentées dans le tableau 9.

Tableau 9
Évolution du taux d'électrification au Sénégal

Urbaine	1997	2000	2001	2002	Objectifs 2004
Dakar	58,7 %	59,2 %	60,5 %	61,7 %	65,6 %
Thiès	44,0 %	47,5 %	48,3 %	51,5 %	56,3 %
Tivaouane	66,3 %	75,0 %	77,1 %	81,9 %	83,5 %
Mbour	54,5 %	61,5 %	63,5 %	67,5 %	63,8 %
Saint-Louis	63,8 %	69,5 %	72,0 %	74,6 %	86,9 %
Kaolack	44,0 %	47,6 %	49,3 %	51,5 %	56,2 %
Diourbel*	42,7 %	44,8 %	46,1 %	47,7 %	55,5 %
Mbacké	38,8 %	43,9 %	47,1 %	49,9 %	49,6 %
Ziguinchor	28,5 %	23,3 %	24,9 %	26,7 %	31,8 %
Louga	61,4 %	63,7 %	64,5 %	67,1 %	76,6 %
Tambacounda	45,6 %	50,7 %	52,1 %	54,3 %	57,4 %
Kolda	28,4 %	44,1 %	47,4 %	49,4 %	40,8 %
Fatick	38,6 %	40,2 %	40,3 %	41,3 %	45,5 %
Autres communes	23,7 %	42,6 %	44,3 %	48,5 %	30,9 %
Total	50,9 %	54,0 %	55,4 %	57,3 %	59,5 %
Rurale	1997	2000	2001	2002	Objectifs 2004
Thiès	6,9 %	7,8 %	10,3 %	14,0 %	10,2 %
Saint-Louis	5,6 %	7,7 %	9,6 %	13,9 %	12,1 %
Kaolack	2,1 %	2,7 %	3,1 %	4,6 %	4,8 %
Diourbel*	26,8 %	21,8 %	24,2 %	27,2 %	34,5 %
Ziguinchor	1,1 %	1,5 %	1,6 %	2,6 %	4,9 %
Louga	4,2 %	5,7 %	6,6 %	11,2 %	6,9 %
Tambacounda	0,9 %	1,1 %	1,2 %	2,6 %	2,0 %
Kolda	0,8 %	1,0 %	1,1 %	1,6 %	3,6 %
Fatick	1,3 %	1,9 %	2,0 %	4,5 %	2,5 %
Total	6,1 %	6,3 %	7,4 %	9,9 %	10,0 %
Ensemble du pays	1997	2000	2001	2002	Objectifs 2004
	26,9 %	28,9 %	30,3 %	32,8 %	34,1 %

- Touba (deuxième localité du Sénégal en termes de population) est considéré dans la zone rurale, eu égard au découpage administratif et malgré son poids démographique.

À l'occasion de la révision de la formule tarifaire actuelle en fin 2004, le Ministre chargé de l'Énergie fixera à la SENELEC de nouvelles obligations d'électrification pour la période 2005-2009.

Obligations de la SENELEC

Article 3 du contrat de concession

« [...] Dans un délai de six (6) mois à compter de la Date de signature, un inventaire des installations de production en la propriété de SENELEC, dénommé Inventaire de production, est établi de manière contradictoire par SENELEC et la Commission. L'inventaire de production comprend au minimum les installations et terrains visés à l'alinéa précédent et précise notamment, pour chaque installation, sa localisation, son mode de fonctionnement, sa capacité de production, sa date de mise en service, son état général, sa durée de vie résiduelle et sa valeur comptable estimée. [...] »

Article 11 du contrat de concession

« SENELEC met à jour et communique à la Commission, tous les ans, l'état prévisionnel quinquennal des besoins d'augmentation de la capacité de Production d'électricité dans le Réseau interconnecté. [...] »

Article 48 du contrat de concession

« La Commission dispose d'un pouvoir général de contrôle de la bonne exécution du présent contrat par SENELEC.

Pour faciliter ce contrôle, SENELEC communique sans délai à la Commission :

- (i) l'état prévisionnel quinquennal;
- (ii) un plan quinquennal d'investissement;
- (iii) un programme triennal d'investissements glissant mis à jour annuellement;
- (iv) un rapport d'exploitation annuel comportant notamment un suivi du respect des normes de qualité.

En vertu du pouvoir d'enquête prévu à l'article 14 de la Loi, la Commission obtient de SENELEC communication de tout document comptable, technique ou juridique relatif à l'exploitation du secteur de l'électricité. [...] »

Article 6 du cahier des charges du contrat de concession

« [...] La SENELEC doit, dès que possible et dans tous les cas dans un délai inférieur à 6 mois après l'entrée en vigueur du Contrat de Concession, établir un document soumis à l'approbation de la Commission présentant la base sur laquelle les frais de raccordement au Réseau de transport de la SENELEC sont déterminés.

Dans un délai de 6 mois après l'entrée en vigueur du Contrat de Concession et du présent Cahier des Charges, la SENELEC doit soumettre à l'approbation de la Commission un document proposant des critères sur la base desquels peut

être évaluée la qualité du service de transport qu'elle fournit. La Commission est en droit d'obtenir de la SENELEC la révision du document en tant que de besoin. [...]»

Article 8 du cahier des charges du contrat de concession

«[...] Dans un délai inférieur à 6 mois après l'entrée en vigueur du Contrat de Concession et du présent Cahier des Charges, et au-delà de ce délai sur demande de la Commission, la SENELEC soumet à l'approbation de la Commission une carte à l'échelle de 1/5000 en Milieu urbain et de 1/2000 en Milieu rural indiquant les limites géographiques du Périmètre. [...]

La SENELEC soumet à l'approbation de la Commission, au début de chaque semestre, les projets de distribution d'énergie électrique à l'extérieur du Périmètre, par extension du Réseau existant. La SENELEC doit obtenir l'approbation de la Commission avant le commencement des travaux ou la signature d'un quelconque contrat lié auxdits projets. La Commission ne peut refuser son approbation que dans le cas où la réalisation par la SENELEC de tout ou partie des projets viole un droit exclusif de distribution déjà accordé ou qu'il est envisagé d'accorder à un autre Concessionnaire. Les surfaces desservies par les extensions du Réseau sont incorporées au Périmètre et les abonnés s'y trouvant ont les mêmes droits et obligations que les autres abonnés au sein du Périmètre.»

Article 9 du cahier des charges du contrat de concession

«[...] La SENELEC doit, dès que possible et dans tous les cas dans un délai inférieur à 6 mois après l'entrée en vigueur du Contrat de Concession, établir un document soumis à l'approbation de la Commission présentant la base sur laquelle elle détermine les frais pour la fourniture d'un nouveau Branchement particulier et pour le renforcement d'un Branchement particulier nécessaire à l'augmentation de la puissance souscrite par l'abonné résidant à l'intérieur du Périmètre. [...]

Article 10 du cahier des charges du contrat de concession

«[...] La SENELEC rapporte la valeur de l'indice ENF_t à la Commission chaque semestre pour chaque Réseau qu'elle exploite. Les méthodes de mesure ou d'estimation de cet indice utilisées par la SENELEC doivent être soumises à l'approbation préalable de la Commission. [...]

Autres obligations de la SENELEC qui supposent la définition d'un programme de travail à court terme

Article 4 (ii) du cahier des charges du contrat de concession

(La SENELEC doit procéder au rétablissement de ses capacités de production) «dans un délai de 30 mois à compter de la date de signature du Contrat de Concession dans le cadre d'un programme d'investissement unique approuvé par la Commission».

Article 3 du cahier des charges du contrat de concession

«La SENELEC doit, dès que possible après l'entrée en vigueur du Contrat de Concession et, dans tous les cas, avant la date définie par la Commission, élaborer un tarif de vente en gros pour les reventes d'électricité aux détaillants indépendants. [...]»

Article 4 du cahier des charges du contrat de concession

«La SENELEC doit, dès que possible après l'entrée en vigueur du Contrat de Concession et, dans tous les cas, avant la date définie par la Commission, établir un document soumis à l'approbation de celle-ci présentant la base sur laquelle les tarifs pour la fourniture d'énergie d'appoint et de secours par la SENELEC aux autoproducteurs sont déterminés. Ce document doit être suffisamment clair et précis afin que toute personne puisse évaluer les coûts qu'elle doit supporter pour la fourniture de ces services. [...]»

Article 13 du cahier des charges du contrat de concession

Trois mois au plus tard après la fin de l'année, la SENELEC doit envoyer un rapport à la Commission contenant les éléments suivants pour l'année qui vient de s'écouler :

- a) Information ayant trait aux tarifs de l'électricité
 - la quantité d'énergie distribuée et la quantité d'énergie vendue (comptée et facturée) ;
 - la quantité d'énergie vendue par catégorie tarifaire ;
 - le tarif moyen pour chaque unité d'énergie vendue par catégorie tarifaire ;
 - une indication sur les pertes techniques de transport et de distribution ;
 - le coût moyen d'achat (ou de production) d'électricité pour la SENELEC et le montant de la redevance RTS payé dans l'année.
- b) Information ayant trait au respect des normes de qualité
 - La SENELEC informe la Commission, selon un calendrier qu'elle fixe, de l'évolution du niveau de qualité du service fourni.

Article 10 du cahier des charges du contrat de concession

Conditions de service :

- Prendre en charge tout nouveau branchement à l'intérieur du périmètre qui ne nécessite pas une extension ou un renforcement de réseau.
- Soumettre à l'approbation de la Commission, avant le 30 septembre 1999, un document présentant la base sur laquelle sont déterminés les frais pour la fourniture d'un nouveau branchement particulier nécessaire à l'augmentation de la puissance souscrite par l'abonné résidant à l'intérieur du périmètre.

- Branchement des abonnés MT.

Dans le cas où un abonné Moyenne Tension ou un promoteur immobilier a choisi de confier les travaux de branchement à une entreprise autre que la SENELEC, la SENELEC doit répondre à toute demande écrite concernant lesdits travaux, et notamment les demandes relatives aux approbations des plans et aux études d'exécution, dans un délai maximal de 10 jours ouvrables.

- Normes de branchement des abonnés BT

Les travaux de branchement des abonnés, sans modification du réseau existant, doivent être réalisés dans les délais suivants :

- 7 jours ouvrables au plus par abonné en milieu urbain ;
- 20 jours ouvrables au plus par abonné en milieu rural.

Si le branchement nécessite une modification du réseau existant, ces délais sont de :

- 45 jours ouvrables en milieu urbain ;
- 75 jours ouvrables en milieu rural.

- Modes de paiement proposés aux abonnés

Si le branchement particulier nécessite une extension ou un renforcement du réseau, la SENELEC offre à l'abonné résidant à l'intérieur du périmètre l'option de payer les frais exigibles à la fourniture du branchement dans le respect des principes suivants :

a) Paiement annuel sur la base de :

- l'amortissement linéaire avec une durée d'amortissement inférieure ou égale à 10 ans ; et
- l'indexation sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.

b) Paiement de tout ou partie des frais de premier établissement par avance par rapport à la fourniture du service.

La SENELEC est en droit d'exiger des abonnés le paiement préalable d'une partie du coût du service, dans la limite de 50 % des frais de premier établissement.

- Qualité du courant

- Fréquence nominale: 50 Hz \pm 5 % ;
- Haute et Moyenne Tension : les variations autorisées de la tension en service normal sont égales à \pm 5 % ;
- Basse Tension: variations de tension autorisées \pm 10% de la tension nominale ;
- Préavis d'interruption programmé du service: la SENELEC doit donner aux abonnés un préavis d'au moins deux jours pour tous moyens appropriés et notamment par voie de presse, avant toute interruption programmée de la fourniture de service.

- Qualité du service
L'énergie non distribuée doit évoluer comme suit:
 - en 1999: $0,7\% \times EV$
 - en 2000: $0,6\% \times EV$
 - de 2001 à 2003: $0,5\% \times EV$où EV = l'énergie électrique vendue au détail pendant l'année considérée.

La SENELEC rapporte la valeur à la Commission chaque semestre pour chaque réseau qu'elle exploite.

Le suivi de ces indicateurs de qualité de service devait nécessiter une organisation interne de la SENELEC. À l'expérience, on s'est rendu compte que l'entreprise n'a pas procédé à cette organisation et la Commission de Régulation n'a pu disposer de données relatives à la qualité du courant ni au respect des normes de régulation de branchement.

Système de pénalité

L'opération de privatisation devant intervenir dans une situation de difficultés aiguës pour la SENELEC, il est prévu une période de deux ans durant lesquels aucune pénalité n'est appliquée à l'entreprise.

Incitations

La SENELEC rapporte la valeur de l'indice de l'Énergie Non Fournie (ENF) à la Commission chaque semestre pour chaque réseau qu'elle exploite. Les méthodes de mesure ou d'estimation de cet indice utilisées par la SENELEC doivent être soumises à l'approbation préalable de la Commission.

Les incitations contractuelles (P) pour manquement à la norme de disponibilité seront déterminées selon la formule suivante :

$$P = VENF_t \times \text{Maximum} (ENF_t - NENF_p, 0) \times 10^6$$

où :

- t désigne l'année de référence, et $t = 1$ dans la première année du contrat de concession ;
- $VENF_t$ est la valeur de l'énergie non fournie pendant l'année en francs CFA par kWh ;
- $NENF_t$ est égal à 1 000 FCFA par kWh indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal pendant les cinq premières années de la concession ;
- P ne peut excéder, pour chaque année concernée, le montant maximum de 2% du chiffre d'affaires hors taxe de la SENELEC pour la dernière année écoulée.

Ces incitations contractuelles viennent réduire les revenus autorisés de la SENELEC, tels que définis selon la formule de l'article 10 (a), en affectant le paramètre P de ladite formule.

Rôle de la convention d'actionnaires et des statuts

La convention d'actionnaires et les statuts régissent le fonctionnement de la SENELEC et les relations contractuelles entre l'État et le partenaire stratégique; des stipulations spécifiques garantissent au partenaire stratégique le contrôle de la Direction Générale de la Société et à l'État le respect par celle-ci des orientations fondamentales qu'il aura définies pour le secteur.

Afin de garantir le respect des engagements pris par la SENELEC et en sus des textes de loi applicables, différents niveaux de pénalités et sanctions sont prévus en cas de violation constatée par la Commission de Régulation.

Le non-respect des obligations du cahier des charges sur un exercice donnera lieu au versement de pénalités financières sur les incitations indiquées dans le contrat de concession. Ces incidents devront être mentionnés et justifiés à la Commission de Régulation dans le rapport annuel de la SENELEC, en indiquant les mesures correctrices prises ou à mettre en œuvre dans le futur.

En cas d'incidents répétés sur plusieurs exercices et/ou de violation du contrat de concession, la Commission est habilitée par la loi à infliger une sanction pécuniaire (sans préjudice des sanctions pénales éventuelles dans les cas particulièrement graves délibérés). Ces sanctions pourront être, pour chaque manquement, égal à 2 % du chiffre d'affaires hors taxes pour le dernier exercice écoulé.

Ces sanctions, doublées en cas de récidive, sont prononcées suivant une procédure administrative particulière (nécessitant un débat contradictoire préalable avec la SENELEC) et pourront être susceptibles de demande de sursis et recours devant la juridiction compétente.

Responsabilités de la Commission durant les 10 premières années de la concession

Contrat de concession

- Art. 5: Préparer une nouvelle licence de production pour la SENELEC;
- Art. 11: Réceptionner l'état prévisionnel quinquennal des besoins d'augmentation des capacités de production. Émettre les observations sur ce document;
- Art. 11: Approuver les dossiers d'appel d'offres concernant les nouvelles capacités de production raccordée au réseau interconnecté et la sélection par la SENELEC;
- Art. 21: S'assurer que la SENELEC prépare l'Inventaire de transport;
- Art. 26: Réguler les projets de distribution de la SENELEC en dehors du Périmètre;
- Art. 27: S'assurer que la SENELEC prépare l'Inventaire de distribution;
- Art. 36: Traiter les demandes de révision intérimaire de la formule de contrôle de revenu;
- Art. 36: Traiter les éventuelles demandes de révision des tarifs de vente au détail, c'est-à-dire les tarifs assujettis au contrôle de la formule de revenu;

- Art. 37: Approuver la tarification et les principales conditions de service pour les services non assujettis au contrôle de la formule de revenu. Traiter les éventuelles contestations concernant lesdites conditions;
- Art. 48: Réceptionner (a) le plan quinquennal d'investissement, (b) le programme quinquennal d'investissements glissant, et (c) le rapport d'exploitation annuel comportant notamment le suivi du respect des normes de qualité;
- Art. 49: Assurer la régulation de l'application des éventuelles incitations contractuelles;
- Art. 50: Appliquer les éventuelles sanctions juridiques.

Cahier des charges

- Art. 3: Fixer le calendrier pour la préparation par la SENELEC d'un tarif de revente en gros;
- Art. 3: Approuver le tarif de revente en gros préparé par la SENELEC;
- Art. 6: Approuver le document préparé par la SENELEC présentant la base sur laquelle les frais de raccordement au réseau de transport sont déterminés;
- Art. 6: Approuver le document préparé par la SENELEC présentant des critères sur la base desquels peut être évaluée la qualité du service de transport;
- Art. 8: Approuver la carte préparée par la SENELEC indiquant les limites du périmètre;
- Art. 8: S'assurer que la SENELEC respecte ses obligations d'électrification;
- Art. 6: Approuver le document préparé par la SENELEC présentant la base sur laquelle les frais de raccordement au réseau de distribution sont déterminés;
- Art. 10: Approuver la méthode utilisée par la SENELEC pour mesurer ou estimer l'énergie non fournie. Réceptionner chaque semestre un rapport de la SENELEC détaillant la valeur de l'énergie non fournie.

Responsabilités de la Commission: tâches uniques

Contrat de concession

- Art. 3: Approuver l'Inventaire de production préparée par la SENELEC;
- Art. 4: Approuver le programme unique de rétablissement par la SENELEC de ses capacités de production;
- Art. 33: Émettre son avis sur le nouveau Règlement de service à approuver par le Ministre chargé de l'Énergie.

Cahier des charges

- Art. 4: Fixer le calendrier pour la préparation par la SENELEC des tarifs pour la fourniture d'énergie d'appoint;
- Art. 38: Définir les règles comptables pour la séparation des activités de la SENELEC.

Analyse du contrat

Définitions et objet

Sont définis tous les termes et expressions clés du contrat de manière à ce qu'ils ne prêtent pas à équivoque dans le cadre de l'exécution ou de l'interprétation du contrat. Selon les dispositions de l'article 2 (objet du contrat), l'exploitation du secteur de l'électricité sur le territoire de la République du Sénégal constitue une activité d'intérêt national placée sous la responsabilité de l'État qui confie à la SENELEC la charge de l'exploitation de l'activité de transport et d'une partie des activités de production, d'achat et de revente en gros, de distribution et de vente au détail d'électricité, sous le régime de licence et concession prévu par la loi. Ces activités ne sont confiées à la SENELEC qu'en considération des obligations qualitatives et quantitatives qu'elle souscrit dans le contrat et son cahier des charges.

Dispositions relatives à la production : La propriété des installations de production

Dispositions de l'article 3

« SENELEC dispose à la Date de signature de la propriété ou de la jouissance de l'ensemble des installations visées en annexe au présent contrat et des terrains sur lesquels sont situées ces installations.

Dans un délai de six mois à compter de la Date de signature, un Inventaire des Installations de production en la propriété de la SENELEC, dénommé Inventaire de production, est établi de manière contradictoire par la SENELEC et la Commission. L'Inventaire de production comprend au minimum les installations et terrains visés à l'alinéa précédent et précise notamment, pour chaque installation, sa localisation, son mode de fonctionnement, sa capacité de production, sa date de mise en service, son état général, sa durée de vie résiduelle et sa valeur comptable estimée.

En cas de désaccord entre la Commission et la SENELEC dans le cadre de l'établissement de l'Inventaire de production, il est fait recours à l'avis d'un expert technique indépendant choisi d'un commun accord conformément au règlement du Centre international d'expertise de la Chambre de commerce internationale. Les frais d'expertise sont alors à la charge de la SENELEC.

Les parties peuvent, à tout moment, d'un commun accord et dans les conditions qu'elles détermineront, convenir du transfert à l'État ou à toute autre personne de tout ou partie des Installations de production en la propriété de la SENELEC, sous réserve des dispositions de l'article 8 du présent contrat. »

L'article 8 a trait au démantèlement des Installations de production dont la licence de production arrive à expiration.

Il convient de signaler que nonobstant la dénomination du contrat, on n'est pas à proprement parler dans le cas d'une concession classique où l'État est propriétaire de l'ensemble des installations mis à la disposition du concessionnaire. La concession apparaît, en effet, aux termes de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur

de l'électricité comme une autorisation administrative délivrée par le Ministre chargé de l'Énergie, après avis conforme de la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité. Et le contrat de concession de la SENELEC est pris en application de l'article 3 de ladite loi qui précise que la concession est délivrée par arrêté du Ministre auquel est annexé un contrat de concession qui définit les obligations des parties.

À l'entame de la réforme, les pouvoirs publics ont même opté pour les besoins de la première privatisation de la SENELEC d'extirper les lignes électriques (non susceptibles d'appropriation privée aux termes de la loi n° 76-66 relative au domaine de l'État) du domaine public artificiel de l'État et de les transférer à la SENELEC. Le souci était d'améliorer le haut de bilan de l'entreprise pour lui permettre de lever des fonds auprès des prêteurs. Il faut noter enfin qu'en 2002, une loi a été adoptée, qui a transféré les Installations de production et de distribution à l'État et réintégré les lignes électriques dans le domaine public artificiel de l'État, ce qui rend quelque peu caduques les dispositions susvisées de l'article 3.

Dispositions de l'article 4

«La SENELEC dispose du droit d'exploiter, d'entretenir et de réhabiliter les Installations de production inscrites à l'Inventaire de production. Pour satisfaire aux obligations qualitatives et quantitatives stipulées au présent contrat et au cahier des charges, la SENELEC s'approvisionne en électricité de la manière suivante :

- i) production au moyen des Installations de production inscrites à l'Inventaire de production ;
- ii) production au moyen des installations réalisées dans le cadre du rétablissement par la SENELEC de ses capacités de production, sous réserve :
(a) d'une part, que la capacité de production totale des Installations de production visées aux alinéas (i) et (ii) du présent article reste inférieure ou égale à la capacité de production installée des installations inscrites à l'Inventaire de production et (b) d'autre part, que ce rétablissement soit réalisé dans un délai de 30 mois à compter de la Date de signature dans le cadre d'un programme d'investissement unique approuvé par la Commission ;
- iii) achat en gros auprès des Producteurs indépendants sélectionnés au terme des procédures d'Appel d'offres prévues aux articles 10 à 12 du présent contrat ;
- iv) achat en gros auprès de la société GTI-Dakar, aux conditions stipulées dans le contrat signé le 13 décembre 1996 entre la SENELEC et GTI-Dakar et de son avenant n° 1 du 15 mai 1998 ;
- v) conclusion de contrats d'importation d'énergie électrique produite en dehors du territoire de la République du Sénégal, dans la mesure où cela est autorisé par la législation ou les conventions internationales en vigueur ;
- vi) production au moyen de nouvelles installations de production non connectées au Réseau interconnecté, par dérogation et sur autorisation de la Commission, dans l'hypothèse où une procédure d'Appel d'offres n'a pas permis de retenir un projet de production indépendante, faute de candidatures recevables ou

de réponses satisfaisantes; dans cette hypothèse, la capacité de la nouvelle Installation de production de la SENELEC ne peut être supérieure à la capacité spécifiée dans l'Appel d'offres infructueux;

[...]

- viii) achat en gros d'électricité produite au moyen d'Installations de production de secours, à titre exceptionnel et temporaire, dans l'hypothèse où des Installations de production inscrites à l'inventaire de production ne pourraient pas faire l'objet d'une réhabilitation à un coût raisonnable et que la SENELEC ne disposerait pas d'autre moyen de satisfaire aux obligations qualitatives ou quantitatives stipulées au présent contrat et au cahier des charges.»

La difficulté ou la faiblesse à relever dans cet article est que le partenaire stratégique sélectionné n'apparaît pas responsable de la réalisation du «programme d'investissement unique», notamment sur les dispositions relatives à l'achat et à la vente.

Article 9: acheteur unique

C'est la loi qui confère la qualité d'acheteur unique à la SENELEC et renvoie au contrat de concession pour la définition de la durée.

Définition des Grands Consommateurs

«Pendant une Période d'exclusivité d'une durée de 10 ans à compter de la Date de signature, la SENELEC dispose de la qualité d'acheteur unique, qui s'entend du droit exclusif, sur l'ensemble du territoire de la République du Sénégal, d'acheter auprès des Producteurs indépendants de l'énergie électrique destinée à être acheminée au moyen d'un réseau de transport.

Après la fin de la période d'exclusivité, les Grands Consommateurs visés à l'article 29 du présent contrat et les Détaillants indépendants peuvent acheter de l'électricité auprès des Producteurs indépendants. Les autres consommateurs ne disposent pas du droit d'acheter de l'électricité auprès des Producteurs indépendants.

Après la fin de la période d'exclusivité, des Détaillants indépendants pourront également acheter de l'énergie électrique auprès des Producteurs indépendants aux seules fins de revente aux Grands Consommateurs.»

Les articles 10, 11 et 12 sont relatifs aux appels d'offres lancés par la SENELEC sous la supervision de la CRSE pour la réalisation de nouveaux projets de production indépendante en application de l'article 19 de la loi qui lui interdit de recourir à des capacités de production autres que celles des dispositions spécifiques à l'appel d'offres normal pour le renforcement du parc de production raccordé au réseau interconnecté ou à l'appel d'offres simplifié pour le renforcement du parc de production non raccordé au réseau interconnecté.

Il faut noter que ces dispositions sont quelque peu caduques aujourd'hui, dans la mesure où l'article 19, alinéa 4 a été modifié pour permettre à la SENELEC soit de construire des installations de production nouvelles, soit de recourir à la production indépendante et confier le lancement des appels d'offres à la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité.

Dispositions relatives au transport

Des dispositions relatives au transport, on peut retenir notamment que :

- le monopole du transport est conféré par la loi et repris par le contrat de concession pour en déterminer la durée conformément à la loi. Le contrat précise que la SENELEC assure à titre exclusif le transport sur l'ensemble du territoire national pour toute la durée du contrat ;
- cette exclusivité n'est point contraignante pour les autres acteurs, qu'il s'agisse du raccordement des Producteurs indépendants, du raccordement consommateurs ou des débutants indépendants : l'exclusivité s'accompagne d'une obligation de raccordement par la SENELEC dans tous les cas, moyennant des jours de raccordement ;
- qu'il y a nécessité de confirmer les dispositions du contrat tendant à affirmer la propriété de la SENELEC sur les lignes électriques, étant donné le retour au régime de propriété publique des lignes électriques institué par la loi n° 2002-01 du 10 janvier 2002 susvisée ;
- les dispositions relatives au mouvement des Installations en fin de concession sont celles que l'on trouve dans une concession classique.

Dispositions relatives à la distribution d'électricité

S'agissant des dispositions relatives à la distribution d'électricité, elles procèdent de la même démarche et des mêmes principes et droits évoqués ci-dessus concernant le transport d'électricité :

- la SENELEC dispose du droit exclusif d'assurer la distribution à l'intérieur de son périmètre pendant toute la durée du contrat ;
- la SENELEC a obligation de procéder au raccordement au réseau de distribution de toute personne qui en fait la demande à l'intérieur de son périmètre ;
- les dispositions relatives au mouvement des installations en fin de concession sont celles que l'on trouve dans une concession classique.

Les dispositions communes

Au niveau de ce titre sont traités :

- les conditions générales du service par la SENELEC ainsi que ses allégations générales ;
- le régime des prix en matière de vente au détail exclusive ;
- les obligations de l'État ;
- la fin du contrat et ses conséquences ;
- le contrôle du contrat ;
- le droit applicable et le règlement des différences entre les parties.

Obligations générales

En ce qui concerne les obligations générales qui lui incombent :

- la SENELEC exploite les parties du secteur dont elle a la charge dans le respect des principes d'égalité de traitement des usagers, de continuité, de sécurité et de qualité;
- la SENELEC limite la fréquence et la durée des interruptions de service éventuelles à ce qui est strictement nécessaire à la maintenance de ses installations et au maintien de la sécurité des biens et des personnes;
- la SENELEC assure l'entretien de ses installations, la conduite de ses travaux ou interventions et plus généralement l'exploitation des parties du secteur de l'électricité dont elle est chargée dans des conditions propres à garantir le plus haut niveau possible de sécurité des personnes et des biens. À cet égard, la SENELEC se conforme à toute décision de l'État destinée à prévenir les risques d'accident, à mettre fin à une situation dangereuse ou à limiter les conséquences d'un accident;
- la SENELEC mène son exploitation dans le respect des règles régissant la protection de l'environnement.

Les tarifs de vente au détail exclusive, pris dans leur ensemble, ne peuvent excéder le seuil autorisé par la formule de contrôle des revenus fixée à la Date de signature et pour une durée initiale de cinq ans à l'article 10 du cahier des charges. La formule de contrôle des revenus est révisée tous les cinq ans par la Commission après consultation, notamment de la SENELEC, dans les conditions prévues à l'article 28 de la loi et au décret n° 98-335 du 21 avril 1998. Elle peut également être révisée exceptionnellement à tout moment en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de la SENELEC ou de la Commission, touchant un ou plusieurs des éléments de la formule de contrôle des revenus et entraînant un ajustement brusque et important des tarifs de vente au détail exclusive ou rendant la Formule de contrôle des revenus inadaptée. La révision de la formule de contrôle des revenus est réalisée par la Commission, après consultation de la SENELEC. Elle peut s'accompagner, également sur décision de la Commission et après consultation de la SENELEC, d'une modification éventuelle des obligations quantitatives et qualitatives stipulées au présent contrat ou au cahier des charges.

À la Date de signature, les tarifs de vente au détail exclusive sont ceux indiqués à l'annexe A du cahier des charges. Par la suite, la SENELEC peut à tout moment procéder à une révision de tout ou partie des tarifs de vente au détail exclusive dans le respect de la formule de contrôle des revenus et dans les conditions suivantes :

- i) si la révision envisagée est telle qu'aucun des nouveaux tarifs ne soit supérieur ou inférieur de plus de 5 % aux tarifs correspondants appliqués durant les 12 mois précédents, la révision est notifiée par la SENELEC à la Commission et mise en œuvre dans un délai minimum de 15 jours à compter de la notification, sous réserve du pouvoir de la Commission de suspendre l'application des nouveaux tarifs par décision motivée;
- ii) si la révision est telle que l'un au moins des nouveaux tarifs soit supérieur ou inférieur de plus de 5 % aux tarifs correspondants appliqués durant les 12 mois précédents, la SENELEC soumet à la Commission un projet de révision et la Commission dispose d'un délai de deux mois à compter de la réception du projet de révision pour faire connaître sa décision; l'absence

de réponse de la Commission dans ce délai vaut acceptation par la Commission du projet de révision des tarifs de vente au détail exclusive.

La Commission ne peut s'opposer à la révision des tarifs que dans l'hypothèse où ceux-ci ne respectent pas la formule de contrôle des revenus ou les principes de non-discrimination fixés à l'article 35, alinéa 2 du présent contrat. Toutefois, en cas d'ajustement brusque et important des tarifs de vente au détail, la Commission peut, à titre exceptionnel, s'opposer à la révision des tarifs proposée par la SENELEC. Dans ce cas, la Commission et le Ministre détermineront, après consultation de la SENELEC, toute forme de compensation appropriée au profit de cette dernière.

Les règles comptables applicables selon les dispositions du contrat de concession de la SENELEC sont celles de droit commun qui régissent les sociétés commerciales.

Dans le contexte de la modification du régime de propriété des installations et des lignes électriques, il va sans dire que les dispositions ci-dessus doivent être chargées de manière à retenir un traitement comptable spécifique des biens dans le cadre d'une concession classique.

La SENELEC acquitte conformément aux dispositions de l'article 9 de la loi une redevance annuelle destinée à contribuer à la couverture des frais de fonctionnement de la Commission. Le montant de cette redevance est pris en compte automatiquement dans la formule de contrôle des revenus.

C'est le lieu de signaler que le contrat de concession de la SENELEC ne prévoit pas de redevance à verser à l'État concessionnaire comme il est de règle dans la concession classique.

Dispositions relatives aux installations de transport et de distribution en fin de concession

En revanche, les dispositions relatives aux installations de transport et de distribution en fin de concession sont sous-tendues par le même souci de continuité de l'exploitation du service. Elles prévoient l'achat obligatoire par le nouvel exploitant et l'obligation de vente par la SENELEC pour la reprise des installations.

Avec la modification du régime de propriété des biens intervenue en 2002, ces dispositions devront être revues, le moment venu, pour prendre en considération notamment le traitement des biens de retour.

Droit applicable – arbitrage

Le contrat est régi en toutes ses dispositions par les lois de la République du Sénégal, les différends entre les parties étant soumis à un tribunal arbitral et tranchés suivant le règlement d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale.

Structure économique et financière du projet

Aspects généraux

Les dispositions financières influent directement sur l'équilibre économique et la rentabilité du projet. En fait, l'ensemble des dispositions du contrat concourt à

garantir l'équilibre économique du contrat. Les dispositions ci-après du contrat déterminent l'équilibre financier :

- périmètre: exclusivité dans le périmètre et clients éligibles;
- prix en matière de vente au détail;
- obligations d'électrification (prévision de la demande);
- régime comptable et traitement des biens;
- délai de validité de la licence – retrait;
- programme d'équipement de production;
- prix: prix d'achat en gros;
- période d'exclusivité achat en gros et prix;
- conditions de fourniture de l'électricité aux détaillants et prix d'achat de l'électricité par les détaillants;
- redevances;
- modification unilatérale du contrat;
- incitations contractuelles;
- traitement comptable des biens et fiscalité;
- principes tarifaires, indexation et modalité de révision des tarifs.

Inventaire des biens

La SENELEC devait, six mois après l'entrée en fonction du partenaire stratégique, procéder à l'inventaire des installations de production, de transport et de distribution.

Valeurs des biens et des fonds propres

Le Gouvernement a commis les services d'un cabinet qui a procédé à l'évaluation économique de la valeur de la SENELEC. L'évaluation de la SENELEC se fonde sur le calcul de la valeur actuelle nette des flux financiers (*cash-flows*) futurs générés par l'entreprise. Cette évaluation ne peut se substituer à l'analyse qui sera effectuée par les candidats mais peut constituer un outil d'aide à la décision sur les points de négociation de même qu'elle permet d'avoir une idée de la valeur de l'entreprise avec des hypothèses prédéfinies. En effet, les valeurs obtenues ne sont qu'indicatives, car le produit de la cession des actions de l'entreprise dépend largement de la perception du risque par les candidats, des garanties dont ils disposent sur certains points, de même que du prix qu'ils sont prêts à payer pour faire face à la concurrence.

La somme des flux actualisés et de la valeur terminale actualisée correspond à la contrepartie perçue par le concessionnaire lorsqu'il rendra à l'État les biens concédés à la fin de la concession. La somme des flux actualisée représente la valeur de tous les flux futurs sur la période de concession (25 ans) et constitue la valeur de l'actif économique de la société. La valeur terminale est la somme de la valeur des actifs non assortis et du dernier flux de trésorerie disponible enregistré.

La valeur des capitaux propres est obtenue par la différence entre la valeur de l'entreprise et la dette financière nette. Un modèle financier a été élaboré qui a servi au calcul de toutes ces valeurs.

Rémunération du partenaire stratégique

La rémunération se fait par les tarifs. Il n'est pas prévu de redevance comme dans la concession classique.

Structure tarifaire et fréquence de révision

La SENELEC applique un système de tarifs composé des catégories présentées dans le tableau 10.

Tableau 10
Système tarifaire de la SENELEC

Catégorie tarifaire	Définition
Usage Domestique Général (UDG)	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Basse Tension pour les besoins domestiques généraux.
Usage Domestique Spécial (UDS)	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Basse Tension pour des besoins exclusifs d'éclairage.
Usage Professionnel sans prime fixe (UP1)	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Basse Tension pour des besoins professionnels avec une puissance souscrite inférieure à 34 kW.
Usage UP2	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Basse Tension avec une puissance souscrite supérieure à 34 kW.
Usage Éclairage Public (EP)	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Basse Tension à des fins d'éclairage des voies publiques.
Usage Moyenne Tension Courte utilisation (MTUC)	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Moyenne Tension avec une consommation annuelle inférieure à 1 000 heures d'utilisation de la puissance souscrite.
Usage Moyenne Tension Général (MTUG)	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Moyenne Tension avec une consommation annuelle supérieure à 1 000 heures d'utilisation de la puissance souscrite et inférieure à 4 000 heures d'utilisation de la puissance souscrite.
Usage Moyenne Tension Longue utilisation (MTUL)	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Moyenne Tension avec une consommation annuelle supérieure à 4 000 heures d'utilisation de la puissance souscrite.
Usage Haute Tension (UHT)	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Haute Tension.
Usage Haute Tension Secours (UHTS)	Catégorie de clients qui utilisent l'électricité en Haute Tension pour les besoins de secours de leur exploitation.

Les tarifs applicables

La grille tarifaire hors taxe aujourd'hui applicable aux différentes catégories de clients est donnée dans les tableaux 11 à 15.

Tableau 11

Grille tarifaire HT

Haute Tension (HT)	TAIBA et SOCOCIM	ICS
Prime Fixe (FCFA)	6 491,76	2 886,01
Prix de l'énergie en pointe (FCFA/kWh)	48,76	61,06
Prix de l'énergie hors pointe (FCFA/kWh)	38,21	50,88

Tableau 12

Grille tarifaire MT

Moyenne Tension (MT)	Tarif Général TG	Tarif Courte Utilisation TCU	Tarif Longue Utilisation TLU
Prime Fixe (FCFA)	2 649,8	622,55	6 395,72
Prix de l'énergie en pointe (FCFA/kWh)	84,45	117,35	69,38
Prix de l'énergie hors pointe (FCFA/kWh)	58,53	81,32	48,07

Tableau 13

Grille tarifaire pour les abonnés professionnels BT

Abonnés Professionnels BT			
Puissance souscrite > 32 kW UP2		Puissance souscrite < 32 kW UP1	
Prime Fixe (FCFA)	1 852,63	Prix Première Tranche (FCFA/kWh)	125,16
Prix Première Tranche (FCFA/kWh)	84,79	Prix Deuxième Tranche (FCFA/kWh)	112,26
Prix Deuxième Tranche (FCFA/kWh)	76,56	Prix Troisième Tranche (FCFA/kWh)	76,56

Tableau 14

Grille tarifaire pour les abonnés professionnels HT

Abonnés Professionnels HT			
Régime Général UDG		Régime Spécial UDS	
Prix Première Tranche (FCFA/kWh)	120,28	Prix Première Tranche (FCFA/kWh)	95,48
Prix Deuxième Tranche (FCFA/kWh)	87,07	Prix Deuxième Tranche (FCFA/kWh)	106,55
Prix Troisième Tranche (FCFA/kWh)	62	Prix Troisième Tranche (FCFA/kWh)	62

Tableau 15

Grille tarifaire pour l'éclairage public BT

Éclairage public BT	
Prime Fixe (FCFA)	2 145,91
Prix de l'énergie (FCFA/kWh)	86,48

Formule d'indexation et fréquence de révision

La régulation des tarifs

La régulation des tarifs de l'électricité au Sénégal est du ressort de la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) et a pour objectif de minimiser les tarifs appliqués aux consommateurs tout en respectant la viabilité financière de la SENELEC et la qualité de la fourniture. La régulation des tarifs est basée sur la méthode des plafonds de prix (*price cap*).

Formule de contrôle des revenus

La formule de contrôle des revenus spécifiée dans le cahier des charges est fixée à la date de signature du contrat et pour une durée initiale de 5 ans. Elle est révisée tous les cinq ans par la CRSE après consultation, notamment, de la SENELEC dans les conditions prévues par l'article 28 de la loi n° 98-29 et le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatives à la révision des conditions tarifaires de la SENELEC. La formule de contrôle des revenus de la SENELEC sur la période 1999-2004 comprend trois parties et elle est résumée à la figure 6.

Révision quinquennale des conditions tarifaires

La méthodologie

La révision des conditions tarifaires de la SENELEC sera réalisée conformément aux dispositions de l'article 28 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 et du décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatives aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires et du cahier des charges annexé au contrat de concession de la SENELEC, notamment son article 10.

Les nouvelles conditions tarifaires qui découlent de la révision doivent assurer à la SENELEC un niveau de revenus suffisant pour couvrir ses coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance ainsi que ses besoins en investissements et avoir un taux de rentabilité normal par rapport à la base tarifaire.

Les charges d'exploitation et de maintenance – Les besoins en investissements

Les charges d'exploitation et de maintenance ainsi que les besoins en investissements à couvrir par les revenus seront déterminés sur la base des projections pour la période quinquennale soumises par la SENELEC et tenant compte de son plan de développement et des normes et obligations définies par le Ministre chargé de l'Énergie.

La base tarifaire

Elle sera déterminée à partir de la base tarifaire à la fin de l'année terminale de la période précédente et de l'estimation des dépenses d'investissement permises à la SENELEC sur la période.

Figure 6

Formule de contrôle des revenus de la SENELEC sur la période 1999-2004

La partie redevance est constituée par la redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise (RTSt), et par la redevance annuelle due à la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (RRt). Les montants sont intégrés à la formule tels qu'ils devraient être supportés par la SENELEC (éléments de *pass through*).

$$MR_t = (1-\theta).A_t + \theta.B_t + RTS_t + RR_t + K_t - P_{t-1} + RI_t$$

La partie régulée se décompose en un élément fixe (A_t) et un élément variable (B_t) qui évolue en fonction des ventes d'électricité.

Ces deux éléments sont indexés chaque année en fonction d'un index d'inflation permettant de protéger la SENELEC contre l'évolution de son environnement qu'elle ne peut influencer. Ils sont pondérés par un facteur θ qui reflète la part de variation de la consommation qui se traduit par une variation des coûts de la SENELEC en raison des économies d'échelle qui sont ainsi retournées aux consommateurs.

$$A_t = A_{t-1} * \Pi_t$$

$$B_t = B_{t-1} * \Pi_t \frac{D_t}{D_{t-1}}$$

Avec D_t : Quantité d'énergie électrique vendue au détail
 Π_t : Index d'inflation

La partie pénalités et corrections comprend :

Un facteur de correction (K_t) de la différence entre les revenus perçus par la SENELEC et le maximum autorisé durant l'année précédente.

L'incitation contractuelle (P_{t-1}) exigible à la SENELEC pour manquement, durant l'année précédente, aux normes de qualité et de disponibilité (énergie non fournie).

Un facteur de correction (RI_t) égal à zéro au départ, et qui peut avoir une valeur non nulle à l'issue d'une révision de la formule de contrôle de revenus avant la fin de sa durée de vie.

Indexation

L'index d'inflation (π_t) à appliquer aux éléments A et B pour une année t , représente l'évolution de l'indice composite d'inflation (CI_t) observée entre les deux années précédentes, corrigée par un facteur d'efficacité (X_t) qui reflète l'objectif de gain d'efficacité sur les coûts d'exploitation et les dépenses d'investissement que la SENELEC doit atteindre chaque année.

$$\Pi_t = \frac{CI_{t-1}}{CI_{t-2}} \frac{X_t}{100}$$

L'indice composite d'inflation (CI_t) est défini pour refléter les facteurs d'inflation affectant la SENELEC. Il comprend :

- ✓ l'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation au Sénégal (IHPC) pondéré par un facteur α ;
- ✓ l'Indice des Prix à la Consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France (IPC), pondéré par un facteur β et par l'évolution de la parité du franc CFA par rapport à l'euro (TC) ;
- ✓ l'Indice des prix du fuel oil 380 pondéré par un facteur γ .

$$CI_t = \alpha * IHPC_t + \beta * \frac{IPC_t * TC_t}{TC_0} + \gamma * IPF_t$$

Le taux de rentabilité normal

Il sera considéré égal au coût réel du capital avant impôt sur les sociétés pour une entreprise opérant dans le domaine d'activité de la SENELEC. Le coût du capital sera calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC), en faisant l'hypothèse des ratios efficaces. Pour le calcul du coût du capital, une étude indépendante sera commanditée par la CRSE.

Le revenu maximum autorisé

Les revenus autorisés à la SENELEC (RR) pour la nouvelle période tarifaire devront couvrir :

- les coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance (E&M) ;
- l'amortissement des investissements (D) ;
- les impôts et taxes (T) ;
- la rémunération de la base tarifaire (Ki) au taux de rentabilité normal (r) .

$$RR = E\&M + D + T + r * Ki$$

La formule d'indexation

Les variables et/ou facteurs de pondération utilisés pour le paramétrage de la formule d'indexation refléteront notamment la structure des coûts de la SENELEC sur la période quinquennale, fournie par ses projections.

Pour atténuer les risques de demande, un facteur d'économie d'échelle sera considéré pour répercuter aux usagers soit les économies d'échelle découlant d'un accroissement plus rapide des ventes, soit les surcoûts résiduels dus à un retard sur les prévisions de vente. Ce facteur sera égal au rapport entre le taux d'évolution des charges et le taux d'évolution des ventes sur la période quinquennale.

Pour la prise en compte de l'inflation, un indice composite sera défini en fonction des grandes masses retenues dans les charges prévisionnelles de la SENELEC sur la période quinquennale. Les parts de ces grandes masses sur les charges prévisionnelles globales détermineront les facteurs de pondération des indices sectoriels retenus.

L'indice composite d'inflation

L'indice composite d'inflation devant servir de base à l'indexation sera la moyenne pondérée, en fonction des facteurs définis, des indices sectoriels d'inflation. L'évolution de cet indice composite sera minoré du facteur d'efficacité (Xt) prévu pour la période. La valeur du facteur d'efficacité sur la période quinquennale ne pourra pas être supérieure à l'estimation du niveau moyen des gains d'efficacité réalisés par les entreprises du secteur de l'électricité aux États-Unis et en Europe durant la période 1999-2004. Les entreprises retenues pour cette estimation seront celles régulées sur une base équivalente aux modalités de régulation de la SENELEC.

Le montant des revenus requis ainsi déterminé (RR), rapporté aux prévisions de ventes d'électricité, permettra de déterminer le prix moyen de vente applicable par la SENELEC sur la période quinquennale 2005-2009 aux conditions économiques de référence (conditions de l'année terminale de la période précédente) et au niveau de ventes défini.

Une formule d'indexation sera définie et paramétrée par la suite pour tenir compte de l'inflation et des fluctuations des ventes (niveau et structure) par rapport aux prévisions de ventes de référence.

Révision intérimaire

La formule peut également être révisée exceptionnellement à tout moment en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de la SENELEC, touchant un ou plusieurs des éléments de la formule et entraînant un ajustement brusque et important des tarifs de vente au détail exclusive ou rendant la formule de contrôle des revenus inadaptée.

La révision de la formule peut s'accompagner, sur décision de la Commission et après consultation de la SENELEC, d'une modification éventuelle des obligations quantitatives et qualitatives stipulées au contrat de concession ou au cahier des charges.

Le contrat: clauses particulières

Objectif d'investissement et de développement

- absence d'offre technique, de plan d'affaires (*business plan*) et de programme minimum;
- liberté laissée au partenaire stratégique pour remettre à niveau la capacité d'offre d'énergie électrique;
- imprécision des obligations de la SENELEC et du partenaire stratégique: seulement des obligations de raccordement de nouveaux abonnés ainsi que des normes de qualité de service donnant lieu à pénalisation en cas de non-respect («incitations contractuelles»);
- réalisation des obligations en électrification: le contrat de concession ne prévoyait pas d'objectifs pour les années 1999, 2000, 2001, 2002 et 2003; seuls les objectifs 2004 sont précisés dans le cahier des charges.

Partage des risques

Étant donné que tout risque décelé par le partenaire stratégique se traduit dans son offre par une exigence de rémunération, l'État s'est évertué à limiter au maximum les risques qu'il impose au partenaire stratégique, et des dispositions législatives et réglementaires ainsi que des mesures ont été prévues pour l'atténuation et la couverture des risques.

- Risque politique: le contrat prévoit les principes d'arbitrage, la régulation est du ressort d'une commission indépendante de régulation. Les modifications unilatérales du contrat sont du ressort de la Commission et ne concernent que les modifications d'ordre général; le contrat confère à l'État le droit d'une modification des lois et règlements.
- Risque législatif et réglementaire: les clauses de renégociation (révision intérimaire de la formule de contrôle des revenus, adoption préalable de la loi n° 98-29 relative au secteur de l'électricité et mise en place de la CRSE) constituent des mesures d'atténuation et de couverture dudit risque.

- Risque de coût d'exploitation : la répercussion de l'inflation sur les combustibles se faisant avec un retard d'un an, les programmes d'investissement ayant servi à la détermination de la base tarifaire initiale et le programme de réhabilitation et de remise à niveau des équipements ne sont pas cohérents.
- Risque de non-performance technique: même si le contrat prévoit des pénalités pour l'énergie non fournie, le partenaire stratégique n'a pas pu disposer d'une bonne appréciation des actifs dont la propriété lui a été transférée. La mission d'évaluation des actifs n'était pas achevée au moment de la signature du contrat. Aussi, le contrat a prévu l'élaboration d'un inventaire des biens dans les six mois suivant la signature du contrat.
- Risque de taux de change: il est pris en compte dans l'indexation du revenu autorisé, notamment par la prise en compte de la part des changes en devises. Le prix du combustible considéré dans la formule d'indexation est le prix parité importation du fuel oil 380.
- Risque de taux d'intérêt: il est pris en compte dans des évolutions relatives au taux réel et à l'inflation.
- Risque de management : à cet égard les modalités de couverture et d'atténuation n'ont pas été bien élaborées:
 - la coordination au sein du consortium n'a pas été intégrée dans le contrat ;
 - aucune planification de réalisation des investissements n'a été intégrée dans le contrat ;
 - des dispositions sont intégrées dans le contrat pour la communication par la SENELEC d'un programme de remise à niveau des installations ainsi que la communication chaque année d'un programme d'investissement quinquennal glissant.
- Risque d'abus de position dominante de l'opérateur SENELEC: la structure du secteur et les modalités de gestion des activités monopolistiques sont détaillées dans la loi et le contrat.
- Risque de force majeure: le contrat prévoit des assurances et des clauses de renégociation.

Gestion de la relation contractuelle

Organe qui assure le suivi, le contrôle et l'évaluation

Composition, rôle et pouvoirs

Selon les dispositions de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 qui l'a créée, la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE), autorité indépendante, est composée d'un président et de deux autres membres, nommés par décret en raison de leur intégrité morale, de leur neutralité et impartialité ainsi que de leur qualification dans

les domaines juridique, technique et économique et de leur expertise dans le secteur de l'électricité. Le mandat des commissaires est de cinq ans, renouvelable une fois.

Le rôle de la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité consiste à assurer la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique. Ses décisions ont un caractère d'acte administratif; elles sont susceptibles de recours juridictionnel en annulation.

La Commission vise les objectifs ci-après :

- promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique;
- veiller à l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité;
- promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique;
- veiller à l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité;
- veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et à assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique;
- promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique;
- assurer les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité.

Dans le respect des dispositions de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité et de la politique sectorielle en vigueur définie par le Ministre chargé de l'Énergie, la Commission dispose des attributions décisionnelles suivantes :

- elle instruit les demandes de licences ou de concessions relatives à la production, au transport, à la distribution ou à la vente de l'énergie électrique;
- elle veille au respect des dispositions des licences et des concessions, en particulier celles relatives à l'obligation de continuité du service en qualité et en quantité;
- elle apporte toute modification d'ordre général aux licences, aux concessions ou à leur cahier des charges;
- elle assure le respect des normes techniques applicables par les entreprises du secteur de l'électricité;
- elle assure le respect de la concurrence dans le secteur de l'électricité;
- elle détermine le niveau, la structure et la composition des tarifs appliqués aux entreprises titulaires de licence ou de concession.

La Commission de Régulation exerce, en outre, des attributions consultatives au profit du Ministre chargé de l'Énergie sur les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur et, de manière générale, sur toutes les questions intéressant le secteur ou qui sont de nature à avoir un impact sur la conception de la politique sectorielle.

Les pouvoirs spécifiques de la Commission comprennent également celui d'enquête, ce qui lui permet de procéder aux expertises, mener des études, recueillir les données, mener toute action d'information sur le secteur qu'elle régule et appliquer des sanctions ou des pénalités afin de faire respecter les conditions ainsi que la sélection des producteurs indépendants.

Le Règlement intérieur, pris en application de l'article 6 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, précise, d'une part, les règles et les modalités de fonctionnement de la Commission dans l'exercice de ses attributions décisionnelles et de ses attributions consultatives et, d'autre part, les conditions et les modalités de tenue des audiences et des réunions, les modalités de prise de décisions, les incompatibilités ainsi que les règles de déontologie.

La loi fait obligation à la Commission de rendre publics l'ensemble de ses décisions et avis dans un bulletin dénommé *Bulletin Officiel de la Commission*.

La régulation des tarifs

Elle est l'une des attributions principales selon les dispositions de la loi. Seuls sont régulés les tarifs s'appliquant à des activités à caractère monopolistique. La régulation des tarifs sera basée sur des plafonds de prix, *price cap*, (IPC-X) et non selon le coût du service. Les conditions tarifaires sont définies dans les cahiers des charges et restent en vigueur pendant une période déterminée.

Fonctionnement interne

La Commission est organisée autour des compétences requises pour l'exercice des fonctions de régulation (économique, financière, technique, juridique).

Conformément aux dispositions de son Règlement intérieur et pour assurer une meilleure organisation du travail, la Commission dispose d'un manuel de procédures administratives, comptables et financières.

S'agissant de l'instruction des dossiers, la Commission s'appuie sur des professionnels chargés des questions techniques, économiques, financières, juridiques ainsi que sur des spécialistes dans les domaines de la communication, de l'informatique, de la comptabilité et de l'administration.

Le budget annuel de la Commission, approuvé par le Ministre chargé de l'Énergie, est principalement financé par les redevances annuelles versées par les entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession. Les comptes de la Commission sont présentés chaque année au contrôle de la Cour des Comptes.

Aux termes de l'article 15 de la loi, la Commission présente chaque année au président de la République, un rapport annuel qui rend compte, au titre de l'exercice précédent, de son activité, de l'exécution de son budget et de l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives au secteur de l'électricité. La Commission a ainsi présenté et rendu publics ses rapports 2000/2001 et 2002.

La parution en 2003 du premier numéro du *Bulletin Officiel de la Commission* marque un jalon important dans la stratégie de communication de la Commission. En effet, outre la publication des décisions et avis de la Commission, le *Bulletin Officiel* diffuse une bonne information sur la vie du secteur de l'électricité et permet une meilleure connaissance du cadre législatif et réglementaire qui le régit.

Processus pour assurer le suivi/Éléments déterminants pour le suivi

Dans un souci de transparence dans l'exécution de ses prérogatives, la Commission a mis au point, conformément aux dispositions de la loi, des procédures de régulation qui se présentent sous forme de règlements d'application adoptés par ses membres. Chaque règlement d'application regroupe toutes les obligations et responsabilités des intervenants du secteur telles que stipulées dans les lois, les décrets, les contrats de concessions, les licences et les cahiers des charges.

Les règlements d'application régissent notamment les tâches suivantes de la Commission :

- détermination du taux, de l'assiette et des modalités de paiement de la redevance des opérateurs ;
- octroi des licences de production délivrées dans le cadre d'appels d'offres ;
- modification des contrats de concession et des licences ;
- contrôle de l'exécution du contrat de concession de la SENELEC ;
- approbation du plan quinquennal de production de la SENELEC ;
- révision programmée du contrat de concession et de licence de la SENELEC ;
- soumission et gestion des informations ;
- instruction des réclamations des consommateurs.

Indicateurs de suivi

Information ayant trait aux tarifs de l'électricité

Trois mois au plus tard après la fin de l'année, la SENELEC doit envoyer un rapport à la Commission contenant les éléments suivants pour l'année qui vient de s'écouler :

- a) la quantité d'énergie distribuée et la quantité d'énergie vendue (comptée et facturée) ;
- b) la quantité d'énergie vendue par catégorie tarifaire ;
- c) le tarif moyen pour chaque unité d'énergie vendue par catégorie tarifaire ;
- d) une indication sur les pertes techniques de transport et de distribution ;
- e) le coût moyen d'achat (ou de production) d'électricité pour la SENELEC ; et
- f) le montant de la redevance payable à la Radio Télévision Sénégalaise (RTS) payé dans l'année.

Information ayant trait au respect des normes de qualité

La SENELEC informe la Commission, selon un calendrier qu'elle fixe, de l'évolution du niveau de qualité du service fourni. La SENELEC doit élaborer des critères de qualité du service.

Renégociation

Conformément au contrat de concession (article 41), l'État et la SENELEC peuvent, à tout moment, sur avis conforme de la Commission, redéfinir d'un commun accord les clauses du contrat ou de ses annexes.

Résolution des conflits

Selon les clauses de son article 55, le contrat de concession et ses annexes sont régis en toutes leurs dispositions par les lois de la République du Sénégal. Tous les différends entre les parties découlant du contrat ou de ses annexes feront l'objet d'une tentative de règlement à l'amiable. Tous les différends entre les parties découlant du contrat ou de ses annexes et qui n'auraient pas pu être réglés à l'amiable seront tranchés définitivement et exclusivement suivant le Règlement d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale, par trois arbitres nommés conformément à ce Règlement. Le tribunal arbitral siègera à Paris, France, et la procédure se déroulera en langue française. Toute sentence prononcée par le tribunal arbitral sera définitive, opposable aux parties, et pourra se voir conférer l'exequatur par les autorités judiciaires compétentes.

Il convient de noter que les avis de la Commission ne sont pas mis en arbitrage.

Retour d'expérience

Pièges décelés/Zones de flou

P
o
i
n
t
s
d
e
r
e
p
è
r
e

1. Géographie du capital

L'opération a été lancée par le Gouvernement sans qu'au préalable il ait fixé la répartition du capital et en particulier la part devant être souscrite par le partenaire stratégique. C'est ainsi que le niveau de souscription de celui-ci dans le capital de la société a été laissé à l'appréciation de l'investisseur, la seule condition étant que ce dernier souscrive au moins 33⅓% du capital. Quelle que soit la part du capital qui sera souscrite, le partenaire stratégique disposera de la responsabilité de gestion de l'entreprise.

Par ailleurs, les statuts de l'entreprise ainsi que la convention d'actionnaires ont été conçus pour concéder à l'investisseur stratégique la majorité des sièges du Conseil d'Administration ainsi que le pouvoir de nomination du Directeur Général et du Directeur Général Adjoint.

Toutefois, une option avait été laissée ouverte au partenaire stratégique de souscrire, dans un délai d'un an, des actions supplémentaires lui permettant de devenir propriétaire de la majorité du capital.

Étant donné les conditions de prix fixées pour l'acquisition de parts supplémentaires de capital, le consortium a préféré, pour atteindre cet objectif, exploiter la disposition de la convention d'actionnaires relative à l'augmentation de capital non sans avoir entrepris de déprécier la valeur de l'action SENELEC à travers un audit externe commandité, dès son entrée en fonction, aux frais de la SENELEC.

L'augmentation du capital de 30 milliards de FCFA convenue entre les parties au contrat proportionnellement aux parts dans le capital n'a pas permis d'améliorer la trésorerie de l'entreprise.

2. Structure du consortium

Si, à l'origine, le règlement de l'appel d'offres avait été très clair, notamment au moment de la phase de préqualification, en ce qui concerne la nécessité d'avoir un seul interlocuteur, et ce, par la notion d'actionnaire de référence, en revanche, les stipulations finales sur les relations entre membres du consortium étaient devenues moins précises, plutôt lâches, puisqu'on exigeait simplement que l'actionnaire de référence dispose d'au moins 50 % des parts de capital souscrites par le consortium.

Ainsi, pour avoir acquis, chacun, 17 % du capital et alors que l'offre technique faisait ressortir Hydro-Québec-International comme l'actionnaire de référence (Elyo ne remplissant pas, seul, les critères de préqualification), les membres du consortium n'en ont pas moins respecté le règlement de l'appel d'offres.

Hydro-Québec-International et Elyo étant tous les deux des professionnels de l'électricité et appartenant à des groupes ayant leurs propres intérêts industriels et commerciaux notamment, immanquablement chacun était tenté d'imposer des options techniques favorables à son groupe en particulier au niveau production, ce qui explique l'énorme retard pour la définition du programme de rétablissement des capacités.

3. Relative imprécision dans la formulation des obligations de la SENELEC et du partenaire stratégique

Cette imprécision s'explique par l'indétermination qui a marqué la fixation de la géographie du capital dans la mesure où on ne pouvait pas logiquement, sans considération du niveau de souscription, consigner dans les mêmes termes les obligations devant peser sur le partenaire stratégique, étant entendu que la réglementation sur les sociétés n'impose pas les mêmes charges à un actionnaire majoritaire qu'à un actionnaire minoritaire.

Une seule fois, de manière explicite, on fait peser sur le partenaire stratégique une obligation de résultats. C'est l'objet de l'article II, section 2.2 (a) de la convention d'actionnaires qui retient que « l'Investisseur Stratégique s'engage à ce que SENELEC respecte les stipulations du Contrat de Concession relatives aux obligations de service et aux obligations d'électrification, y compris la réalisation des investissements nécessaires pour atteindre ces objectifs. À cet égard, il est rappelé que l'Investisseur Stratégique a été retenu par la République du Sénégal à l'issue de l'appel d'offres, en raison notamment de ses compétences techniques et de sa capacité financière. »

À l'expérience se trouve également posé le problème des incitations contractuelles comparativement à des obligations précises comme l'illustre l'exemple de la production. Ainsi, fallait-il laisser le soin au partenaire stratégique de définir et d'exécuter le programme unique de rétablissement des capacités de production ou plutôt détailler dans le cahier des charges le contenu du programme: nombre de MW neufs à installer, groupes à réhabiliter, à déclasser, délais d'exécution, etc. ?

Enfin, s'agissant de la réalisation des obligations en matière d'électrification, le contrat de concession ne prévoyait pas d'objectifs pour les années 1999, 2000, 2001, 2002 et 2003; seuls les objectifs 2004 sont précisés dans le cahier des charges.

4. Mise en place de la Commission

La mise en place tardive de la Commission n'a pas permis un bon suivi du respect des obligations du partenaire stratégique surtout pour ce qui concerne la garantie de la fourniture de l'électricité: la loi qui a créé la Commission a été adoptée le 14 avril 1998 et les commissaires nommés seulement en décembre 1999; le personnel de la Commission n'a été mis en place qu'à partir d'avril 2001.

Facteurs de réussite

Une relative bonne organisation du pilotage et du suivi

Le Gouvernement du Sénégal a créé, en décembre 1996, un Comité Interministériel de Pilotage des Réformes du Secteur de l'Énergie (CIPRES) qui a pour missions, entre autres, d'évaluer les actions entreprises et d'arrêter les orientations et décisions nécessaires à l'exécution, dans les délais requis, des réformes envisagées dans le secteur par le Gouvernement. Ce comité a été assisté dans ses travaux par la Cellule de Préparation et de Suivi des Réformes du Secteur de l'Énergie (CPRSE), également créée en décembre 1996, qui assure la coordination des travaux.

Le Gouvernement a eu une claire conscience de l'importance des études de restructuration, ainsi que des autres missions qui constituent des étapes primordiales dans le cadre de la politique de réforme du secteur de l'énergie. C'est pourquoi il a fait appel à des consultants internationaux disposant d'une expérience directe confirmée dans le domaine de la restructuration des sous-secteurs de l'électricité ou des produits pétroliers, ainsi que de la mise en place d'un cadre législatif et réglementaire favorisant la concurrence et la participation du secteur privé.

Par ailleurs, le Gouvernement a également considéré comme critère important une grande expérience de plusieurs projets similaires dans les pays en développement, y compris une expérience sur le terrain en Afrique, et de collaboration avec la Banque mondiale et la Société Financière Internationale, notamment.

Ainsi, National Economic Research Associates (NERA), société de conseil en économie de réputation internationale établie à Londres, a été chargée des études du sous-secteur de l'électricité. Coopers & Lybrand – Calgary au Canada a conduit les études relatives au sous-secteur pétrolier.

S'agissant de la mission relative à la sélection du partenaire stratégique dans le cadre de la privatisation de la SENELEC, elle a été confiée à la banque d'affaires française PARIBAS.

Une approche participative au niveau du processus est également un facteur de réussite:

- a) État représenté par un Comité de Pilotage Interministériel (dont la SENELEC est membre) et d'une Cellule de Préparation et de Suivi des Réformes;
- b) secteur privé, syndicats de travailleurs, associations de consommateurs dans un processus d'approche participative;
- c) personnes ressources extérieures (experts du CME, de la BM, etc.) dans le cadre d'un atelier de haut niveau sur la définition des mesures de réformes;
- d) un cabinet international spécialisé dans les réformes du secteur de l'électricité (NERA);
- e) un cabinet international pour procéder à l'audit financier et comptable de la SENELEC;
- f) une banque d'affaires conseil du Gouvernement dans la privatisation de la SENELEC (PARIBAS);
- g) la Banque mondiale comme partenaire apportant l'appui financier à la réforme.

Une relative bonne préparation de la réforme structurelle et institutionnelle du secteur

Mise au point de la restructuration du secteur et préparation de la privatisation

Le Gouvernement du Sénégal a obtenu les services d'un groupe de consultants internationaux qualifiés pour l'assister dans la mise au point de la restructuration du sous-secteur de l'électricité et pour préparer la privatisation de l'entreprise nationale SENELEC par la cession d'une partie du capital à un partenaire stratégique qui sera sélectionné par appel d'offres. Le consultant, bureau d'études spécialisé dans les réformes du sous-secteur de l'électricité, disposait dans son équipe d'un cabinet comptable et juridique local.

Les résultats attendus des travaux du consultant ont été groupés en deux parties:

- a) Préparation du cadre institutionnel

Cette partie a pour but de définir précisément le cadre législatif et réglementaire et celle de la structure cible du sous-secteur ainsi que des relations entre tous les acteurs opérant dans le système, y compris les agents privés et publics. La finalité ici, est de mettre au point une nouvelle loi sur l'électricité (avec ses textes d'application), ainsi que les textes relatifs à la réglementation et à l'organisme de régulation (définition et fonctionnement).
- b) Assistance au Gouvernement et coordination avec la banque d'affaires dans le processus de la privatisation de la SENELEC

Cette activité comprend l'évaluation du marché, la définition des plans d'investissements, la préparation du cahier des charges, la fourniture des données nécessaires et la coordination avec la banque d'affaires dans le cadre du processus de privatisation lui-même. Les différents résultats ainsi obtenus par le consultant permettront à la banque d'affaires de procéder à la détermination de la valeur commerciale de la SENELEC.

Audit technique de l'entreprise

L'audit veut aussi présenter dans un seul rapport la situation mise à jour de la SENELEC et les indications pour pouvoir approfondir les aspects spécifiques, ou plus intéressants, pour les différents acteurs, du processus de libéralisation du secteur électrique.

L'audit technique a fait ressortir les principaux problèmes qui peuvent influer sur le futur de la SENELEC. On a aussi relevé les problèmes qui doivent être connus par le Ministre chargé de l'Énergie et par la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité pour la préparation du décret et du cahier des charges et pour la gestion optimale du processus de vente des actions de la SENELEC. Les données existantes ont été vérifiées en faisant des enquêtes sur les installations de la SENELEC. Le consultant a choisi lui-même toutes les installations à visiter.

Audit juridique

L'audit juridique a permis d'analyser les structures juridiques de la SENELEC et les contrats conclus par celle-ci. Il vise à permettre de déceler les particularités qui pourraient susciter des interrogations de la part des investisseurs potentiels.

Le rapport prend en compte l'ensemble des documents qui nous ont été transmis et qui nous sont apparus pertinents pour le processus de privatisation de la SENELEC. Les contrats ou documents qui sont apparus mineurs n'ont pas été analysés ci-après. Les documents communiqués, qu'ils aient été analysés dans le présent rapport ou non, ont été résumés dans des fiches techniques dans le cas où ils sont apparus non susceptibles de description.

Audit des états financiers

Le Gouvernement a commandité un audit des états financiers 1995 et 1996 de la SENELEC par un cabinet international.

Banque d'affaires

Activités à accomplir:

- l'évaluation de la SENELEC;
- la mise sur pied d'une stratégie de privatisation;
- la définition du processus de privatisation;
- la conduite du marketing approprié.
- La privatisation de la SENELEC avec le choix du partenaire stratégique.

Processus de sélection clair avec des phases bien définies:

- a) promulgation de la loi portant privatisation de la SENELEC;
- b) organisation d'une conférence des investisseurs à Londres;
- c) appel d'offres ouvert pour la préqualification;
- d) transmission des dossiers aux investisseurs ayant confirmé leur intérêt (règlement de l'AO, note de stratégie, mémorandum d'information et documents de transaction: contrat de concession, cahier des charges, convention d'actionnaires, convention de cession d'actions et statuts);
- e) préqualification: réception des offres et des commentaires sur les documents de transaction et sélection;
- f) préparation des offres par les candidats (*data room*, élaboration de versions préliminaires des documents de transaction qui ont fait l'objet de commentaires et d'échéances avant la version finale des documents de transaction);
- g) offres finales (prix de l'action en euros et nombre de titres sollicités);
- h) sélection du partenaire stratégique sur la base du seul prix de l'action.

Un cadre législatif et réglementaire clair qui précise:

- la structure du secteur;
- les responsabilités des différentes organisations du secteur;
- la création d'une autorité de régulation avec des dispositions législatives (de la loi n° 98-29) garantissant son indépendance de la Commission: autonomie de décisions; modalités de nomination garantissant une inamovibilité sur une certaine période des membres; ressources indépendantes du budget de l'État et immunité des membres dans l'exercice de leurs fonctions.

Améliorations apportées dans le cadre de la seconde privatisation

Il s'agit des améliorations apportées dans le cadre de la seconde privatisation qui s'est révélée infructueuse.

Principales orientations

La mise en œuvre du schéma adopté pour la seconde privatisation, fondée sur le régime de concession, a nécessité la modification du régime de propriété des installations existantes et à construire, mais également des dispositions législatives concernant le développement de la production.

L'article 19, alinéas 4 et 5, de la loi n° 98-29 ainsi que son Chapitre IV ont été abrogés et remplacés par la loi n° 2002-01 du 10 janvier 2002 pour instaurer les nouveautés suivantes:

- régime de propriété des installations: les lignes électriques qui avaient été extirpées du domaine public artificiel de l'État ainsi que les centrales de production seront désormais la propriété de l'État. L'État les met à la

disposition du concessionnaire, à savoir la SENELEC, et les reprendra à la fin de la concession si le contrat n'est pas renouvelé. Les conditions de mise à disposition des installations par l'État sont précisées dans le contrat de concession de la SENELEC;

- développement de la production: il est également retenu au titre des modifications de la loi n° 2002-01, à la différence de la loi n° 98-29, que la SENELEC peut désormais mettre en service de nouvelles centrales électriques en concurrence avec des producteurs indépendants. Ainsi, la SENELEC peut aller en compétition avec des producteurs indépendants pour la mise en service des installations nouvelles de production. Dans ce cas, la Commission met en œuvre le processus d'appel d'offres.

Le souci du Gouvernement est de responsabiliser la SENELEC et, au-delà, le partenaire stratégique:

- a) dans le but de clarifier les rôles et les responsabilités des différents acteurs, le Gouvernement a opté pour une nouvelle géographie du capital en décidant de céder 51 % des actions de la SENELEC au partenaire stratégique;
- b) il est apparu impératif, pour sécuriser l'opération de privatisation, de modifier la structure de la transaction en combinant cession d'actions et augmentation de capital, c'est-à-dire accepter qu'une partie des fonds versés par le partenaire stratégique reste dans l'entreprise par le biais d'une augmentation de capital (souscrite par le seul partenaire stratégique) pour servir au financement des investissements tout en améliorant les fonds propres et donc la capacité d'endettement de la SENELEC. Ainsi, la prise de participation du partenaire stratégique de 51 % du capital social de la SENELEC comprend, d'une part, une augmentation de capital égale à 30 % du montant total à payer par le partenaire stratégique et, d'autre part, une cession d'actions d'un montant égal à 70 % de ce montant;
- c) l'opération prévoit que le partenaire stratégique s'engage pleinement à réaliser un programme d'investissement minimum qui sera contractuel et à mobiliser, à cette fin, les financements requis;
- d) par ailleurs, l'option de la production indépendante généralisée ne sera plus envisagée à court et moyen terme, ce qui implique la suppression de l'interdiction faite à SENELEC de construire de nouvelles installations de production;
- e) processus d'assainissement par un apport en numéraire du Gouvernement du Sénégal avant l'opération de privatisation pour un montant de 40 000 millions de FCFA afin d'améliorer l'équilibre de la société;
- f) restructuration des capitaux propres pour les porter à 102 938 millions de FCFA, soit environ trois fois plus que le niveau des fonds propres avant cette opération;

- g) l'État ayant décidé, dans le cadre de la seconde privatisation, la mise en concession des actifs de la SENELEC, les biens concédés couvrent les immobilisations techniques de production, transport et distribution qui ont fait l'objet d'un inventaire physique;
- h) les options retenues dans le cadre de la concession se traduisent par les solutions suivantes:
 - les actifs concédés à la SENELEC restent au bilan de cette dernière conformément aux principes comptables usuels en matière de concession;
 - les dettes existantes, correspondant à des biens concédés, restent au bilan de la SENELEC. Ces biens concédés sont considérés comme financés par le concessionnaire;
 - l'enregistrement d'un droit du concédant correspondant à la différence entre la valeur des immobilisations techniques concédées par l'État et les emprunts maintenus au niveau de la SENELEC.

En dehors des mesures de restructuration évoquées ci-avant, l'État du Sénégal s'engage à faire ses meilleurs efforts pour permettre à la SENELEC de bénéficier de prêts à des conditions concessionnelles dans le cadre du financement de son programme d'investissements.

Innovation dans le processus de sélection

Le processus de sélection prévoit, outre une préqualification, une offre technique et une offre financière.

Les offres techniques devront se conformer au plan de réponse indiqué ci-après.

A. Références techniques

- Description sommaire de l'expérience du partenaire stratégique dans son pays d'origine (production/transport/distribution et vente d'électricité) en détaillant notamment les indicateurs mentionnés à la section Valeurs des biens et des fonds propres.
- liste décrivant les projets comparables réalisés par l'entreprise à l'étranger (production/transport/distribution et vente d'électricité).

B. Présentation du plan d'affaires

Les éléments de référence à intégrer par les soumissionnaires dans leur offre technique sont notamment les suivants :

- a) plan d'investissement pour chacune des activités de production, transport, distribution et vente comportant, à titre indicatif, les montants (en francs CFA) des investissements décrits dans leur offre;
- b) politique tarifaire;
- c) politique sociale et gestion des ressources humaines.

Convention d'actionnaires

La convention d'actionnaires revêt une très grande importance aussi bien pour l'État que pour le partenaire stratégique, en particulier lorsque l'un ou l'autre de ces deux actionnaires est minoritaire dans le capital de l'entreprise. C'est l'instrument juridique de l'association entre ces deux actionnaires qui leur permet de se concerter, d'harmoniser leurs positions sur toutes les questions d'orientation stratégique pouvant venir sur la table du Conseil d'Administration. Ce faisant, la prise de décisions est facilitée dans l'intérêt des deux parties en regard de leurs propres objectifs. Par conséquent, la convention d'actionnaires devrait créer formellement cette structure de concertation. De même, elle doit prévoir des clauses de rendez-vous et préciser les modalités de résolution de difficultés liées au management stratégique de l'entreprise.

À la lumière de l'expérience, des questions comme celles concernant la nomination du Directeur Général, du Président du Conseil d'Administration (proposition et approbation, éventuellement nationalité, etc.), le nombre d'expatriés, l'utilisation des compétences locales, le recours aux PME-PMI sénégalaises, devraient figurer en bonne place dans ce document.

Les principes devant gouverner un éventuel contrat de gestion et/ou contrat d'assistance technique devraient également être posés dans la convention d'actionnaires.

Défis

La politique à mettre en œuvre

En raison de l'état de dégradation de l'outil de production et des besoins de développement des infrastructures, la résolution du problème du financement apparaît cruciale et se trouve être la principale justification de la réforme du secteur de l'électricité, à côté de l'amélioration de la gestion.

À la lumière des enseignements des deux premières opérations de privatisation, le Sénégal a engagé, en relation avec ses partenaires au développement, des études sur les options institutionnelles alternatives pour la SENELEC et les modalités pratiques de mise en œuvre d'un programme d'urgence d'investissement.

a) *La restructuration industrielle de la SENELEC*

La stratégie retenue est axée sur une libéralisation accrue du sous-secteur consistant à procéder à la séparation progressive des activités de production de celles de transport et de distribution. Dans l'optique de cette stratégie, le Gouvernement étudie l'éventualité, notamment :

- d'une promotion du développement de pôles de production d'énergie électrique dans des régions autres que Dakar pour des raisons liées à la rareté des sites et à un besoin de plus grande sécurité incompatible avec une très forte concentration des ouvrages de production ;
- d'accorder la priorité pour le développement de la production aux entreprises privées de production d'électricité.

Mais toujours, dans un premier temps, la SENELEC sera l'acheteur unique de l'électricité produite par les nouvelles entreprises privées de production d'électricité. En cette qualité, il lui reviendra de planifier le développement de l'ensemble du système électrique, en déterminant la progression des puissances installées des centrales et la répartition régionale des nouvelles capacités à mettre en place, de façon à obtenir pour l'ensemble du système électrique un développement harmonieux, visant à offrir aux consommateurs l'électricité au moindre coût possible.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité supervisera notamment les relations contractuelles entre les entreprises de production et celles de transport et de distribution.

b) Le désengagement de l'État

L'expérience de la dernière opération de privatisation a montré que le principal obstacle à la conclusion d'un partenariat public privé avait pour origine la difficulté pour les opérateurs privés de mobiliser le financement de l'investissement de portefeuille.

La formule de la vente d'actifs pose, entre autres, deux problèmes liés, le premier, à l'importance des financements à mobiliser pour l'acquisition des actifs et pour les investissements physiques, le second, au niveau élevé des tarifs d'électricité au Sénégal. En outre, dans le nouveau contexte international (marasme boursier, faillite de grandes firmes, etc.), les grands groupes opérant à l'international éprouvent de sérieuses difficultés à mobiliser des ressources financières pour lancer de nouveaux projets dans les pays émergents en particulier, certains de ces groupes cherchant même à se redéployer hors de ces pays. L'autre difficulté, dans le cas du Sénégal, tient à l'impact de la vente d'actifs sur le tarif qui doit rémunérer aussi bien l'investissement de portefeuille que les investissements physiques. En conséquence, le Gouvernement étudie l'option de concession pour les activités de la SENELEC.

Au titre des mesures d'accompagnement pour la mise en œuvre de cette option, les bailleurs de fonds devraient consentir un appui substantiel pour faciliter la restauration, dans les cinq premières années, des équilibres techniques, économiques et financiers de la SENELEC.

Cet appui des bailleurs de fonds portera principalement sur le financement, à des conditions concessionnelles, d'un ambitieux programme d'investissement de la SENELEC sur les prochaines années.

c) Obligations d'investissement au niveau de la production

Définition d'obligations au titre du plan de développement de la production :

- de façon générale, le plan d'investissement à moyen terme et à long terme à réaliser doit être défini en termes d'objectifs plutôt qu'en termes de moyens financiers ou techniques à mettre en œuvre ;

- en raison de la situation actuelle du secteur, il faut définir, dans un délai de trois mois, un programme de production quinquennal qui comportera deux volets:
 - a) un programme de remise à niveau des installations existantes en établissant les besoins de réhabilitation ou de remplacement ainsi que les coûts y afférents. Ce programme devra être exécuté dans le mois suivant la date d'approbation par la Commission;
 - b) une programmation pour les trois prochaines années des nouvelles centrales de production par appels à la production indépendante sous la supervision de la Commission.

d) *L'électrification rurale*

La stratégie de l'État sera axée sur deux points principaux :

- l'érection du secteur privé en acteur majeur de l'électrification rurale dans le cadre d'un partenariat public privé;
- l'adoption du concept de concession d'électrification comme cadre de mise en œuvre du programme prioritaire d'électrification rurale de l'État, avec la possibilité d'appuyer les projets d'initiative locale (projets ERIL) mis sur pied par les collectivités locales, les associations de consommateurs, les groupements villageois et les opérateurs locaux.

L'État du Sénégal adoptera éventuellement les modifications nécessaires dans le domaine fiscal pour rendre le cadre législatif et réglementaire attractif pour les opérateurs d'électrification rurale et les usagers. Il convient de noter à ce propos l'exonération de TVA sur les factures des usagers à faible consommation.

Le Gouvernement envisage la mise en place d'un Fonds d'Électrification Rurale qui serait un instrument pérenne de financement du développement de l'électrification rurale et du fonctionnement de l'ASER ainsi que des actions de promotion de la maîtrise de l'énergie, afin d'atténuer l'impact du développement de l'électrification rurale sur le réseau amont de la SENELEC et de permettre aux usagers de recevoir des factures compatibles avec leurs revenus.

Dans ce cadre, le Gouvernement continuera de subventionner une partie du programme d'investissement rural et procédera au transfert des ressources provenant de la redevance audiovisuelle à l'électrification rurale.

Stratégie de communication interne et externe

Objectifs de communication

- a) cerner les motivations, préoccupations et attentes des acteurs ou groupes d'acteurs qui évoluent actuellement dans le secteur et qui sont directement concernés par les réajustements;
- b) instaurer des discussions de fond avec les intervenants réels ou potentiels pour leur expliquer les motivations et les enjeux des réformes, afin de créer les conditions favorables à la réussite du projet;
- c) informer, sensibiliser, convaincre les interlocuteurs cibles et les acteurs concernés afin de susciter la confiance et l'adhésion aux réformes sur le secteur;
- d) faire connaître les réformes aux différents segments de consommateurs et montrer comment leur application est susceptible d'entraîner des modifications de prix sur certains produits.

Groupes cibles

La campagne de communication s'adresse principalement à des groupes cibles bien définis, constitués essentiellement des travailleurs du secteur et des opérateurs publics et privés installés au Sénégal. D'autres segments sont visés, représentés par les sociétés qui gravitent autour du secteur et plus particulièrement celles qui bénéficient de monopoles ou d'accords préférentiels avec l'État, celles qui seront intéressées par les licences et concessions sur l'électricité, mais également les collectivités locales et les consommateurs. Enfin, un acteur important est constitué des médias pour donner un surcroît de visibilité à la réforme du secteur de l'électricité.

Par rapport à la plupart de ces interlocuteurs, le Ministère de l'Énergie se trouve en terrain connu, car ce sont là des « partenaires naturels » avec lesquels il va continuer d'entretenir des relations de partenariat. Le contenu même de ces relations devra être redéfini sur la base de la nouvelle situation induite par la réforme du secteur. Parce qu'elles sont davantage impliquées et concernées par l'évolution du secteur, ces cibles suivent de très près tous les changements qui touchent le domaine de l'énergie au Sénégal et attendent des réponses à leurs préoccupations (latentes ou exprimées).

Tableau 16

Synthèse de la stratégie de communication

Acteurs/Groupe cible	Objectifs	Activités
<ul style="list-style-type: none"> – État (Ministères concernés) – Acteurs directs (SENELEC, entreprises de production et de distribution, Patronat/Secteur privé) – Consommateurs 	<ul style="list-style-type: none"> a) Engager un débat de fond autour du projet Énergie II et recueillir des suggestions et propositions sur les modalités de son exécution b) promouvoir une image positive des réformes auprès des intervenants afin de les amener à prendre conscience des enjeux et à adopter des attitudes d'engagement et de participation c) servir de base à la création et au renforcement de réseaux de partenariat pour créer une synergie autour des objectifs du secteur d) contribuer à la mise à niveau des secteurs sur le contenu des réformes par une clarification du contenu et des aspects pouvant faire l'objet de mauvaises interprétations e) favoriser la compréhension du rôle du Ministère chargé de l'Énergie et des domaines de compétences des nouvelles entités (Comité national de l'énergie, organes de régulation, Direction de l'énergie, etc.) f) susciter chez les intervenants une nouvelle culture de la compétition fondée sur la transparence et l'efficacité g) développer des solidarités de proximité en encourageant les « <i>joint ventures</i> » 	<ul style="list-style-type: none"> – Journées de réflexion – Film institutionnel sur le secteur – Magazine radiophonique

Acteurs/Groupe cible	Objectifs	Activités
Personnel de la SENELEC	<ol style="list-style-type: none"> 1) Soumettre les agents, à tous les niveaux hiérarchiques, à des actions méthodiques de sensibilisation sur les enjeux liés à la privatisation de la Société 2) susciter une vaste participation à la souscription de la part du capital qui leur est réservée 3) faire adhérer le personnel aux changements que les réformes vont induire, notamment sur le plan de la réorganisation interne et de la restructuration de la Société 4) insuffler une dynamique de réflexion individuelle et collective sur le processus de privatisation de la Société et les modalités de sa mise en œuvre 5) clarifier les procédures pour l'acquisition des titres SENELEC 6) souligner les avantages préférentiels que l'État accorde au personnel dans le cadre de la souscription au capital de la Société 7) déceler et lever les blocages et autres entraves qui ont persisté à la suite de la présentation du schéma de privatisation 	Atelier de concertation
Bailleurs de fonds	<ol style="list-style-type: none"> a) Garantir une parfaite maîtrise de l'ensemble des volets de l'organisation grâce à la conception, la planification, l'exécution et le suivi d'un programme d'actions b) contribuer au succès de la rencontre par une gestion méthodique et efficace des différentes composantes de l'organisation c) définir et mettre en œuvre une stratégie de promotion des réformes sur le secteur orientée vers les investisseurs d) assurer au Ministère chargé de l'Énergie la réalisation optimale des objectifs fixés 	Organisation d'une réunion des bailleurs de fonds

Acteurs/Groupe cible	Objectifs	Activités
Médias leaders	<ul style="list-style-type: none"> a) Répondre à la demande d'information des médias sur les réformes b) mesurer le degré d'implication des médias dans la prise en charge de l'information sur le programme énergétique du Sénégal c) créer un climat de confiance avec les relais d'information que constituent les médias d) cerner les besoins et attentes des médias et préciser leurs principaux centres d'intérêt e) procéder à des échanges d'information dans les deux sens f) créer un réseau de « desks » et de « correspondants » dans les rédactions 	Atelier des médias leaders sur la réforme
Zones rurales	<ul style="list-style-type: none"> 1) Préciser les objectifs du Gouvernement dans ce domaine 2) souligner les enjeux de l'électrification dans le succès de la politique de décentralisation 3) mieux motiver les élus locaux en instaurant un dialogue ouvert avec eux 4) cerner d'avantage les difficultés de pays profonds 5) recueillir des avis et suggestions dans la mise en œuvre des programmes énergétiques 6) en faire des relais privilégiés dans la stratégie d'information en direction des populations de base 	<ul style="list-style-type: none"> – Tournée d'information du Ministère chargé de l'Énergie dans les régions – Implication des stations radio régionales – Réalisation d'antennes décentralisées en langues nationales

DABO Ibrahima

Expert

Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie (OMVG)

iboudabo@yahoo.fr

DIOP Amadou Bamba

Chef de la Division Planification

Coordonnateur du SIE Sénégal

Direction de l'Énergie

Ministère de l'Énergie

bambinodiop@yahoo.fr

DIOUF Edmond

Commissaire chargé des Affaires Juridiques

Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE)

crse@sento.sn

NIANE Ibrahima

Chef de la Division Électricité

Direction de l'Énergie

Ministère de l'Énergie

papeniane@yahoo.fr

THIOUNE Lamine

Directeur

Direction de l'Énergie

Ministère de l'Énergie

slthioune@yahoo.fr

Togo

Contrat de concession

Introduction

Conscient du rôle moteur de l'électricité dans le développement du pays et du bien-être de la population, le Gouvernement togolais a entrepris une réforme radicale dans ce secteur. Cette réforme implique une redéfinition du rôle de l'État dans ce secteur et la mise en place d'une nouvelle organisation institutionnelle, législative et réglementaire. Le Gouvernement a défini trois voies d'action principales afin de mener à bien la réforme envisagée :

- désengager l'État et l'Autorité Publique du cadre institutionnel ;
- désengager l'État du cadre financier et ouvrir le secteur au privé ;
- instituer une législation et une réglementation adaptées pour développer le secteur.

Pour ce faire, le Gouvernement a entrepris depuis 1996 des actions fondamentales :

- l'élaboration de la loi relative au secteur de l'électricité et son décret d'application ;
- la création d'une autorité de réglementation administrative indépendante et autonome ;
- la mise en place d'une gestion intérimaire de la société nationale d'électricité avant sa reprise par une nouvelle entité ;
- la réalisation d'une étude visant à préciser le schéma d'organisation et de gestion du secteur le mieux adapté pour atteindre les objectifs définis.

L'objectif poursuivi par la réforme est de démarquer l'État de son rôle de prestataire unique de service public dans le secteur de l'électricité et de le recentrer dans un rôle de catalyseur et de régulateur.

Ainsi, après quatre années de mise en œuvre de la convention de concession signée en septembre 2000 entre l'État togolais et le concessionnaire (Togo Électricité), il est impérieux de procéder à l'analyse des différentes dispositions du contrat et d'évaluer à mi-parcours les résultats obtenus. Ce diagnostic vise aussi une évaluation du processus ayant abouti au désengagement de l'État dans le secteur de l'électricité. À la suite des difficultés survenues dans la mise en œuvre de la convention de concession, il s'avère nécessaire de prendre du recul et de vérifier si le processus dans son ensemble ne comportait pas de germes précurseurs de son échec.

Secteur énergétique

Une situation géographique peu favorable

Naturellement, le Togo ne regorge pas de potentiel énergétique important. Les indices de tourbe signalés en 1986 ne permettent pas de se prononcer sur l'importance du gisement. Par contre, les récentes prospections pétrolières entreprises entre 1997 et 1999 ont montré que l'offshore togolais constitue un site géologique favorable pour les accumulations de pétrole et de gaz avec un potentiel de réservoir intéressant.

En raison de la diversité climatique du Togo, on distingue une mosaïque de formations végétales classées en cinq subdivisions écologiques à savoir :

- i. la zone des plaines du nord, correspondant essentiellement à la savane soudanaise ;
- ii. la zone des montagnes du nord, domaine de mosaïques de forêts denses sèches et de savanes ;
- iii. la zone des plaines du centre, domaine de la savane boisée guinéenne ;
- iv. la zone méridionale des Monts du Togo, domaine des forêts denses semi-caducifoliées ;
- v. la plaine côtière du sud Togo, définie comme une zone sèche littorale.

Les précipitations annuelles moyennes varient de 800 à 1 000 mm au sud et de 1 000 à 1 600 mm au nord et l'hydrographie est constituée de deux réseaux moyens, le Mono et l'Oti.

Organisation du secteur énergétique

Les énergies consommées au Togo peuvent se classer en deux catégories selon les secteurs d'activités : les énergies modernes constituées de l'électricité et des hydrocarbures et les énergies dites traditionnelles qui sont essentiellement le bois de feu, le charbon de bois et les déchets végétaux.

Énergies modernes

Le Togo importe d'importantes quantités d'énergie pour la satisfaction de ses besoins énergétiques. La dépendance extérieure est totale pour les produits pétroliers et se situe autour de 90 % pour l'électricité. Au titre des exportations s'inscrivent uniquement les produits pétroliers. Il s'agit en réalité des réexportations à destination des pays voisins enclavés.

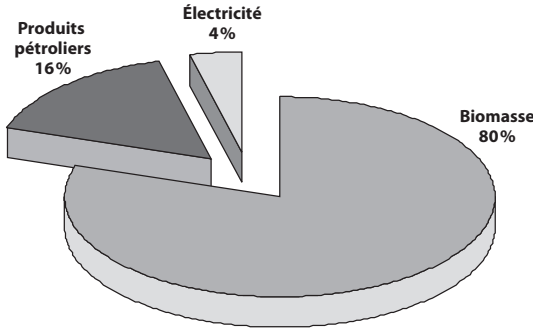
Énergies traditionnelles

Au Togo comme dans nombre de pays en développement, les énergies traditionnelles sont essentiellement utilisées par le secteur domestique et artisanal. Elles sont produites sur le territoire national à partir des prélèvements opérés sur les formations forestières naturelles ou les récoltes des plantations artificielles, les ramassages sur les champs défrichés pour les activités agricoles et ceux provenant des déchets des

produits d'agriculture. Pour le moment, on n'observe pas encore d'importants mouvements transfrontaliers de commerce d'énergies traditionnelles. La figure 1 indique la part de chaque type d'énergie dans la consommation d'énergie nationale.

Figure 1

La consommation d'énergie au Togo par type d'énergie



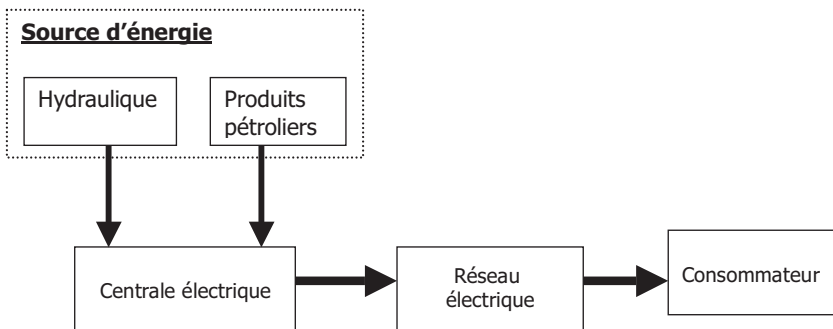
Source: SIE-Togo 2004.

Le système énergétique togolais se réduit à un système électro-énergétique. En effet, la production de chaleur (chauffage domestique, eau chaude) ne s'effectue pas (voir figure 2).

Les énergies renouvelables telles que le solaire et l'éolien occupent une part très négligeable dans la consommation et n'entrent pas dans le bilan énergétique national.

Figure 2

Le système électrique togolais



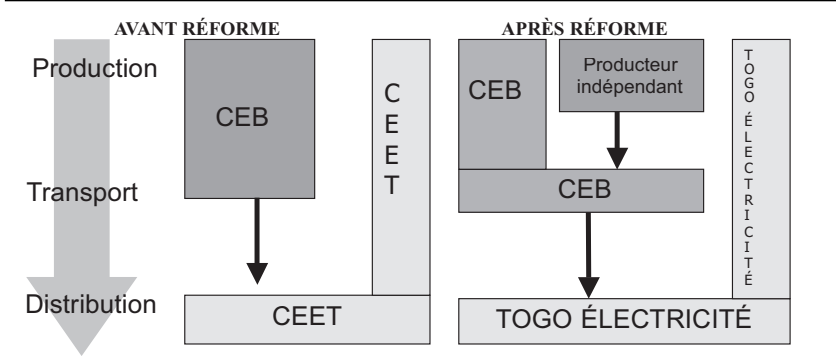
Sous-secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité togolais se présente sous la forme d'un modèle partiellement dé-intégré même si l'on observe un maillon d'intégration verticale dans la zone nord, dû au fait que le réseau de la Communauté Électrique du Bénin (CEB) ne couvre pas encore cette zone.

Avant les réformes, la production et le transport étaient un monopole naturel détenu par la CEB. L'activité de distribution était l'exclusivité de la Compagnie Énergie Électrique du Togo (CEET). La réforme de 2000 a libéralisé la production et ouvert la distribution à la concurrence monopolistique. Le transport est resté un monopole traditionnel que conserve la CEB, acheteur unique.

Figure 3

Le système électrique du Togo avant et après les réformes



Approvisionnement

La demande nationale est d'environ 600 GWh par an. Cette demande est couverte par la production propre de Togo Électricité, la production propre, les achats locaux et les importations de la CEB. La figure 4 résume le système d'approvisionnement en énergie électrique au Togo. Les chiffres sont ceux de 2003.

Production

Le système électrique togolais se caractérise par une forte production thermique par Togo Électricité (89 % de sa production propre en 2003) et une production à dominance hydraulique pour la CEB (75 % de la production propre en 2003). Le tableau 1 indique les puissances installées et la production propre de chaque producteur en 2003.

P
o
i
n
t
s
d
e

Figure 4

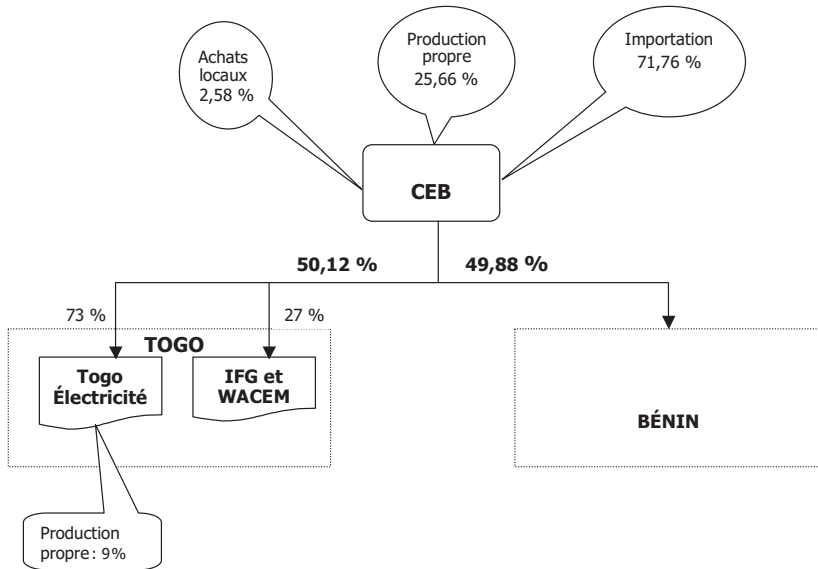
Système d'approvisionnement du Togo

Tableau 1

Puissance installée et production propre au Togo en 2003

Producteur	Type de production	Puissance installée (MW)	Énergie produite (GWh)
Communauté Électrique du Bénin	Hydraulique	65	236
	Thermique	50	82
	Sous-total	115	318
Togo Électricité	Hydraulique	1,6	4,5
	Thermique	39,4	36,5
	Sous-total	41	41
Électro Togo	Thermique	90	0
Total		246	359

Source: ARSE.

Comme nous l'avons indiqué dans le schéma du système d'approvisionnement, près de 91 % des besoins énergétiques du Togo sont couverts par les achats à la CEB. Les principaux fournisseurs de la Communauté Électrique du Bénin sont la Volta Region Authority (VRA) et la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE). En dehors de ces importations, la CEB achète de l'énergie sur le marché local. Le tableau 2 indique les achats d'énergie de la CEB de 2001 à 2003.

Tableau 2
Achat d'énergie de la Communauté Électrique du Bénin

Fournisseurs	Énergie (GWh)		
	2001	2002	2003
VRA	302	611	620
CIE	577	233	270
TE			5
SBEE			27
TOTAL	879	844	922

Source: Communauté Électrique du Bénin.

Tableau 3
Ventes d'énergie de la Communauté Électrique du Bénin au Togo

Clients	Énergie (GWh)		
	2001	2002	2003
Togo Électricité	391	410	431
WACEM	80	95	110
IFG	32	17	49
TOTAL	503	522	590

Source: Communauté Électrique du Bénin.

Coupures d'électricité

Les coupures d'électricité sont soit fortuites, soit programmées par la Communauté Électrique du Bénin et Togo Électricité dans le cadre des travaux d'essai de mise en service, des travaux de maintenance et d'entretien des installations électriques.

En 2003, le Togo a connu **477** interruptions planifiées par le distributeur. Ces interruptions ont duré **1 584** heures. Le nombre d'interruptions fortuites a été de **1 746** avec **942** interruptions en moyenne tension pour **2 310** heures. La durée des interruptions fortuites en basse tension n'est pas disponible.

Pour la CEB, on a enregistré **227** déclenchements qui ont duré **285** heures. Le nombre d'heures de délestage imputable à la CEB, selon le distributeur, était de **2 294** en 2003.

La clientèle est informée, pour les coupures programmées, 48 heures avant chaque opération par les médias publics et privés et par les affichages.

Taux d'électrification

Les taux d'électrification aux niveaux national et rural sont donnés dans le tableau 4.

Tableau 4
Taux d'électrification au Togo

	NIVEAU NATIONAL	NIVEAU RURAL
2001	19,4%	1-3 %
2002	20,4%	3-4 %
2003	21,6%	4-5 %

Source : SIE-Togo 2004.

Motivation et objectif de la restructuration

La restructuration du secteur de l'électricité trouve son essence dans le cadre global de la politique de désengagement de l'État des entreprises, politique régie par l'ordonnance n° 94-002 du 10 juin 1994 et le décret n° 94-038 du 10 juin 1994, portant *désengagement de l'État et d'autres personnes morales de droit public des entreprises*. Cette réforme vise la libéralisation des activités du secteur de l'électricité et la participation des entreprises et des capitaux privés au développement du secteur de l'électricité, ainsi qu'à l'émergence sur l'ensemble du territoire national de producteurs d'énergie électrique privés.

L'objectif poursuivi est de réduire la dépendance du pays en matière d'énergie électrique, afin de sécuriser les facteurs essentiels du développement socioéconomique et de tendre vers un accès pour tous à l'énergie électrique aux meilleures conditions de coût et de qualité.

À terme, la libéralisation des activités du secteur de l'électricité devrait aboutir à la densification du réseau électrique national, à l'accroissement, en quantité et en qualité, de la disponibilité de l'énergie électrique ainsi qu'à des coûts adaptés aux besoins et aux capacités des populations.

Historique

En 1935, l'alimentation en énergie électrique était assurée par une entreprise privée, UNELCO. Seules deux villes étaient électrifiées :

- Lomé, desservie par un réseau de 5,5 kV de tension et une puissance d'environ 3,5 MW ;
- Aného, partiellement alimentée par un câble en cuivre de 35 mm² situé le long de la ligne ferroviaire Lomé-Aného à une tension de 15 kV.

À partir de 1959, les localités telles que Atakpamé, Sokodé, Dapaong et Mango furent électrifiées par de petits groupes électrogènes diesel des services des Travaux publics.

En 1963 :

- Création de la Compagnie Énergie Electrique du Togo (CEET)

La CEET a été créée par l'Ordonnance n° 63-12 du 20 mars 1963. Par décret n° 91-028/PMRT du 2 octobre 1991, conformément à la loi n° 90-26 du

4 décembre 1990, la CEET a été transformée en société d'État régie par les dispositions réglementaires applicables aux entreprises publiques et par ses statuts tels que modifiés le 3 octobre 1991. La CEET avait pour objet la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique au Togo.

- Mise en service du premier barrage hydroélectrique à Kpimé d'une puissance de $2 \times 0,8$ MW et construction d'une ligne de transport de 66 kV pour alimenter Lomé à partir de la centrale de Kpimé et d'une seconde ligne de 5,5 kV pour alimenter la ville de Kpalimé

En 1968:

Le 27 juillet 1968 fut signé entre le Togo et la République du Bénin un traité bilatéral donnant naissance à une communauté d'intérêt dans le secteur de l'énergie électrique. L'accord Daho-Togolais, qui vaut code de l'électricité à cette époque, a une force juridique supérieure à la législation interne de chacun des deux États.

Champ d'application de l'accord: activités de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique (cf. art. L1).

Objet de l'accord: doter les deux États d'une législation commune et d'une institution commune chargée, dans le cadre du monopole, d'exercer les activités nouvelles de production et de transport de l'électricité (cf. art. L4).

La Communauté Électrique du Bénin (CEB), établissement public international né de l'accord bilatéral, est l'organisme chargé d'exercer les activités de production, de transport, d'importation/exportation de l'énergie électrique et aussi l'organe chargé de planification et de réglementation du secteur de l'électricité du Togo et du Bénin.

L'activité de distribution au Togo était confiée, en exclusivité, à la Compagnie Énergie Électrique du Togo (CEET). Cependant, l'accord donne la possibilité à la CEB de la reprendre. La CEET doit s'approvisionner essentiellement de la CEB. Toutefois, pour satisfaire sa clientèle située dans les zones non encore couvertes par le réseau de la CEB, la CEET devra produire.

En 1973, la CEB démarra ses activités à Lomé. Elle disposait de la sous-station 161/20 kV de Lomé Aflao de 2×19 MVA alimentée depuis la centrale hydroélectrique d'Akossombo du Ghana.

En 1987, la CEB construisit et mit en service le barrage hydroélectrique de Nangbéto ($2 \times 32,5$ MVA). À la suite des aléas climatiques ajoutés à la demande sans cesse croissante en électricité au Togo et au Bénin, la CEB a signé à partir d'août 1994 un contrat d'achat d'énergie à partir de la Côte d'Ivoire pour satisfaire les besoins aux heures de pointe. Cette importation en provenance de la Côte d'Ivoire s'est accentuée en 1998 à la suite de la crise énergétique qu'a connue la sous-région de février à mai 1998 en raison de la mauvaise pluviométrie qui a conduit à la baisse du niveau des eaux du barrage d'Akosombo au Ghana.

Les difficultés du secteur

Les crises politiques et économiques que connaissent les deux États et les difficultés financières et organisationnelles de la CEB rendent difficile l'application de l'accord.

Au Togo, les troubles sociopolitiques des années 1990 et la dévaluation du franc CFA en 1994 ont porté un coup fatal à l'industrie électrique. La CEET n'arrivait plus à recouvrer ses créances sur les consommateurs alors qu'elle devait faire face à ses dépenses incompressibles. Les pertes sur le réseau ne cessaient de s'accroître et ont franchi la barre des 30 % en 1996. Et comme si cela ne suffisait pas, la crise énergétique de 1998 est survenue. Face à ces difficultés et dans l'impossibilité de financer le secteur à partir du budget public, l'État s'est vu dans l'obligation de se désengager du secteur. Pour ce faire, il fallait d'abord créer un nouveau cadre institutionnel approprié du fait que l'accord bilatéral Daho-Togolais ne prévoyait pas l'ouverture du secteur au privé.

Cadres réglementaire et législatif

Les textes les plus importants qui régissent le secteur sont :

- la loi n° 2000-012 relative au secteur de l'électricité promulguée le 18 juillet 2000 par le Président de la République ;
- le décret n° 2000-089/PR portant définition des modalités d'exercice des activités réglementées conformément à la loi n° 2000-012, signé le 8 novembre 2000 ;
- le décret n° 2000-090/PR portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (ARSE), signé le 8 novembre 2000.

La loi n° 2000-012 définit :

- la politique générale du secteur de l'électricité ;
- le cadre juridique au sein duquel sont exercées les activités réglementées sur le territoire national de la République Togolaise et la mise en place des modalités de contrôle et de règle de concurrence appropriées ;
- les modalités de participation des entreprises privées au secteur de l'électricité et notamment le régime de propriété et d'usage des installations électriques sur le territoire national et des biens affectés à leur exploitation ;
- les attributions et responsabilités des institutions de la République Togolaise et des autres organismes et intervenants du secteur de l'électricité.

Elle réorganise le secteur comme le décrivent les paragraphes ci-après.

Transport et distribution d'énergie

- Le transport et la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire de la République Togolaise, y compris son importation et son exportation, constituent un service public national placé sous la responsabilité de l'État.
- L'exploitation des activités de transport et de distribution peut être confiée par l'État à une ou plusieurs personnes publiques ou privées, au moyen, notamment, de la conclusion d'une ou plusieurs convention(s) de concession.

Production d'énergie électrique

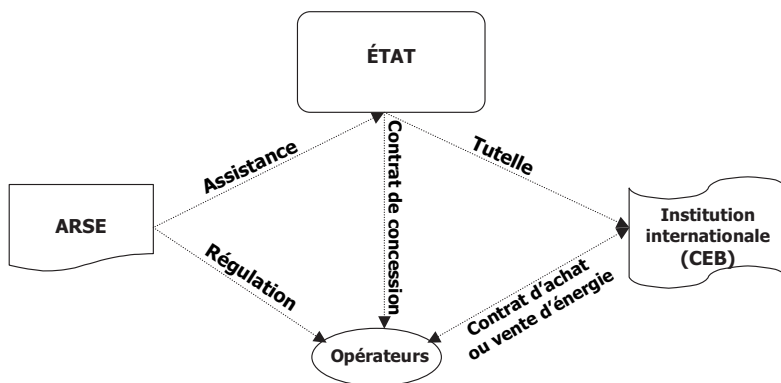
- Les installations de production faisant partie du domaine public et les installations de production n'appartenant pas au domaine public, mais exploitées à des fins de fourniture de l'énergie électrique, sont exploitées dans le cadre du service public et avec les exigences qui s'y attachent.
- L'exploitation des installations ci-dessus visées peut être confiée par l'État à une ou plusieurs personnes publiques ou privées, au moyen, notamment, de la conclusion d'une ou plusieurs convention(s) de concession.

Rôle et responsabilités des acteurs

Quatre principaux acteurs interviennent dans le secteur de l'électricité au Togo : l'État, l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (ARSE), les organismes de coopération internationale et les opérateurs. La figure 5 donne une image synthétique des relations entre les acteurs.

Figure 5

Relation entre les acteurs du secteur de l'électricité du Togo



Ministère chargé de l'énergie

- Formule et revoit périodiquement la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité. Cette politique s'articule autour des quatre points principaux suivants :
 1. l'utilisation bénéfique des ressources et du potentiel existant;
 2. le développement économique et social équilibré du pays;
 3. le respect des principes du service public qui gouvernent l'activité de fourniture d'énergie électrique;
 4. le respect de l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité ainsi que le respect de l'environnement.

- Sur avis de l’Autorité de Réglementation, prend toute mesure réglementaire concourant à la mise en place du cadre juridique défini par la loi dans les domaines où celui-ci l’y autorise et, notamment, adopte et modifie, le cas échéant, les règlements tarifaires conformément aux principes directeurs de la politique générale d’organisation du secteur de l’électricité.
- Propose ou approuve tout nouveau projet relatif à la production de l’énergie électrique mettant en œuvre une puissance électrique inférieure à 20 MVA, étant donné que tout projet de grande envergure ne pourra être approuvé que par une décision du conseil des ministres.
- Conclut, au nom de l’État et sur avis de l’Autorité de Réglementation du Secteur de l’Électricité (ARSE), toute convention de concession dans le secteur de l’électricité.
- Exerce tous les autres pouvoirs qui lui sont attribués par la loi n° 2000-012.

Autorité de Réglementation

Les quatre missions principales de l’ARSE sont les suivantes :

1. Participer à l’évaluation des projets et à la supervision des appels d’offres nationaux et internationaux pour la conclusion de conventions de concession, la construction de nouvelles installations électriques et la modification d’installations électriques existantes.
2. Proposer au Ministre chargé de l’énergie des projets de normes et de formules destinées à réguler les activités réglementées, ou relatifs à toute autre question concernant le secteur de l’électricité et plus particulièrement dans le domaine des tarifs pratiqués par les concessionnaires et les exploitants, de la qualité de l’énergie électrique fournie, du cahier des charges et des normes de sécurité.
3. Procéder aux vérifications et investigations nécessaires, et mettre en œuvre tous les pouvoirs qu’elle détient aux fins de certifier la conformité des installations électriques aux normes de sécurité et aux normes techniques applicables ainsi que le respect des dispositions de la loi par les concessionnaires et exploitants.
4. Se constituer en chambre arbitrale en vue de la conciliation ou de l’arbitrage du litige en cas de différend entre les intervenants.

Opérateur historique

La Communauté Électrique du Bénin (CEB)

Elle exerce ses activités conformément à l’accord bénino-togolais qui lui confère le monopole de production, de transport, d’importation et d’exportation de l’énergie électrique sur le territoire des deux États. Le code bénino-togolais de l’électricité est en voie d’être révisé pour l’adapter à la nouvelle donne.

Togo Électricité : société anonyme de droit togolais

Elle exerce ses activités dans le cadre de la convention de concession du service public national de distribution et de vente de l'énergie électrique signée entre elle et l'État togolais le 5 septembre 2000. La concession confère à Togo Électricité l'exclusivité de l'exploitation sur le périmètre contractuel du service concédé des moyens de production isolée, de distribution et de vente de l'énergie électrique dont disposait la CEET.

Producteur indépendant

La réforme radicale entreprise par le Gouvernement togolais depuis 2000 ouvre le secteur de l'énergie électrique au privé. La centrale thermique de Lomé (CTL), patrimoine de l'État, composée de turbines à gaz (2×25 MW) et de groupes diesel (4×10 MW) gérée avant 2000 par la CEET, a été rétrocédée à Électro Togo, producteur indépendant. Les équipements lui ont été rétrocédés par un contrat de concession entre les deux parties (l'État et Électro Togo) conformément aux dispositions de la loi n° 2000-012 relative au secteur de l'électricité.

Électro Togo a l'impérieuse tâche de réhabiliter la CTL compte tenu de l'état vétuste des installations. Seule une turbine à gaz de puissance disponible de 20 MW est fonctionnelle à la suite des travaux de réhabilitation intervenus en 1998.

Agence d'électrification rurale et agence de maîtrise de l'énergie

L'électrification rurale au Togo est à l'état embryonnaire. Des projets pilotes n'ont pas donné les résultats escomptés. La programmation par l'État sur le budget d'investissement et d'équipement ne pourrait pas suivre son cours normal à cause de la crise sociopolitique et économique que connaît le pays, ajoutée à la dévaluation du franc CFA. De même, l'électrification rurale décentralisée n'est pas tellement développée au Togo. La Direction Générale de l'Énergie (DGE) a conçu et réalisé en 1996 et 1997 deux villages solaires au bénéfice des populations en milieu rural.

Jusqu'à l'an 2000, l'électrification rurale était une activité gérée par la Direction Générale de l'Énergie du Ministère chargé de l'énergie et compte en son sein une division chargée de sa mise en œuvre. Avec la nouvelle réforme et à la suite du contrat de concession signé entre l'État et le concessionnaire, une clause particulière a été instaurée pour lui attribuer des tâches d'investissement et de développement du milieu rural.

Au Togo, l'idée de maîtrise de l'énergie est née après l'atelier de formation sur la maîtrise de l'énergie dans les bâtiments à Cotonou en 1994, organisé par l'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF) dans le cadre de son Programme International de Soutien à la Maîtrise de l'Énergie (PRISME). La DGE a organisé un séminaire national en juin 1997 à l'intention des gestionnaires de l'énergie dans les bâtiments.

Le groupe PRISME Togo mis en place à cette fin a à son actif, entre autres :

- la réalisation des audits énergétiques dans trois bâtiments administratifs de la capitale (Hôtel École Le Bénin (actuel IBIS), Caisse d'Épargne du Togo et immeuble des directions de l'Équipement) ;

- la sensibilisation du personnel administratif des bâtiments de l'administration;
- l'installation des batteries de condensateurs et le réajustement des puissances souscrites;
- la formation des agents exploitants;
- l'installation de minuterics dans l'immeuble des directions de l'Équipement.

Une division de la direction des équipements énergétiques de la DGE est chargée de la gestion des activités.

Afin de réduire les factures d'électricité de l'administration, l'État a alloué dans son budget d'investissement et d'équipement 2004, une somme pour réaliser certaines activités dans les bâtiments administratifs, notamment l'analyse des consommations et l'optimisation des contrats d'abonnement, la vérification des conditions administratives et techniques et de prise en compte des abonnés par l'État.

Analyse critique de la situation

Dans le souci de pallier certains manquements et afin d'asseoir une bonne planification et de dégager une réelle politique du secteur, une commission *ad hoc* dénommée «Sécurité Énergétique», composée des acteurs étatiques du secteur, avait été mise en place en 1996. Cette commission avait proposé entre autres :

- a. les voies et moyens pour rendre effectif l'accès à l'information et à la collecte de données auprès des différents acteurs;
- b. la constitution d'une banque de données énergétiques pour l'exploitation et la consommation des ressources énergétiques;
- c. la dotation des moyens et instruments nécessaires à la tutelle du secteur pour rendre opérationnelles les actions de coordination;
- d. le renforcement des capacités nationales et des synergies entre les organes techniques.

Atouts

La création récente en juillet 2003 d'un Ministère spécifique chargé de l'énergie et des ressources hydrauliques ainsi que la création d'une Direction Générale de l'Énergie en 2001 marquent un tournant décisif dans la volonté politique de l'Autorité Publique de créer un cadre institutionnel propice au développement et à l'assainissement du secteur de l'énergie. Cette tutelle administrative unique devrait permettre une meilleure coordination de l'ensemble du secteur.

Sur le plan technique, la création de la CEB entre le Togo et le Bénin est un véritable atout pour la sous-région. En effet, l'apport d'information avec les pays voisins, notamment le Ghana et la Côte d'Ivoire et bientôt avec le Nigeria, n'a été possible que grâce aux systèmes d'interconnexion des réseaux de ces pays. Ce système d'échange d'informations va dans le court terme s'étendre à tous les 15 pays de la CEDEAO grâce à la mise en place du système d'échange d'énergie électrique et la création d'un observatoire de l'énergie dans le cadre du projet d'échange d'énergie électrique Ouest Africain (WAPP).

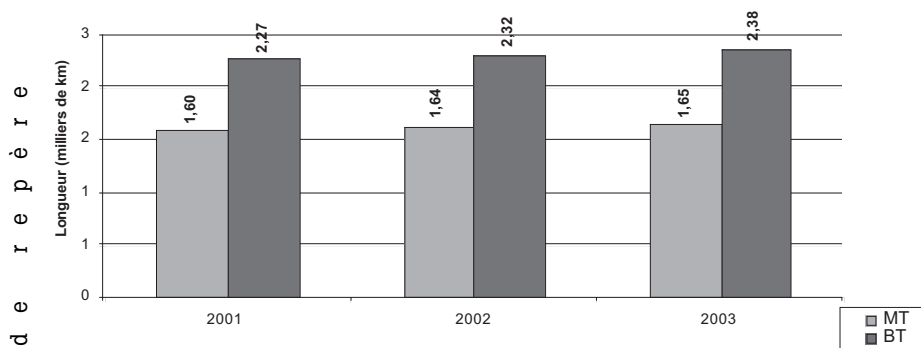
Faiblesses

Le secteur de l'énergie au Togo souffre de beaucoup de carences dont celles liées au système d'information. Les contraintes sont de plusieurs ordres. Elles se résument, jusqu'à récemment à l'absence d'un cadre de coordination propice et à l'absence d'une planification globale du secteur ayant pour corollaire la duplication des programmes, notamment :

- le manque de moyens adéquats (matériels, financiers et humains) pour permettre aux acteurs institutionnels surtout de jouer pleinement le rôle qui leur est assigné constitue une difficulté majeure dans le développement du secteur ;
- l'absence de données fiables chez les autoproducteurs et le secteur informel ne permet pas une analyse exacte de la situation dans le domaine des énergies en général et des énergies traditionnelles en particulier.

Les objectifs de l'État d'étendre et de consolider des réseaux existants, de manière à renforcer la stratégie de développement des réseaux de distribution d'électricité et notamment en matière d'électrification rurale, sont loin d'être atteints. Le secteur est confronté à de sérieux problèmes d'investissement qui freinent l'exécution des projets existant surtout en matière d'électrification périurbaine et rurale. Cette situation a eu pour conséquence l'approvisionnement de certains ménages en énergie électrique par des moyens peu orthodoxes qui consistent à drainer, sur des kilomètres parfois, un réseau de fortune (aérien ou souterrain) avec du câble téléphonique ou du fil TH à partir d'un point de livraison acquis souvent de façon collective.

Figure 6
Évolution du réseau de distribution électrique au Togo



Source: Togo Électricité.

L'évolution du réseau de distribution ces trois dernières années (voir figure 6) montre la faiblesse des investissements depuis l'entrée en vigueur de la convention de concession. L'opérateur justifie la faiblesse des investissements par l'absence du crédit IDA que l'État devait lui rétrocéder.

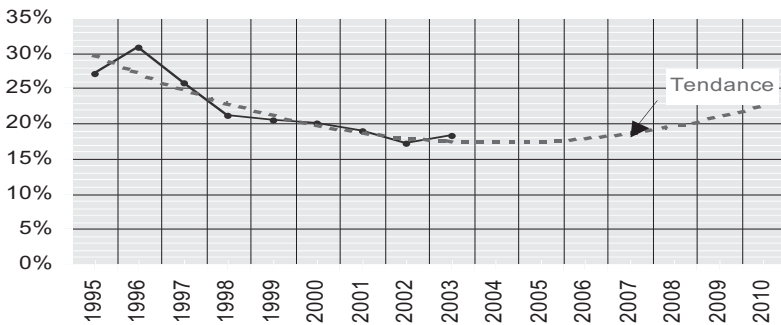
Sur le plan de la qualité du service, la vétusté de certains ouvrages, leurs dégradations et/ou saturations engendrent des coupures, microcoupures et des baisses de tension qui suscitent la grogne des usagers, surtout des industriels.

Le système d’approvisionnement reste fiable depuis le renforcement des sous-stations de la CEB à la suite des avaries survenues en 2003. Cependant, dans la partie septentrionale alimentée par les centrales de Kara et Sokodé, l’utilisation abusive des groupes et les multiples pannes provoquent des délestages et coupures.

L’évolution du taux de recouvrement est très satisfaisante sauf au niveau de l’État où des efforts considérables restent à faire, non seulement dans la liquidation de l’ardoise financière de l’État mais aussi dans la gestion rationnelle de la consommation de l’administration centrale.

Les pertes globales (il est impossible à ce jour de distinguer les pertes techniques des pertes commerciales) obèrent les revenus du distributeur et se situent au-delà des 18%. Des efforts restent donc à faire en matière de lutte contre les pertes. Ce phénomène semblait maîtrisé entre 1996 et 2002 avec une baisse moyenne de deux points par an et une tendance plutôt optimiste, même si les paramètres de soumission du concessionnaire n’étaient pas atteints. La dégradation de la situation en 2003 et la nouvelle tendance (voir figure 8) restent préoccupantes.

Figure 7
Évolution du taux de pertes électriques au Togo



Source : Togo Électricité.

Étapes et défis

Quand bien même l’électrification en milieu urbain reste inachevée, l’électrification rurale est timidement amorcée dans le souci d’améliorer les conditions de vie des populations, de lutter contre l’exode rural et la pauvreté, etc. Le secteur souffre d’un manque de cohérence dans la planification ; les programmes et projets réalisés à ce jour n’ont véritablement pas suivi un plan directeur. Dans ce contexte, une étude de faisabilité de l’électrification rurale qui a été engagée permettra d’aboutir à un schéma

directeur avec proposition de variante optimale, qui sera objet de soumission aux différentes initiatives financières pour investir. Plusieurs objectifs sont poursuivis dans le domaine de l'électrification.

Objectifs généraux

Dans la poursuite de sa politique de développement, l'État vise l'augmentation substantielle du taux de desserte du pays tout en encourageant la hausse de la consommation domestique des abonnés.

Stratégies envisagées

- En matière de satisfaction des besoins en électricité:
 - l'accroissement des capacités de production par la réhabilitation et la modernisation des équipements et la mise en œuvre de nouveaux ouvrages;
 - la participation du Togo au système d'échange d'énergie électrique en Afrique de l'Ouest et/ou aux interconnexions électriques.
- En matière de réduction de coût et de gestion efficace:
 - la réduction des pertes du système électrique (production, transport, distribution);
 - l'étude de la structure tarifaire de l'électricité;
 - l'introduction de normes appropriées et adéquates de conservation d'énergie, en matière de sécurité;
 - la diversification des sources d'énergie en promouvant les projets d'énergies renouvelables (solaire, éolienne, etc.);

Objectifs à court terme

Les équipements existants sont dans un état vétuste. La révision de groupes, les travaux de réhabilitation des centrales et l'extension des lignes électriques sur tout le territoire permettront:

- de raccorder au réseau national les localités traversées ou se trouvant à proximité de celles-ci;
- d'équiper des localités éloignées par la diversification des sources énergétiques alternatives et prometteuses, notamment les énergies renouvelables.

Pour atteindre ces objectifs, plusieurs activités sont prévues:

- le projet d'interconnexion CEB/NEPA permettra à la CEB de diversifier les sources et de sécuriser l'approvisionnement en énergie électrique;
- le projet d'interconnexion Nord Togo/Nord Bénin par la construction d'une ligne de transport HT qui devra permettre de relier les zones septentrionales du Togo et du Bénin au réseau interconnecté Sud afin d'accroître la sécurité d'approvisionnement et de réduire les coûts des centrales isolées. Le projet permettra également l'électrification des localités se trouvant le long du tracé de la ligne;

- le projet gazoduc Ouest Africain – projet régional – reliant les immenses champs gaziers du Nigeria au trois pays acheteurs qui sont le Bénin, le Togo et le Ghana. Il permettra de mettre à la disposition du pays une importante source d'énergie susceptible d'alimenter les centrales thermiques;
- le projet hydraulique d'ADJARALA à la suite de Nangbéto pour augmenter les capacités de production de la CEB.

Description générale de la convention de concession

Rappel

Le contexte

Dans les années 90, la situation de la Compagnie Énergie Électrique du Togo (CEET) était caractérisée par de graves lacunes comptables, des résultats fortement dégradés et une maîtrise insuffisante des immobilisations. Sur le plan financier, la CEET était incapable de financer les investissements, voire honorer ses engagements, de façon régulière (accumulation des dettes envers la CEB). En effet, les résultats déficitaires des exercices antérieurs avaient absorbé ses fonds propres. En résumé, l'équilibre financier de la CEET était fragile. Cette situation conduira à la mise en place d'une gestion intérimaire, confiée au cabinet MAZAR le 3 mars 1997.

L'assainissement entrepris par la gestion intérimaire a permis à la CEET d'améliorer:

- l'efficacité;
- les comptes clients (il existait une discordance entre les données de la comptabilité et celles du service commercial);
- les comptes fournisseurs qui regorgeaient d'importantes avances non justifiées;
- les stocks par un inventaire complet;
- la gestion commerciale;
- le taux d'encaissement.

Ainsi, le tableau 5 résume l'évolution du bénéfice net de 1995 à 1999.

Tableau 5

Évolution du bénéfice net de la CEET de 1995 à 1999 (en millions de FCFA)

1995	1996	1997	1998	1999
-4255	588	3230	1010	2065

Source: Archives de la CEET.

Sur le plan technique (selon le rapport de l'audit du cabinet Pricewaterhouse Coopers), la plupart du matériel de production était vétuste avec un âge moyen de 22,2 ans en 1997. Par contre, l'état des ouvrages de distribution était jugé satisfaisant et largement adapté aux charges.

Dans Lomé et la zone sud, l'âge moyen des postes HT/MT et MT/MT était de 3,3 ans en 1997 ; dans la zone nord, les postes sources de Kara et Sokodé dataient de 1986. L'âge moyen des lignes et réseaux haute tension était de 16,5 ans en 1997 ; cependant certaines parties nécessitaient des réhabilitations urgentes en raison de l'état avancé de dégradation des supports, du câble et de certains accessoires.

D'une longueur estimée à 1 805 km, l'état du réseau BT, en grande partie en câble aluminium préassemblé et isolé, était également jugé satisfaisant à l'exception des zones périphériques et des localités avec un réseau en cuivre nu où l'on pouvait observer des baisses de tension. Le réseau d'éclairage public comportait 348 km de ligne et 8350 points lumineux en majorité vétustes.

La CEET disposait de 446 postes MT/BT en 1997. L'équipement d'une grande partie de ces postes avait été renouvelé en 1982 et en 1996 pour les postes de Lomé avec des cellules isolées au SF6. Par ailleurs, le nombre de compteurs était de 76 756 pour 72 000 abonnés actifs.

C'est dans ce contexte que le Togo a engagé le processus d'appel d'offres pour la mise en concession du service public national de distribution de l'énergie électrique avec le concours de la Banque mondiale.

L'appel d'offres

L'appel d'offres devait permettre de sélectionner un opérateur privé pour assurer les activités d'exploitation de la distribution d'électricité. Trois candidats étaient sélectionnés à la suite d'un processus de préqualification lancé le 15 septembre 1998. Il s'agit :

- du groupement constitué entre SAUR International (France) et la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE – Côte d'Ivoire) ;
- du groupement constitué entre ELYO S.A. (Lyonnaise des Eaux – France) et Hydro-Québec International inc. (Canada) ;
- de la Compagnie Générale des Eaux (VIVENDI – France).

Au cours de la phase finale d'adjudication, sont apparus des obstacles majeurs liés à la mauvaise conception du dossier d'appel d'offres :

- absence de pondération entre l'offre technique et l'offre financière lors de l'adjudication ;
- mauvaise interprétation/mauvaise compréhension du dossier d'appel d'offres (DAO) par les soumissionnaires qui s'est traduite par de grandes disparités entre les offres financières, rendant ainsi difficile l'adjudication.

En coordination avec la Banque mondiale, le Gouvernement a décidé de reprendre l'appel d'offres avec le concours et l'assistance du cabinet BOOZ-ALLEN et HAMILTON. Le dossier d'appel d'offres a été révisé, actualisé et approuvé par la Banque mondiale. Un second appel d'offres a été lancé en avril 2000.

Le Gouvernement a alors jugé bon de reprendre le processus d'attribution de la concession exclusivement aux trois candidats présélectionnés ayant participé au processus initial. Chaque candidat présélectionné a été invité à la soumission d'un dossier technique de validation de préqualification et d'une offre financière.

Selon les conditions du DAO d'avril 2000,

- le dossier technique devait comprendre les engagements techniques souscrits par le candidat sélectionné et portant notamment sur :

i. l'organisation de la société du concessionnaire :

- le montant du capital social de la société du concessionnaire, sa répartition entre le candidat sélectionné et les investisseurs togolais, sous-régionaux, et le personnel de la société ;
- les projets du candidat sélectionné relatifs au maintien de l'emploi, à la gestion des ressources humaines, à la formation, au rôle envisagé pour les Togolais dans les instances dirigeantes de la société du concessionnaire.

Les engagements ci-dessus constituaient des obligations de moyens.

ii. le projet d'amélioration de la qualité de service et des pertes techniques (pertes de distribution et gestion de la clientèle) constitue une obligation de résultat.

- L'offre financière devait contenir :

i. le plan d'investissements propres du candidat sélectionné et relatif à son offre technique

Il s'agit des investissements relatifs au projet d'organisation de la société du concessionnaire et de la gestion des ressources humaines (voir tableaux 6 et 7). Le financement de ces investissements devra être assuré par des ressources financières mobilisées par le concessionnaire.

ii. les paramètres soumissionnés et le tableau d'évaluation des offres financières

Dans le DAO, des paramètres ont été imposés ou fixés de façon forfaitaire et variable pendant le quinquennat avec comme référence, pour certains, les résultats de l'exercice 1999. Cette harmonisation a permis à tous les candidats d'avoir une même interprétation du paramètre d'adjudication. La liste des paramètres est jointe en annexe 1. Le paramètre d'adjudication obtenu à partir des données de l'annexe servira de critère de comparaison des offres.

Tableau 6
**Investissements relatifs au projet d'organisation
de la société du concessionnaire (FCFA)**

Mesure	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	TOTAL
Amélioration de la qualité de service du réseau interconnecté						
Amélioration de la qualité de service des centrales isolées						
Réduction des pertes techniques						
Réduction des pertes non techniques						
Outillage						
Informatique						
Véhicules						
Gestion clientèle						
TOTAL						

Source: Dossier d'appel d'offres de mars 2000.

Tableau 7
**Investissements relatifs à la gestion des ressources humaines
au sein de la société du concessionnaire (FCFA)**

Mesure	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	TOTAL
Formation du personnel						
Optimisation des effectifs						
TOTAL						

Source: Dossier d'appel d'offres de mars 2000.

iii. Le plan d'investissement initial imposé par le DAO

Il s'agit des investissements initiaux imposés que le concessionnaire s'engage à réaliser au cours de la première période quinquennale. Ces investissements portent sur:

- le programme de réhabilitation de réseaux;
- le programme d'extension et de renforcement de réseaux à Lomé;
- le programme de renforcement et d'extension de réseaux dans six villes de l'intérieur du Togo;
- le programme d'électrification rurale.

Les négociations

Elle se sont déroulées en deux phases : pendant le processus d'appel d'offres puis après l'adjudication.

Le dossier d'appel d'offres contenait déjà les objectifs visés par le Gouvernement. Chaque candidat à la soumission était invité à proposer un projet d'organisation de la société du concessionnaire répondant aux objectifs suivants :

- i) reprendre les installations, les infrastructures, ainsi que la totalité du personnel de la CEET et conforter la politique sociale, en particulier en matière d'évolution de l'emploi ;
- ii) améliorer les modalités de gestion et de fonctionnement de la distribution et de la vente de l'énergie électrique au Togo ;
- iii) maintenir les actifs existants ou intégrés ultérieurement dans la concession en bon état de fonctionnement ;
- iv) étendre et consolider les réseaux existants, de manière à renforcer la stratégie de développement des réseaux de distribution d'électricité et notamment en matière d'électrification rurale ;
- v) garantir la capacité financière et la compétitivité de la société concessionnaire (le « concessionnaire ») ;
- vi) développer l'actionnariat des salariés et permettre la participation d'investisseurs locaux et sous-régionaux dans le capital de la société du concessionnaire.

À l'issue de la seconde phase d'adjudication, le groupement ELYO SA – HQI a été retenu par la Commission de privatisation.

Type de rédaction

La convention de concession du service public national de distribution de l'électricité est une rédaction de type détaillée qui s'appuie sur les clauses législatives de la loi n° 2000-012 relative au secteur de l'électricité. Elle ne contient pas de cahier des charges mais une série d'articles et d'annexes qui y suppléent, le concédant ayant jugé que ces annexes remplacent valablement le cahier des charges.

Description et analyse de la convention de concession

Structure contractuelle

Dans le cadre de la réforme du secteur de l'électricité, l'État a :

- défini le nouveau cadre juridique et les principes d'exploitation du secteur de l'électricité au Togo (loi n° 2000-012, décrets d'application) ;
- créé une autorité de régulation du secteur de l'électricité ;
- délégué la gestion du service public national de distribution et de vente de l'énergie électrique à la société Togo Électricité dans le cadre d'un contrat de concession.

Cette réforme a nécessité la mise en place d'un nouveau cadre juridique et la définition des principes d'exploitation du secteur de l'électricité au Togo. L'organisation de ce secteur est définie par la loi n° 2000-012 du 18 juillet 2000. Les modalités d'application de cette loi sont fixées par les décrets n° 2000-089/PR du 8 novembre 2000 pour les modalités d'exercice des activités réglementées du secteur de l'électricité, et n° 2000-90/PR pour l'organisation et le fonctionnement de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (ARSE). Ce cadre juridique « cohabite » avec le code Daho-Togolais de 1968.

Pour assurer la continuité et aussi la qualité de service, des dispositions permettent la répartition des tâches entre les différents acteurs du secteur de l'électricité définies par la loi n° 2000-012 en son article 5 :

- l'État définit la politique sectorielle, assure le développement du secteur sur l'ensemble du pays ainsi que le respect des principes du service public ;
- les organismes de coopération internationale (dans ce contexte, il s'agit de la CEB) exercent les activités et/ou exploitent les équipements, les infrastructures et les installations électriques conformément aux accords internationaux conclus par le Togo ;
- des opérateurs assurent, dans le cadre d'une délégation de service public de l'État, la fonction de réalisation, de gestion et de maintenance des installations d'électricité ;
- l'ARSE veille à l'application de la réglementation et de la régulation du secteur, opère les contrôles pour le compte du concédant et assure les services de conciliation et d'arbitrage des litiges pouvant naître entre les différents protagonistes du secteur, y compris les consommateurs.

Structure et analyse du contrat

La convention de concession du service public national de distribution de l'énergie électrique signée entre l'État togolais et Togo Électricité est organisée en quatre chapitres :

- le régime général de la concession ;
- l'organisation du service concédé ;
- les obligations du concessionnaire ;
- les sanctions.

Le régime général de la concession

Ce chapitre détermine :

- le périmètre de la concession ;
- la durée de la concession ;
- les biens concédés et leur régime ;
- les responsabilités du concessionnaire en matière d'investissement et de leur financement.

Le périmètre de la convention de concession couvre les localités déjà électrifiées, les localités qui seront électrifiées et les emprises occupées par les biens du service concédé. Il attribue au concessionnaire l'exclusivité :

- de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance des moyens de production, de distribution et de vente de l'énergie électrique existants et à construire;
- du financement et de la réalisation des travaux d'entretien, de réparation de toute nature et des travaux de renouvellement, ainsi que la charge des investissements de développement et d'extension du service concédé.

Le régime des biens du service concédé est clairement défini par les textes du contrat au chapitre I, articles 5, 6, 7. Les biens du concédant mis à la disposition du concessionnaire (biens de retour) sous forme de prêt à usage ont été l'objet d'un inventaire. Le concessionnaire prend l'engagement de dresser un inventaire contradictoire au plus tard avant la fin du douzième mois à compter de la date d'entrée en vigueur de la convention et de rectifier l'inventaire si nécessaire. Les biens réalisés par le concessionnaire destinés à être incorporés au patrimoine du concédant et qui feront l'objet d'un rachat à la fin de la convention de concession (CC) à leur valeur nette comptable constituent les biens de reprise.

Le terme « prêt à usage » dans ce contexte a la connotation que lui donne l'article 1875 du code civil, à savoir : « Contrat par lequel l'une des parties livre une chose à l'autre pour s'en servir, à charge pour le preneur de la rendre après s'en être servie. »

L'organisation du service concédé

Ce chapitre traite du personnel, du régime des abonnements, de l'exploitation des ouvrages et du service concédé ainsi que du régime des travaux.

a) Le personnel

La convention met l'accent sur la promotion des cadres nationaux, la détection et l'amélioration continue des compétences. Le personnel est soumis à la législation et à la réglementation du travail en vigueur au Togo, ainsi qu'à la convention collective interprofessionnelle du Togo.

La convention ne traite pas le cas du personnel expatrié du concessionnaire. Ainsi, deux cas de figure peuvent se présenter : soit ce personnel est traité comme les nationaux, ce qui n'est pas vraisemblable, soit le concessionnaire a la latitude du choix du mode de traitement de cette catégorie de personnel et cela échapperait au contrôle du concédant. La promotion des cadres nationaux devrait aller de concert avec une limitation des cadres expatriés.

b) Le régime des abonnements/raccordements

Le concessionnaire a l'obligation de consentir des abonnements à tout propriétaire de locaux qui en fera la demande. Les articles 18 alinéas 2 et 3 fixent les délais conventionnels de production de devis et de réalisation des travaux de branchement. Toutefois, les délais en vigueur sont ceux du règlement du service concédé.

La convention ne traite pas le cas spécifique des raccordements. Dans la pratique, ils sont assimilés au branchement. Le prix d'un branchement dépend :

- de la distance qui sépare le client du réseau existant ;
- des frais généraux du concessionnaire ;
- des différents matériels nécessaires pour la réalisation des travaux ;
- des taxes en vigueur.

c) L'exploitation des ouvrages et du service concédé

Le concessionnaire doit assurer la permanence, la continuité, l'égalité de traitement et la régularité du service concédé. Dans certaines zones à production isolée, un service aménagé peut être établi en accord avec le concédant. Le concessionnaire a l'obligation d'informer le concédant et les consommateurs des suspensions du service concédé par un préavis de 48 heures.

La mutabilité et l'adaptabilité sont régies par :

- l'adaptation permanente du service concédé aux exigences nouvelles de l'intérêt général dans les conditions de la CC ;
- la possibilité du concédant de se substituer au concessionnaire dans les contrats signés par ce dernier ;
- la gestion et exploitation du service concédé par le concessionnaire même.

d) Le régime des travaux

Le régime des travaux marque le caractère concessif de la convention. En effet, les travaux de toute nature concernant les biens du service concédé, y compris les travaux de renforcement, sont financés par le concessionnaire. À la fin des travaux, le concédant réceptionne l'ouvrage, l'intègre au patrimoine et le remet au concessionnaire pour exploitation.

Le concessionnaire a un droit de contrôle sur les travaux financés et réalisés par le concédant ou un tiers. Selon les termes de l'article 25.1, les travaux de toute nature concernant les biens du service concédé sont financés et supportés par le concessionnaire, y compris les financements des renforcements des réseaux. Les travaux réalisés en dehors du plan d'investissement de la CC sont financés par l'État ou les tiers.

e) Le règlement du service concédé (RSC)

Le règlement du service concédé (RSC), élaboré par le concessionnaire et approuvé par le concédant, fixe et développe les règles administratives, techniques, juridiques et financières de fourniture de l'énergie électrique. Il intègre également les exigences minima de standards de qualité de service et de performance. L'approbation du RSC se fait par arrêté ministériel sur avis de l'ARSE. Le RSC peut être modifié à tout moment sur l'initiative de l'une des deux parties.

Les obligations et responsabilités du concessionnaire

La gestion du service concédé se fait aux risques et périls du concessionnaire sauf en cas de force majeure. En ce sens, il est le seul responsable du fonctionnement du service concédé et des dommages causés aux consommateurs.

Les obligations du concessionnaire sont de trois natures: les obligations en matière d'exploitation et de maintenance, les obligations en matière de distribution et de vente d'énergie électrique et l'obligation de souscrire une police d'assurance.

- Obligations en matière d'exploitation et de maintenance

L'absence d'un cahier des charges définissant clairement les travaux de maintenance et d'entretien des ouvrages rend difficile le contrôle du concédant. Dans ces circonstances, la limite entre l'entretien et l'investissement sera toujours source de polémique.

Le concessionnaire ayant l'exclusivité de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance des ouvrages à ses risques et périls, nous estimons que nous sommes dans une logique de délégation de service public (DSP).

- Obligation en matière de distribution et de vente
- Obligation de souscrire une police d'assurance pour couvrir ses responsabilités civile et contractuelle
- Obligation de communications

Pour permettre le contrôle du concédant, la convention impose au concessionnaire la transmission d'un certain nombre d'informations à l'ARSE périodiquement ou à sa demande.

Les sanctions

Les manquements et fautes contractuels passibles de pénalités sont définis à l'annexe 39.4 de la convention de concession. Ces pénalités sont applicables lors de leurs constatations. Elles sont forfaitaires, immédiatement exigibles et libératoires. De plus, le montant total cumulé des pénalités ne peut excéder 10 % du montant de la redevance de distribution majoré du montant des frais d'exploitation des moyens de production propre.

Le fait que les pénalités sont libératoires peut entraîner le mutisme du concessionnaire si l'élimination du manquement ou de la faute l'arrange moins que le paiement d'une pénalité. Une fois la pénalité acquittée, le concédant ne trouve pas de raison de poursuivre le concessionnaire pour la même pénalité.

Structure économique et financière de la CEET

Avant le lancement du processus d'appel d'offres, un inventaire physique des biens de la CEET avait été fait en vue de déterminer la valeur de ses ouvrages.

Inventaire des biens

Un audit technique a été réalisé en 1998 par le cabinet Pricewaterhouse Coopers. Selon le rapport de ce cabinet, la CEET disposait:

- des unités de production d'une puissance totale de 32,4 MW à Lomé, Kpimé, Badou, Kara, Sokodé, Mango;
- des postes HT/MT et MT/MT d'une puissance installée totale de 58,870 MVA;

- des lignes HT, MT d'une longueur totale de 1 584,5 km;
- de 426 postes publics MT/BT d'une puissance totale de 128,4 MVA;
- de 1 852,3 km de réseau BT;
- de 76 556 compteurs BT;
- de 32 895 points lumineux en éclairage public.

Valeur des biens et des fonds propres

Les fonds propres inscrits au bilan de la CEET au 31 décembre 1998 s'élevaient à **10 420 528 138 FCFA** dont **630 000 000 FCFA** de capital social entièrement souscrit et libéré par l'État togolais.

Le tableau 8 résume la valeur des actifs immobilisés de la CEET selon le rapport du cabinet Pricewaterhouse Coopers.

Tableau 8

Valeur des ouvrages de production et distribution (en milliers de FCFA)

Ouvrage/ équipement	Quantité	Valeurs immobilisées à dire d'expert	Valeurs résiduelles à dire d'expert	Durée d'amortissement à dire d'expert, (années)	Âge moyen fin 1997 (années)
Centrales de production	32 MW	6816400	1 286 885	20	22,2
Postes HT/MT, MT/MT	59 MVA	4904231	3 726 472	30	3,3
Lignes HT, MT	1584 km	19121849	14262238	45	17
Postes publics MT/BT	128 MVA	3458974	2 224 779	30	17
Réseau BT	1852	9307107	6856671	45	15
Compteurs BT	76 556 pce	877081	420241	45	19
Éclairage public	32895 pl.	2 191 535	500 001	45	23
Total ouvrages		46 683 177	29 277 287		

Valeur nette bilancielle correspondante: 25 561 645 000 FCFA

Écart: 3715639000 FCFA

Source: Rapport de l'audit technique du cabinet Pricewaterhouse Coopers.

Rémunération du partenaire

La rémunération du partenaire est définie dans le chapitre VII, article 28 de la convention de concession. La formule de rémunération comporte cinq composantes:

$$R = \text{Production propre} + A + R_{BT} + R_{MT} + R_{cl} - M_{\text{Pertes}}$$

Avec:

- Production propre = montant destiné à couvrir le coût de production propre dans les centrales isolées;
- A = montant de l'évaluation qu'a fait le concessionnaire du montant des revenus nécessaires pour gérer le service concédé et bénéficier d'un taux de retour raisonnable sur investissement. A prend en compte les investissements, la qualité de service, les risques de gestion;
- R_{BT} et R_{MT} = montants forfaitaires attribués au concessionnaire pour les ventes d'énergie en basse et moyenne tension;
- R_{cl} = montant forfaitaire attribué au concessionnaire pour la gestion des abonnés;
- M_{Pertes} = malus infligé au concessionnaire pour les pertes d'énergie. Le malus est nul si les pertes sont inférieures à 7%.

La rémunération est indexée suivant l'indice de prix de consommation au Togo, dans la zone euro et un facteur de gain d'efficacité. Toutefois, la production propre est indexée par une autre formule qui prend en compte l'évolution du prix du carburant et du lubrifiant.

Structure tarifaire – Fréquence de révision

Le système tarifaire de l'électricité est basé sur des prix plafonds. Les prix de vente sont fixés par le Gouvernement sur avis de l'ARSE et doivent tenir compte de l'équilibre financier du secteur. La structure tarifaire et les prix de vente en vigueur depuis 2002 sont décrits dans les tableaux 9 et 10; notons l'absence d'indexation des tarifs dans la structure actuelle. Des études ont été menées à cette fin et les négociations sont en cours pour l'application. Pour la Communauté Électrique du Bénin, cela devra pouvoir être effectif en 2005.

Tableau 9
Tarif HTVA basse tension

Usage	Puissance souscrite (kVA)	Redevance puissance (F/kVA/mois)	Tarif HTVA (FCFA/kWh)			Autres redevances	
			Tranche sociale	Tranche 1	Tranche 2	Location compteur (FCFA/mois)	Entretien branchement (FCFA/mois)
Domestique	<=2,2	200	60	75	91	500	500
	>2,2	200	–	75	91	500	500
Professionnel prépaiement	–	1 200	87	76	91	500	500
Éclairage public	–	1 500	90			500	500

Tableau 10
Tarif HTVA moyenne tension

Puissance souscrite (kVA)	Redevance puissance (F/kVA/mois)	Tarif HTVA (FCFA/kWh)				Autres redevances	
		Heures creuses	Heures pleines	Heures de pointe	Heures de pointe	Entretien compteur (FCFA/mois)	Entretien branchement (FCFA/mois)
<=500	1800	55	64	75	69	4 500	5 500
500<Ps<=1000	1800	55	62	73	67	4 500	5 500
>1000	1800	52	60	72	65	4 500	5 500
Zone franche	1800					4 500	5 500

Les périodes de tarification sont définies comme suit :

Heures pleines : de 6 h à 18 h

Heures de pointe : de 18 h à 23 h

Heures creuses : de 23 h à 6 h

Les clients ne disposant pas de compteurs à triple tarif sont facturés au tarif unique.

Clauses particulières

Objectifs d'investissement et de développement

Parmi les objectifs visés par le Gouvernement dans le processus de désengagement de l'État, mentionnons l'extension et la consolidation des réseaux existants, le renforcement de la stratégie de développement des réseaux de distribution d'électricité, l'électrification rurale. À cet égard, le dossier d'appel d'offres contenait un programme d'investissement imposé pour la première période quinquennale. D'autre part, le concessionnaire, dans son dossier technique de validation de la préqualification, avait son programme d'investissement conformément au projet d'organisation de sa société.

Programme d'investissement imposé

Les investissements énumérés ci-dessous constituent les investissements initiaux imposés que le concessionnaire s'engage à réaliser au cours de la première période quinquennale :

- i) le programme de réhabilitation de réseaux ;
- ii) le programme d'extension et de renforcement de réseaux à Lomé ;
- iii) le programme de renforcement et d'extension de réseaux dans six villes de l'intérieur du Togo ;
- iv) le programme d'électrification rurale.

Dans le cadre du programme d'investissement imposé, l'État pourrait rétrocéder un prêt de l'IDA qu'il a sollicité pour financer le renforcement et l'extension du réseau électrique.

Le programme d'investissement propre du concessionnaire

L'annexe 34.1 de la convention de concession résume le programme d'investissement propre du concessionnaire établi conformément aux dispositions du dossier d'appel d'offres.

Les investissements relatifs au projet d'organisation de la société

- L'amélioration de la qualité de service du réseau interconnecté;
- l'amélioration de la qualité de service dans les centrales isolées;
- la réduction des pertes;
- l'outillage;
- l'informatique;
- les véhicules;
- la gestion clientèle.

Les investissements relatifs à la gestion des ressources humaines

- La formation du personnel;
- l'optimisation des effectifs.

Partage des risques

La convention spécifie clairement que le concessionnaire exploite et gère le service concédé à ses risques et périls. Seuls les cas de force majeure définis à l'article 16 font l'objet d'un traitement particulier selon lequel le concédant s'engage à indemniser le concessionnaire conformément aux dispositions des articles 49.4 et 50.

Selon les termes de la CC, un cas de force majeure est un événement échappant au contrôle d'une des parties et empêchant ou entravant l'exécution de la CC. Il s'agit, non limitativement, des cas suivants: guerre (déclarée ou non) ou hostilités, rébellion, révolution, insurrection, usurpation de pouvoir, embargo, rupture/insuffisance ou restriction à l'approvisionnement en énergie électrique par les sources extérieures au service concédé (SC), grève générale, catastrophe naturelle, contrôle ou contingentement gouvernementaux.

Gestion de la relation contractuelle

Organe de suivi, contrôle et évaluation du contrat

La convention de concession stipule en son article 35 que les contrôles du concessionnaire par le concédant prévus dans la convention de concession sont exercés au nom et pour le compte du concédant par l'ARSE qui peut déléguer, en tout ou partie, l'exercice de ce contrôle à une ou plusieurs personnes ou se faire assister par toute personne de son choix.

Processus administratifs de suivi, contrôle et évaluation du contrat

Les modalités de suivi, de contrôle et d'évaluation sont fixées par l'ARSE, dans le respect des textes en vigueur. L'ARSE, à cette fin a élaboré un manuel de procédures de Gestion des activités réglementées:

- procédure de surveillance de l'exploitation des installations;
- procédure de suivi du patrimoine de l'État confié à Togo Électricité;
- procédure d'évaluation des projets conduisant à la conclusion de convention;
- procédure de surveillance des constructions;
- procédure de traitement des litiges.

Éléments déterminants et indicateurs du suivi, contrôle et évaluation

Indicateurs du service aux usagers

- L'augmentation du nombre d'abonnés;
- la continuité de service;
- la qualité de l'énergie distribuée.

Tableau 11
**Statistiques sur les obligations contractuelles
en matière d'interruptions de service**

	2001	2002	2003	2004	Commentaire
Durée de l'interruption	nd	nd	nd	nd	
Charge approximative affectée	nd	nd	nd	nd	
Nombre de consommateurs affectés	nd	nd	nd	nd	
Interruptions fortuites *		533/290	942/804	437/1030	Objectif : baisse de 10 % par an
Interruptions planifiées*		384/195	412/65	509/72	
Respect du préavis de 48 heures pour les interruptions planifiées	nd	nd	nd	nd	Les statistiques ne sont pas disponibles mais la mesure est respectée
Réclamations pour défaut d'alimentation ou tension inférieure aux standards de qualité	nd	nd	nd	nd	
Moyenne annuelle des interruptions fortuites par consommateur	nd	nd	nd	nd	
Durée moyenne des interruptions par consommateur	nd	nd	nd	nd	

nd: non disponible

* nombre d'interruptions MT/nombre d'interruptions BT

Source: ARSE.

Indicateurs techniques

- Le rendement du réseau ;
- la production dans les centrales isolées.

Indicateurs commerciaux

- Le taux de recouvrement par catégorie de clients.

Analyse des comptes du concessionnaire

- Documents reçus et analysés :
 - le bilan ;
 - le compte de résultats ;
 - le tableau de financement des ressources et emplois de l'exercice clos ;
 - les états séparés des comptes de travaux d'entretien et de réparation ainsi que des investissements de renouvellement, d'extension et/ou de renforcement ;
 - le rapport du commissaire aux comptes.
- Financement.

Éléments de vérification et de contrôle du service concédé

Pour permettre la vérification et le contrôle technique du service concédé, la convention de concession stipule que le concessionnaire s'oblige à remettre au concédant les documents suivants :

- au moins une fois par an et au plus tard le 31 octobre, les programmes prévisionnels d'entretien des ouvrages du service concédé, par type d'ouvrage ;
- au moins une fois par trimestre, un rapport relatif aux incidents et avaries sur les ouvrages, étant précisé que tout incident ou avarie majeure doit faire l'objet d'une communication au concédant dans un délai de 48 heures à compter de sa survenance ;
- chaque trimestre, les documents ou rapports relatifs aux accidents corporels ;
- avant le 31 mars de chaque année, les inventaires à jour ;
- avant le 31 mars de chaque année, l'état de mise en œuvre des engagements prévus à l'article 9.1.11 de la convention de concession.

Renégociation

La renégociation est quinquennale.

Résolution des conflits

Les parties feront de leur mieux pour régler à l'amiable les différends qui naîtraient de l'exécution de la convention de concession ou de son interprétation. À défaut de règlement à l'amiable sous 30 jours, les différends seront soumis à la procédure de conciliation, conformément aux règles du Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements (CIRDI).

La conciliation sera diligentée par un conciliateur désigné d'accord parties, ou par un collège de trois conciliateurs désignés selon le règlement du CIRDI, la désignation du conciliateur ou du collège de conciliateurs devant intervenir dans un délai de 30 jours à compter de la demande de conciliation adressée par la partie ayant soulevé le différend. Si aucune solution n'est trouvée dans un délai de 90 jours à compter de la date de la désignation du conciliateur ou du collège de conciliateurs, les différends seront tranchés définitivement conformément à ce règlement.

En raison du contrôle exercé sur lui par des intérêts étrangers, le concessionnaire est considéré, par application de l'article 25 de la convention du CIRDI, comme ressortissant d'un autre État contractant.

La procédure d'arbitrage se déroulera en République de Côte d'Ivoire et le droit applicable sera le droit togolais.

Retour d'expérience

Le bilan des quatre années de mise en œuvre de la convention de concession du service public national de distribution de l'énergie électrique est résumé ci-dessous.

Sur le plan technico-commercial

Le tableau 12 résume les principaux chiffres de l'activité du secteur de l'électricité au cours de la période 2001-2003.

- Le taux de pertes a connu une baisse et se situe autour de 18,53 % en 2003 contre 20,45 % en 1999. Cependant, les valeurs contractuelles ne sont pas atteintes. ELYO, dans son offre technique, avait prévu une baisse de 5 % par an pour atteindre une valeur de 8 % au terme du premier quinquennat;
- le nombre d'abonnés s'est accru de 33,45 %. Togo Électricité a dépassé les objectifs fixés;
- le taux de recouvrement est d'un niveau satisfaisant même si le taux soumissionné n'est pas atteint (95,5 % en 2003 au lieu de 98 %);
- dans le domaine de la production propre, l'offre du concessionnaire a été réalisée entre 48,13 % et 50,4 %. L'objectif de produire à 27 FCFA n'a pas été réalisé.
- La qualité du service n'est pas satisfaisante. Le mécontentement de la clientèle est tel que certains gros clients estiment qu'il vaut mieux se déconnecter du réseau public; d'autres ont trouvé le pseudonyme de « Togo obscurité » au distributeur à la suite des multiples coupures. En 2003, les usagers de Togo Électricité ont connu en moyenne 2,6 coupures par jour pour une durée cumulée de 6,4 heures.
- La gestion des immobilisations reste un véritable problème. Les mauvaises imputations, les incohérences entre les montants immobilisés et les quantités physiques sur le terrain, la non-sortie des immobilisations du matériel déposé lors des travaux d'entretien rendent la gestion peu fiable.

Tableau 12

Évolution de la performance technique du secteur

		2001	2002	2003
Production propre d'énergie (kWh)	Offre	34,4	83,00	83,29
	Réalisation	32,95	39,95	41,98
Prix de production propre (FCFA/kWh)	Offre	53	27,29	27,38
	Réalisation	70,53	32,17	42,50
Ventes totales (GWh)	Offre	352,72	365,15	378,10
	Réalisation	339,8	362,71	379,35
Rendement global du réseau	Offre	84%	89%	91%
	Réalisation	79,36%	82,73%	81,79%
Recouvrement clients privés	Offre	97%	97,50%	98%
	Réalisation	91,87%	92,82%	95,54%
Nombre d'abonnés	Offre	84 692	88 080	91 612
	Réalisation	94 764	103 807	111 512

Source: ARSE.

Sur le plan contractuel

L'exécution de la convention de concession n'a révélé aucun piège dans le contrat. Cependant, certains aspects du contrat ont été l'objet d'interprétations divergentes entre les parties. Le non-respect des engagements contractuels de la part tant du concessionnaire que du concédant a engendré une situation conflictuelle dès les premières années de mise en œuvre du contrat.

Les points de divergence

- Le mode de détermination des pertes. En effet, au cours de la gestion intérimaire, le calcul du rendement du réseau incluait les rappels de consommation, ce qui n'a pas été le cas après la privatisation;
- la définition des travaux devant être considérés comme entretien ou investissement;
- le traitement des investissements, des immobilisations et des charges immobilisées;
- la signature d'un contrat d'assistance entre ELYO et Togo Électricité dont la rémunération est basée sur un pourcentage du chiffre d'affaires;
- l'évaluation par le concessionnaire des effets de la non-disponibilité du crédit IDA dès la première période quinquennale alors que dans le DAO, il est stipulé que les ouvrages prévus pour être financés par ce crédit ne produiront leurs effets qu'à partir du début de la deuxième période quinquennale.

Les engagements non respectés

a) Par le concédant

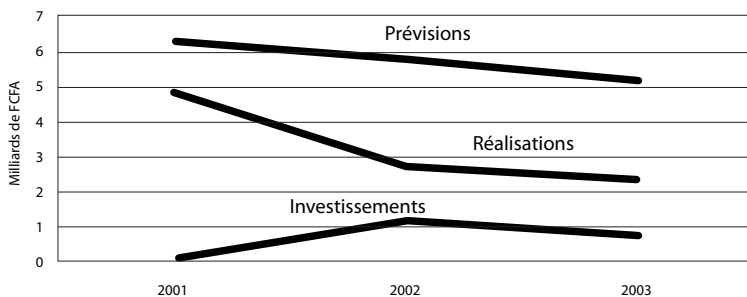
- L'obtention du crédit IDA n'a pas été effective;
- le cumul des impayés de l'administration centrale estimés à trois milliards de FCFA par le distributeur;
- l'usage du fait de prince pour la continuité de fourniture d'énergie électrique à l'Hôtel du 2 février et à la Régie Nationale des Eaux, coupés pour impayés;
- la répercussion tardive et non proportionnée de l'augmentation du prix d'achat à la CEB sur les tarifs de distribution.

b) Par le concessionnaire

- Les dispositions de l'article 38 de la convention de concession relatives à la transmission des documents annuels et périodique pour le contrôle du concédant ont été difficilement mises en place. À ce jour, les documents sont souvent transmis avec retard ou après injonction et le fond reste peu fiable;
- le non-respect délibéré des engagements contractuels en matière d'investissement. À titre d'exemple, le concessionnaire a obtenu auprès de la Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD) un crédit pour la réhabilitation de la centrale Sulzer mais n'a jamais décaissé les fonds pour réaliser les travaux alors qu'elle continue de payer les intérêts sur ce crédit.

Figure 8

Évolution des investissements entre 2001 et 2003



Source: Tableau des Dépenses Engagement Concédant de Togo Électricité.

La figure 8 montre l'évolution des investissements entre 2001 et 2003. Le taux d'investissement net du concessionnaire est évalué à 58 % sur l'ensemble des trois premières années.

- La comptabilité analytique n'a pas été mise en place;
- sur le plan gestion technique, les mesures prévues par ELYO pour l'amélioration et le suivi de la qualité de service ainsi que la réduction des pertes techniques n'ont pas été mises en place;
- le non-respect des principes généraux du régime des travaux, particulièrement les articles 25.3.2 et 25.3.4 de la convention de concession relatifs à la transmission des études techniques et aux procès-verbaux d'intégration des ouvrages au patrimoine;
- le non-respect du régime des biens qui s'est traduit par la vente des biens du service concédé et le non-respect de l'article 5.6 de la convention de concession, en particulier la mise à jour annuel de l'inventaire.

Facteurs de réussite du contrat

La demande sans cesse croissante et les résultats de la gestion intérimaire ont prouvé que le secteur de l'électricité togolais pouvait être rentable avec une gestion saine.

Pour ce faire, le contrat :

- octroie au concessionnaire une autonomie de gestion et une exclusivité de distribution;
- offre un régime financier reposant sur le principe de versement d'une redevance à l'État, tout en reconnaissant la priorité de versement de la rémunération aux acteurs et opérateurs dudit secteur. Ce principe permet d'appréhender l'ensemble des ressources du secteur et d'y ménager la place des différents opérateurs et acteurs;
- accepte un taux de retour sur investissement de 18,5% soumissionné par ELYO.

Améliorations futures

En 2002, le concédant a interpellé le concessionnaire sur les dysfonctionnements constatés dans l'exécution de la convention de concession. En février 2003, les deux parties ont engagé des discussions sur le bilan des deux premiers exercices. Il ressort de ces discussions :

- que l'exécution de la convention de concession n'est pas satisfaisante;
- qu'il y a nécessité d'explorer les possibilités de la poursuite de la coopération sous une autre forme.

Les deux parties ont élaboré des termes de référence et l'analyse a été confiée à un cabinet indépendant qui a rendu ses premières conclusions, ci-dessous résumées, en août 2003.

- i. mettre en place un outil de gestion des immobilisations capable de gérer au mieux les aspects physique, technique, comptable et fiscal desdites immobilisations;

- ii. déterminer précisément, année par année, le montant des investissements à programmer;
- iii. mettre en place les dispositions nécessaires – dans l'esprit des accords du 16 septembre 2003 – pour résoudre les points de litige afin d'obtenir, pour les parties, une possibilité adéquate sur la durée du contrat qui soit acceptable par tous;
- iv. préparer un outil de simulation plus simple pour le calcul de la redevance;
- v. décrire un mécanisme pour assurer l'équilibre financier par un Fonds de Développement du Secteur de l'Énergie et la répartition des rôles et responsabilités de ce fonds entre les parties;
- vi. améliorer la qualité du service ainsi que la réduction des pertes.

Les négociations vont donc se poursuivre et des divergences profondes naîtront plus tard entre les deux parties. Ces divergences peuvent se résumer en trois points:

- i. sur la typologie du nouveau contrat, ELYO propose un schéma assimilable à l'affermage alors que le concédant propose clairement un modèle délégataire;
- ii. le concédant opte pour la résiliation du contrat existant et la signature d'un nouveau. Ceci n'est possible qu'après une modification de la loi n° 2000-12 qui n'offre aucune autre forme de partenariat et d'adjudication que la concession et l'appel d'offres. ELYO propose plutôt la signature d'un avenant au contrat actuel et la révision du délai d'expiration.
- iii. ELYO rejette la demande du concédant d'investir deux milliards de FCFA (dont les modalités de remboursement sont à négocier avec le concédant) dans le développement et le renforcement du réseau. Selon le concédant, cet investissement permettrait à Togo Électricité de soigner son image devant sa clientèle et partant devant la population.

Les négociations seront bloquées à ce stade, les deux parties étant fermes sur leurs positions. Aux dernières nouvelles, le concessionnaire souhaite l'arbitrage du CIRDI.

Stratégie de communication interne et externe

Le plan de communication a un impact significatif dans le processus de développement du secteur. Les stratégies à adopter par les différents intervenants doivent déboucher sur des actions en plusieurs étapes avec un seul point de convergence. Parmi les principaux objectifs de communication, on peut noter les points ci-après:

1. les dispositions du contrat doivent prévoir la sensibilisation du public comme du décideur politique pour obtenir son soutien au processus de développement sectoriel;
2. l'échange d'informations et autres sources de données entre les différents acteurs du secteur;

3. le partage et la diffusion des résultats au plan national et supranational ;
4. l'obtention de l'adhésion des différents consommateurs et utilisateurs d'énergie ;
5. la forte participation du secteur privé ainsi que son approbation totale à la gestion du secteur pour son développement.

Tableau 13

Synthèse de la stratégie de communication

Groupe cible	Message synthétique	Activités
1. État	Décrets, arrêtés, certificats d'autorisation, affiches, communiqués, séances d'information, cartes, graphiques, documents, etc.	<ul style="list-style-type: none"> – Émission des autorisations et permis – élaboration et diffusion des projets de préfaisabilité et de la faisabilité – contrôle des documents de mise en œuvre des projets – consultation publique et diffusion des résultats au grand public
2. ARSE	<ul style="list-style-type: none"> – Réunions, tables de concertation, de médiation et de négociation – correspondance – rapports 	<ul style="list-style-type: none"> – Vérification des documents de conformité – confection et publication de manuels de procédures auprès des consommateurs – préparation et publication de normes de sécurité et techniques applicables au secteur
3. Communauté Électrique du Bénin Togo Électricité	<ul style="list-style-type: none"> – Réunions, rapports périodiques, procès-verbal, affiches publicité, correspondance 	<ul style="list-style-type: none"> – Communiqués dans les médias
4. Électro Togo et autres auto-producteurs	<ul style="list-style-type: none"> – Rapport – publication d'articles – publicité 	
5. Consommateurs	<ul style="list-style-type: none"> – Commentaires et suggestions sur la prestation des services – plaintes/réclamations 	<ul style="list-style-type: none"> – Participation aux réunions d'information, aux audiences publiques, séminaires

Conclusion

Le secteur togolais de l'électricité, bien que ne disposant pas de grandes capacités de production interne, offre l'avantage de s'approvisionner de l'extérieur à des coûts intéressants.

Le processus de désengagement de l'État de ce secteur a été long mais a abouti à une restructuration profonde. En effet, la CEB garde le monopole du transport et des achats (importation, achats locaux); la production est libéralisée et la distribution soumise à une concurrence monopolistique. En libéralisant le volet production, le Gouvernement a marqué son souci de réduire la dépendance et de baisser le coût de production par l'introduction de la concurrence. De plus, le projet de construction du barrage hydroélectrique d'Adjarala et l'adhésion au projet de gazoduc trans-frontalier viennent matérialiser cette volonté.

Dans le domaine de la distribution, l'introduction de la concurrence monopolistique s'est faite par un appel d'offres transparent qui a également été long et laborieux et a abouti en septembre 2000 à la signature d'une convention de concession du service public national de distribution de l'énergie électrique.

Quatre années après le retrait de l'État de la gestion des activités du secteur de l'électricité, à savoir production et distribution, les résultats restent mitigés. Dans le domaine de la production, on a enregistré un producteur indépendant en 2002, mais le démarrage des activités de ce dernier n'est toujours pas effectif. En distribution, l'exécution de la convention de concession signée entre le gouvernement togolais et ELYO a connu des difficultés dès les premières années. Togo Électricité a très vite oublié le lien contractuel existant entre lui et le concédant. Cette situation a entraîné la violation, parfois par méconnaissance, des dispositions du contrat et le non-respect des engagements avec pour conséquence la déception de toutes les parties prenantes à la restructuration du secteur. Le changement de l'équipe dirigeante en 2002 va améliorer les relations contractuelles entre le concédant et le concessionnaire mais ne dissipera pas le climat de méfiance et le conflit né du non-respect des engagements contractuels plus particulièrement en matière d'investissement.

L'analyse de l'échec cuisant de la concession montre que les causes ne se situent pas dans de la typologie du contrat, même si celui-ci semble atypique du fait d'une hybridation de plusieurs modèles (anglo-saxon, classique francophone). Les causes profondes résident :

- i. du côté du concessionnaire,
 - dans la métamorphose de sa vision du partenariat. En effet, le refus du concessionnaire d'investir dans le secteur montre peut-être que la donne a changé et que l'époque des concessions est révolue. Les partenaires privés semblent avoir décidé de se soustraire aux obligations d'investissement dans le partenariat public privé;
 - dans la méconnaissance du contrat par le personnel de Togo Électricité.

ii. du côté du Concédant,

- dans la mise à l'écart de la société civile dans le processus de privatisation;
- dans la méconnaissance du partenaire privé. En analysant l'offre technique du partenaire, on peut se rendre compte que le projet était trop beau pour être réalisé en cinq ans;
- dans la mise en place tardive de l'organe de régulation.

Évolution depuis 2005: Rupture de contrat entre l'État togolais et ELYO

À la suite d'un processus d'appel d'offres lancé en septembre 1998 et repris en mars 2000, l'État togolais a signé avec le groupement ELYO/Hydro-Québec International (HQI) une convention de concession du service public national de distribution et de vente de l'énergie électrique le 5 septembre 2000. Le 1^{er} décembre 2000, la société concessionnaire a démarré ses activités de distribution et de vente de l'énergie électrique conformément à la convention de concession. Après deux années d'exercice, au 31 décembre 2002, le bilan des activités réalisées par le concessionnaire et l'état de mise en œuvre de la convention de concession ont été évalués par chacune des deux parties. Les deux parties se sont rapprochées en février 2003 pour en débattre et ont constaté des dysfonctionnements profonds. Un différend a surgi, les deux parties n'ayant pas la même lecture et interprétation du contrat.

Le différend a porté globalement sur:

- les investissements du concessionnaire;
- le non-respect des délais de transmission des documents contractuels;
- la répercussion partielle de l'augmentation, en mai 2002, du tarif de la Communauté Électrique du Bénin sur les tarifs de vente du distributeur décidée par le concédant, ce dernier ayant décidé d'utiliser la redevance à percevoir du concessionnaire pour subventionner le tarif de vente du distributeur;
- le fait de prince du concédant qui a ordonné la poursuite de la fourniture de l'énergie électrique à l'Hôtel du 2 février et à la Togolaise des Eaux, coupés pour impayés;
- les difficultés de recouvrement des créances du concessionnaire sur le secteur public;
- l'impact des augmentations du coût des combustibles en 2004 et 2005.

Le concédant et le concessionnaire se sont rapprochés en vue de trouver des solutions aux problèmes nés de l'exécution de la convention de concession. À la suite des discussions, les deux parties ont décidé de poursuivre la coopération sur de nouvelles bases. Avec l'appui financier de l'AFD, ils commettent un cabinet chargé de faire une modélisation financière du secteur et de proposer des orientations devant permettre le choix d'un mode de partenariat.

En septembre 2004, le concédant, sur demande du concessionnaire, met en place une commission interministérielle pour négocier les clauses d'un nouveau contrat avec ELYO. Mais très vite des divergences naissent sur la typologie du nouveau contrat. Les deux parties s'accordent sur la création d'un « Fonds spécial » qui sera chargé des investissements et de la gestion du patrimoine du service concédé. Mais le concessionnaire et le concédant, dans le nouveau type de contrat, veulent garder la maîtrise d'œuvre et se charger des grosses réparations. De plus, le mode de rémunération fait l'objet d'un désaccord. Les négociations resteront donc bloquées sur ces aspects.

En mars 2005, le concessionnaire, sans en aviser le concédant, envoie une requête de conciliation au Centre International pour le Règlement des Différends Relatifs aux Investissements (CIRDI) estimant qu'une solution à l'amiable n'a pas été possible. Sur ce nouveau développement de la situation, le concédant estime qu'il n'y a pas eu rupture de négociation et que la procédure du concessionnaire est non fondée. La première audience de conciliation s'est tenue en octobre 2005 à la suite de laquelle un calendrier de procédure a été mis en place.

En décembre 2005, le concessionnaire informe le concédant qu'il a entrepris de résilier la convention en faisant usage de son article 57. Il faut noter que les éléments sur lesquels le concessionnaire fonde sa décision font partie intégrante de sa requête de conciliation. La conciliation se poursuivra au CIRDI jusqu'en février 2006 où le concédant décide de mettre un terme à la convention de concession par décret pris le 22 février 2006. À cette même date, un second décret organise la gestion provisoire de la Compagnie Énergie Électrique du Togo (CEET). Par ce décret, la CEET est gérée pour une période de six mois renouvelable par les organes provisoires suivants :

- un conseil de surveillance composé du Ministre de l'Économie, des Finances et des Privatisations et du Ministre des Mines et de l'Énergie;
- un comité de gestion composé d'un président, d'un directeur général et de deux membres;
- un directeur général issu du comité de gestion.

Le concessionnaire enverra par la suite une nouvelle requête d'arbitrage au CIRDI. La procédure est donc en cours.

ABIYOU Tcharabalo

Directeur Général
Direction Générale de l'Énergie
Ministère des Mines et Énergie
de@togo-imet.com

DAKPUI Kossi Kaleti

Juriste
Direction Générale de l'Énergie
Ministère des Mines et Énergie
dkaleti@yahoo.fr

LARE Kolombike Bamboïdame

Gestionnaire
Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (ARSE)
lare25@hotmail.tg

TIEM Bolidja

Directeur Technique
Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (ARSE)
tiem_bolidja@yahoo.fr

Annexe

Canevas d'analyse

1. Stratégie d'organisation du secteur

1. Introduction

- Objet de l'analyse
- Objectif et motivation de l'analyse

2. Description de l'organisation du secteur énergétique

Cette section devrait être réalisée conjointement avec l'ensemble des équipes issues du même pays.

- Situation actuelle du sous-secteur de l'électricité
 - approvisionnement (production, importation, coupure, etc.)
 - taux d'électrification (global et rural)
- Motivation et objectifs de la restructuration
- Historique
- Situation actuelle: cadres réglementaire et législatif
- Situation actuelle: acteurs et leurs rôles et responsabilités
 - vue d'ensemble
 - gouvernement
 - agence de régulation
 - opérateur historique
 - producteur indépendant
 - agences d'électrification rurale et agences de maîtrise de l'énergie
- Analyse critique de la situation
- Ce qu'il reste à faire: les étapes et les défis

3. Retour d'expérience

- Pièges décelés: zones de flou, etc.
- Facteurs de réussite du contrat
- Améliorations futures
- Défis

4. Politique à mettre en œuvre

- Définir les objectifs de la politique à mettre en place
- Préciser les différentes options (voir annexe)
- Évaluer les différentes options en regard des objectifs poursuivis
 - en matière de restructuration du secteur
 - en matière de types de contrat à mettre en œuvre
 - selon l'impact sur la structure financière (montage financier)
- Apprécier la position des différentes parties prenantes (collectivités publiques, consommateurs, etc.)
- Sélectionner les options: choisir la ou les formes de partenariat à mettre en place

5. Détermination du cadre législatif et réglementaire

- Définir le cadre global
- Déterminer le dispositif législatif et réglementaire à mettre en place (loi *versus* décret)
- Définir les grands principes sur lesquels doit se baser le dispositif
- Définir les institutions adéquates (régulateur): rôle, fonction et responsabilités

6. Détermination de la structure économique et financière du projet

- Évaluer la valeur des biens et des fonds propres
- Déterminer le rendement
- Définir une structure tarifaire et la fréquence de sa révision
- Déterminer la formule d'indexation

7. Suivi, contrôle et évaluation de l'organisation du secteur et du contrat

- Déterminer les éléments déterminants du suivi, du contrôle et de l'évaluation de la restructuration et du contrat
- Définir les indicateurs de suivi, de contrôle et d'évaluation

8. Stratégie de communication interne et externe

- Déterminer les objectifs de communication
- Définir les acteurs et/ou les groupes cibles, les messages ciblés et les activités pour chacun. Il faut penser ici en termes stratégiques: quels sont les messages et activités pour chacun des acteurs ou groupes cibles pour atteindre les objectifs de communication?

- Note: Modèle de tableau synthétique

Acteur/groupe cible	Message synthétique	Activités

9. Conclusion

- Recommandations

2. Processus d'appel d'offres

1. Introduction

- Objet de l'analyse
- Objectif et motivation de l'analyse

2. Description de l'organisation du secteur énergétique

Cette section devrait être réalisée conjointement avec l'ensemble des équipes issues du même pays.

- Situation actuelle du sous-secteur de l'électricité
 - approvisionnement (production, importation, coupure, etc.)
 - taux d'électrification (global et rural)
- Motivation et objectifs de la restructuration
- Historique
- Situation actuelle: cadres réglementaire et législatif
- Situation actuelle: acteurs et leurs rôles et responsabilités
 - vue d'ensemble
 - gouvernement
 - agence de régulation
 - opérateur historique
 - producteur indépendant
 - agences d'électrification rurale et agences de maîtrise de l'énergie
- Analyse critique de la situation
- Ce qu'il reste à faire: les étapes et les défis

3. Analyse critique de l'appel d'offres antérieur

- Principaux objectifs de l'appel d'offres
- Contexte historique
- Description du processus
- Phase préparatoire
- Sélection
- Négociation
- Signature
- Points et éléments qui ont posé problème
 - négociation
 - sélection
 - clauses contractuelles, économiques, financières, techniques, juridiques et autres
- Points et éléments qui ont été appréciés
- Raisons de la réussite, de l'inachèvement ou de l'échec du processus

4. Retour d'expérience

- Pièges décelés
- Facteurs de réussite du processus d'appel d'offres
- Améliorations futures
- Défis

5. Stratégie de communication interne et externe

- Déterminer les objectifs de communication
- Définir les acteurs et/ou les groupes cibles, les messages ciblés et les activités pour chacun. Il faut penser ici en termes stratégiques : quels sont les messages et activités pour chacun des acteurs ou groupes cibles pour atteindre les objectifs de communication ?
- Note : Modèle de tableau synthétique

Acteur/groupe cible	Message synthétique	Activités

6. Conclusion

- Recommandations

3. Contrat en vigueur

1. Introduction

- Objet de l'analyse
- Objectif et motivation de l'analyse

2. Description de l'organisation du secteur énergétique

Cette section devrait être réalisée conjointement avec l'ensemble des équipes issues du même pays.

- Situation actuelle du sous-secteur de l'électricité
 - approvisionnement (production, importation, coupure, etc.)
 - taux d'électrification (global et rural)
- Motivation et objectifs de la restructuration
- Historique
- Situation actuelle: cadres réglementaire et législatif
- Situation actuelle: acteurs et leurs rôles et responsabilités
 - vue d'ensemble
 - gouvernement
 - agence de régulation
 - opérateur historique
 - producteur indépendant
 - agences d'électrification rurale et agences de maîtrise de l'énergie
- Analyse critique de la situation
- Ce qu'il reste à faire: les étapes et les défis

3. Description générale du contrat ou de la convention

- Historique: appel d'offres, négociation, etc.
- Type de rédaction: détaillée ou s'appuyant sur la jurisprudence
- Structure: description et analyse

4. Structure économique et financière du projet

- Inventaire des biens
- Valeur des biens et des fonds propres
- Rémunération du partenaire stratégique
- Structure tarifaire et fréquence de révision
- Formule d'indexation et fréquence de révision

5. Le contrat: clauses particulières

- Objectifs d'investissement et de développement (production, réseau, etc.)
- Partage des risques
- Tout autre point spécifique du contrat jugé pertinent

6. Gestion de la relation contractuelle: suivi, contrôle et évaluation du contrat

- Organe qui assure le suivi, le contrôle et l'évaluation du contrat
- Processus administratif et autre pour assurer le suivi, le contrôle et l'évaluation
- Éléments déterminants du suivi, du contrôle et de l'évaluation du contrat
- Indicateurs de suivi, de contrôle et d'évaluation
- Renégociation
- Résolution des conflits

7. Retour d'expérience

- Pièges décelés: zones de flou, etc.
- Facteurs de réussite du contrat
- Améliorations futures
- Défis

8. Stratégie de communication interne et externe

- Déterminer les objectifs de communication
- Définir les acteurs et/ou les groupes cibles, les messages ciblés et les activités pour chacun. Il faut penser ici en termes stratégiques: quels sont les messages et activités pour chacun des acteurs ou groupes cibles pour atteindre les objectifs de communication?
- Note: Modèle de tableau synthétique

Acteur/groupe cible	Message synthétique	Activités

9. Conclusion

- Recommandations

L'Organisation internationale de la Francophonie

L'Organisation internationale de la Francophonie (OIF) est une institution fondée sur le partage d'une langue, le français, et de valeurs communes. Elle compte à ce jour cinquante-cinq États et gouvernements membres et treize observateurs. Présente sur les cinq continents, elle représente près du tiers des États membres de l'Organisation des Nations unies.

L'OIF apporte à ses États membres un appui dans l'élaboration ou la consolidation de leurs politiques et mène des actions de coopération multilatérale, conformément aux grandes missions tracées par le Sommet de la Francophonie : promouvoir la langue française et la diversité culturelle et linguistique ; promouvoir la paix, la démocratie et les droits de l'Homme ; appuyer l'éducation, la formation, l'enseignement supérieur et la recherche ; développer la coopération au service du développement durable et de la solidarité.

55 États et gouvernements membres

Albanie • Principauté d'Andorre • Royaume de Belgique • Bénin • Bulgarie • Burkina Faso • Burundi • Cambodge • Cameroun • Canada • Canada-Nouveau-Brunswick • Canada-Québec • Cap-Vert • République centrafricaine • Chypre • Communauté française de Belgique • Comores • Congo • République démocratique du Congo • Côte d'Ivoire • Djibouti • Dominique • Égypte • Ex-République yougoslave de Macédoine • France • Gabon • Ghana • Grèce • Guinée • Guinée-Bissau • Guinée équatoriale • Haïti • Laos • Liban • Luxembourg • Madagascar • Mali • Maroc • Maurice • Mauritanie • Moldavie • Principauté de Monaco • Niger • Roumanie • Rwanda • Sainte-Lucie • Sao Tomé-et-Principe • Sénégal • Seychelles • Suisse • Tchad • Togo • Tunisie • Vanuatu • Vietnam

13 observateurs

Arménie • Autriche • Croatie • Géorgie • Hongrie • Lituanie • Mozambique • Pologne • République tchèque • Serbie • Slovaquie • Slovénie • Ukraine

Pour en savoir plus :

www.francophonie.org

www.iepf.francophonie.org

www.mediatorre.org



Institut de l'énergie et de l'environnement
de la Francophonie
IEPF

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF)

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF), organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie, est né en 1988 de la volonté des chefs d'État et de gouvernement des pays francophones de conduire une action concertée visant le développement du secteur de l'énergie dans les pays membres. En 1996 cette action a été élargie à l'Environnement.

Basé à Québec, l'Institut a aujourd'hui pour mission de contribuer au renforcement des capacités nationales et au développement de partenariats dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

Meilleure gestion et utilisation des ressources énergétiques, intégration de l'environnement dans les politiques nationales dans une perspective durable et équitable, tels sont les buts des interventions spécifiques de l'IEPF – formation, information, actions de terrain et concertation – menées en synergie avec les autres programmes de l'Organisation internationale de la Francophonie et notamment ceux issus de la mission D du Cadre stratégique décennal de la Francophonie: «Développer la coopération au service du développement durable et de la solidarité».

La programmation mise en œuvre par l'IEPF en 2006-2009 visera notamment à:

- améliorer les conditions d'élaboration et de mise en œuvre de stratégies nationales de développement durable,
- développer les pratiques de gestion durable des ressources naturelles et de l'énergie: Maîtrise des Outils de Gestion de l'Environnement pour le Développement (MOGED), Utilisation durable de l'énergie (UDE), Politiques énergétiques (POLEN),
- accroître les capacités des pays francophones en développement à participer aux négociations internationales sur l'environnement et le développement durable.

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie

56, rue Saint-Pierre, 3^e étage

Québec (QC) G1K 4A1

CANADA

Téléphone: (1 418) 692-5727 / Télécopie: (1 418) 692-5644

iepf@iepf.org / www.iepf.org

La disponibilité de l'énergie électrique est un facteur clé pour le développement. La concession a été un des moyens utilisés par les pays pour faire face aux impératifs de développement des réseaux électriques. Si depuis une dizaine d'années, poussés par les instances internationales, la plupart des pays ont entrepris des réformes du secteur de l'électricité avec un programme d'ouverture du secteur aux partenaires privés, le bilan en reste mitigé.

C'est pour en tirer les leçons qu'un travail d'analyse des expériences des pays d'Afrique Francophone a été réalisé à travers une formation-action. Elle a permis de collaborer avec 9 pays d'Afrique Francophone - *Bénin, Burkina Faso, Cameroun, Côte d'Ivoire, Mali, Mauritanie, Niger, Sénégal, Togo* - afin d'étudier leur processus de préparation des appels d'offres, la négociation des contrats et les contrats en vigueur.

Le volume I de ce guide est donc une synthèse de cette formation-action. Il repose sur les analyses de cas des pays qui figurent dans le volume II de ce document. Les leçons de l'analyse des cas des pays donnent les grandes directions pour la mise en œuvre des partenariats publics privés (PPP) dans le secteur de l'électricité en Afrique.



INSTITUT DE L'ÉNERGIE ET DE L'ENVIRONNEMENT DE LA FRANCOPHONIE (IEPF)
56, RUE SAINT-PIERRE, 3^e ÉTAGE, QUÉBEC (QUÉBEC) G1K 4A1 CANADA

L'IEPF est un organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie.

