

REPUBLIQUE DU CAMEROUN
MINISTERE DE L'ENERGIE ET DE L'EAU

Assistance au Ministère de l'Energie et de l'Eau dans
l'élaboration du Plan de Développement à long terme du
Secteur de l'Électricité Horizon 2030 (PDSE 2030)

Rapport Final

Volume 1 : Présentation et conclusions du PDSE

Juillet 2006



PRESENTATION DU RAPPORT

Le rapport du PDSE 2030 est constitué de 4 volumes :

- Le volume 1 : Présentation et conclusions du PDSE
- Le volume 2 : Etude Economique - Demande
- Le volume 3 : Etude de l'Offre
- Le volume 4 : Etude du Plan d'expansion au moindre coût.

Le **volume 1** a pour objectif de définir le contenu de l'étude, le contexte général, le cadre institutionnel, les aspects financiers et de résumer les résultats des trois études avec les recommandations.

L'étude Economique - Demande (volume 2) définit les projections de la demande de la consommation électrique pour les secteurs BT, MT et HT jusqu'en 2030 en fonction des scénarii retenus puis les prévisions de la production en puissance et en énergie.

L'étude de l'Offre (volume 3) propose la liste d'ouvrages concurrents thermiques ou hydroélectriques pouvant satisfaire économiquement à la croissance de la demande en électricité à long terme pour les différents scénarios retenus.

L'étude du Plan d'expansion au moindre coût (volume 4) a pour objectif de définir pour les différents scénarii le programme d'investissement optimal pour le pays, entre les projets thermiques et hydroélectriques, des trois réseaux (isolés ou interconnectés) et interconnectés avec les pays limitrophes.

SOMMAIRE

I.	INTRODUCTION	5
I.1	Contexte et enjeux du PDSE 2030	5
I.2	Travaux antérieurs relatifs au PDSE 2030	5
II.	METHODOLOGIE SUIVIE	8
II.1	Que doit être le PDSE?	8
II.2	Contenu de la mission	8
II.3	Phasage de la mission et approche du Consultant	9
III.	RESUME DES RESULTATS DE L'ETUDE ECONOMIQUE – DEMANDE	11
III.1	Méthode	11
III.2	Résultats	12
IV.	RESUME DES RESULTATS DE L'ETUDE DE L'OFFRE - PROJETS CANDIDATS HYDROELECTRIQUES ET THERMIQUES	15
IV.1	Aspects Environnementaux	15
IV.2	Hydrologie	15
IV.3	Les Bassins et les Sites Equipables	16
IV.4	Le gaz pour la production d'électricité	18
V.	RESUME DU PLAN D'EXPANSION	20
V.1	Méthodologie	20
V.2	Les paramètres clefs de l'étude	20
V.3	Justification de Kribi - Plan de "recollement" sur la période 2008 / 2009	21
V.4	Plans de développement de production au moindre coût	22
V.5	Transport	23
VI.	ELEMENTS DE STRATEGIE POUR LE FINANCEMENT DU PDSE 2030	26
VI.1	Introduction	26
VI.2	Elaboration d'un cadre logique du développement du PDSE 2030	27
VI.3	Ressources nécessaires, planification et coût du PDSE 2030	27
VI.4	Sources de financement et utilisations possibles	27
VI.5	Objectifs et facteurs de décision d'investissement pour les différents acteurs de financement	28
VI.6	Rôle et apports des différents acteurs	29

VII. AMENAGEMENTS INSTITUTIONNELS RENDUS NECESSAIRES PAR LE PDSE	31
VII.1 Historique	31
VII.2 Généralités sur l'environnement institutionnel	31
VII.3 Cadre législatif et réglementaire du secteur	32
VII.4 Organisation de l'industrie et du marché national de l'électricité	33
VII.5 Les nouveaux opérateurs attendus	33
VII.6 Les grands axes de l'adaptation de l'environnement institutionnel	34
VIII. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	38
VIII.1 Contexte	38
VIII.2 Justification de la centrale de Kribi (période 2008 - 2009)	38
VIII.3 Principaux résultats des plans de développement production	38
VIII.4 Le développement du réseau de transport structurant du Cameroun à long terme	41
VIII.5 Les études et actions à engager rapidement pour tenir le rendez-vous de 2015	41

*

* *

I. INTRODUCTION

I.1 Contexte et enjeux du PDSE 2030

La volonté des Autorités Camerounaises, incarnée par le programme électoral du Président de la République (le « Cameroun des Grandes ambitions ») est de sortir le pays du sous-développement. Les objectifs retenus (accroissement du PIB/habitant d'environ 1 000 dollars US en 2005 à plus de 5 000 dollars US en 2030), sont très ambitieux, et nécessitent la mise en œuvre d'un Plan de développement à long terme du secteur de l'électricité (PDSE 2030).

Cet accroissement du PIB doit être généré par un développement économique soutenu, basé entre autre sur une croissance du secteur industriel gros consommateur d'énergie électrique (industrie aluminière en particulier) ayant pour effet de porter la demande en énergie électrique à 10 000 MW à l'horizon 2025, contre une offre de moins de 1000 MW en 2005.

Afin de répondre à ces objectifs de demande, les Autorités ont décidé de s'appuyer sur les très importantes ressources énergétiques du Cameroun :

- Potentiel hydroélectrique considérable, dont moins de 3% sont utilisés à ce jour ;
- Importantes réserves de gaz naturel offshore, suffisantes pour le développement économique du pays sur le long terme.

C'est dans ce cadre qu'un projet de Plan de Développement du Secteur de l'Electricité a été lancé par le Ministère de l'Energie. L'enjeu du PDSE 2030 consiste d'une part à promouvoir l'émergence d'une telle demande, d'autre part à assurer le développement de l'offre d'électricité correspondante au moindre coût et exposant à des niveaux de risques acceptables.

I.2 Travaux antérieurs relatifs au PDSE 2030

Le projet de Plan de Développement du Secteur Electrique au Cameroun, a été engagé depuis le début de l'année 2005. L'élaboration de ce plan est également inscrite parmi les déclencheurs du point d'achèvement de l'initiative PPTE.

Au cours de l'année 2005 de nombreux administrations et organismes camerounais ont notamment participé à sa préparation :

- Le Ministère de l'énergie et de l'eau (MIINEE)
- L'Agence de régulation du secteur électrique (ARSEL)
- L'Agence d'électrification rurale (AER)
- Le Ministère de l'économie et des Finances

- Le Ministère du plan et de l'aménagement du territoire
- Le Ministère chargé de l'industrie et des mines
- Le Ministère chargé de la recherche scientifique
- L'Ecole nationale supérieure polytechnique

Ces premiers travaux ont été coordonnés par un bureau de consultants : BDS.

Par ailleurs de nombreux travaux parallèles ont été engagés dont entre autres:

- Le PANERP avec le concours du PNUD et de la Banque Mondiale,
- L'Etude environnementale de Lom Pangar dans le cadre de l'aménagement du barrage réservoir du même nom,
- Le Plan de Renforcement de l'Arsel avec le concours de la Banque Mondiale,
- L'Etude sur la filière « Aluminium Bauxite » (en cours de démarrage),
- Le schéma directeur de développement du gaz entrepris par la SNH.

Le PDSE 2030 doit être envisagé et utilisé davantage comme un plan de référence faisant l'objet d'un processus continu d'actualisation et de développement que comme le résultat d'un exercice ponctuel. Des mises à jour ultérieures seront réalisées, ainsi que des études complémentaires pour préciser certains points méritant une analyse plus approfondie (par exemple l'élasticité de la demande par rapport aux prix ou aux revenus). Pour ces étapes ultérieures du processus un responsable, animateur et coordinateur devra être désigné (a priori le ministère chargé de l'électricité comme cela est suggéré dans la suite au chapitre institutionnel). Cet organisme responsable, s'appuiera bien entendu sur les compétences des divers organismes existants ou à créer, telle l'Autorité de Régulation de la Sanaga. Il s'appuiera également pour des missions ponctuelles sur des consultants externes.

En octobre 2005 le Gouvernement Camerounais, en accord avec la Banque Mondiale, a décidé de confier à une équipe de consultants ayant une bonne connaissance du secteur la rédaction de la première version du PDSE 2030. Cette équipe est constituée de :

- **IDC / MSC** qui ont réalisé les études techniques et économiques préalables à la mise en concession de la SEEG, et ont été chargés de l'assistance au Gouvernement dans la renégociation du contrat de concession de AES Sonel,
- **EDF** qui a réalisé l'inventaire du potentiel hydroélectrique du Cameroun et a participé à l'étude environnementale de Lom Pangar,
- **SOGREAH** qui a participé à plusieurs études dans le domaine hydroélectrique et environnemental.

BDS qui avait déjà coordonné l'ensemble des travaux préparatoires du PDSE, ainsi que les travaux relatifs à l'élaboration d'une stratégie du secteur électrique entreprise avec le concours de la Banque mondiale (ESMAP) en 1993.

*
* *

II. METHODOLOGIE SUIVIE

II.1 Que doit être le PDSE?

Selon les objectifs des Autorités camerounaises et les recommandations des Bailleurs de Fonds, le PDSE est un outil de planification dynamique, qui devra être pertinent et mis à jour par le ministère chargé de l'électricité et l'ARSEL. Il s'agit donc d'élaborer un plan qui ne soit pas figé, mais qui puisse être actualisé régulièrement, tant en termes d'input (projections de demande) que d'output (programmation de l'offre) en fonction de l'évolution future des paramètres macroéconomiques.

Le PDSE doit par ailleurs traduire, en terme de planification et de programmation, la volonté politique des Autorités camerounaises de développer le potentiel économique du pays. Le PDSE ne doit donc pas être une simple prolongation des tendances actuelles ; il doit s'appuyer sur un véritable programme d'aménagement du territoire et de développement industriel.

Enfin, le PDSE participe de la volonté du Gouvernement de développer un programme d'actions efficaces de croissance et de lutte contre la pauvreté, notamment en replaçant la question de l'accès aux services énergétiques de base au centre du développement économique et social du pays.

II.2 Contenu de la mission

Les courts délais impartis¹ pour la préparation du PDSE ont nécessité d'adopter une démarche pragmatique et condensée. En accord avec les Bailleurs de fonds (Banque Mondiale et AfD), il a donc été convenu d'axer les travaux sur les composantes suivantes :

- Elaboration de scénarii de demande ;
- Définition d'alternatives pour l'offre ;
- Etude de développement à moindre coût ;
- Analyse des risques.
-

¹ Démarrée effectivement en novembre 2005, la première version finale devait être remise à fin février 2006 à cause des exigences calendaires du point d'achèvement de l'initiative PPTE.

Dans ce cadre, l'étude actuelle :

- Ne traitera pas de l'électrification rurale, qui sera prise en compte dans le cadre d'un Schéma Directeur d'Electrification Rurale ;
- Ne procédera pas à une étude détaillée du développement des réseaux HT (modélisation des flux, transit, stabilité etc.) ; il se limitera à des stratégies de développement et des évaluations de coûts à dire d'expert ;
- N'abordera que de façon qualitative l'évaluation des externalités environnementales ou socioéconomiques des différentes alternatives ;
- Ne traitera que succinctement les aspects relatifs aux stratégies de financement et au cadre institutionnel et réglementaire.

II.3 Phasage de la mission et approche du Consultant

Conformément au calendrier élaboré conjointement par les Bailleurs de fonds et le Ministère, le phasage suivant a été adopté :

Phase 1 : Travaux préliminaires

Cette phase a permis au Consultant de faire le point sur les études et travaux disponibles à ce jour, et d'ajuster son plan de travail.

Elle s'est achevée le 4 novembre 2005 par une réunion de travail avec les Bailleurs de Fonds à Paris au cours de laquelle le Consultant a présenté le détail de sa méthodologie et de son plan de travail, ainsi que ses premières réflexions générale sur les grandes options techniques du PDSE.

Cette première phase a également permis d'adapter le contenu du PDSE et le plan de travail au calendrier fixé par les partenaires du projet, et donc de préciser le niveau de détail requis pour le document produit à l'issue des travaux.

Phase 2 : Etude de demande et alternatives techniques

Cette phase s'est achevée au 31 décembre 2005 par la remise d'un rapport d'étape portant sur :

- La détermination des paramètres économiques généraux (inflation, pétrole, etc.) ;
- L'élaboration des scénarii de demande ;
- L'identification des alternatives techniques permettant de répondre aux différents scénarii de demande.

Ce rapport a reçu les commentaires du MINEE et de la Banque Mondiale qui sont pris en compte dans les 3 volumes du rapport.

L'étude de demande comporte 3 axes principaux :

- L'actualisation des études et modèles existants, notamment, pour la composante domestique, le modèle développé par MSC dans le cadre de la privatisation de la Sonel, les études disponibles au niveau de BDS, ainsi que les perspectives de croissance de la filière aluminium (en premier lieu ALCAN, qui représente aujourd'hui près de 40% de la demande), d'intensification du secteur industriel (on estime que le Cameroun n'utilise aujourd'hui que 65% de sa capacité industrielle) et de développement d'autres filières industrielles (e.g. sidérurgie, gaz, cimenteries, bois, raffinage de pétrole, agro-industries, etc.) ,
- L'identification et l'évaluation du potentiel de nouvelles zones d'électrification, par exemple les provinces du Nord, qui représentent plus de 3 millions d'habitants aujourd'hui très faiblement électrifiés),
- Le potentiel d'échanges d'énergie transfrontaliers (Tchad, Congo, Guinée Equatoriale, interconnexion avec le Nigeria...).

Concernant les alternatives de production, le Consultant a attaché la plus grande importance à la valorisation optimale du très fort potentiel hydroélectrique du Cameroun, dont on estime qu'environ 3% seulement est exploité à ce jour, notamment dans la perspective d'intégration régionale et d'opportunités d'exportation vers d'autres pays.

Concernant le gaz, le Consultant a adopté une approche globale prenant en compte l'utilisation non électrique du gaz (domestique et industrielle), notamment le gaz naturel et le GPL (le recours au gaz pour la production électrique étant d'autant plus intéressant qu'il s'accompagne d'autres utilisations). Par ailleurs, différentes options ont été évaluées en ce qui concerne les lieux de traitement et d'utilisation du gaz (vaut-il mieux transporter du gaz brut, du gaz traité ou de l'électricité ?).

Dans son aide mémoire du 12 janvier la Banque Mondiale a demandé que soient justifiés les projets de Kribi, Lom Pangar et Memvé Elé qui jusque là avaient été considérés comme des « coups partis ».

Phase 3 : Plan d'expansion

Au cours de cette phase, qui s'est déroulée de janvier à février 2006, une étude d'optimisation de la production et du transport a permis de déterminer la meilleure solution technique pour chacun des scénarii de demande retenus.

Un atelier de travail s'est tenu au Cameroun du 20 au 23 février 2006 avec les partenaires du projet (MINEE, MININIDT, MINRESI, MINPLAPDAT, ARSEL, etc.). Il a été complété par des entrevues avec d'autres acteurs (AES Sonel, ALUCAM, SNH, etc..) afin de valider les paramètres des projets retenus et, en particulier, ceux de Kribi, Lom Pangar et Memvé Elé.

*
* *

III. RESUME DES RESULTATS DE L'ETUDE ECONOMIQUE – DEMANDE

III.1 Méthode

L'étude de la demande en électricité à l'horizon 2030 a élaboré des scénarii sur la base des paramètres suivants:

- La démographie, en cherchant à en dégager les tendances fondamentales ;
- Le développement économique, sous forme de cadrage à moyen terme ;
- Les grands projets industriels, en insistant sur les opportunités à venir ;
- Les potentialités d'exportation d'électricité vers les pays voisins ;
- L'aménagement du territoire, en rappelant les orientations du SDRADDT.

Les projections démographiques du Cameroun sont caractéristiques des pays en transition, dans lesquels la proportion de population urbaine commence à dépasser la population rurale. Elles tablent sur une population totale de l'ordre de 25 millions d'habitants en 2030.

Le développement économique, dont le niveau dépendra fortement du succès des réformes structurelles internes et du niveau des investissements (notamment étrangers), suit 3 scénarii de croissance réelle du PIB. Le plus faible se stabilise à 4,5 % l'an, le médian est à 7 % et le plus élevé, dit « des grandes ambitions », inclut en plus de grands projets industriels structurants.

Les grands projets industriels fortement consommateurs d'énergie électrique (notamment l'aluminium) ont été traités au cas par cas, grâce à une analyse détaillée des capacités et des « process » prévus par les industriels eux-mêmes.

L'étude des exportations d'électricité conduit à l'identification d'un potentiel de 500 MW à long terme, principalement exporté vers le Nigeria. Cette perspective reste toutefois à affiner par des études appropriées.

Enfin, les schémas d'aménagement du territoire renforcent les principaux pôles urbains du pays et les axes de communication structurants, permettant d'esquisser l'ossature du réseau interconnecté de demain entre les principaux foyers de demande.

Les consommations unitaires sont supposées augmenter avec le niveau de vie de la population. Compte tenu du déficit actuel de l'offre par rapport à la demande et de la faiblesse des consommations unitaires, aucune élasticité de prix n'a été introduite². Enfin, pour les mêmes raisons, aucun scénario d'économies d'énergie n'a été pris en compte.

III.2 Résultats

Plusieurs scénarios ont été développés :

- **Le scénario dit « Minimal »** correspond aux hypothèses de croissance économique retenues par le « FMI » pour la consommation « service public » et à un statu quo pour la production d'aluminium au Cameroun ;
- **Le scénario dit « Médian »** correspond aux hypothèses de croissance économique du « DSRP » pour la consommation « service public » et au doublement de la production d'aluminium à Edéa ;
- **Le scénario dit des « Grandes Ambitions »** correspond au scénario « Médian » pour le Service public (SP) plus les développements de la filière « bauxite-alumine-aluminium » et d'exportation d'électricité ;
- Enfin, **le scénario « Bas »** correspond au scénario « Médian » pour le Service public (SP) avec le maintien du statu quo pour la HT et l'aluminium.

Ces hypothèses sont résumées dans le tableau ci-dessous.

² D'autre part, l'opérateur n'est pas dans une logique de forte augmentation de ses tarifs, ni aujourd'hui ni à moyen terme, qui pourrait avoir un effet incitatif à la fraude, ceux-ci ont connu une augmentation de 50% en trois ans entre 2001, à l'arrivée du nouvel opérateur, et 2004.

Tableau 1 - Hypothèses des scénarios de demande

Scénarios	Service Public (BT/MT)		Haute Tension		
	Hypothèses « FMI »	Hypothèses « DSRP »	Industries Aluminium	Autres Industries	Exportations Interconnexions
Minimal	X	-	Statu quo à Edéa (90 kt)	-	-
Médian	-	X	Doublement de la production à Edéa (260 kt)	-	-
Grandes Ambitions	-	X	Filière « Bauxite-Alumine- Aluminium » et Hub « Gaz »	X	X
Bas	-	X	Statu quo à Edéa (90 kt)	-	-

Les résultats des simulations pour le RIS, le RIN et le RIE (en demande d'énergie et en puissance) sont synthétisées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 - Résultats des simulations en Production et Puissance de pointe

Scénario		PRODUCTION (GWh)		PUISSANCE (MW)	
		2 015	2 030	2 015	2 030
Minimal	SP	4 842	8 169	886	1 459
	HT	1 750 (26%)	1 750 (18%)	204	204
	Total	6 592	9 919	1 090	1 663
Bas	SP	5 341	10 964	973	1 948
	HT	1 750 (25%)	1 750 (14%)	204	204
	Total	7 091	12 714	1 177	2 152
Médian	SP	5 341	10 964	973	1 948
	HT	3 975 (43%)	3 975 (27%)	454	454
	Total	9 316	14 939	1 427	2 402
Grandes ambitions	SP	5 341	10 964	973	1 948
	HT	11 833 (69%)	29 664 (73%)	1 434	3 664
	Total	17 174	40 628	2 407	5 612

En 2005, la production annuelle d'électricité pour le Cameroun pour le SP a été de 2 790 GWh et de 1 400 GWh (33%) pour la HT (Alucam).

Tableau 3 - Prévisions d'accroissement de la production par rapport à 2005

Scénario	PRODUCTION (GWh)			Accroissement par rapport à 2005	
	2 005	2 015	2 030	2 015	2 030
Minimal	4 200	6 592	9 919	57 %	136 %
Bas	4 200	7 091	12 714	68 %	200 %
Médian	4 200	9 316	14 939	122 %	256 %
Grandes ambitions	4 200	17 174	40 628	300 %	870 %

*

**

IV. RESUME DES RESULTATS DE L'ETUDE DE L'OFFRE - PROJETS CANDIDATS HYDROELECTRIQUES ET THERMIQUES

IV.1 Aspects Environnementaux

Le développement de l'énergie électrique implique l'accroissement des ouvrages de production -usines hydroélectriques, centrales thermiques- et des ouvrages de transport, lignes à haute et moyenne tension, sans parler des équipements nécessaires à la production et au devenir des sources d'énergie: ouvrages de régulation ou de dérivation des eaux, infrastructures d'exploitation et de stockage des hydrocarbures.

Le PDSE 2030 fournit un rappel du cadre institutionnel et réglementaire national et international qui permettra d'encadrer les aspects environnementaux liés au développement du secteur énergétique du Cameroun.

Dans tous les cas, toutes les études d'impact qui seront réalisées dans le cadre du PDSE 2030 devront s'inscrire dans le cadre du décret N°2005/0577/PM du 23 février 2005 fixant les modalités de réalisation des EIE au Cameroun. Les recommandations environnementales de la Banque Mondiale devront par ailleurs être respectées pour l'ensemble des études environnementales, d'abord parce que ce bailleur de fonds s'est déjà largement impliqué dans le financement du secteur énergétique Camerounais, ensuite parce que les règles environnementales appliquées par les organismes de financement internationaux sont très majoritairement calquées sur celles de la Banque Mondiale.

Au cours des dernières années, deux grandes études d'impact destinées à des projets financés par des bailleurs de fonds internationaux ont été réalisées au Cameroun, pour le Pipeline Tchad-Cameroun et pour le barrage de Lom Pangar. Les rapports qui ont été réalisés pour ces deux études sont des sources d'informations importantes et pourront servir de référence pour les études qui seront menées dans l'avenir.

Le PDSE 2030 inclut un balayage préliminaire des impacts potentiels liés aux différents types d'ouvrages qui pourront être développés. De façon générale, on remarque que les ouvrages ayant une importante emprise au sol (lignes électriques et barrages de retenues) ainsi que ceux pouvant émettre de grandes quantités de GES (centrales thermiques et barrages de retenue) sont ceux qui présentent les impacts potentiels les plus marqués. Quoi qu'il en soit, une évaluation préliminaire des impacts liés aux aménagements retenues pour le PDSE 2030 sera nécessaire pour vérifier l'absence d'impact environnemental rédhibitoire, ainsi que pour évaluer les conditions générales des sites.

IV.2 Hydrologie

L'hydrologie est un facteur déterminant pour l'évaluation du potentiel hydroélectrique du Cameroun. Cependant, on constate depuis la fin des années 80 un déficit croissant du suivi hydrologique du pays. Aujourd'hui, le nombre de sites faisant l'objet d'un suivi journalier est limité au strict minimum par AES-Sonel. Aucun autre organisme n'effectue de suivi hydrologique régulier.

Cette carence de données s'inscrit dans un contexte de changements climatiques avérés au cours des dernières décennies, avec par exemple la rupture symptomatique de 1970.

En conséquence, le niveau de suivi hydrologique du Cameroun est aujourd'hui très insuffisant: en particulier, il n'est pas à la hauteur des ambitions du PDSE 2030. Dans les faits, les conséquences de ce déficit de suivi hydrologique, s'il se prolonge, seront:

- **une faible attractivité de certains projets hydroélectriques pour les investisseurs**, du fait des fortes incertitudes quant au productible garanti. Cela est particulièrement vrai pour les projets d'aménagements au fil de l'eau ne bénéficiant pas d'aménagement de régulation amont, tel que la centrale hydroélectrique de Memvé Elé.
- **des risques de surcoûts lors de la réalisation des ouvrages**, car les incertitudes sur les paramètres de base d'un ouvrage hydroélectrique se traduisent quasi-systématiquement par des surcoûts lors de la phase d'exécution (surdimensionnement des évacuateurs de crue, des canaux de restitution...)
- **des risques accrus en terme de sécurité des nouveaux barrages**, dans le cas où le déficit de données hydrologiques se sera traduit par une sous-estimation de la crue de projet.
- **une gestion peu efficace des retenues de régulation**, due à une connaissance insuffisante de l'hydrologie des bassins versants intermédiaires (ce point concerne plus particulièrement le bassin de la Sanaga).

Un programme de réhabilitation et de développement des stations hydrologiques est inclus dans le PDSE 2030: sa mise en place est indispensable au plus tôt pour répondre aux ambitions du pays.

Les calculs hydrologiques réalisés dans le cadre du PDSE 2030 ont été réalisés sur la base de données mises à jour, pour prendre en compte la moins bonne hydraulité des dernières années. Le PDSE 2030 comprend également un ensemble de recommandations pour la prise en compte de l'aléa climatique. La principale est la réalisation d'ouvrages de régulation dont le remplissage est garanti, pour ne pas répéter les erreurs faites sur les retenues de Bamendjin et La Mapé. La prise en compte des données hydrologiques antérieures à 1970 est également recommandée pour les études de productibilité.

IV.3 Les Bassins et les Sites Equipables

La majorité du potentiel hydroélectrique du Cameroun se situe dans le bassin de la Sanaga, tant en terme de production que de régulation.

Les bassins du Sud-Ouest (Nyong et Ntem) se caractérisent par des sites de production intéressants, mais les possibilités de régulation restent très limitées. Ces bassins ont également l'avantage d'être dans la zone soumise à une double saison des pluies: ils peuvent donc apporter un complément intéressant aux ouvrages situés plus au Nord, en particulier en début de saison des pluies.

Les bassins de l'Ouest sont généralement de petites dimensions, mais la forte pluviométrie qui les caractérise leur confère une hydraulicité très intéressante. Le relief montagneux de la zone Ouest est également propice à la valorisation des volumes d'eau ruisselés.

Les bassins de l'Est présentent quelques sites intéressants, mais ils sont pour l'instant très éloignés des centres de consommation.

Enfin les bassins du Nord proposent un potentiel décentralisé valable, mais soumis à la plus forte variabilité inter annuelle de la pluviométrie des régions sahéliennes.

Tableau 4 - : Potentiel hydroélectrique du Cameroun

Répartition du potentiel hydroélectrique du Cameroun par bassin (inventaire de 1983)			
BASSINS	UNITES HYDROGRAPHIQUES	POTENTIEL SAUVAGE (TWh)	POTENTIEL EQUIPABLE (TWh)
SANAGA	SANAGA	162	72
SUD-OUEST	NYONG	17	7
	NTEM	22	8
	AUTRES BASSINS	8	3
	TOTAL SUD -OUEST	47	18
OUEST	WOURI	10	5
	KATSINA	9	5
	MANYU MUNAYA	6	2
	AUTRES BASSINS OUEST	7	2
	TOTAL OUEST	32	13
EST	DJA	13	4
	BOUMBA	8	2
	KADEI	5	1
	AUTRES BASSINS EST	2	1
	TOTAL EST	28	7
NORD	BENOUE FARO	14	2
	VINA DU NORD MBERE	10	2
	AUTRES BASSINS NORD	1	
	TOTAL NORD	25	4
TOTAL GENERAL		294	115

Tableau 5 - Puissances équipables du Cameroun

FLEUVES	Puissances équipables (inventaire de 1983)	
	PUISSANCE en MW	PRODUCTION (FC de 60%) en GWh
SANAGA	5 600	29 000
MBAM	1 600	8 400
NTEM	1 000	5 200
NYONG	700	3 700
NOUN WOURI	3 300	17 000
BASSIN de l'OUEST	500	2 600
BASSIN de l'OUEST	650	3 400
BASSIN de l'OUEST	350	1 800
TOTAL	13 700	71 000

L'identification des sites de production et des sites de régularisation équipables a été basée sur les études antérieures, et plus particulièrement sur l'inventaire exhaustif réalisé en 1983 par EDF et Sonel. Les coûts des ouvrages ainsi que leurs capacités de production ont été mis à jour. Le PDSE 2030 inclut donc une description et un classement économique de tous les sites potentiels de production et de régularisation.

IV.4 Le gaz pour la production d'électricité

L'élaboration du PDSE représente pour le Cameroun une excellente opportunité pour évaluer les perspectives de développement d'une industrie gazière. Du fait de son potentiel hydro-électrique, le Cameroun ne dépend pas des énergies fossiles pour assurer la base de sa production. En revanche, le recours au gaz pour satisfaire, en partie, la demande électrique, présente un intérêt certain d'un double point de vue :

- pour les opérateurs électriques, une centrale thermique au gaz apporte souplesse et rapidité de mise en oeuvre, à la fois pour faire face à un investissement nécessaire à court terme, et pour gérer les modulations, notamment intra-quotidiennes et saisonnières – à un coût très inférieur à celui des produits pétroliers liquides,
- pour les opérateurs gaziers, la thermique gaz représente un client important - une " locomotive " - qui peut garantir, dans la phase de développement d'un projet gazier, l'assurance d'une consommation suffisante, immédiate et durable.

Les réserves gazières du Cameroun (entre 5,5 Tcf selon la SNH, et 4 Tcf selon d'autres sources) sont très suffisantes pour subvenir aux besoins nationaux sur le long terme, voire pour alimenter un projet à l'exportation. Cependant il n'existe pas, à l'heure actuelle, d'utilisation du gaz au Cameroun, donc tout développement d'un projet gazier doit partir de la base et comprendre toutes les phases : production et traitement, transport, distribution et commercialisation.

Deux projets gaziers sont en cours d'évaluation au Cameroun. Le premier est initialement orienté vers la livraison de gaz du bassin offshore de Rio del Rey à l'usine de liquéfaction équato-guinéenne en cours de construction à Punta Europa, sur l'île de Bioko. Il s'agit à

l'origine d'un projet résolument " export ". Par ailleurs, la SNH travaille également sur une option intégrée dans laquelle une partie du gaz est livrée sur le territoire camerounais, au futur "hub" de Limbe, pour, entre autre, produire de l'électricité (conversion de la centrale existante). Le second (fourniture du gaz du champ de Sanaga-Sud à la future centrale à Kribi) est orienté dès le départ vers la production d'électricité.

Trois sites principaux sont envisageables pour l'implantation de centrales thermiques : Kribi et Limbe, pour leur proximité des gisements de gaz, et Douala, pour sa proximité du principal marché de consommation électrique et gazier. Les arbitrages entre les sites pour sélectionner ceux des futures centrales seront réalisés en fonction de la configuration du réseau de transport électrique, des besoins en gaz pour des utilisations autres qu'électriques (industrie, résidentiel et tertiaire), et du coût comparatif entre le coût du transport de gaz et celui du transport de l'électricité.

Selon les scénarii électriques considérés dans le PDSE, les volumes de gaz requis pour la production d'électricité atteindraient environ 500 millions de m³/an (scénario maximisant l'énergie primaire hydraulique) à 1,3 milliard (minimisant le recours à l'hydraulique) en 2030. Le prix de vente du gaz est estimé entre 2 et 3 USD/Mbtu à Limbe et Kribi, en fonction des volumes contractés et du facteur de charge. Le coût de transport supplémentaire pour atteindre Douala est estimé autour de 1 USD/Mbtu.

*

* *

V. RÉSUMÉ DU PLAN D'EXPANSION

V.1 Méthodologie

Le programme d'expansion au moindre coût (PEMC) du système électrique Sud (RIS) ou du système interconnecté global de 2008 à 2030 pour chacun des scénarii a été conduit avec le logiciel « Logos » développé par EdF. Le programme des investissements d'AES Sonel avant 2008 est considéré acquis pour l'étude et donc non remis en question.

Les PEMC du RIN (Nord) et du RIE (Est) dans leur configuration "en réseau isolé" ont été effectués directement à partir du logiciel Excel.

Le PEMC d'un scénario considéré est celui qui présente le meilleur gain d'actif qui est égal à la somme actualisée des coûts évités des charges variables (combustible plus charges annuelles) et des investissements thermiques par le projet.

V.2 Les paramètres clefs de l'étude

Ils ont été explicités et définis en concertation MINEE en décembre 2005 (voir le rapport d'étape du PDSE 2030) avec les autres paramètres économiques de l'étude.

- Devise : Francs CFA de janvier 2006 (en monnaie constante),
- Taux de change : 1,18 USD/€ ou 555 FCFA/USD, valeur pivot sur le long terme,
- Taux d'actualisation : 10 % (valeur recommandée par le gouvernement du Cameroun),
- Coût de défaillance : 700 FCFA par kWh non desservi,
- Période de l'étude : 2010-2030,
- Prix des combustibles : Il a été retenu pour la présente étude
 - § une valeur constante sur la durée du PDSE indexée sur le prix du baril de pétrole brut de référence (Brent) à long terme (50 USD/bl) sur les marchés spécialisés,
 - § une valeur du fioul lourd (livré à Limbé) de 190 FCFA/kg, et une valeur médiane pour le gasoil de 465 FCFA/kg,
 - § une valeur de prix d'achat sur le long terme du gaz naturel à 2,5 USD/Mbtu (47 FCFA/m³).
- La courbe de charge de référence pour le SP du RIS (au pas horaire) : année 2005

V.3 Justification de Kribi - Plan de "recollement" sur la période 2008 / 2009

En 2010, les projets de la centrale de Kribi et de la retenue de Lom Pangar doivent être considérés comme des opérations engagées ou déjà mises en service (cf. les termes de référence de l'étude) ce qui a été re-confirmé lors de la réunion de clôture de la phase dans laquelle étaient présentées les différentes hypothèses de ce PDSE 2010-2030 avec le MINEE.

La Banque Mondiale a souhaité dans son aide mémoire du 12 janvier 2006 que le projet de Kribi susceptible d'être mis en service en 2008 (et donc avant 2010) fasse l'objet d'une justification économique.

L'année 2008 représente donc pour le RIS une date charnière avec la mise en service de la centrale thermique de Kribi, susceptible de par sa taille et de par ses caractéristiques de conditionner ultérieurement tous les programmes d'investissement futurs.

L'objet de ce plan de recollement a été de définir premièrement le parc de production existant à la date de 2010, et deuxièmement de :

- justifier et dimensionner l'aménagement de Kribi selon la qualité de service requise, et
- déterminer son facteur de charge en 2008 et 2009.

En dehors de toute considération d'ordre économique, les résultats des simulations montrent que pour respecter le critère de qualité de service requis, la mise en service de 4 turbines à gaz de 40,6 MW sur site tels que présentés par AES Sonel est nécessaire dès 2008.

Nota : Ce résultat est également fortement lié à la décision d'Alucam de vouloir disposer de 200 MW en continu dès 2008 sans modulation ni délestage possible durant la période sèche.

Ils montrent également que la mise en service d'un 5^{ème} groupe sera également nécessaire dès 2009 pour satisfaire à l'accroissement de la demande du SP.

Le facteur de charge de ces 4 turbines à gaz (puis une 5^{ème} TAG) serait selon les premières estimations supérieur à 40%. Il faut souligner que ce résultat reste assez conservateur en considération d'un prix de gaz fixe quelle que soit la consommation annuelle. Or dans le cas d'un contrat comprenant probablement un tarif dégressif avec les quantités en jeu (une partie fixe « Take or Pay » plus une partie variable), le coût de production proportionnel devrait baisser progressivement et ainsi faire augmenter le facteur de charge.

Nota : Selon les informations d'AES Sonel, l'étude en cours donne les mêmes résultats en terme de nombre de groupes à installer à Kribi pour 2008 (mais sans investissement supplémentaire en 2009 dans une 5^{ème} turbine).

Ces résultats sont obtenus toutefois sur la base du scénario de croissance BT- MT construit à partir des projections du FMI et une fourniture de 200 MW en base de l'usine d'Alucam dès 2008.

Cette convergence des résultats renforce donc la définition du plan de recollement proposé.

V.4 Plans de développement de production au moindre coût

La détermination des plans de développement de production au moindre coût pour chacun des scénarios de demande envisagés a été menée dans le volume 4 de l'étude. Les principaux résultats sont synthétisés ci-dessous.

V.4.1 Scénario S0

Le Scénario « S0 » (ou scénario Bas) prend en considération le scénario « Médian » pour le Service Public (SP) ainsi qu'un développement de statu quo pour la HT et l'aluminium.

Le scénario de moindre coût recommandé pour le scénario « S0 » est défini comme suit :

En 2010	:	Lom Pangar
En 2013/16	:	Nachtigal en 2 étapes (150 MW en 2013 puis 100 MW en 2016)
En 2019	:	Memvé Elé à 120 MW (ou un projet équivalent)

V.4.2 Scénario S1

Le scénario dit « Médian » correspondant aux hypothèses de croissance du « DSRP » pour la consommation du SP et au doublement de la production d'aluminium à Edéa, i.e. 450 MW en "rideau" à partir de 2010.

C'est le scénario le plus réaliste à la date du présent rapport : la présence d'Alucam étant fortement conditionnée par le doublement de sa production (ambition minimaliste de l'aluminerie).

La configuration de référence dans ce scénario est une mise en service de Lom Pangar et de Nachtigal dès 2010.

Nota : Cette date de mise en service est sujette à un glissement à la date du présent rapport.

Le scénario de moindre coût pour le scénario 1 est défini comme suit :

En 2010/11	:	Lom Pangar (7 km³) et Nachtigal (250 MW)
En 2012	:	Memvé Elé (120 MW)
En 2017/21	:	Kikot aval (430 MW) en 3 phases (214 MW en 2017 puis 108 MW en 2019 puis 108 MW en 2021).

Nota : Les dimensionnements annoncés précédemment pour Nachtigal et Lom Pangar sont provisoires. Ils font l'objet d'une étude d'optimisation entre 230 et 300 MW pour la chute de Nachtigal, et entre 5 et 7 km³ pour Lom Pangar.

V.4.3 Scénario S2

Le scénario dit des « Grandes Ambitions » correspond au scénario « Médian » pour le SP auquel sont adjoints les développements de la filière « bauxite – alumine – aluminium » et d'exportation d'électricité à partir de 2015 (date de la mise en service au plus tôt de l'interconnexion des 3 réseaux isolés).

C'est un scénario ambitieux basé sur un développement volontariste et à marche forcé, s'appuyant sur l'exploitation d'une ressource naturelle du Cameroun, susceptible d'entraîner l'ensemble du pays sur la voie du développement économique.

Ce projet reste toutefois fragile puisque basé sur une industrie unique soumise aux conjonctures futures du marché international.

La configuration de « Référence » en 2015 dans ce scénario est une mise en service de Lom Pangar et de Nachtigal dès 2010 puis Memvé Elé (120 MW), et l'interconnexion des 3 réseaux isolés en 2015, interconnexion associée à la mise en service de l'usine de pied de Lom Pangar (dimensionnée pour l'exercice à 96 MW).

Nota : Le Consultant n'a pas justifié la mise en service ni le dimensionnement de l'usine de pied de Lom Pangar. Son existence se justifie si le réseau interconnecté est engagé (coût de l'usine réduit et nécessité pour soutenir le réseau). Ce raisonnement ne serait pas valable si ce projet devait payer sa ligne de raccordement jusqu'au RIS de 250 km.

Le scénario de développement au moindre coût pour le scénario « S2 » est défini comme suit avec les mises en service suivantes:

En 2010/11	:	Lom Pangar (7 km³) et Nachtigal (250 MW)
En 2012	:	Memvé Elé (120 MW)
En 2015	:	Interconnexion et usine de pied de Lom Pangar (96 MW) Song Mbengué (880 MW) Kikot aval (540 MW)
En 2020	:	Pont Rail (3,5 km³)

Nota : Les dimensionnements annoncés précédemment pour Nachtigal et Lom Pangar sont provisoires. Ils feront prochainement l'objet d'une étude d'optimisation entre 230 et 300 MW pour la chute de Nachtigal et entre 5 et 7 km³ pour Lom Pangar.

V.5 Transport

Pour les réseaux de transport Camerounais projetés en 2010 – 2020, le niveau de tension 225 kV pour être conservé pour les scénarii S0 et S1 sans volonté d'exportation ni d'interconnexion aux pays voisins.

Pour le scénario S2, le niveau de tension 330 kV (ou plus) est bien adapté car il permet :

- un transport d'énergie sur des distances suffisantes pour le réseau camerounais sur les 30 prochaines années ;

- d'éventuelles interconnexions avec les pays voisins, même avec une ligne longue de 1 000 km en vue d'exporter à long terme prêt de 500 MW ;
- des transits de puissance très importants (2 GW) sur des distances de l'ordre de 250 km.

Un niveau de tension supérieur pourrait être envisagé, mais il se traduirait par un surcoût sur les interconnexions avec les pays voisins. Il est à noter que les infrastructures en 330 kV peuvent être utilisées en 225 kV pendant une période transitoire.

Une des contraintes fortes du réseau, pour le scénario S2 est d'avoir des alimentations en n-1 pour les lignes alimentant les sites de production d'aluminium / alumine / bauxite. Cette contrainte implique une structure du réseau en boucle. Une boucle dans le réseau permet également d'augmenter la sécurité d'exploitation.

En tenant compte de la synthèse de la projection de la demande en période de pointe, des 3 scénarii décrits et des niveaux de tension retenus, les lignes projetées sont les suivantes.

V.5.1 Échéance 2010

- Kribi – Edéa, 225 kV, 2x1140 (100 km) simple terre pour scénario S0,
- Kribi – Edéa, 330 kV, 2x1140 (100 km) simple terre pour scénario S1, double terre pour le scénario S2,
- Nachtigal – Yaoundé, 330 kV, 2x431 double terre (75 km) pour les scénarii S1 et S2.

V.5.2 Échéance 2020

- Nachtigal – Yaoundé, 330 kV, 2x431 double terre (75 km) pour le scénario S0 (éventuellement 225 kV),
- Kribi – Memvé Elé, 330 kV, 2x431 double terre (250 km) pour tous les scénarii (éventuellement 225 kV pour scénario S0),
- Edéa - Kikot - Yaoundé, 330 kV, 2x1140 double terre (175 km), pour les scénarii S1 et S2,
- Ligne d'exportation vers le Nigeria : Yaoundé – Bafoussam – Mandilla, 330 kV, 2x1140 double terre (570 km), pour les scénarii S1 et S2 ,
- Nachtigal – Lom Pangar, 330 kV, 2x1140 double terre (265 km), pour le scénario S2,
- Yaoundé – Kribi, 330 kV, 2x1140 double terre pour le scénario S2 (215 km).

V.5.3 Échéance 2030

- Ligne d'exportation vers le sud : Bata - Memvé Elé, 330 kV, 2x431, simple terre (165 km), pour les scénarii S1 et S2,

- Ligne d'exportation vers le Nigeria (et Tchad) : Nachtigal - Yola, 330 kV, 2x1140 double terre (870 km), pour les scénarios S1,
- Ligne d'exportation vers le Nigeria (et Tchad) : Lom Pangar - Yola, 330 kV, 2x1140 double terre (605 km), pour le scénario S2,
- Eventuelles lignes supplémentaires 330 kV de connexion au réseau des nouveaux centres de production pour le scénario S2.

*

* *

VI. ELEMENTS DE STRATEGIE POUR LE FINANCEMENT DU PDSE 2030

VI.1 Introduction

De par sa nature anticipative, l'élaboration d'un plan de développement d'énergie électrique à long terme accroît les chances de mobilisation des ressources financières à de bien meilleures conditions que si cela était fait par réaction à une crise ou, à tout le moins, dans des délais très (trop) courts : insuffisance de temps disponible pour rechercher et négocier dans de bonnes conditions les ressources les plus adaptées aux divers projets.

Le plan, à travers l'identification des demandes possibles et des stratégies de l'offre, donne une meilleure lisibilité aux acteurs potentiels pour exploiter les opportunités identifiées. Il a un effet catalytique, car il rend possible le dialogue entre les acteurs potentiels autour d'un concept – idée de projet de centrales électriques, schéma d'aménagement du territoire, projets ou pôle de développement industriels, etc. - pour sa matérialisation.

La mise en œuvre réussie du PDSE 2030 passera par l'exécution chronologique d'un certain nombre d'activités portant sur :

- les études (de pré-faisabilité ou de faisabilité, APS, APD, environnementales et autres études auxiliaires) concernant le développement des centrales hydroélectriques et thermiques (à gaz) identifiées dans le PDSE
- les études préliminaires et détaillées de faisabilité des projets industriels identifiés
- les études détaillées d'aménagement du territoire
- l'ingénierie de base et de détail des ouvrages
- la recherche des financements et les études d'ingénierie financière
- l'exécution et l'exploitation des ouvrages

Par exemple, l'objectif de développement du Pôle industriel du sud dès 2015 par le démarrage de projets spécifiques – tels que le développement et l'exploitation d'un complexe sidérurgique intégré (e.g. extraction de fer, usine d'enrichissement et aciérie) ; l'extraction de gaz ; l'usine d'ammoniac urée ; l'usine d'engrais, etc. – entraînerait le déploiement de différentes études et activités telles que :

- la mise à jour des études de pré-faisabilité du gisement de fer de Kribi,
- la mise à jour des études de gaz,
- l'étude d'opportunité d'une usine de fabrication d'urée ammoniac,
- l'étude d'opportunité d'une unité de production d'engrais,

- l'identification d'ouvrages candidats,
- l'étude d'aménagement du futur port industriel de Kribi,
- les activités de promotion du pôle et de ses projets (préparation documentation ; développement de système d'information, etc.).

VI.2 Elaboration d'un cadre logique du développement du PDSE 2030

L'ensemble des actions relatives à la mise en œuvre des activités ci-dessus se déploiera au cours des 25 prochaines années selon une programmation essentiellement dictée par la demande HT et du secteur public (SP), telle qu'elle ressort de l'étude de la Demande.

VI.3 Ressources nécessaires, planification et coût du PDSE 2030

Toutes les activités de mise en œuvre du PDSE nécessitent des ressources dont il faut estimer le coût, planifier le déploiement dans le temps et trouver les sources de financement.

L'exécution du PDSE forme ainsi une chaîne d'activités, dont les unes sont préalables ou parallèles à d'autres, ordonnancées dans un cadre logique.

L'identification préalable de ces activités, l'estimation de leurs coûts, leur ordonnancement dans un cadre logique permettent de comprendre l'effort de mobilisation de ressources en termes de montant et d'objectifs chronologiques à atteindre pour assurer le financement du PDSE.

Le plan est d'autant plus nécessaire que le développements de grands projets industriels ou structurants est le fruit d'un processus long, tant au niveau de sa négociation que de son développement, par exemple le projet d'exportation des champs pétroliers de Doba (au sud du Tchad) et de construction de pipeline aura mis plus de sept ans pour se matérialiser entre la première manifestation concrète d'intérêt du consortium privé d'opérateurs pétroliers et le bouclage des financements.

VI.4 Sources de financement et utilisations possibles

Le tableau ci-dessous décrit les sources de financement possibles pour les projets de différentes natures inscrits dans le PDSE. Il donne des orientations pour la recherche des financements une fois que le plan de déploiement des activités sera arrêté au cours des vingt-cinq prochaines années.

Tableau 6 - Sources de financement possibles

SOURCES DE FINANCEMENT	UTILISATIONS POSSIBLES	OBSERVATIONS
Etat : ressources budgétaires ; fonds d'emprunt rattachés, octroi de garanties aux financements de projets spécifiques	Activités de promotion pour rendre les projets visibles et rechercher des partenaires Etudes environnementales Etudes préliminaires (pré-faisabilité, géologiques) Fonds de développement de l'énergie Trust funds avec les bailleurs de fonds pour le financement d'études Prêts rattachés	
Multilatéraux : BM, BEI, BAD, BID, MIGA, etc.	Participation au financement des études de pré- investissement Octroi de prêts à Etat pour investissement dans un projet Octroi de garanties pour faciliter mobilisation de fonds privés Appui aux schémas de partenariat public-privé Formation et développement des capacités	Identification des conditions requises pour la mobilisation des financements multi et bilatéraux
Bilatéraux : AFD, KFW, OPIC,	Financement études et projets Dons Bonification d'intérêt sur prêts Formation et développement des capacités	
Institutions régionales	Accord multi-pays d'appui à un projet sous- régional Garanties croisées	
Privés : Partenariat public- privé (PPP): investisseurs privés ; prêteurs commerciaux ; entités publiques ; concessionnaire (Société de projet), assureurs, réassureurs, institutions de couverture du risque politique, multilatéraux, etc.	Développement de sociétés de projets Participation au capital Prêts commerciaux pour le développement du projet (EF, APS, APD, PE, etc.)	Identification des conditions de sécurisation juridique des risques associés au financement. Développement d'un cadre institutionnel, législatif et réglementaire attractif pour les investisseurs privés.

VI.5 Objectifs et facteurs de décision d'investissement pour les différents acteurs de financement

La décision de participation des différents acteurs au financement des projets du PDSE est motivée par des critères propres, qui sont résumés ci-dessous.

- Etat : le développement des projets du PDSE obéit à un objectif prioritairement économique et social avec une contrainte financière (insuffisances des finances publiques) limitant son action.
- Bailleurs de fonds : Ils poursuivent dans leurs interventions un objectif socio-économique. Leurs critères de décision comprennent : la capacité de

remboursement du pays, de l'entreprise d'électricité (publique ou mixte) emprunteuse, l'impact du projet sur le développement ou la réduction de la pauvreté, la qualité de la gouvernance du pays (détermine l'éligibilité).

- Privés : les interventions du secteur privé dans les projets du PDSE seront motivées par les perspectives de rentabilité des opérations (Gain potentiel) au regard des risques associés (pertes éventuelles), le contexte de sécurisation juridique des risques associés aux investissements concernés.

VI.6 Rôle et apports des différents acteurs

Il est important que le PDSE clarifie les rôles que les différents acteurs pourraient jouer au mieux pour assurer le développement et l'exécution efficaces du plan à long terme de l'énergie

VI.6.1 Etat

Dans cette optique l'Etat doit :

- Visionnaire (vision prospective)
- Définir des orientations générales
- Envisager des pôles de développement industriel
- Imaginer des projets structurants de transformation économique régionale, etc ;
- Planifier
- Elaborer des schémas et plans de développement de pôles économiques
- Etudier et définir de grands projets structurants à forte dynamique de développement ;
- Etre Promoteur
- Rendre ces opportunités visibles aux acteurs : fournisseurs et consommateurs d'énergie
- Etre Catalyseur
- Favoriser le développement de synergies et le rapprochement des acteurs : fournisseurs et consommateurs d'énergie
- Favorise la mobilisation des financements autour de projets
- Assurer et/ou faciliter certains types de financements
- Octroyer des fonds propres ou des prêts (fonction essentiellement marginale dans le cadre d'une économie de marché)
- Emprunter et rétrocéder les prêts pour compte de projets

- Octroyer des garanties aux financements mobilisés

VI.6.2 Bailleurs de fonds institutionnels

De manière générale, le soutien de ces institutions à un projet renforce sa crédibilité auprès d'acteurs privés (opérateurs et prêteurs), dans la mesure où leur caution n'est donnée qu'après un examen minutieux de l'impact économique et environnemental du projet dans le pays d'accueil. Leur approbation est généralement accompagnée d'exigences de stabilisation du risque politique, ce qui est une mesure de sécurisation du risque politique lié aux capitaux privés dans le projet.

VI.6.3 Privés

Face aux contraintes budgétaires qui laissent peu de ressources pour le financement de certaines infrastructures de service public, telles que les routes, les aéroports, les ports, la production et la distribution d'énergie, la production et la distribution de l'eau, les télécommunications, les zones franches industrielles, ou dans des domaines tels que la promotion immobilière ou touristique, etc., le gouvernement pourra faire appel, selon le cas, au secteur privé pour le développement de telles infrastructures dans le cadre de partenariat public-privé (PPP), à travers différentes formes d'arrangements contractuels appropriés, incluant *le contrat de gérance, le joint-venture, le leasing (crédit bail), la concession, l'affermage, le BOT, le BOO, les DBO, etc.*

A cet effet, il est recommandé de mettre en place un dispositif institutionnel, législatif, juridique et réglementaire susceptible d'améliorer les perspectives qu'offre la participation du secteur privé au financement des infrastructures dans un cadre libéralisé et incitatif. Il vise notamment à éliminer les risques non commerciaux liés à l'implication des financements privés dans le développement d'infrastructures de service public. Cela accroîtrait l'attrait du Cameroun pour ce type de financements privés.

*

* *

VII. AMENAGEMENTS INSTITUTIONNELS RENDUS NECESSAIRES PAR LE PDSE

VII.1 Historique

Historiquement, l'exploitation du secteur de l'électricité sur le territoire de la République du Cameroun a été assurée par une entreprise publique, la Société nationale d'électricité (Sonel) dans un cadre de monopole. Dans ce contexte, elle assurait à la fois les fonctions de planification, de développement, de production, de transport et de distribution de l'électricité sur toute l'étendue du territoire. L'Etat, pour sa part, contribuait à la réalisation de ces missions par la négociation pour le compte de la Sonel de prêts ou garanties de prêts auprès des bailleurs de fonds (multilatéraux ou bilatéraux) pour divers projets d'électricité de l'entité publique.

A fin de la décennie 90, ce schéma a commencé à montrer ses limites à travers l'aggravation du taux de pertes (techniques et commerciales) qui s'élevaient à environ 30%, la dégradation des indicateurs financiers de l'entreprise (profitabilité, trésorerie), et en corollaire une diminution des moyens de l'entreprise pour assurer l'entretien de ses installations et équipements, ou assurer de nouveaux développements. Tout ceci s'est traduit par une dégradation de la qualité de service de l'entreprise à sa clientèle (entreprises et ménages) et le ralentissement du taux global d'accès à l'électricité.

Face à ces évolutions, et dans le cadre d'une politique plus générale du Gouvernement camerounais de désengager l'Etat du secteur productif, il fut décidé de privatiser la Sonel, suivant la procédure de privatisation arrêtée par le décret N° 99-210 du 22 septembre 1999. A cet effet, un appel d'offres international a été lancé le 30 juin 2000 pour procéder à l'ouverture du capital de la Sonel à hauteur de cinquante six pour cent (56%). Au terme de cette procédure, la société AES CAMEROON HOLDINGS a été sélectionnée par l'Etat comme partenaire stratégique pour entrer au capital de la Sonel et en assurer la gestion.

VII.2 Généralités sur l'environnement institutionnel

La législation actuelle est récente. Elle traduit les nouvelles orientations données au secteur de l'électricité consacrant la création progressive d'un marché. La loi 98/022 du 24 décembre 1998 établit une approche par fonction – production, transport et distribution- du secteur et fixe les régimes applicables aux activités de chacune de ces fonctions.

Au-delà de la loi, les textes réglementaires reflètent pour ce qui les concerne les circonstances prévalant à l'époque de leur publication et tentent de faire coexister les nécessités de la création d'un marché intégrant l'introduction future d'autres opérateurs, avec l'existence d'une situation où un seul opérateur assure toutes les fonctions du secteur.

La recherche d'un équilibre entre la nécessité d'une part de créer une concurrence et celle de ne pas décourager l'opérateur privé en place s'est avérée un exercice particulièrement difficile à réaliser.

Il apparaît à la lecture des textes d'application que ces derniers méritent une adaptation.

VII.3 Cadre législatif et réglementaire du secteur

La loi n° 98/022 du 24 décembre 1998 constitue le texte de base de la réforme du secteur de l'électricité. Elle définit une nouvelle organisation institutionnelle et du secteur et jette les bases de l'organisation d'un marché concurrentiel de l'électricité au Cameroun. Elle est complétée par:

- Le décret fixant l'organisation et le fonctionnement de l'ARSEL (99/125),
- Le décret fixant l'organisation et le fonctionnement de l'AER (99/193),
- Le décret régissant les activités du secteur (2000/464),
- Le décret PM sur les redevances (2001/021),
- L'arrêté du Ministre des Mines, de l'Energie et l'Eau fixant la composition des dossiers et les frais d'instruction des demandes de concession, de licence, d'autorisation et de déclaration en vue de l'exercice des activités de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de vente d'énergie électrique.

Les acteurs actuels du secteur sont au nombre de quatre :

- Le Ministère de l'Energie et de l'Eau (MINEE) en charge du secteur de l'électricité,
- l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSEL),
- l'Agence d'Electrification Rurale (AER),
- l'opérateur en place (AES-Sonel) qui dans le cadre d'un contrat de concession cadre et de contrats de concessions dérivés applicables pour chacune des fonctions assure l'intégralité des activités du secteur.

Ces quatre acteurs seront concernés par la mise en œuvre de l'évolution des règles relatives à l'environnement institutionnel du secteur et devront pour en faciliter la mise en œuvre adapter en conséquence leur organisation, leurs missions et activités.

D'après la loi N°98/022 du 24 décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité :

- 1) L'Administration chargée de l'électricité (Le MINEE) veille à la conception, à la mise en œuvre et au suivi de la politique gouvernementale dans le secteur de l'électricité. Elle est en outre chargée de la planification de l'électrification rurale, du respect de la législation et de la réglementation en vigueur, du suivi de l'utilisation des sources d'énergie primaires, de la détermination des standards et des normes applicables aux activités et aux entreprises du secteur, de la signature des contrats de concession et de la délivrance des licences et des autorisations, sur la base des dossiers transmis par l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité.
- 2) L'ARSEL a pour mission d'assurer la régulation, le contrôle et le suivi des activités des exploitants et des opérateurs du secteur de l'électricité.

- 3) L'AER assure la promotion et le développement de l'électrification rurale dans le territoire national.
- 4) AES Sonel est une société anonyme, fruit de l'ouverture du capital de l'entreprise publique Sonel, société anonyme dont la totalité du capital avant cette opération était détenue par l'Etat. La Sonel avait pour objet social toutes activités concernant directement ou indirectement la production, le transport, la distribution, l'importation ou l'exportation, ainsi que la vente de l'énergie électrique au Cameroun et à l'étranger. Après appel d'offres lancé par le gouvernement du Cameroun en vue d'ouvrir le capital de la Sonel à un partenaire privé, la société américaine AES Corporation a été retenue comme partenaire stratégique dans le cadre d'une nouvelle entité, dénommée AES SONEL, dont 56% du capital est détenu par AES CAMEROON HOLDINGS (5% devant être cédés ultérieurement aux salariés de la Sonel), l'Etat ayant conservé 44% du capital. AES Sonel opère dans les limites de la réforme du secteur décrite à la section suivante.

VII.4 Organisation de l'industrie et du marché national de l'électricité

La réforme prévoit les dispositions suivantes :

- Ouverture de la fonction de production à la concurrence (IPP's), après la période transitoire de 5 ans suivant la privatisation de la Sonel au cours de laquelle, il est octroyé à AES-Sonel l'exclusivité de l'achat de toute l'énergie transitant dans ses réseaux ,
- Institution de la concurrence dans la vente d'électricité en gros (possibilité pour les grands comptes de choisir librement leur fournisseur),
- Accès des opérateurs aux activités du secteur au moyen d'appels d'offres concurrentiels (Concurrence pour le marché), sauf en matière d'Electrification Rurale où une simple autorisation est requise,
- Création à partir de la l'année 2007, d'une structure séparée chargée de la gestion du réseau de transport avec ouverture du capital de ladite filiale aux autres parties prenantes du marché de l'électricité,
- Avant cela, AES-Sonel est acheteur unique (dispose de l'exclusivité de l'achat de toute l'énergie transitant dans ses réseaux),
- Accès des Tiers aux Réseaux (ATR) pour les grands comptes (Clients dont les consommations atteignent un seuil déterminé par voie réglementaire).

VII.5 Les nouveaux opérateurs attendus

Ils sont dans l'immédiat constitués de nouveaux producteurs d'électricité.

Ces opérateurs de production ne se manifesteront que si d'une part et au-delà des conditions économiques et financières, ils peuvent correctement appréhender les règles qui vont s'appliquer à eux, ainsi que celles qui seront applicables aux autres opérateurs ; et

d'autre part que ces règles soient transparentes, pertinentes et d'égale application pour chaque catégorie d'opérateurs concernés.

VII.6 Les grands axes de l'adaptation de l'environnement institutionnel

Ils sont au nombre de trois:

Le **premier axe** doit permettre de développer la réglementation du secteur telle que notamment les règles de régulation applicables d'une part à l'ensemble des opérateurs et d'autre part celles applicables à chacune des catégories d'opérateurs (Producteurs, transporteur et gestionnaire du réseau, distributeurs et le cas échéant, agents commerciaux). Il intègre également une analyse fine de la distribution des rôles et responsabilités entre les autorités (Agences et Etat) en charge du secteur et le renforcement de leurs compétences respectives,

Le **deuxième axe** concerne la nécessaire intégration de la maîtrise et de la gestion des sources d'énergies primaires les questions relatives à la protection de l'environnement, le recours aux énergies nouvelles et renouvelables ainsi que l'émergence d'une politique de gestion décentralisée de l'énergie électrique applicable en priorité à l'électrification rurale,

Le **troisième axe** concerne la politique de développement du secteur de l'énergie électrique et de toutes les activités qui y participent tant à l'amont de ce secteur (activités d'études, de construction d'installation et de matériel) qu'à son aval (services de maintenance et de réparation) en tant que tel et en tant que facteur de production des secteurs économiques.

VII.6.1 Premier axe de réforme :

Le premier axe porte sur la revue du positionnement institutionnel et le renforcement des compétences requises des autorités du secteur, ainsi que sur le développement de la réglementation du secteur.

Après cinq années de fonctionnement de l'ARSEL, il est souhaitable d'établir un bilan de son fonctionnement ainsi que celui de ses relations avec les différents acteurs du secteur, notamment le Ministère chargé de l'électricité et les opérateurs.

Compte tenu des difficultés de fonctionnement constatées et des missions nouvelles qui devront être assumées pour l'avenir, il semble dès à présent important de repréciser les rôles dévolus à l'ARSEL au Ministère chargé de l'électricité.

L'ouverture du marché du secteur de l'électricité, entraînant une sophistication plus grande des règles de fonctionnement, la nécessité de mettre en place une politique de gestion des ressources, et de planification des investissements du secteur nécessite un repositionnement des deux autorités et un renforcement de leurs compétences.

Enfin, il devient nécessaire de renforcer l'indépendance de l'ARSEL vis-à-vis du Ministère chargé de l'électricité et des opérateurs de telle sorte que l'ARSEL se trouve au plus proche d'un point d'équilibre entre la prise en compte des intérêts des trois parties prenantes de ce secteur que sont les consommateurs, les opérateurs et l'Etat.

Ces différentes préoccupations devront se traduire dans les mesures suivantes :

- i L'aménagement des dispositions de la loi sur l'électricité pour:
 - redéfinir les responsabilités respectives de l'Etat et de l'ARSEL relativement à la politique de l'énergie électrique, de son développement et de sa mise en œuvre,
 - améliorer l'indépendance de l'ARSEL vis-à-vis de l'Etat et des opérateurs et lui permettre de trouver son positionnement idoine,
 - préciser les principes et les assiettes des ressources du secteur et de leur affectation, les principes tarifaires, d'intervention et de rémunération des opérateurs, d'incitation à l'utilisation des énergies renouvelables etc.
- ii L'élaboration d'un corps de règles (niveau de décret) relatif :
 - au mode de rémunération propre ou commun aux opérateurs intervenant sur chacune des fonctions du secteur (production, transport, gestion du réseau, distribution),
 - à l'organisation de l'ARSEL en prenant d'abord en compte le caractère technique et opérationnel de sa fonction pour en déduire les activités et les compétences requises, ainsi que l'organisation en découlant et, par la suite, modifier en conséquence le décret portant organisation de l'Agence.
- iii La mise en place d'actions de recrutement et de formation d'une part, et d'actions d'appui d'autre part pour permettre aux deux autorités de disposer des compétences et de l'expérience requise pour assurer leurs missions respectives.

VII.6.2 Deuxième axe de la réforme :

Le deuxième axe concerne la maîtrise et la gestion des sources d'énergies primaires, la protection de l'environnement, l'incitation au recours aux énergies nouvelles et renouvelables ; et l'émergence d'une politique de gestion décentralisée de l'énergie électrique applicable en priorité à l'électrification rurale

Si l'élaboration d'un plan tel que le PDSE, permet de mettre en évidence la nécessité d'élaborer une réflexion sur la maîtrise et la gestion des ressources énergétiques, il convient, au-delà de ce plan, d'institutionnaliser et de pérenniser cette réflexion et de mettre en place les moyens nécessaires. Dans le secteur hydroélectrique il sera nécessaire de mettre en place une structure de gestion des eaux des ouvrages de retenue qui assure la gestion de la répartition de la ressource hydrologique entre les différents bénéficiaires (producteurs d'électricité, agriculteurs, éleveurs et autres parties prenantes)

Cette action doit se conjuguer avec la prise en compte de la politique de protection de l'environnement et de développement durable tant en termes de respect de la réglementation camerounaise, des engagements internationaux souscrits par le Cameroun qu'en termes d'arbitrages à opérer entre ces ressources par les autorités compétentes.

Enfin, et pour renforcer les actions et les missions de l'AER ainsi que pour trouver des alternatives à une approche « tout réseau » une réflexion pourrait être menée dans le cadre d'une instance interministérielle de concertation, d'orientation et de conseil au Gouvernement.

Ces différentes préoccupations devront se traduire dans les mesures suivantes :

i Sur le plan légal

- mise en place d'une loi de programmation relative à la mise en place d'une politique de rationalisation de l'utilisation des ressources énergétiques, d'économie d'énergie et de promotion des énergies renouvelables. Ces dispositions pourront être mises en œuvre et pérennisées dans le cadre de la création d'une agence de promotion et de rationalisation de l'utilisation des énergies.

ii S'agissant de la ressource hydraulique :

- il conviendra de mettre en place l'organisme de prévisions et de gestion des eaux des ouvrages de retenue, qui assurera la gestion de la répartition de la ressource hydrologique entre les différents bénéficiaires (producteurs d'électricité, agriculteurs, éleveurs et autres parties prenantes).
- il conviendra également de prévoir la déclinaison de cet organe, spécifique à chacun des bassins où sont et seront présents les producteurs « hydro-électriciens » et qui, à l'instar du gestionnaire du réseau de transport, assurera la gestion de la ressource en eau dédiée à la production d'électricité.

Ce texte devra également trouver sa mise en œuvre dans la loi et les textes réglementaires sur le secteur électrique par la reconnaissance de la place réservée aux producteurs d'électricité utilisant des systèmes d'économie d'énergie (ex : cogénération) et d'énergies renouvelables en garantissant également à ces producteurs l'accès au réseau et l'achat de l'électricité produite à partir de ces énergies.

Concernant les actions à mettre en place :

Elles visent essentiellement à fédérer les initiatives relatives aux points ci-dessus mentionnés au travers d'un groupe de travail qui devrait préfigurer le rôle et les missions d'une agence de promotion et de rationalisation de l'utilisation des énergies. Ce groupe devrait recevoir les appuis nécessaires à la réalisation des études.

Elles visent également à mettre l'AER en position d'agence en charge de la définition et de la mise en place d'une politique d'électrification décentralisée.

VII.6.3 Troisième axe de la réforme :

Cet axe est relatif à la politique de développement du secteur de l'énergie électrique et de toutes les activités qui y participent, en tant que tel et en tant que facteur de production.

Il s'agit, au cours des dix à quinze prochaines années, de promouvoir un développement soutenu et durable des activités du secteur, de créer des conditions institutionnelles et légales attractives pour les financements internationaux privés et institutionnelles, et, enfin, de faciliter et de fiabiliser les investissements réalisés dans le secteur y compris au bénéfice de l'électricité décentralisée. Quelques établissements financiers devraient être en mesure de participer à des tours de tables et de proposer des montages financiers ad hoc.

Il s'agit également de mettre en place des normes techniques et des systèmes d'agrément qui assurent au secteur une qualité des matériels, matériaux et des prestations équivalente aux standards internationaux.

Il s'agit de développer et de mettre en place une politique cohérente relativement au choix et à la promotion des industries fortement consommatrice d'énergie électrique.

Enfin, et plus largement, il s'agira de développer un cadre institutionnel, légal et réglementaire attractif pour le développement de partenariats publics privés dans ce secteur.

Ces différentes préoccupations devront se traduire dans les mesures suivantes sur le plan légal et réglementaire :

- Mise en place d'un texte de loi régissant la propriété de certaines installations de production d'électricité qui permettent à ces producteurs d'être propriétaires desdites installations et de pouvoir consentir des garanties sur lesdites installations afin d'en faciliter le financement (y compris pour l'électrification décentralisée);
- Mise en place de textes réglementaires relatifs (i) aux normes applicables au secteur de l'énergie électrique tant concernant les matériels, installations et fournitures que les prestations, et (ii) aux organismes et procédures d'agrément des entreprises intervenant sur le secteur.

*

* *

VIII. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

VIII.1 Contexte

Conformément aux termes de référence, l'objet de la présente étude a consisté à déterminer les plans de développement de production du Cameroun selon les 3 scénarios de demande projetés sur la période 2010-2030.

En 2010, les projets de la centrale de Kribi et de la retenue de Lom Pangar devaient être considérés comme des opérations engagées ou déjà mises en service ce qui a été reconfirmé lors de la réunion de clôture, avec le MINEE, et de présentation des différentes hypothèses de ce PDSE 2010-2030 (décembre 2005).

Par la suite, la Banque Mondiale a souhaité dans son aide mémoire du 12 janvier 2006 que les projets de Kribi susceptible d'être mis en service en 2008 (et donc avant 2010), Lom Pangar et Memvé Elé fassent l'objet d'une justification spécifique.

VIII.2 Justification de la centrale de Kribi (période 2008 - 2009)

Au vu des résultats, le Consultant confirme l'intérêt économique de la centrale de Kribi dans la configuration envisagée par AES Sonel et la nécessité de sa mise en service au plus tôt (i.e. dès 2008).

Les résultats montrent également que la mise en service d'un 5^{ème} groupe sur le site de Kribi sera également nécessaire dès 2009 pour satisfaire à l'accroissement de la demande du SP. Ce dernier résultat est bien entendu soumis à une étude spécifique visant à définir les limites de transit et d'évacuation de l'énergie sur le réseau existant saturé nécessitant un renforcement.

VIII.3 Principaux résultats des plans de développement production

Les résultats issus de la détermination des plans de développement ont permis de mettre en relief les principaux points suivants avec les premières conclusions regroupées par ouvrage.

VIII.3.1 Le projet hydroélectrique de Memvé Elé (201 MW)

Sans présumer de l'intérêt du site de Memvé Elé, ce projet doit être reconsidéré dans son ensemble en prenant en compte son intégration dans le système électrique (conception en base ou en pointe en utilisant le potentiel de modulation offert par le réservoir de tête, redimensionnement de la puissance installée, raccordement au réseau Sud, etc.).

VIII.3.2 Le projet de la retenue de Lom Pangar (seul)

Au vu des résultats et de leur analyse, le Consultant confirme bien l'intérêt de l'aménagement de Lom Pangar et recommande sa réalisation au plus tôt quel que soit le scénario envisagé.

VIII.3.3 L'aménagement hydroélectrique de Nachtigal (250 MW)

Au vu des résultats et de leur analyse, le Consultant confirme l'intérêt économique de l'aménagement de Nachtigal en deux étapes dans le scénario « S0 » par rapport à une solution thermique au gaz (et après la mise en service de la retenue de Lom Pangar).

Le consultant confirme également dans cette étude du PDSE l'intérêt du complexe Lom Pangar – Nachtigal pour le scénario S1.

VIII.3.4 Le projet de suréquipement de Song Loulou (90 MW)

Le projet de suréquipement de Song Loulou ne procure pas de gain d'actif, que ce soit dans le scénario S0 ou S1, avec ou sans la présence de Lom Pangar.

Son comportement de pointe ne permet pas de remplacer les moyens de base nécessaires en 2012 ou 2013 (dans les scénarios S0 et S1).

Le Consultant n'a pas retenu cet aménagement dans la suite de cet exercice.

VIII.3.5 Le projet hydroélectrique de Kikot aval (540 MW)

Le Consultant confirme l'intérêt de cet aménagement dans les scénarios S1 et S2 des "Grandes Ambitions" (associé au projet de Song Mbengué dans ce dernier cas).

VIII.3.6 Le projet hydroélectrique de Song Mbengué (880 MW)

Le consultant confirme l'intérêt de cet aménagement dans le scénario des "Grandes Ambitions" (i.e. dès 2015).

VIII.3.7 La liaison Nord-Sud – Une interconnexion structurante pour le Cameroun

L'intérêt de cette interconnexion Nord-Sud a été analysé par différence des coûts de gestions des plans de développement au moindre coût entre deux configurations : avec ou sans interconnexion des 3 réseaux Sud, Nord et Est.

L'analyse spécifique liée à l'interconnexion montre les points suivants :

- L'économie d'investissement en moyens thermiques reste marginale (de l'ordre de 18 MW).

- Le gain d'actif procuré par l'interconnexion est de l'ordre de 106 GFCFA (hors coût de l'interconnexion), dû principalement à une utilisation plus économique du gaz naturel et des aménagements hydrauliques de grande taille que le fioul lourd.

Cette valeur doit servir de premier indicateur (ordre de grandeur) pour estimer l'intérêt purement économique de cette interconnexion pour le système électrique du Cameroun (hors externalités induites) : ce montant est à comparer au coût de l'interconnexion.

VIII.3.8L'usine de pied de Lom Pangar

La configuration de référence dans le scénario S2 considère la mise en service de l'usine de pied de Lom Pangar (dimensionnée pour l'exercice à 96 MW).

Le consultant n'a pas justifié la mise en service ni le dimensionnement de l'usine de pied de Lom Pangar. Son existence devient naturelle si le réseau interconnecté est engagé (coût de l'usine réduit et nécessité pour soutenir le réseau). Ce schéma serait à reconsidérer (notamment en taille) si ce projet devait payer sa ligne de raccordement jusqu'au RIS.

Une étude devra être menée justifiant son développement à moyen et long terme dans les deux hypothèses fondamentales soit d'une interconnexion avec la liaison Nord-Sud soit d'une alimentation isolée du réseau Est.

VIII.3.9Le projet de barrage de régularisation de Pont Rail

L'un des objectifs à long terme du planificateur sera de réguler la Sanaga à un certain débit permettant de dimensionner tous les aménagements d'une façon cohérente entre eux.

Le projet de Pont Rail (3,5km³) pourrait participer pleinement après la réalisation de Lom Pangar à cet objectif en permettant une augmentation du débit régulé de l'ordre de 140 à 150 m³/s.

Compte tenu des résultats très positifs, le Consultant recommande vivement de lancer une étude de pré-faisabilité de cet aménagement pour confirmer ces premières tendances et sa date de mise en service optimale.

VIII.3.10 Les autres projets hydroélectriques

D'autres projets concurrents hydroélectriques comme par exemple l'ouvrage de régulation de Bankim sur le Mbam et les aménagements de Song Ndong ou de Ndjock sur le Nyong n'ont pas été retenus comme candidat potentiel dans les plans de développement.

Au vu des estimations de coût (à considérer avec réserve comme tenu du peu de données technico-économiques), ces aménagements ne sont pas apparus comme les mieux-disant dans le volume 3 (par comparaison avec des ouvrages équivalents).

Toutefois, ces projets devraient faire l'objet d'étude de pré-faisabilité pour préciser leurs caractéristiques (et notamment leur coût de réalisation), et ainsi offrir des alternatives si l'un des projets retenus comme candidat hydraulique présentait dans une phase ultérieure un inconvénient rédhibitoire.

VIII.3.11 Les futures centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel (l'après Kribi)

Les justifications économiques des différents projets hydroélectriques étudiés ont été faites par rapport au développement possible d'un parc thermique fonctionnant au gaz naturel sans contrainte d'approvisionnement et associé à un prix d'achat stable et compétitif.

L'utilisation de moyens de production de taille unitaire de plus en plus importante avec des rendements croissants (jusqu'à 58%) permet de réduire progressivement les consommations spécifiques de gaz (et la production de GES) et d'amener les coûts de production à des niveaux très intéressants de plus en plus proche de ceux de la production hydroélectrique.

La réalisation d'un Hub gaz au Cameroun en pérennisant cette industrie doit permettre de justifier la place non marginale que pourrait être le thermique dans le futur parc de production électrique au Cameroun.

Un schéma directeur gaz pour la production d'électricité au Cameroun identifiant les réserves utilisables et les sites potentiels pour la production d'électricité devient indispensable.

Nota : L'introduction de la filière gaz au Cameroun aura pour conséquence une baisse progressive dans le temps des coûts de production thermique et une diminution de la compétitivité de certains projets hydroélectriques à long terme ; ce que l'on constate pour le scénario S2.

VIII.4 Le développement du réseau de transport structurant du Cameroun à long terme

Le développement du réseau structurant à long terme s'adaptera, dans ses niveaux de tension et son architecture : aux scénarii retenus pour les industries HT et les exportations, ainsi qu'à l'ordre de réalisation des projets de production.

VIII.5 Les études et actions à engager rapidement pour tenir le rendez-vous de 2015

Pour atteindre les objectifs de 2015 de développement des moyens de production et du réseau du scénario des grandes ambitions, le Gouvernement du Cameroun doit engager et poursuivre avec les différents acteurs un certain nombre d'études, d'actions et de réflexions pour valider les points abordés (études spécifiques d'aménagement ou schémas directeurs) :

- Validation des coûts de construction des différents projets hydroélectriques étudiés,
- Actualisation et validation des données hydrologiques du bassin de la Sanaga et des autres bassins,
- Optimisation du complexe Lom Pangar – Nachtigal,
- Re-dimensionnement du projet de Memvé Elé,

- Études de faisabilité des projets de Kikot, Song Mbengué et de Pont Rail,
- Études de pré-faisabilité des alternatives possibles aux candidats retenus (Bankim Song Ndong, Ndjock et autres concurrents dans les régions excentrées),
- Place du gaz pour la production d'électricité (Schéma directeur gaz),
- Schéma directeur du réseau de transport structurant (225, 330 ou 400 KV),
- Schémas directeurs des régions du Nord et de l'Est (HT et MT),
- Études de faisabilité des liaisons prioritaires,
- Etude de faisabilité des projets ALCAN : extension de la capacité de la fonderie d'aluminium à Edéa et doublement de sa production par la suite,
- Etude des conditions de mise en valeur de la filière « Bauxite-aluminium »,
- Ré-actualisation des études relatives à la mise en valeur du gisement de fer des mamelles,
- Etude de réhabilitation de la raffinerie de la SONARA,
- Etude des perspectives de développement de cimenteries.

Enfin s'agissant des actions devant être mise en place à très court terme et/ou pour lesquelles des termes de références et des évaluations ont fait ou vont faire l'objet d'un premier chiffrage, il est important de citer les actions et études suivantes :

- Etude Institutionnelle pour la mise en place d'un organisme chargé de la régulation des eaux et de leur utilisation notamment pour le bassin de la Sanaga, (financement possible de l'AfD) pour environ 100 à 150 k€,
- La justification économique de la centrale thermique de Kribi pour le RIS (financement possible de la Banque Mondiale) pour environ 100 à 150 k€,
- Une étude technico-économique de la filière "Aluminium - Bauxite - Alumine" à court et moyen terme (financement Banque Mondiale hors PDSE, pour environ 150 à 200 k€ et/ou par Alcan dans le cadre de la lettre d'intention signée avec le Gouvernement du Cameroun),
- Une actualisation du PDSE limitée au RIS et dans le temps de 2006 à 2020 (financement de la Banque Mondiale) pour la fin de l'année 2006 pour environ 300 à 500k€, sur la base des composantes suivantes :
 - § Une analyse de la « Demande », plus détaillée, limité au RIS et pour un maximum de 9 scénarii de la demande avec la filière de l'Aluminium (à finaliser avec la Banque Mondiale),
 - § L'intégration de la filière de l'Aluminium, Production (Offre : actualisation des coûts, choix des sites à étudier, hydrologie, environnement, etc.),

- § Et, le Plan d'expansion de 2006 à 2020 (limité dans le temps à 2020), complété d'une étude tarifaire et d'une étude financière.
- Une étude du réseau HT (éventuellement hors PDSE) accompagnant ces différentes études.

*

* *