

**GROUPE DE LA BANQUE AFRICAINE DE DEVELOPPEMENT**



**BENIN/TOGO : PROJET DE DISPATCHING DE  
PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ENERGIE DE LA  
COMMUNAUTE ELECTRIQUE DU BENIN**

**Rapport d'évaluation de performance de projet (REPP)**

**DEPARTEMENT DE L'EVALUATION DES OPERATIONS  
(OPEV)**

**18 décembre 2002**

## TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
TAUX DE CHANGE ET ABREVIATIONS	i
RESUME DES NOTATIONS	ii
PREFACE	iii
DONNEES DE BASE DU PROJET	iv
RESUME DE L'EVALUATION	viii
<b>1. <u>LE PROJET</u></b>	<b>1</b>
1.1 Contexte économique national et sectoriel	1
1.2 Formulation du projet	2
1.3 Objectifs et portée de l'évaluation (cadre logique)	2
1.4 Dispositions financières	3
<b>2. <u>L'EVALUATION</u></b>	<b>3</b>
2.1 Méthodologie et approche de l'évaluation	3
2.2 Principaux indicateurs de performance	4
<b>3. <u>PERFORMANCE D'EXECUTION DU PROJET</u></b>	<b>5</b>
3.1 Entrée en vigueur du prêt, lancement et exécution du projet	5
3.2 Respect des coûts du projet, décaissements et dispositions financières	6
3.3 Gestion du projet, communication des rapports, suivi et évaluation	6
<b>4. <u>EVALUATION DES PERFORMANCES ET NOTATION</u></b>	<b>7</b>
4.1 Pertinence des buts et objectifs, qualité à l'entrée du portefeuille	7
4.2 Réalisation des objectifs et des résultats du projet : efficacité	7
4.3 Efficience	10
4.4 Impact sur le développement institutionnel	15
4.5 Durabilité du projet	16
4.6 Intégration économique et coopération régionale	18
4.7 Indicateur de performance globale	19
4.8 Performance de l'Emprunteur	19
4.9 Performance de la Banque	20
4.10 Facteurs importants touchant la performance et les résultats du projet	20
<b>5. <u>CONCLUSIONS LECONS ET RECOMMANDATIONS</u></b>	<b>21</b>
5.1 Conclusions	21
5.2 Leçons	21
5.3 Recommandations	21

## **TABLEAUX**

		Page
1.	Tableau 1	Sources de financement 3
2.	Tableau 2	Achat et production d'énergie 12
3.	Tableau 3	Effectifs de la CEB au 30/09/02 13
4.	Tableau 4	Ratios significatifs de la CEB 14

## **Encadrés**

		Page
1	Deuxième réunion des Directeurs généraux des sociétés d'électricité	12
2	Comité directeur du Système d'échange d'énergie électrique ouest africain	15

## **ANNEXES**

		<u>Nombre de pages</u>
1	Matrice des recommandations et actions de suivi	1
2.	Matrice rétrospective du projet	2
3.	Indicateurs socio-économiques du Bénin et du Togo	2
4.	Conditions du prêt	1
5.	Planning de réalisation du projet	1
6.	Evolution des créances de la CEB	1
7.	Compte d'exploitation générale de la CEB	1
8.	Organigramme de la CEB	1
9.	Bilans	1
10.	Hypothèses et calcul du TRIE	2
11.	Critère d'évaluation	4
12.	Performance de l'Emprunteur	1
13.	Performance de la Banque	2
14.	Facteurs pouvant affecter la performance du projet	2

---

Le présent rapport a été rédigé par M. A.B. SEMANOU, Consultant à la suite de la mission qu'il a effectuée au Togo et au Bénin du 30 septembre au 13 octobre 2002. Les renseignements complémentaires peuvent être obtenus auprès de M. G.M.B. KARIISA ; Directeur OPEV, poste 4052, et de Mme Z. KHORSI, Chargée d'évaluation principale, poste 4338.

## TAUX DE CHANGE ET ABREVIATIONS

Monnaie	Evaluation (2 <sup>ème</sup> trimestre 1987)	RAP (4 <sup>ème</sup> trimestre 1998)	REPP (4 <sup>ème</sup> trimestre 2002)
UC / Franc CFA	357, 2325	803 ; 499	879.947

### UNITES DE MESURE

1 GW	=	Gigawatt	=	1000 MW
1 GWh	=	Gigawatt-heure	=	1000 MWh
1 kV	=	Kilovolt	=	1000 volts (V)
1 kVA	=	Kilovolt-Ampère	=	1000 VA
1 kW	=	Kilowatt	=	1000 watts (W)
1 kWh	=	Kilowattheure	=	1000 Wh
1 MVA	=	Mégavolt-ampère	=	1000 KVA
1 MW	=	Mégawatt	=	1000KW
1 MWh	=	Mégawatt heure	=	1000 kWh
1 TEP	=	Tonne Equivalent Pétrole	=	0,427 TJ

### SIGLES ET ABREVIATIONS

BAD	Banque africaine de développement
BOO	Build Operate and Own
BOT	Build Operate and Transfer
BT	Basse Tension
CA	Chiffre d'affaires
CEB	Communauté électrique du Bénin
CEET	Compagnie d'énergie électrique du Togo
CIMAO	Cimenteries de l'Afrique de l'Ouest
CTL	Centrale thermique de Lomé
FAD	Fonds africain de développement
HT	Haute Tension
MBA	Marge brute d'autofinancement
ML	Monnaie locale
MT	Moyenne tension
OTP	Office togolais des phosphates
PIB	Produit intérieur brut
SBEE	Société béninoise d'électricité et d'eau
SCO	Société de cimenterie d'Onigbolo
TAG	Turbine à gaz
TRI	Taux de rentabilité interne
VRA	Volta River Authority
WACEM	West African Cemetery

### ANNEE FISCALE

1<sup>er</sup> janvier – 31 décembre

### Résumé des notations

N°	Indicateurs	Notes (1 à 4)		Observations REPP
		RAP	REPP	
1	Pertinence et qualité à l'entrée	N.D.	3.00	Satisfaisant. La requête a été accompagnée d'une étude de faisabilité complète ; le projet cadre avec les programmes de développement de la Banque et des pays
2	Efficacité (Réalisation des objectifs et résultats)	N.D.	3.26	Satisfaisant. L'objectif de mise en valeur des ressources naturelles dans un cadre régional a été atteint.
3	Efficiences	N.D.	4.00	Très satisfaisant. La rentabilité du projet s'est confirmée
4	Impact sur le développement institutionnel (DI)	N.D.	2.85	Insuffisant. La restructuration financière de la CEB n'a pas eu lieu ; absence de transfert de technologie
5	Durabilité	N.D.	3.00	Satisfaisant. L'approvisionnement de pièces de rechanges est sécurisé ; le personnel technique est bien formé avec une mobilité intérieure faible
6.	Performance globale	N.D.	3.22	Satisfaisant
7.	Performance des Emprunteurs	N.D.	2.16	Insuffisant. Les Emprunteurs ont été souvent absents durant le cycle du projet
8.	Performance de la Banque	N.D.	3.00	Satisfaisant. La Banque a été tout au début du projet et a accompagné le processus durant toutes les phases du cycle du projet

## Préface

1. Ce rapport d'évaluation de performance de projet (REPP) concerne le dispatching de production et de transport d'énergie électrique de la Communauté électrique du Bénin (CEB).
2. Ce projet a été initié par le Bénin et le Togo dans le cadre d'actions concertées en vue de réduire leur dépendance vis-à-vis du Ghana en matière d'énergie électrique.
3. Le rapport d'évaluation du projet (BENB-TOGB/TEEE/87/01) a été établi par la Banque en 1987 ; la participation du fonds s'était élevée à 6.77 millions d'UC et celle de la CEB à 1.87 millions d'UC soit près de 80% et 20% respectivement.
4. Le rapport d'achèvement (ADF/BD/IF/99/257) a été rédigé en novembre 1999 ; il a traité de l'impact du projet sur le développement et des performances de l'organe d'exécution et de la Banque.
5. La décision d'effectuer l'évaluation des performances de ce projet s'inscrit dans le cadre des études d'intégration économique et de coopération régionale inscrites au programme triennal d'OPEV. Le REPP a pour objet de mettre en lumière les expériences de la CEB en matière de gestion de réseaux électriques interconnectés.
6. La version finale du REPP prend en compte les commentaires et observations de la CEB et des départements opérationnels concernés.

### DONNEES DE BASE DU PROJET

1. Pays : Bénin/Togo  
 2. Titre du Projet : Dispatching de production et de transport d'énergie électrique de la Communauté électrique du Bénin  
 3. Numéro de prêt : F/CEB/BN/TOG/EL/87/1  
 4. Emprunteurs : Gouvernement de la République du Bénin  
 Gouvernement de la République togolaise  
 3. Bénéficiaire : Communauté électrique du Bénin (CEB)  
 4. Organe d'exécution : CEB

#### A. Prêt

		Estimation	
		A l'évaluation	Réelle à l'achèvement
1	Montant (en millions UC)	7,46	6,77
2	Date d'approbation	Août 1987	19 août 1987
3	Date de signature	N. D.	26 février 1988
4	Date d'entrée en vigueur	25 août 1988	2 janvier 1992

#### B. Données du projet

##### 1. Plan de financement (en millions d'UC)

Sources	Estimation à l'évaluation			Réelle			Ecart	Ecart en %
	Devises	Monnaie locale	Total	Devises	Monnaie locale	Total		
FAD	7,46	-	7,46	6,77	0	6,77	-0,69	-9,25
CEB	-	0,84	0,84	0	1,87	1,87	1,03	122,62
Total	7,46	0,84	8,30	6,77	1,87	8,64	0,34	4,10

2. Date du premier décaissement: Estimée: 1988 Réalisation: 26 mai 1992  
 3. Date du dernier décaissement: Estimation 1991 Réalisation: 9 juin 1998

#### C. Indicateurs de performance d'exécution

	Mio d'UC	%	Mio ML	%
Dépassement / surestimation des coûts	-0.69	-9.25	1.03	122.6
Retard / Avance par rapport au calendrier	+27 mois	100%		
Décalage de l'entrée en vigueur		40 mois		
Décalage du premier décaissement		36 mois		
Nombre de prorogation de la date du dernier décaissement	1			
Etat d'avancement du projet		Achevé		

## D. Missions

	Périodes	Nombre de personnes	Composition	Hommes-semaines
Evaluation	Avril 1987	2	1 Ingénieur électricien 1 Analyste financier	4
Supervision	07.02 au 19.02 1995	1	1 Ingénieur électricien	2
	15.07 au 30.07 1997	1	1 Ingénieur électricien	2
	01.05 au 08.05 1998	1	1 Ingénieur électricien	1
Audit	18.06 au 02.07 1995	2	2 Auditeurs	4
Achèvement	07.12 au 17.12 1998	2	1 Ingénieur électricien 1 Analyste financier	2
Performance	30/09 au 13/10/2002	1	1 Expert en évaluation	2
Total		10		17

## E. Echancier de décaissement du projet (en milliers d'UC)

Source de financement		ANNEES										TOTAL	
		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997		1998
Prévu à l'évaluation	FAD	2462	1641	2462	895								7460
	CEB	277	185	277	101								840
	TOTAL	2739	1826	2739	996	0	0	0	0	0	0	0	8300
	%	33	22	33	12	0	0	0	0	0	0	0	100
Réalisé	FAD	-	-	-	-	666	224	1593	2832	0	930	525	6770
	CEB	-	-	-	-	56	20	22	308	800	34	630	1870
	TOTAL	-	-	-	-	722	244	1615	3140	800	964	1155	8640
	%	-	-	-	-	8	3	19	36	9	11	13	100

Source: Rapport d'achèvement de la Banque

## BENIN

## Projets financés par la Banque par secteur et par instrument de prêt au 11/07/2002

(Montant en UC)

SECTEUR	Instrument	Opérations		Etat d'avancement			
		Nbre	Montant Approuvé	Achevés		Actif/Effectif	
				Nbre	Montant Approuvé	Nbre	Montant Approuvé
Agriculture et Développement Rural	PL	12	101,073,123	5	28,696,823	7	72,376,300
	<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>101,073,123</b>	<b>5</b>	<b>28,696,823</b>	<b>7</b>	<b>72,376,300</b>
Industries, mines et carrières	PL	1	1,544,000			1	1,544,000
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>1,544,000</b>			<b>1</b>	<b>1,544,000</b>
Transport	PL	11	78,279,182	9	62,279,182	2	16,000,000
	TA	3	1,731,577	3	1,731,577	0	0
	GA	2	1,971,578	1	1,381,578	1	590,000
	<b>Total</b>	<b>16</b>	<b>81,982,337</b>	<b>13</b>	<b>65,392,337</b>	<b>3</b>	<b>16,590,000</b>
Eau et assainissement	GA	1	1,289,473			1	1,289,473
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>1,289,473</b>			<b>1</b>	<b>1,289,473</b>
Energie	PL	5	21,589,468	4	16,789,468	1	4,800,000
	GA	1	700,000			1	700,000
	<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>22,289,468</b>	<b>4</b>	<b>16,789,468</b>	<b>2</b>	<b>5,500,000</b>
Communication	PL	3	24,647,356	3	24,647,356	0	0
	GA	1	690,789	1	690,789	0	0
	<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>25,338,145</b>	<b>4</b>	<b>25,338,145</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Finance	LC	2	3,500,000	2	3,500,000	0	0
	<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>3,500,000</b>	<b>2</b>	<b>3,500,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Social	PL	9	72,031,821	4	35,451,301	5	36,580,520
	TI	1	676,052	1	676,052	0	0
	TA	1	419,079	1	419,079	0	0
	GI	1	2,000,000			1	2,000,000
	GA	1	2,785,261	1	2,785,261	0	0
	<b>Total</b>	<b>13</b>	<b>77,912,213</b>	<b>7</b>	<b>39,331,693</b>	<b>6</b>	<b>38,580,520</b>
Multisecteur	PL	1	3,592,103	1	3,592,103	0	0
	SL	2	24,868,404	2	24,868,404	0	0
	TA	1	691,710	1	691,710	0	0
	GA	1	1,085,000	1	1,085,000	0	0
	<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>30,237,217</b>	<b>5</b>	<b>30,237,217</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Total	PL	42	302,757,053	26	171,456,233	16	131,300,820
	LC	2	3,500,000	2	3,500,000	0	0
	SL	2	24,868,404	2	24,868,404	0	0
	TI	1	676,052	1	676,052	0	0
	TA	5	2,842,366	5	2,842,366	0	0
	GI	1	2,000,000			1	2,000,000
	GA	7	8,522,101	4	5,942,628	3	2,579,473
	<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>345,165,976</b>	<b>40</b>	<b>209,285,683</b>	<b>20</b>	<b>135,880,293</b>

Source: OPEV Extraits SAP

**TOGO**  
**Projets financés par la Banque par secteur et par instrument de prêt au 11/07/2002**

(Montant en UC)

SECTEUR	Instrument	Opérations		Etat d'avancement			
		Nbre	Montant Approuvé	Achevés		Actif/Effectif	
				Nbre	Montant Approuvé	Nbre	Montant Approuvé
Agriculture et Développement Rural	PL	3	29,150,000			3	29,150,000
	<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>29,150,000</b>			<b>3</b>	<b>29,150,000</b>
Industries, mines et carrières	PL	1	3,810,000			1	3,810,000
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>3,810,000</b>			<b>1</b>	<b>3,810,000</b>
Transport	PL	6	42,508,930	4	25,328,930	2	17,180,000
	TA	1	230,263	1	230,263	0	0
	<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>42,739,193</b>	<b>5</b>	<b>25,559,193</b>	<b>2</b>	<b>17,180,000</b>
Eau et assainissement	GA	1	1,200,000			1	1,200,000
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>1,200,000</b>			<b>1</b>	<b>1,200,000</b>
Energie	PL	1	2,800,000			1	2,800,000
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>2,800,000</b>			<b>1</b>	<b>2,800,000</b>
Communication	PL	1	5,526,312	1	5,526,312	0	0
	<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>5,526,312</b>	<b>1</b>	<b>5,526,312</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Finance	LC	2	4,850,000	2	4,850,000	0	0
	<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>4,850,000</b>	<b>2</b>	<b>4,850,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Social	PL	6	42,618,400	3	11,749,996	3	30,868,404
	GA	1	1,000,000			1	1,000,000
	<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>43,618,400</b>	<b>3</b>	<b>11,749,996</b>	<b>4</b>	<b>31,868,404</b>
Multisecteur	SL	3	36,528,930	3	36,528,930	0	0
	GI	1	2,763,156	1	2,763,156	0	0
	<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>39,292,086</b>	<b>4</b>	<b>39,292,086</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Total	PL	18	126,413,642	8	42,605,238	10	83,808,404
	LC	2	4,850,000	2	4,850,000	0	0
	SL	3	36,528,930	3	36,528,930	0	0
	TA	1	230,263	1	230,263	0	0
	GI	1	2,763,156	1	2,763,156	0	0
	GA	2	2,200,000			2	2,200,000
	<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>172,985,991</b>	<b>15</b>	<b>86,977,587</b>	<b>12</b>	<b>86,008,404</b>

**Source** : OPEV – Données extraites de SAP

#### Nomenclature des instruments de prêts utilisés

- PL** : Prêt projet  
**LC** : Ligne de Crédit  
**SI** : Prêt d'investissement sectoriel ou de réhabilitation  
**SL** : Prêt d'ajustement structurel  
**SA** : Prêt d'ajustement sectoriel  
**TI** : Prêt pour l'appui institutionnel et la réhabilitation  
**TA** : Prêt pour le cycle de projet  
**GI** : Don pour l'appui institutionnel et la réhabilitation  
**GA** : Don pour le cycle du projet

## **RESUME DE L'EVALUATION**

### **1. LE PROJET**

1.1. Le projet de dispatching de production et de transport d'énergie électrique a été conçu pour gérer les mouvements d'énergie à travers le réseau de transport et les moyens de production de la Communauté Electrique du Bénin (CEB), un organisme inter-état appartenant à la République du Bénin et à celle du Togo. Ses réalisations comprennent un centre de conduite avec un système informatique central, ses logiciels et ses périphériques, 7 systèmes informatiques asservis implantés dans différents postes, le renforcement d'un système de communication existant et la formation du personnel chargé de l'exploitation et de la maintenance des nouvelles installations. Un contrat de maintenance de 15 ans lie la CEB à l'installateur du système.

1.2. Il a fallu une période de près de 9 ans (de la signature de l'accord de prêt en février 1988 à la réception provisoire des installations en décembre 1996) aux Emprunteurs et Organe d'exécution pour réaliser ce projet alors que le rapport d'évaluation prévoyait la mise en marche des installations en octobre 1990. Les Gouvernements ont pris quatre ans pour satisfaire les conditions de mise en vigueur du prêt. Pour faciliter la mise en œuvre du projet, le Fonds a dû suspendre certaines conditions du prêt. Par ailleurs, l'entreprise contractante a dépassé de deux ans et demi les délais de réalisation prévus au planning initial.

1.3. Le coût total du projet net des taxes et droits de douane estimé à l'évaluation à 8,3 millions d'UC, est passé à 8,64 millions d'UC après son exécution, soit une augmentation de 4,10 %. Le prêt FAD qui a couvert la partie en devises s'est élevée à 6,77 millions d'UC contre une prévision de 7,46 millions d'UC, avec un taux de réalisation de 90,75 %. La part en monnaie locale couverte par la CEB est en dépassement de plus de 122% (1,87 millions d'UC contre 0,84 million d'UC) à cause des prestations supplémentaires de l'Ingénieur conseil générées par le retard observé dans l'exécution du projet et le changement de parité du FCFA intervenu au cours de la période.

### **2. L'EVALUATION**

2.1. L'évaluation rétrospective a été entreprise en octobre 2002 après le rapport d'achèvement ADF/BD/IF/99/257 du 10/11/99, suite à une mission du Département d'OPEV sur le terrain. L'évaluation s'est déroulée en trois phases : (i) la collecte d'informations au siège de la Banque, (ii) une mission de collecte de données, de visite des sites au Togo et au Bénin et de discussions avec la CEB, et (iii) l'analyse des informations en vue de l'élaboration du REPP.

2.2 L'approche utilisée compare la situation avant et après le projet. Le point de vue des bénéficiaires finaux que sont la SBEE et Togo Electricité a été recueilli. La matrice rétrospective du cadre logique établie présente les indicateurs de performance et les risques liés à l'exécution du projet.

### 3. **CONCLUSIONS ET NOTATIONS DE L'EVALUATION**

3.1 Les objectifs assignés au projet sont en adéquation avec les plans de développement économique et social des deux pays et en harmonie avec les orientations de la Banque en matière de promotion de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et sa mission d'intégration économique régionale.

3.2 La performance à l'exécution est jugée insuffisante du fait du retard de plus de 4 ans constaté ; les difficultés rencontrées par les Emprunteurs pour remplir les conditions préalables au premier décaissement et pour satisfaire les autres conditions, combinées avec les retards enregistrés par le Consultant dans le choix de l'installateur et les retards de livraison des équipements avaient eu des effets négatifs sur le projet.

3.3 Malgré le retard, les objectifs de politiques ont été atteints ; la CEB, à travers ce nouvel outil gère de façon souple les mouvements d'énergie de la VRA, la SBEE et Togo Electricité ; la CEB a, avec le projet la possibilité d'appeler de l'énergie en provenance de la VRA, de son barrage de Nangbéto ou des centrales des sociétés nationales d'électricité et en provenance de la Côte d'Ivoire avec l'interconnexion de ce pays avec le Ghana. L'interconnexion des réseaux de la NEPA (Nigeria) avec ceux de la CEB, permettra, si elle se réalise, le mouvement d'énergie entre les cinq pays à savoir le Nigeria, le Bénin, le Togo, le Ghana et la Côte d'Ivoire. L'interconnexion du Nigeria et du Niger est une opportunité supplémentaire latente d'agrandissement du champ d'action du dispatching. Les objectifs du projet ont été atteints.

3.4 La situation financière de la CEB est fragile ; les conditionnalités du prêt indiquaient que des mesures seraient prises afin de corriger la tendance ; à la fin du projet la situation ne s'était pas améliorée ; les dispositions du code Daho-Togo de l'électricité relatives aux révisions des tarifs de vente de l'électricité ne s'appliquent pas. Le délai de recouvrement qui devrait être en moyenne de 2 mois date de facturation, a atteint vingt deux (22) mois en 1997.

3.5 Le projet ne génère pas de production propre ; néanmoins, à l'achèvement, les hypothèses de perte d'énergie en l'absence du projet, de sécurisation de l'exploitation et d'augmentation annuelle de 3% de l'énergie vendue à partir de 1999 à 2011 ont conduit au calcul du taux de rentabilité économique interne de 14.4% à l'évaluation, 16% à l'achèvement et 17% à la post-évaluation.

3.6 Sur le plan institutionnel, les résultats obtenus sont jugés insuffisants ; en effet, les modifications des statuts de la CEB n'ont pas été faites ainsi que la dotation de capital propre, la CEB continuant d'opérer comme une entité étatique dans un contexte mondial de privatisation et de libéralisation de la production de l'énergie électrique.

3.7 Les effets du projet dans le domaine social, ne sont pas directement perceptibles car la CEB n'alimente que des gros clients ; il faut surtout se référer à la SBEE et Togo Electricité pour cerner les avancées en matière réduction de disparité de revenus entre les hommes et les femmes, l'allégement des travaux domestiques, l'accroissement du taux de scolarisation, le recul de l'analphabétisme, l'augmentation du nombre de personnes ayant accès à l'électricité, etc.

3.8 Les réalisations du projet sont durablement garanties par un personnel d'exploitation bien formé, un contrat de maintenance entre l'installateur et la CEB, la disponibilité des ressources nécessaires à l'achat des pièces de rechange. La performance globale du projet est jugée satisfaisante essentiellement à cause de l'exploitation positive des installations et de la performance de la Banque.

## **4. LECONS ET RECOMMANDATIONS**

### **4.1 Leçons**

Les enseignements tirés de l'exécution de ce projet sont les suivants :

- (i) L'applicabilité des conditions de prêt constitue aussi un risque qu'il faut prendre en compte lors de l'évaluation d'un projet et des négociations de l'accord de prêt.
- (ii) Lorsque la mise en œuvre d'un projet rencontre des problèmes d'ordre institutionnel ou financier, il est nécessaire de faire une adéquation entre la composition de l'équipe de supervision et les problèmes à résoudre.

### **4.2 Recommandations**

Aux Gouvernements :

- (iii) Les Gouvernements togolais et béninois devront adopter le code commun d'électricité des deux pays.
- (iv) La CEB doit être dotée d'un capital si possible ouvert aux investisseurs privés nationaux et étrangers.

A la CEB :

- (v) De veiller aux travaux de la commission qui sera mise en place pour gérer les loyers de la location de la SCO, en vue de se classer parmi les créanciers privilégiés.
- (vi) De prendre contact avec la Caisse autonome d'amortissement pour étudier d'autres possibilités complémentaires pour amener l'emprunteur (le Gouvernement du Bénin) à compenser les dettes de la SCO et les échéances de l'emprunt CEB, à l'instar de l'expérience de la CEET avec le Ministère des finances togolais.
- (vii) De faire des extensions aux équipements et logiciels du dispatching pour prendre en compte les nouvelles réalisations. Aussi, tous les nouveaux projets d'installation de postes et centrales feront-ils l'objet de dotation budgétaire pour mettre en adéquation la capacité du dispatching par rapport aux moyens de production et de transport d'énergie électrique.
- (viii) De faire évoluer l'organigramme vers une séparation des fonctions contrôle de gestion et d'audit.

- (ix) D'inscrire à son programme d'investissement, la réhabilitation des sous-stations.

A la Banque :

- (x) Revoir les conditions générales relatives à la tenue de comptes séparés pour les fonds de la Banque.
- (xi) De communiquer régulièrement à l'avenir, les relevés de décaissements et la situation des remboursements aux bénéficiaires de prêt pour leur permettre de mettre à jour leur comptabilité.
- (xii) D'envisager la participation du secteur privé aux opérations de la CEB.

**5. RETROACTION**

Le REPP dans son intégralité est transmis à la CEB pour commentaires. Les leçons apprises et les bonnes pratiques découlant de cette expérience serviront de base aux futurs projets d'interconnexion. Le REPP servira aussi comme base d'études thématiques et spéciales dont l'étude sur la contribution des projets d'infrastructure dans l'intégration économique régionale.

La matrice des recommandations et actions de suivi figure en annexe 1.

# **1. LE PROJET**

## **1.1 Contexte économique national et sectoriel**

1.1.1 Lors des études préliminaires du projet, la presque totalité des activités du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin et au Togo était assurée par la CEB, la SBEE et la CEET (devenue Togo Electricité). La CEB assurait l'approvisionnement de l'énergie auprès de la VRA au Ghana et la SBEE et la CEET en assurait la distribution au niveau du Bénin et du Togo. Comme la plupart des pays en développement, l'économie des deux pays était caractérisée par le secteur rural dominant (33 à 47% du PIB) suivi par l'administration et les autres services (31 à 37% du PIB). Le secteur de l'énergie, sous-secteur de l'électricité comptait pour à peine 2% et dont l'approvisionnement provenait essentiellement du Ghana.

1.1.2 Les prévisions de la demande d'énergie, à partir entre autres des consommations annuelles moyennes par habitant de 45 kWh pour le Bénin et 109 kWh pour le Togo, ont été préparées par les deux pays, le Bénin et le Togo pour la période 1987-1996. Les orientations retenues par les deux autorités s'articulent autour de deux axes : (i) atténuer la dépendance énergétique des deux pays vis-à-vis de l'extérieur à travers le recensement, la prospection et l'exploitation des ressources énergétiques nationales, en particulier les hydrocarbures et l'hydraulique et (ii) accroître de manière significative la contribution du secteur dans le développement économique et social des deux pays.

1.1.3 Le Togo consomme en moyenne près de 500 000 TEP d'énergie par an sous forme de biomasse (60%), de pétrole (34%) et d'électricité (6%). Le Bénin, quant à lui, absorbe en moyenne près de 2 millions TEP par an d'énergie dérivée de la biomasse (87%), du pétrole (11%) et de l'électricité (1%). La quasi-totalité (85%) des besoins en électricité des deux pays était importée du Ghana et répartie entre les compagnies de distribution et gros consommateurs par la Communauté Electrique du Bénin (CEB), organisme appartenant aux deux Etats. Les deux pays ont toujours voulu réduire cette dépendance énergétique par rapport à une seule source. C'est ainsi que la CEB a été investie de la mission de production d'électricité.

1.1.4 Depuis le début de ses opérations au Togo en 1972, la Banque a financé le projet d'électrification de la zone de Lomé pour un montant de 2.8 millions d'UC. Elle a commencé ses interventions au Bénin durant la même année et depuis a financé 6 projets d'électricité pour un montant total de 22.28 millions d'UC. Ces projets ont abouti à l'électrification de la zone côtière, d'une cimenterie et de 9 chefs-lieux de district. En outre, la Banque a participé, à hauteur de 15.3 millions d'UC, au financement de deux projets électriques multinationaux au bénéfice des deux pays notamment le projet hydroélectrique de Nangbéto d'une puissance installée de 64 MW et le projet de dispatching de production et de transport d'énergie électrique de la CEB.

1.1.5 Les deux pays ont sollicité le concours du FAD en mars 1987 pour le financement du projet de dispatching qui a été évalué en avril 1987. Les négociations de prêt ont eu lieu le 7 août 1987 et le FAD a approuvé le prêt le 19 août 1987. Le projet qui fait l'objet du présent rapport d'évaluation des performances a été élaboré sur la base des données et des documents disponibles à la Banque ainsi qu'à la CEB, des discussions et interviews menées avec les partenaires du projet lors de la mission effectuée au Togo et au Bénin en octobre 2002.

## 1.2 Formulation du projet

1.2.1 Depuis sa création, la CEB achetait l'énergie électrique de la Volta River Authority (VRA), compagnie de production d'électricité du Ghana, gestionnaire du barrage hydroélectrique d'Akossombo, et la revendait aux compagnies de distribution et aux gros consommateurs du Togo et du Bénin. Pour répondre aux besoins des ses clients, la CEB exploitait deux lignes de transport de 161 kV venant du Ghana et qui reliaient en chaîne les postes de Lomé, Momé Hagou et Cotonou. Les trois postes transformaient l'énergie à la tension de 15 kV et 20 kV et la livraient aux clients.

1.2.2 Afin de réduire sa dépendance vis-à-vis de la VRA et face à une demande grandissante, la CEB s'est engagée à étendre son réseau de transport. Elle a entrepris des actions visant à ajouter d'autres lignes de transport et des postes à son réseau. Elle a entrepris la construction de la centrale hydroélectrique de Nangbéto qui a été mise en service en 1988, afin de développer ses propres moyens de production. C'est dans ce contexte d'exploitation complexe qu'il a été jugé opportun la mise en place d'un centre de dispatching (centre unique de décision et de conduite centralisée) dans la mesure où il serait difficile d'assurer la coordination nécessaire de la conduite des différentes composantes du système en l'absence d'un centre disposant d'une vue globale du parc de production et de réseau associé.

1.2.3 Suite à une requête de la CEB à la Banque, cette dernière a obtenu des autorités belges les fonds nécessaires pour réaliser les études du projet dispatching. Les conclusions de ces études ont été approuvées par la Banque le 12 février 1987. Les études ont démontré les avantages techniques et économiques d'un dispatching pour la CEB et ont défini ses fonctions. D'une façon générale, il a été préconisé la mise en place, au siège de la CEB, d'un centre de conduite avec un système informatique central et l'extension du réseau de communication existant entre les postes afin d'y inclure le centre de conduite. Chaque poste devait être muni d'un système informatique asservi relié au système informatique central par le réseau de communication.

## 1.3 Objectifs et portée à l'évaluation (cadre logique)

1.3.1 L'objectif sectoriel du projet était une utilisation optimale de la production d'énergie au niveau des deux pays et l'importation en provenance du Ghana et de tout autre pays.

1.3.2 L'objectif spécifique du projet était :

- i) D'accroître la sécurité d'alimentation et la qualité de l'énergie fournie aux réseaux de distribution du Bénin et du Togo ;
- ii) D'assurer la gestion économique du parc d'unités de production et
- iii) D'établir en temps réel la comptabilité et la tarification de l'énergie produite et consommée.

1.3.3 A l'évaluation, le projet comprenait les composantes suivantes : a) système informatique, b) équipements supports de transmission, c) équipements de téléphonie et de télex, d) équipements de télécontrôle, e) adaptation des fileries, f) aménagement des locaux du centre de dispatching, g) formation du personnel d'exploitation et h) ingénierie et contrôle des travaux.

1.3.4 Les hypothèses et risques importants ont été définis à l'évaluation et concernent (i) l'utilisation et la maintenance du système informatique, (ii) l'obsolescence prématurée des équipements, (iii) l'extension du système aux nouvelles installations, (iv) la non-matérialisation des estimations d'économies basées sur les chiffres tirés du plan directeur de la CEB et (v) les risques liés au plan de financement et les cadre institutionnel. Les conditions générales d'intervention du Fonds et les conditions particulières du prêt ont mis l'accent sur les risques et devront permettre de les réduire. Les conditions de prêt sont reprises en annexe 4. La matrice rétrospective du cadre logique qui figure à l'annexe 2 reprend en détail les risques spécifiques liés à l'exécution et à la durabilité du projet.

## 1.4 Dispositions financières

1.4.1 A l'évaluation, les coûts estimatifs étaient de 8.3 millions d'UC dont 7.46 millions d'UC en devises et 0.84 million d'UC en monnaie locale ; Ces montants avaient été obtenus en majorant les coûts de base d'un coefficient de 1.19 représentant les imprévus physiques et l'inflation. Le FAD a financé la totalité des coûts en devises soit 90% du montant total du projet ; les gouvernements béninois et togolais ont financé la totalité des coûts en monnaie locale soit 10% du coût total (voir Tableau 1 ci-après)

Tableau 1  
Sources de financement

Sources	Estimation à l'évaluation			Réelle			Ecart	Ecart en %
	Devises	Monnaie Locale	Total	Devises	Monnaie Locale	Total		
FAD	7,46	-	7,46	6,77	0	6,77	-0,69	-9,25
CEB	-	0,84	0,84	0	1,87	1,87	1,03	122,62
Total	7,46	0,84	8,30	6,77	1,87	8,64	0,34	4,10

1.4.2 Le projet a été cofinancé par les Gouvernements des deux pays concernés et par le FAD. Outre les conditions générales d'intervention du FAD, les gouvernements s'étaient engagés à remplir les conditions préalables suivantes : a) Rétrocéder le prêt à la CEB, organe d'exécution et bénéficiaire, à un taux ne dépassant pas 5% l'an ; b) présenter au Fonds un plan de recouvrement des arriérés dus par la Société béninoise d'électricité et d'eau (SBEE) à la CEB au titre des consommations de la Société des ciments d'Onigbolo (SCO) ; c) présenter au Fonds un plan de recouvrement des arriérés dus par la Cimenterie de l'Afrique de l'Ouest (CIMAO) à la CEB ; d) les deux gouvernements devront doter la CEB d'un capital propre ou de ressources propres éventuellement par des contributions non remboursables. La totalité des conditionnalités du prêt a été reprise en annexe 4.

## 2. L'EVALUATION

### 2.1 Méthodologie et approche de l'évaluation

2.1.1 La méthodologie adoptée comporte trois axes essentiels à savoir : (a) la collecte de données et leur analyse aussi bien au siège de la Banque que dans les deux pays au cours de la mission ; (b) l'élaboration de fiche d'enquête simple et adaptée tirée des guides pratiques de la Banque ; la conduite d'entretiens avec les Experts de la Banque chargés du projet et

avec les représentants des Emprunteurs et de l'Organe d'exécution ; (c) la visite du site des réalisations du projet.

2.1.2 La collecte des données au siège a permis de déceler l'insuffisance des missions de supervision, les difficultés d'acquisition, l'inadéquation de l'archivage, etc. Malgré ces difficultés, les documents disponibles, à savoir le rapport d'évaluation, le rapport d'achèvement, le rapport d'audit, l'accord de prêt et le registre des correspondances ont permis de clarifier un certain nombre de points et de cibler les services et personnes à interviewer. L'analyse de ces documents a aussi permis de confirmer l'option d'une évaluation complète de performance pour les raisons suivantes : (i) le projet a fait l'objet d'un dépassement important de délais (la date limite du premier et du dernier décaissement a été prorogée) ; (ii) le dispatching a été choisi au hasard pour faire partie d'un ensemble de projets devant servir de base à une étude sur la contribution des projets d'infrastructure dans le processus d'intégration économique régionale ; (iii) le projet unique en son genre est susceptible d'être imité.

2.1.3 La collecte des données sur le terrain au Bénin et au Togo s'est faite à travers une fiche d'enquête, l'acquisition des rapports annuels et documents spécifiques sur le projet, la visite des 7 sites terminaux du dispatching aussi bien au Bénin qu'au Togo, les discussions en séances de travail avec les principaux responsables de la CEB. Trois clients de la CEB à savoir la SBEE, Togo Electricité et l'OTP ont été visités ; au cours de ces visites, des documents ont été collectés et des séances de travail ont été tenues.

2.1.4 L'approche utilisée compare la situation avant et après projet au niveau de la CEB et l'appréciation des gros clients comme la SBEE, Togo Electricité et l'OTP.

## **2.2 Principaux indicateurs de performance**

2.2.1 Lors de l'évaluation du projet, le cadre logique n'avait pas encore été introduit comme outil d'analyse à la Banque ; une liste d'indicateurs de performance et des hypothèses et risques associés n'avait pas été élaborée. A l'achèvement, la matrice qui a été construite a fait état de critères et d'hypothèses suivants : (a) accroissement annuel de 3% de la consommation d'énergie électrique, (b) réduction par un facteur de 5 du temps de rétablissement de la fourniture d'électricité après une interruption, (c) mise à jour des mouvements d'énergie toutes les dix minutes. La matrice à l'évaluation rétrospective du projet a été élaborée et figure à l'annexe 2.

2.2.2 L'évaluation rétrospective du projet de dispatching a été faite selon des cinq critères de performances principaux à savoir (1) la pertinence, (2) l'efficacité, (3) l'efficience, (4) l'impact institutionnel et (5) la durabilité.

### **3. PERFORMANCE D'EXECUTION DU PROJET**

#### **3.1 Entrée en vigueur du prêt, lancement et exécution du projet**

##### **Mise en vigueur.**

3.1.1 Le prêt, approuvé le 19 août 1987, a été mis en vigueur le 2 janvier 1992 soit un retard de 46 mois par rapport au délai accordé par les conditions générales d'intervention du Fonds.

##### **Respect des conditions et des dispositions de l'Accord de prêt**

3.1.2 Le détail des conditions figure à l'annexe 4. Les conditions particulières liées au prêt sont pertinentes et réalistes. Pourtant, les gouvernements béninois et togolais ont rencontré beaucoup de difficultés à remplir les conditions préalables au premier décaissement, difficultés liées en partie à l'apurement des arriérés dus par la CIMAO et la SCO à la CEB. Devant les difficultés rencontrées par les Emprunteurs et à leur demande, la Banque a dû procéder à la modification de la condition relative aux arriérés des cimenteries et suspendre celle relative à la dotation de la CEB en capital propre. La réaction et la présence de la Banque à ce niveau de la mise en œuvre du projet sont jugées satisfaisantes. Les Emprunteurs ont rencontré aussi des difficultés pour satisfaire les autres conditions et dispositions de l'Accord de prêt. La conditionnalité relative à la modification des statuts de la CEB dans un délai de six mois à compter de la date de signature du prêt n'a pas été respectée. Au 30 septembre 2002, les statuts de la CEB n'ont pas encore été modifiés. Une des raisons est que les autorités concernées n'apprécient pas la plus-value qu'apporteraient les modifications des statuts de la CEB ; la dotation de la CEB d'un capital propre ne peut se faire qu'au détriment d'une aggravation des finances publiques des deux pays.

##### **Réalisations effectives et modifications de l'envergure du projet**

3.1.3 Les activités du projet ont démarré en mars 1992 pour se terminer en février 1999 accusant un retard de 4 ans sur le planning initial. Le projet s'est exécuté sur 7 ans au lieu de 3. Ce retard peut s'expliquer par les éléments suivants : les manœuvres et l'analyse partisane de l'ingénieur conseil en vue d'éliminer les concurrents au profit de l'adjudicataire qu'il s'est choisi ; le désaccord du FAD, les interventions aux niveaux des Etats et l'approbation du rapport d'analyse du consultant par le FAD avec 2 ans de retard. Le retard important enregistré dans l'exécution du projet a eu des conséquences négatives sur la conduite des mouvements d'énergie ; en effet pendant toute cette période, la gestion des mouvements d'énergie est restée manuelle avec les risques de temps de réaction élevé et d'erreurs humaines.

3.1.4 Le projet tel qu'approuvé par la BAD n'a pas subi de profondes modifications sur le plan conceptuel mais compte tenu de l'évolution de la technologie, un réseau intranet a été réalisé en lieu et place d'un système d'asservissement avec un ordinateur central et un ordinateur de secours. Cette modification n'a pas eu d'impact négatif sur le projet. En outre, cette modification n'est pas due à une conception inadéquate du projet. Elle a été dictée par le souci d'adapter la conception à une technologie d'information et de communication en mutation rapide. La modification a eu un impact positif sur le projet en lui évitant des installations qui seraient devenues rapidement obsolètes.

### **3.2 Respect des coûts du projet, décaissements et dispositions financières**

3.2.1 Le coût total du projet net des taxes et droits de douane estimé à l'évaluation à 8,3 millions d'UC, est passé à 8,64 millions d'UC après son exécution, soit une augmentation de 4,10 %. Le prêt FAD qui a couvert la partie en devises s'élève à 6,77 millions d'UC contre une prévision de 7,46 millions d'UC, avec un taux de réalisation de 90,75 %. La part en monnaie locale couverte par la CEB est en dépassement de plus de 122% (1,87 millions d'UC contre 0,84 million d'UC) à cause des prestations supplémentaires de l'Ingénieur conseil générées par le retard observé dans l'exécution du projet et le changement de parité du FCFA intervenu au cours de la période.

3.2.2 Le retard cumulé dans l'exécution du projet, en plus des contraintes techniques particulières imposées à la CEB dans la gestion des mouvements d'énergie, a eu aussi un impact financier négatif lié à la dévaluation du FCFA ; en effet, le projet aurait dû être achevé en 1991, bien avant la dévaluation du FCFA intervenue en janvier 1994. La dégradation des termes de l'échange induite par la dévaluation du FCFA a fragilisé la situation financière de la CEB et alourdi le service de la dette des Emprunteurs. Le calendrier d'exécution du projet établi à l'achèvement par la Banque, est présenté en annexe 5.

3.2.3 **Décaissements et remboursement.** Le calendrier initial de décaissement n'a pas été respecté dans la mesure où des retards ont été enregistrés au niveau de la mise en vigueur du prêt et de l'adjudication du marché de fourniture d'équipements. La conséquence immédiate est que les dates limite du premier et du dernier décaissement ont été prorogées à la demande des Emprunteurs. L'Organe d'exécution n'a pas la situation du prêt dont il assure le remboursement ; la communication entre la Banque et l'organe d'exécution devra être améliorée.

### **3.3 Gestion du projet, communication de rapports, suivi et évaluation**

3.3.1 La gestion du projet n'a pas nécessité la création d'une cellule d'exécution ; en effet, la structure de la CEB, bénéficiaire et organe d'exécution, dispose dans sa structure un service Etudes et contrôle qui a été désigné comme directement responsable de la mise en œuvre sous la supervision du Directeur général. Ce service a été aidé dans sa tâche par un consultant responsable de la mise en œuvre du projet et dont les tâches ont été les suivantes : (i) examen et approbation des études et autres dossiers d'exécution des entreprises adjudicataires, (ii) la supervision et le contrôle technique des travaux, (iii) les essais de réception et de mise en service en usine et sur le site, (iv) la définition des programmes de formation, le pilotage et la réalisation des stages du personnel de conduite et de maintenance du centre du dispatching.

3.3.2 L'Organe d'exécution n'a pas communiqué au Fonds les rapports d'avancement semestriels conformément aux dispositions de l'Accord de prêt ; par contre l'Ingénieur conseil a soumis ses rapports d'avancement au Fonds. Le rapport d'achèvement du projet n'a pas été élaboré par l'Organe d'exécution. Le Fonds a entrepris un audit des comptes de la CEB ; le rapport d'audit indique que la CEB n'a pas respecté la disposition relative à la tenue de registres séparés des dépenses financées par les ressources du Fonds ; ainsi, l'audit effectué par les auditeurs externes de la CEB ne porte pas particulièrement sur le financement du FAD, mais sur toute la situation financière de la CEB, ce qui par ailleurs est une bonne chose bien que ne répondant pas strictement aux dispositions des conditions générales d'intervention du Fonds. Cette situation se retrouve dans la plupart des projets financés par la

Banque ; la question qui se pose est de savoir si la condition est inadéquate et irréalisable par les Emprunteurs. Dans l'affirmative, une modification des conditions générales et des directives en matière d'audit des comptes des projets devra être initiée.

3.3.3 L'Organe d'exécution ne dispose pas de système de suivi et évaluation ; par conséquent, des indicateurs de performance n'ont pas été élaborés. Tout au long de la mise en œuvre du projet, la Banque a été présente par des lettres de relance et des missions de supervision sur le terrain et une mission d'audit des comptes.

#### **4. EVALUATION DES PERFORMANCES ET NOTATION**

##### **4.1 Pertinence des buts et objectifs, qualité à l'entrée du portefeuille**

4.1.1 Le projet de dispatching de production et de transport d'énergie électrique de la CEB cadre avec les priorités du Bénin et du Togo qui dépendent toujours en grande partie de l'extérieur pour son alimentation en électricité. Les deux pays ont entrepris des actions concertées en vue de réduire cette dépendance vis-à-vis de l'extérieur en initiant entre autres le projet du barrage de Nangbéto sur le fleuve Mono. Le barrage, qui a bénéficié de l'appui financier de la Banque mondiale, de la BAD et d'autres bailleurs de fonds multilatéraux et bilatéraux contribue à réduire cette dépendance depuis sa mise en service. C'est en prévision de l'arrivée de l'énergie en provenance de Nangbéto et face à la complexité prévisionnelle du réseau dans les prochaines années, que la CEB a envisagé de mettre en place un service de conduire centralisé de mouvement d'énergie ; ce service, dénommé dispatching, sera chargé d'assurer la coordination de la production des diverses centrales de la SBEE, de Togo Electricité, de la CEB en harmonie avec l'énergie en provenance d'Akossombo au Ghana et de tout autre pays comme la Côte d'Ivoire, le Nigeria et éventuellement le Niger.

4.1.2 Le projet a été préparé sur financement d'une aide bilatérale à travers la Banque ; les études préliminaires en ont indiqué la faisabilité technique, économique et financière. Le consultant retenu selon les procédures de la Banque pour mener les études préliminaires, a été chargé de conduire l'étude de faisabilité et l'élaboration des dossiers d'appel d'offres. A l'entrée en portefeuille, la qualité du projet était satisfaisante malgré l'absence d'indicateurs de performance.

##### **4.2 Réalisation des objectifs et des résultats du projet : efficacité**

###### **Objectifs sectoriels du projet**

4.2.1 Le projet a été conçu dans le but d'optimiser la gestion des sources d'énergie des deux pays et de l'importation en provenance du Ghana. Cette optimisation devra permettre une tarification ayant comme base la redistribution de bien public ; en effet, l'énergie en provenance de la VRA est facturée en dollar EU tandis que les consommateurs de la CEB sont facturés en FCFA. Les deux pays ont dû se doter d'un code commun d'électricité et harmoniser leur système de contrôle dans le sous-secteur de l'énergie électrique ; le sous-secteur avait bénéficié de réglementation appropriée le mettant à l'abri des remous sociaux dans les deux pays et vis-à-vis du Ghana. L'étude tarifaire, une des conditions du prêt, a été réalisée en 1998, et réactualisée en 1999 et 2002. Les archives n'indiquent pas que cette étude avait été soumise à la Banque pour commentaires ou pour information. Les objectifs sectoriels du projet ont été réalisés.

### **Extrants physiques**

4.2.2 Le projet de dispatching s'inscrit dans le registre des moyens de gestion moderne des réseaux interconnectés et n'induit pas de production propre. Lors de l'évaluation, les prévisions de consommations n'ont pas pu se matérialiser ; en effet, il était prévu qu'à partir de 1992, le barrage hydroélectrique d'Adjarala et la centrale thermique de Lomé injecteraient près de 82 GWh par an dans les réseaux. A ce jour, le barrage d'Adjarala n'a pas encore vu le jour et la centrale thermique est à l'arrêt. Par contre, l'interconnexion des réseaux de la CEB et de la NEPA, mise en études depuis les années 80 connaît un début de matérialisation avec l'évaluation du projet par une équipe de la Banque au courant du mois de juillet 2002. Ce projet, s'il se réalise, avec l'interconnexion des réseaux de la CIE et de la VRA permettrait au dispatching de jouer pleinement son rôle d'outil privilégié de gestion de mouvements d'énergie réversibles entre la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Togo, le Bénin et le Nigeria. Ayant en vue que l'énergie dans les quatre premiers pays précités est essentiellement d'origine hydraulique et que celle du Nigeria est essentiellement d'origine thermique, l'interconnexion électrique une fois réalisée devrait mettre les pays concernés à l'abri des aléas climatiques et minimiser les risques de délestage.

### **Objectifs financiers**

4.2.3 Les résultats financiers de la CEB étaient négatifs sur la période 1993-97, correspondant à la période d'exécution du projet ; les dégradations sont dues au non-respect des accords conclus entre le Togo et le Bénin dans le cadre du code Daho-Togo de l'électricité. Entre 1998 et 2001, les résultats financiers de la CEB ont continué à se dégrader. Hormis l'année 1999, au cours de laquelle les résultats ont été positifs, les déficits sont passés de 4.7 milliards FCFA en 2000 à 11.11 milliards FCFA en 2001. L'étude tarifaire, une des conditions du prêt, n'a été réalisée qu'en 1998 et réactualisée en 2002. Cette étude réactualisée a servi de base à la nouvelle grille tarifaire mise en service en 2002. La liquidation de la CIMAO et de la SCO, deux cimenteries, a contribué à affaiblir la situation financière de la CEB. Le recouvrement est défectueux, le délai client a atteint 22 mois en 1997. Depuis la mise en marche industrielle du dispatching, le délai client est passé de 9 en 1999 à 5 mois en 2001 ; il demeure encore en deçà des 2 mois préconisés par la politique tarifaire de la Banque. La performance financière assimilée à la rentabilité économique du projet est jugée satisfaisante ; le TRIE avait été estimé à 16% à l'achèvement contre 14.4% à l'évaluation ; il se situe à l'évaluation des performances à 17%. L'hypothèse de travail à l'évaluation des performances, qui figure à l'annexe 10, reprend les paramètres essentiels des rapports d'évaluation et d'achèvement. Le projet a contribué à réduire considérablement le temps de reprise du réseau en cas de défaillance totale de la fourniture ; les temps de reprise constatés en 1999, 2000 et 2001 sont inférieurs à 15 minutes.

### **Objectifs de développement institutionnel**

4.2.4 Le projet comportait un volet de renforcement institutionnel consigné dans les modalités d'octroi du prêt et qui fait obligation aux deux pays de faire procéder à des modifications des statuts de la CEB dans un délai de six mois à compter de la date de signature de l'Accord de prêt et dans le but (a) de préciser clairement que la CEB est propriétaire des installations qu'elle réalise d'une part et de l'autre le sort réservé aux biens de la CEB en cas de dissolution ; (b) d'obliger les deux sociétés nationales d'électricité (SBEE et Togo Electricité) à acheter en priorité la production de la CEB ; (c) de doter la CEB

d'un capital propre ou de ressources propres éventuellement par des contributions non remboursables de ses Etats membres. Ces dispositions ne se sont pas matérialisées à cause du manque d'engagement des autorités des deux pays et d'arbitrage en défaveur de la CEB. De par sa conception le projet aurait dû contribuer à renforcer le cadre institutionnel du sous-secteur de l'électricité dans les deux pays ; la CEB, organe d'exécution et bénéficiaire du prêt devrait se restructurer et se doter de moyens propres et d'une personnalité morale. A la fin du projet et à l'évaluation rétrospective, la plupart des dispositions pertinentes indiquées dans le rapport d'évaluation ne se sont pas matérialisées ; le projet n'a pas eu l'impact sur le développement institutionnel escompté.

### **Objectifs sociaux et bénéficiaires**

4.2.5 A terme, le projet de dispatching intégré dans l'ensemble des actions menées en vue de réduire la dépendance énergétique du Bénin et du Togo vis-à-vis de l'extérieur devrait converger vers un taux d'électrification de plus en plus élevé. Le projet n'a pas pour objectif de réduire les disparités des revenus ni de protéger les groupes vulnérables. La réduction de 5% de la probabilité d'énergie de défaillance à la pointe en permettant à la CEB d'optimiser la gestion de son réseau, induit l'énergie livrée à moindre coût ; ce qui se traduit par des extensions de réseaux de la SBEE et de Togo Electricité vers les quartiers pauvres. Le taux de desserte au Togo est estimé à 15% et celui du Bénin à 25%.

4.2.6 La problématique homme - femme n'a pas été prise en compte par le projet. Aucune femme n'a bénéficié du programme de formation inclus dans le projet. Néanmoins, la perspective d'accès à l'électricité offre l'opportunité aux femmes laborieuses de développer le petit commerce tel que la production et la vente de jus de fruit, d'eau glacée, de pain indigène, etc. La tranche sociale de la grille tarifaire de la SBEE et de Togo Electricité devrait aussi permettre aux écoles de s'électrifier et de développer des cours du soir, toute action qui œuvre dans le sens de l'amélioration du taux de scolarisation et de réduction de l'analphabétisme, surtout à l'endroit des jeunes filles. Au 30 septembre 2002, l'Organe d'exécution comptait 27 femmes dont un seul cadre pour 265 hommes. La parité Homme-femme est loin d'être atteinte dans cette entreprise traditionnellement tenue par des hommes.

### **Objectifs environnementaux**

4.2.7 Lors de l'évaluation du projet, les considérations environnementales n'avaient pas été explicitement prises en compte ; la classification environnementale des projets n'était pas encore introduite dans les opérations de la Banque. Le projet par ses composantes (équipements informatiques, logiciels, formation, etc.) n'a pas d'effets négatifs significatifs sur l'environnement car les éléments de télésurveillance et de télécommande n'ont pas ajouté plus de pollution électromagnétique que les réseaux de transport d'énergie, de téléphonie cellulaire, de satellites artificiels de télévision ou de météorologie. Le projet n'a pas dégradé la qualité de l'air (le projet ne génère pas de gaz d'échappement) et n'a pas provoqué de nuisances sonores (le niveau sonore des contournements des disques d'isolateurs est insignifiant et n'est pas imputable au dispatching).

### **Développement du secteur privé**

4.2.8 Le projet, par ses dispositions de doter la CEB de capital propre et d'une personnalité morale distincte, œuvrait dans le sens d'un développement d'un partenariat privé ; ces dispositions citées plus haut devraient, à terme, créer un climat propice au développement des

affaires et une commercialisation plus ou moins complète de la CEB qui pourrait initier des projets en BOT ou BOO etc. La CEB a le monopole du transport d'énergie au Togo et au Bénin.

4.2.9 Il est bon de préciser que le projet, par certaines des dispositions de l'accord de prêt n'avait pas encouragé le secteur privé ou la libéralisation du sous-secteur ; en effet, l'obligation faite à la SBEE et à Togo Electricité de s'approvisionner en priorité auprès de la CEB, si elle se justifiait dans le temps, ressemble aujourd'hui à une tentative de maintenir un monopole de plus en plus contesté. L'obligation faite à tout opérateur d'obtenir l'autorisation de la CEB pour installer une centrale de 100 KVA et de livrer l'énergie produite à la CEB, obligation contenue dans le code de l'électricité des deux pays devra être revue. Un nouveau code d'électricité Bénino-togolais est en cours d'élaboration lequel devrait confirmer le monopole de la CEB en matière de transport d'électricité dans les deux pays.

### **4.3 Efficience**

#### **Performance financière**

4.3.1 La situation financière de la CEB s'est fortement dégradée au cours de la période d'exécution du projet et continue de se dégrader. Les résultats nets d'exploitation sont passés de 4.15 milliards de FCFA en 1999 à moins 0.33 en 2000 et moins 7.83 en 2001. Les dispositions tarifaires qui étaient définies dans le code Daho-Togo de l'électricité n'ont pas été appliquées. En effet, selon ce code, les révisions tarifaires devraient intervenir automatiquement tous les trois (3) ans. L'étude tarifaire demandée lors de l'évaluation du présent projet en vue de décider d'une éventuelle augmentation des tarifs pour enrayer la baisse du taux de rentabilité des immobilisations, n'a été réalisée et réactualisée qu'en 2002 pour soutenir un relèvement tarifaire de mai 2002.

4.3.2 L'échéancier de remboursement des arriérés dus par la SCO au Bénin et la CIMAO au Togo n'a pas été respecté. A cette situation, est venue se greffer celle de la Togo Electricité qui a enregistré d'importants impayés à partir de 1994. Le niveau le plus élevé de ses créances s'élevait à 16,8 milliards FCFA en 1996. La part des impayés clients dans le chiffre d'affaires de la CEB est passée de 54 % en 1990 à 182 % en 1997 pour se situer à près de 41% en 2001. Le délai client qui devrait être en moyenne de deux mois date de facturation a varié considérablement pour atteindre vingt deux (22) mois en 1997. (cf. annexe n° 6 relatif à l'évolution des créances).

4.3.3 Depuis la liquidation de la CIMAO en 1989, les paiements des échéances d'arriérés ont été gelés. Le rapport de liquidation des actifs de la CIMAO et la proposition de leur répartition n'ont été présentés à la CEB qu'en 1998. Le plan de remboursement des créances a connu un début d'exécution de l'ordre de 300 millions sur un solde de 821 millions de FCFA restant dû à la veille de la liquidation. Les derniers produits de cession des immobilisations au repreneur, la société WACEM, ont permis de clôturer ce dossier à fin 2000.

4.3.4 La deuxième société de cimenterie la SCO, débitrice de la CEB, a connu également d'énormes difficultés au cours de son exploitation. Elle n'a pas su résister à la crise énergétique que le Bénin a enregistrée au cours de l'année 1998. Elle a dû interrompre sa production. Un contrat de location gérance a été conclu entre le ministère de l'industrie et de la PME du Bénin et le groupe "Laffarge - Société du Ciment du Bénin" pour reprendre les activités. Le

loyer qui est versé par ce groupe sert à rembourser entre autres à la CEB, les factures impayées de la SCO qui se chiffraient à FCFA 4 174 797 928 au 31/12/01.

4.3.5 Suite aux accords de Cotonou des 21 et 22 janvier 1997 relatifs à l'apurement des dettes à court et moyen termes de la CEET, un arrangement est intervenu entre la CEB, les autorités togolaises et les responsables ayant en charge la gestion intérimaire de la CEET. Au titre de cet arrangement, le Ministre des finances togolais a accepté de payer à la place de la CEB, les échéances de ses emprunts BAD, garantis par le Gouvernement togolais en compensation des dettes de la CEET. Quant aux consommations courantes, la gestion intérimaire de la CEET a pris l'engagement d'honorer toutes les consommations courantes. Le solde restant à payer au titre des arriérés se chiffrait à FCFA 12 170 635 177 au 09/12/98. La gestion intérimaire a fait place à une concession dénommée Togo Electricité en 2000. Cette nouvelle société a réduit les arriérés qui sont passés de 10.51 milliards de FCFA en 2000 à 3.86 en 2001. La séance de travail avec les responsables de Togo Electricité laisse envisager que la réduction des arriérés se poursuivra. La situation des créances de la CEB est présentée en annexe 6.

### **Exploitation**

4.3.6 Si sur la période 1990-92, le résultat net enregistré est demeuré positif, la situation s'est dégradée entre 1993 et 1998 avec des pertes successives pour atteindre 16,33 milliards en 1998 après que l'exercice 1996 a enregistré un profit net de 3,9 milliards suite à une reprise des provisions. Sur la période 1999-2001, avec la mise en exploitation du dispatching, le résultat net est passé d'un profit de 4.15 milliards FCFA à une perte de 7.83 milliards en 2001. L'autofinancement a suivi la même tendance que le résultat net. Il a atteint un niveau de 6,7 milliards de FCFA en 1991 avant de se dégrader à partir de 1993 jusqu'à 1997 avec une pointe négative de 8,9 milliards en 1996. Sur la période 1999-2001, l'autofinancement est passé de 6.4 milliards FCFA à moins 17.4 en 2001.

4.3.7 La progression des ventes d'énergie en GWh a été insignifiante au cours de la période 1990/1992. En dehors d'une augmentation des ventes de 27,2 % en 1995/1994, on note une stagnation voir une baisse du niveau des quantités de GWh vendues les autres années. Cette situation est liée aux différentes crises énergétiques enregistrées au cours de la période, en particulier celles liées à l'assèchement du fleuve Volta, qui alimente le barrage d'Akossombo, principale source d'approvisionnement de la CEB en énergie électrique. Les tarifs découlant de ces quantités de GWh n'ont pas pu être relevés conformément aux dispositions statutaires. Ces derniers ont connu une seule augmentation à partir de 1994, en passant de 23 FCFA/kWh entre 1990 à 1993 à 38 FCFA pour les compagnies d'électricité et 40 FCFA pour les industriels en 1994. Les résultats attendus pour 1998 n'ont pas été meilleurs dans la mesure où la sécheresse a sévi de nouveau au niveau du barrage de la VRA et de celui de Nanbété au cours de la période de février à fin mai 1998 ; elle a perturbé toutes les prévisions dans la production de l'électricité. Les deux Etats (Bénin et Togo), ont subi d'énormes pertes économiques suite à cette situation de baisse de production d'électricité. Les résultats d'exploitation ont été fortement influencés par cette situation de crise énergétique et du gel des tarifs avec des pertes d'exploitation sur toute la période de 1990 à 2001. En mai 2002, la CEB a relevé ses tarifs qui se situent à 50 FCFA pour les sociétés d'électricité et 54 FCFA pour les industriels. En plus du relèvement tarifaire, le nouveau code en préparation, par certaines de ses dispositions, devra aussi contribuer à l'assainissement des finances de la CEB.

4.3.8 Les achats d'énergie qui ont subi la même tendance que les quantités de GWh vendues représentent en moyenne 50 % du total des charges de 1990 à 1992 avant de faire place aux frais financiers et aux dotations aux amortissements et provisions qui participent respectivement de 45 % et 10 % des charges. Pour faire face au manque de productible des barrages d'Akossombo au Ghana et de Nangbéto au Togo, la CEB a dû installer deux turbines à gaz dont l'une à Lomé et l'autre à Cotonou. Sur les 5 dernières années, les achats et production d'énergie de la CEB se présentent comme suit:

**Tableau 2**  
Achats et production d'énergie  
(GWh)

Année / Achat	Achat			Production CEB			Total sur réseau	Pointe (MW)
	VRA	CIE	Total	Nangbéto	TAG	Total		
1997	422.54	262.44	684.98	88.36	0	88.36	773.34	133.7
1998	459.53	0	459.53	172.60	65.92	238.52	698.05	139
1999	325.63	201.65	527.28	198.84	159.79	358.63	885.91	139
2000	391.90	299.82	691.72	198.36	49.57	247.93	939.65	154.81
2001	302.05	577.23	879.28	91.78	62.75	154.53	1033.81	162.56

Sources: Rapports d'activité CEB / Mission REPP BAD

Ce tableau indique que l'énergie totale livrée au réseau est en constante progression sur les 5 dernières années. Au cours de l'année 2001, les achats en provenance de la CIE ont dépassé pour la première fois ceux de la VRA. Les puissances en pointe ont aussi augmenté dans le même sens que les appels d'énergie, passant de 133.7 à 162.56 MW. Les pertes sur réseau sont en augmentation sur les 2 dernières années ; elles se chiffrent à 53.86 GWh et 73.63 GWh en 2000 et 2001 soit un pourcentage de 6.08 et 7.69 respectivement. Ces pertes sont élevées, 3 à 4% au-dessus de la moyenne pour les réseaux de transport. Il va falloir réagir avant que la situation ne se détériore ; un audit énergétique des moyens d'exploitation de la CEB est nécessaire. La part des pertes non techniques est généralement négligeable pour une compagnie de transport d'énergie. Le compte d'exploitation de la CEB est repris en annexe 7.

### Ressources humaines

4.3.9 Au 30 septembre 2002, la CEB comptait 292 agents dont 32 cadres, 115 agents de maîtrise et 147 agents d'exécution. La parité homme-femme est loin d'être atteinte dans cette entreprise traditionnellement tenue par les hommes. Des efforts sont néanmoins faits en vue d'augmenter le nombre de femmes dans la

#### **Encadré:1**

##### **Deuxième réunion des directeurs généraux des sociétés d'électricité**

En marge de l'Union des producteurs et distributeurs d'énergie électrique d'Afrique (UPDEA) une première réunion s'est tenue à Abuja en avril 2002 entre les DG de la Nigelec, SBEE et NEPA. La deuxième réunion qui s'est tenue à Cotonou en juin 2002 a regroupé les DG de la SBEE, SONABEL (Burkina Faso), Nigelec (Niger), NEPA (Nigeria), CEB (Togo/Bénin) avec la participation de l'ONE (Maroc) invitée. L'objectif de la réunion est de créer les conditions d'instauration d'un cadre d'échange fructueux sur les problèmes liés à la gestion des sociétés d'électricité et partager les expériences vécues par chacune d'elles. Au nombre des résolutions prises à l'issue de la réunion, il faut citer: 1) celle relative aux interconnexions 2) celle concernant l'engagement à susciter et favoriser l'intégration des sociétés de la sous région dans le cadre des réformes institutionnelles, 3) celles ayant trait aux échanges de cadres et d'information entre les sociétés. Une résolution recommande la création d'organe de délibération et propose la tenue de la prochaine réunion en octobre 2002 à Niamey. L'ESKOM (Afrique du Sud) sera invitée à la prochaine réunion. La CEB participe à tous ces travaux.

société. Au 30 septembre 2002, la CEB comptait 27 femmes dont un seul cadre pour 265 hommes. Les agents formés dans le cadre du projet sont tous en place sauf deux qui ont été promus dont l'un au poste de directeur. Les frais de personnel ont varié dans les limites de 3 à 5% sur les derniers exercices ; ils représentent en moyenne 5% des charges d'exploitation. Le tableau 3 ci-après donne la répartition des effectifs de la CEB pour l'année 2002.

**Tableau 3**  
Effectifs de la CEB au 30/09/2002  
(Nombre)

Catégorie	Année					
	1991	1995	1998	2002		
				Total	Hommes	Femmes
Exécution	188	203	177	147	134	13
Maîtrise	82	101	126	115	103	12
Cadres	16	14	21	28	26	2
Hors-classe	2	2	2	2	2	0
Expatriés	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>288</b>	<b>320</b>	<b>326</b>	<b>292</b>	<b>265</b>	<b>27</b>

Source: Note CEB / Missions RAP et PPER BAD

4.3.10 L'organisation du personnel de la CEB a progressé au fil des années depuis l'évaluation du projet en 1987. A l'évaluation des performances, la structure opérationnelle se compose de la façon suivante : 1 Directeur général avec un adjoint, un Département de contrôle de gestion et d'audit rattaché à la Direction générale et 5 Départements dont 3 techniques (Exploitation, Etudes et développement et Approvisionnement) et 2 Départements institutionnels (Ressources humaines, Finances). La fonction contrôle de gestion et audit interne étant différentes par essence, il va falloir faire évoluer l'organigramme vers une activité d'audit distinct et rattachée à la Haute Autorité. La disparition de nombreuses unités directement rattachées à la Direction générale lors de l'achèvement va dans le bon sens d'une plus grande délégation de pouvoirs au sein de l'entreprise. L'organigramme en vigueur au 30/09/2002 est reprise à l'annexe 8.

### **Structure financière**

4.3.11 L'examen des quatre derniers bilans montre que le total de l'actif immobilisé est resté stable sur la période 1998 - 2001 ; ce même constat a été fait lors de l'évaluation et de l'achèvement du projet pour les périodes de 1990 à 1995. Suite à réévaluation des immobilisations occasionnée par la dévaluation de FCFA, l'actif immobilisé a augmenté de 47 % à partir de 1995. Les avoirs en caisse sont passés de 8.58 millions de FCFA en 1998 à 66.46 en 2000 pour se situer à 31.44 en 2001. La CEB a besoin de mettre en place une politique de gestion des avoirs afin de prévenir tout risque lié à la thésaurisation. Les dettes à long et moyen terme sur les quatre derniers exercices sont aussi restées stables et se situent à hauteur de 52.23 milliards de FCFA en 1998, 56.14 milliards en 1999, 52.21 en 2000 et 51.25 milliards en 2001. Les ratios d'endettement et autres ratios significatifs sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau 4**  
Ratios significatifs de la CEB

<b>Désignation</b>	<b>2001</b>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
<u>Ratio d'endettement</u>				
Emprunteurs & dettes/ressources stables	0.76	0.66	0.62	0.58
Capitaux propres & res. As./ressources stables	0.24	0.34	0.38	0.42
<u>Ratio de financement</u>				
Ressources stables/Immobilisations nettes	1.11	1.32	1.35	1.22
<u>Ratio de liquidité générale</u>				
Actif circulant / Passif circulant	0.63	1.58	2.23	2.93
<u>Ratio de trésorerie immédiate</u>				
Trésorerie Actif –(Fonds indisponibles) / Passif circulant	0.15	0.25	0.32	0.39
<u>Ratio de rentabilité</u>				
Rentabilité économique (Résultat / Immo Nettes)	-0.15	-0.07	0.01	-0.06
Rentabilité financière (Résultat / Capitaux pr & res as)	-0.53	-0.14	0.01	-0.12

Source : CEB, Rapports annuels d'activités / Compilation mission BAD

Ces ratios montrent l'importance du financement propre par rapport à l'endettement et permettent d'apprécier l'autonomie financière de l'entreprise. Les ratios d'endettement montrent que depuis 1998 les capitaux propres sont inférieurs aux dettes à plus d'un an avec détérioration continue desdits ratios. En 2001, les fonds de roulement se sont détériorés par rapport aux années précédentes tout en restant positifs. La solvabilité à court terme est rompue en 2001 et les dettes à court terme ne sont couvertes qu'à 15% par les disponibilités réelles. Les ratios de rentabilité calculés indiquent qu'en 2001, la perte de la CEB se chiffrait respectivement à 15% et 53% des immobilisations nettes et des capitaux propres engagés dans l'activité d'exploitation. Le bilan des quatre derniers exercices de la CEB est présenté en annexe 9.

### **Rentabilité économique**

4.3.12 Le projet dispatching participe à l'amélioration la qualité des services. Il ne génère donc pas une production. Par conséquent, les aspects financiers et économiques restent imbriqués. L'inexistence de flux financiers réels permet de prendre comme indicateur purement économique le TRI. Les informations recueillies auprès de la cellule d'exécution et des différentes sociétés qui assurent la distribution de l'énergie au Bénin et au Togo ont permis de calculer le TRIE qui se chiffre à 17 % avec le projet du centre de conduite. A l'évaluation ce taux était de 14, 4 % et 16% à l'achèvement. L'amélioration observée s'explique (a) par l'augmentation des tarifs intervenue en 2002, (b) une progression moyenne des ventes supérieure à 3% sauf année de mauvaise hydraulité, (c) un taux moyen de conversion de l'UC qui est passé de 800 FCFA à 879.947 FCFA. Les hypothèses de calcul de ce taux figurent à l'annexe 10.

4.3.13 Le projet de dispatching s'intègre dans une structure déjà existante et ne génère pas d'énergie propre ; néanmoins, la maîtrise de la réduction de la probabilité d'énergie de défaillance à la pointe estimée à 0.5% et la souplesse d'approvisionnement à meilleur coût avait été estimées à l'évaluation ; la réalité de la reprise du réseau après interruption générale en situation avant et avec le projet avait permis d'identifier des flux de produits constitués par des économies en permettant à la CEB d'optimiser la gestion de son réseau.

### **Performance économique**

4.3.14 La rentabilité économique du projet avait donc été calculée dans l'hypothèse décrite plus haut ; à l'évaluation rétrospective, les mêmes hypothèses ont été retenues. Les produits étaient constitués par des gains attendus sur l'énergie défaillante et sur les coûts d'exploitation, suite à la mise en service du projet. L'énergie défaillante avait été estimée à 185 FCFA le kWh ; ce prix correspondait aux coûts non proportionnels calculés au Bénin et au Togo pour l'industrie cimentière. Les gains sur coût d'exploitation avaient été estimés à l'évaluation à 23 FCFA le kWh résultant de l'écart entre les coûts d'exploitation avec et sans le projet.

### **4.4 Impact sur le développement institutionnel**

4.4.1 Les éléments positifs du projet dans le domaine du développement institutionnel sont les suivants : (i) la nouvelle organisation de la CEB afin de la rendre plus opérationnelle, (ii) le renforcement des capacités pour mieux gérer les flux d'énergie actuels en provenance de la VRA et prévisionnels en provenance de la NEPA, (iii) les efforts déployés en vue de recouvrer les arriérés, etc.

4.4.2 Le transfert de compétence des consultants aux cadres de la CEB ne s'est pas encore concrétisé ; il faut souligner que le dispatching est un projet spécifique qui ne se réalise pas souvent. Il n'y a pas eu de transfert de technologie. Les agents de la CEB n'ont pas été impliqués dans les phases préparatoires du projet et ne sont pas en mesure de mener une étude de faisabilité d'un dispatching.

4.4.3 La qualité de gestion des Emprunteurs s'est érodée tout particulièrement au Togo qui a connu des troubles sociaux lors de la mise en œuvre du projet. Le projet n'a pas engendré des capacités de planification à long terme mais comporte les activités de formation de personnel d'exploitation au niveau cadre et maîtrise ; les conditions générales d'intervention du FAD ont contribué à renforcer le contrôle et les procédures budgétaires et à rationaliser l'audit interne et externe. La maintenance préventive est entrée dans les protocoles de gestion de la CEB ainsi que la gestion prévisionnelle des stocks et de pièces détachées. La gestion de la CEB est restée centralisée avant et après le projet ; malgré tout, la création des divisions régionales Togo et Bénin est une amorce dans la direction d'une décentralisation.

#### **Encadré 2**

#### **Comité directeur du système d'échange d'énergie électrique ouest africain**

Compte tenu des expériences réussies de la CEB et d'autres organismes régionaux (OMVS etc.), un comité d'experts vient d'être mis en place en vue d'œuvrer à l'intégration des économies des Etats membres de la CEDEAO en mettant à leur disposition de l'énergie électrique fiable, en quantité suffisante et à moindre coût et de réfléchir sur le cadre réglementaire du système d'échange d'énergie électrique ouest africain. Un comité d'experts s'est réuni à Cotonou du 17 au 21 septembre 2001. Une réunion des ministres chargés de l'énergie de la CEDEAO s'est aussi tenue à Cotonou en vue de définir les contours de la charte ouest africaine de l'énergie. Le Comité directeur s'est retrouvé à Accra en vue d'examiner les

## **4.5 Durabilité du projet**

### **Validité technique**

4.5.1 La technologie utilisée est d'actualité dans un secteur en pleine mutation ; les modifications techniques apportées au projet en cours d'exécution ont permis de réaliser des installations fiables minimisant le risque d'obsolescence prématurée. En effet, les études avaient préconisé un système asservi avec un ordinateur central et un autre en redondance passive ; à la réalisation, un système intranet a été mis en place, éclatant en module les fonctions vitales et non vitales avec redondance active et/ou passive ; les effets positifs de cette solution alternative se sont fait sentir lors des adaptations des réseaux face au bug de l'an 2000. C'est d'ailleurs la seule fois que l'installateur qui a un contrat d'assistance avec la CEB est intervenu. La technologie développée est fiable et a permis à la CEB de gérer les probabilités de défaillance d'alimentation en pointe Afin de renforcer la validité technique du projet, les actions suivantes sont suggérées :

- Inclure les installations réalisées après le projet telles que les sous-stations d'Avakpa, Bohicon, Atakpamé et les centrales de turbine à gaz (TAG) de Lomé et Cotonou dans le dispatching ;
- Motoriser les sectionneurs et y étendre le contrôle et la télécommande ;
- Etendre le dispatching aux disjoncteurs des départs clients dans les sous-stations de la CEB ;
- Régionaliser le dispatching afin de gérer les réseaux indifféremment à partir de Lomé ou de Cotonou, Lomé étant la base centrale du dispatching.
- Réhabiliter les sous-stations

Toutes ces actions méritent une étude de faisabilité.

### **Cadre légal et réglementaire**

4.5.2 Les renforcements du cadre légal et réglementaire prévus dans le projet ne se sont pas matérialisés ; la CEB ne dispose pas encore de capital propre pouvant garantir sa personnalité morale ; sur ce point, la durabilité du projet n'est pas assurée. Lors des discussions avec la Direction, la CEB a indiqué qu'un nouveau code est en finalisation et que les dispositions pratiques seront prises pour lui permettre de se doter des moyens appropriés.

### **Appropriation par les bénéficiaires**

4.5.3 Les compagnies nationales d'électricité et les clients de la CEB se sont appropriés les retombées du dispatching ; en effet, ils s'impliquent dans la définition des protocoles de reprise des réseaux en cas de défaillance en vue d'en minimiser les effets ou de les prévenir. Comme dans toutes les entreprises d'électricité, un plan de délestage et de reprise prioritaire a été élaboré avec les clients et spécialement avec les deux sociétés d'électricité. La Direction de la maintenance de l'Office des phosphates du Togo, qui a été visitée dans le cadre de la mission a indiqué que l'Office est tout aussi préoccupé par le bon comportement et de la qualité de la livraison que la CEB.

### **Viabilité économique**

4.5.4 La viabilité économique du projet n'est pas liée aux politiques macro-économiques et sectorielles en place dans les deux pays ; le dispatching s'intègre dans le système de répartition 161/69 kV existant et sa viabilité économique est tributaire de la gestion de la probabilité d'énergie de défaillance en pointe. A l'évaluation, à l'achèvement et à l'évaluation des performances, la viabilité du projet a été démontrée, quantitativement et surtout qualitativement ; en effet, nul ne conçoit plus un système interconnecté entre 5 pays opéré manuellement. Si le dispatching est viable, il n'en est pas de même pour les comptes de la CEB dont la rentabilité globale reste négative comme indiqué au tableau 4.

### **Viabilité financière**

4.5.5 La viabilité financière du projet est assimilée à la rentabilité économique dans la mesure où le dispatching ne génère pas de revenus propres. La politique d'amortissement est adéquate ; la CEB avait fait réévaluer ses immobilisations afin d'en déterminer la rentabilité conformément à la politique tarifaire de la Banque. La durabilité du projet et la survie de la CEB dépendent de la recapitalisation de la société.

### **Efficacité des institutions**

4.5.6 Les institutions mises en place se sont correctement acquittées de leurs tâches depuis l'interconnexion de la VRA et la CEB. La direction des études et contrôle qui a supervisé le consultant s'est renforcée pour devenir une unité d'études et développement ayant en charge, entre autres, les études générales et prospectives. La Direction des exploitations qui gère les installations est en pleine restructuration. La CEB s'est dotée d'une direction régionale Togo et d'une direction régionale Bénin. Cette décentralisation avec délégation d'habilitation risque à terme de porter ses fruits dans le sens d'une meilleure qualité de service. La CEB est un organisme appartenant au Bénin et au Togo ; elle a été créée il y a plus de 30 ans. Elle produit et achète de l'énergie électrique du Ghana et de la Côte d'Ivoire. Sur le plan régional, la CEB s'approvisionne auprès de la CIE et paie une redevance forfaitaire de transit à la VRA pour l'utilisation de son réseau ; un mécanisme de décompte des consommations d'énergie a été institué à la satisfaction de tous les partenaires (CIE, VRA, CEB, CEET, SBEE).

### **Impact environnemental**

4.5.7 Le dispatching s'insère dans les installations existantes et n'a pas d'effets spécifiques sur l'environnement ; l'énergie provient de la VRA, la CIE, de Nangbéto et des TAG. Le projet n'a pas d'effets négatifs dans la mesure où le dispatching ne génère pas d'énergie.

### **Résistance aux facteurs exogènes**

4.5.8 Les réalisations dépendent des termes de l'échange dans la mesure où le prêt est remboursable en devises fortes, l'énergie en provenance de la VRA est payée en USD. Le produit est aussi tributaire de la situation socio-politique dans les pays concernés à savoir, la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Togo et le Bénin.

## 4.6 Intégration économique et coopération régionale

4.6.1 Le projet était conforme aux axes prioritaires d'intervention du Fonds. En effet, le secteur de l'énergie a toujours figuré dans les domaines d'intervention du FAD ; enfin le projet concernant deux pays entre dans le cadre de la vocation de la Banque de promouvoir l'intégration économique régionale. L'interconnexion des réseaux de la VRA et de la CEB, dans laquelle s'insère le projet de dispatching, a un impact positif sur l'environnement dans la mesure où elle permet une gestion optimale des ressources naturelles et renouvelables du Ghana dans le cadre d'une intégration économique régionale.

4.6.2 L'interconnexion des réseaux existants de la VRA, la SBEE et de Togo Electricité a été réalisée en 1973 à travers une ligne de transport à double terna de 161 kV longue de 297 km reliant la centrale hydroélectrique d'Akossombo aux postes de répartition de Lomé Aflao et de Cotonou Vèdoko. De 1973 à 1999, le réseau interconnecté a connu les évolutions suivantes : (i) réalisation de la centrale thermique de Lomé Port (90 MW), (ii) extension de la centrale thermique de Cotonou (+16 MW), (iii) construction de la centrale hydroélectrique de Nangbéto (65 MW), (iv) réalisation de l'interconnexion du réseau VRA et CIE en Côte d'Ivoire, (v) extension du réseau VRA vers le Nord Togo par une ligne 161 kV exploitée en 34.5 kV, (vi) construction de la centrale thermique de Takoradi au Ghana (550 MW), (vii) installation de deux turbines à gaz de 20 MW chacune dont l'une à Lomé et l'autre à Cotonou. Pendant cette période, la demande d'énergie des deux pays est passée de 97 GWh à 873 GWh; la CEB couvre en moyenne 90% de cette demande.

### Coordination des Etats pour la gestion des interconnexions

4.6.3 L'interconnexion VRA-CEB a fait l'objet d'un accord entre les trois Etats (Bénin, Ghana, Togo) ; l'accord initial porte sur une durée de 15 ans ; il a été prorogé pour une période de 10 ans. Les Etats ont désigné la VRA et la CEB pour exécuter l'accord qui est conforme aux dispositions des accords internationaux d'interconnexion des réseaux inter-états. Les trois Etats ont convenu qu'en cas de perturbation, le système interconnecté soit prioritaire ; cette coordination au niveau des Etats s'est traduite au niveau des sociétés d'électricité par la mise en place d'un plan de sauvegarde coordonné. En situation perturbée, (mauvaise pluviométrie, pannes sur réseaux, etc.) les réseaux interconnectés ne sont pas concernés.

4.6.4 La continuité de service est un autre élément de la coordination entre les Etats ; il est arrivé que le Ghana connaisse des périodes de délestages qui ne concernent pas l'interconnexion. ; en effet, le Ghana a dû importer de l'énergie de la Côte d'Ivoire sans interrompre la fourniture de l'énergie à la CEB. La solidarité régionale est un autre élément de la coordination ; le Ghana a accepté de proroger de 10 ans le protocole de fourniture à la CEB.

4.6.5 Depuis 1983, les réseaux électriques de la Côte d'Ivoire et du Ghana ont été interconnectés ; tous les partenaires du réseau interconnecté CIE/VRA/CEB disposent chacun d'un dispatching pour la surveillance des réseaux. Pour faire face à la demande grandissante et compte tenu des limitations de la VRA, la CEB a conclu un contrat d'achat d'énergie auprès de la CIE ; pour ce faire, la CEB a dû négocier un droit de passage sur les réseaux de la VRA. Un accord a été conclu et les trois réseaux fonctionnent en pool d'énergie.

**4.6.6 Evolutions futures** Le système CEB devra évoluer dans un contexte d'intégration du marché de l'électricité dans la sous-région de la CEDEAO. Cette intégration s'articulera autour de trois axes : (i) l'interconnexion CEB-NEPA cofinancée par la Banque, (ii) l'aménagement hydroélectrique d'adjarala, barrage en cascade avec Nangbéto et l'interconnexion Nord Togo-Nord Bénin. Avec deux lignes d'interconnexion entre le Nigeria et le Niger et les programmes d'unification des réseaux intérieurs du Nigeria, les perspectives d'une autoroute électrique reliant le Niger, le Nigeria, le Bénin, le Togo, le Ghana et la Côte d'Ivoire deviennent réalisables.

### **Expérience de la CEB**

4.6.7 Les contrats d'échanges ont trait à l'importation, l'exportation et le transit d'énergie. L'interconnexion a permis à la CEB de stocker à Akossombo en 1988 et 1989 son surplus de production de Nangbéto. L'énergie stockée a été restituée à hauteur de 50% selon les accords. Sans cette interconnexion, l'eau qui a permis cette production aurait été déversée et perdue, l'énergie électrique étant une denrée essentiellement périssable dont la production n'est dictée que par la demande. L'interconnexion avec la VRA a permis aux deux pays d'importer 90% de ses besoins entre 1973 et 1987. L'énergie totale ayant transitée par l'interconnexion se chiffre à 9 250 GWh de 1973 à 1997.

4.6.8 Les petites localités ont aussi bénéficié de l'interconnexion ; en effet, le Nord Togo reçoit de l'énergie en provenance du Ghana au lieu d'exploiter des petites unités diesel onéreuses. Les villes frontalières comme Aflao au Ghana et Hillacondji au Bénin sont alimentées à partir des réseaux de distribution de pays limitrophes.

4.6.9 La CEB est membre de l'Union des producteurs et distributeurs d'électricité d'Afrique (UPDEA) et partage ses expériences avec les membres de cette union, l'UPDEA est associée à l'Union des producteurs d'électricité d'Europe (UNIPEDA) ; elle participe aux travaux de la Commission électrotechnique internationale (CEI).

## **4.7 Indicateur de performance globale**

4.7.1 La performance globale du projet est jugée satisfaisante avec un indicateur de 3.22. à cause d'une bonne qualité à l'entrée en portefeuille, des résultats physiques durablement soutenus et d'un bon rapport coût/avantage (cf. annexe 11).

## **4.8 Performance de l'Emprunteur**

4.8.1 La performance des Emprunteurs est jugée insuffisante avec une note de 2.16. Les faiblesses constatées concernent : (i) le non-respect des conditions liées au prêt ayant entraîné leurs modifications et des retards dans l'exécution du projet ; (ii) le non-respect des délais indiqués dans les conditions générales d'intervention du Fonds ; (iii) le non-respect des conditions liées à la soumission des rapports d'avancement, d'audit et d'achèvement de projet.

4.8.2 A la mise en place de la CEB, les Emprunteurs se sont engagés à créer un cadre institutionnel et réglementaire propice à la gestion harmonieuse du sous-secteur dans les deux pays. Quant au projet de dispatching, l'exécution en a été entièrement dévolue à l'Organe d'exécution qui a été préalablement doté de personnel-clé bien formé pour accomplir la tâche. L'application des conditions et conventions relatives au prêt a été le point faible qui a obéré tous les efforts des Emprunteurs. Le système de suivi-évaluation est inexistant.

L'établissement des rapports est défectueux. Quatre ans après l'achèvement des travaux, il est toujours question d'amender certaines conventions du prêt (cf. Annexe 12).

#### **4.9 Performance de la Banque**

La performance de la Banque est jugée satisfaisante avec une note de 3.00, au vu des considérations suivantes :

4.9.1 Au stade de l'identification, la Banque a été présente par la mobilisation des fonds bilatéraux en vue de mener les études préliminaires ; au vu des résultats concluants appuyés par une requête officielle conjointe des deux pays, la Banque a introduit le projet dans son programme de prêt. A l'évaluation, la Banque a été efficace en préconisant des conditions indispensables à la pérennisation des acquis du projet.

4.9.2 La Banque a suivi de très près le processus d'acquisition des biens et travaux surtout lorsque le consultant a tenté de favoriser un concurrent ; elle a été aussi prompte au niveau des décaissements et aucun retard notable dû au fait de la Banque n'a été signalé. La participation de la Banque a été adéquate hormis le problème récurrent de l'insuffisance des missions de supervision. Le projet n'a pas prévu de renforcement des capacités des Emprunteurs comme cela a été le cas de l'Organe d'exécution. La Banque devant le blocage du projet occasionné par les difficultés rencontrées par les Emprunteurs pour satisfaire certaines conditions du prêt, a dû modifier ces dernières. Il reste à la Banque d'améliorer ses communications avec la CEB.

4.9.3 Les analyses économiques et financières ont été pertinentes ; en effet, dans la mesure où le dispatching ne génère pas d'énergie, il avait été judicieux de dimensionner les paramètres pouvant contribuer à cerner convenablement la rentabilité économique et financière du projet. Les analyses techniques, institutionnelles et les renforcements des capacités préconisés ont été pertinents ; le calendrier d'exécution et de supervision initial correspond bien à la spécificité du projet et le retard de plus de 4 ans observé à la fin du projet n'enlève rien à la perspicacité de l'analyse ; en effet, la mise en œuvre physique du projet n'a pas dépassé le temps qui lui a été initialement alloué, le calendrier ayant été décalé dans le temps (cf. Annexe 13).

#### **4.10 Facteurs importants touchant la performance et les résultats du projet**

4.10.1 Au nombre des facteurs qui peuvent influencer la performance du projet il convient de noter les facteurs échappant à tout contrôle des Emprunteurs comme la dégradation des termes de l'échange qui s'est matérialisée avec la dévaluation du FCFA ; les cours sur les marchés mondiaux des principaux produits de rente comme le phosphate, l'anacarde, le café, le cacao, le coprah ; le pétrole, etc., la situation socio-politique d'un pays emprunteur caractérisée par une grève générale de près de 9 mois, la mauvaise performance du consultant.

4.10.2 La mise à disposition des fonds pour constituer le capital de la CEB n'a pas pu se faire, ce qui est du domaine des pouvoirs publics ; les dispositions nécessaires à la résolution du problème des arriérés dus par la SCO et la CIMAO à la CEB n'ont pas été prises ; ces éléments constituent encore, bien après l'achèvement du projet, des goulots d'étranglement des finances de la CEB. (La situation des arriérés de la CIMAO a été soldée).

4.10.3 L'étude tarifaire, qui devrait constituer une base saine à tout ajustement de prix n'a été effectuée qu'en 2002 ; la CEB continue d'être gérée comme une entité étatique avec les lourdeurs inhérentes à une administration étatique. Cette situation doit évoluer au vu des mutations qui s'opèrent dans le sous-secteur au niveau mondial et dans la sous-région (cf. Annexe 14).

## **5. CONCLUSIONS, LECONS ET RECOMMANDATIONS**

### **5.1 Conclusions**

5.1.1 Le projet a doté la CEB d'un outil de gestion performant et évolutif ; il a atteint ses objectifs et a permis à la Banque de contribuer au renforcement de l'intégration économique régionale par le biais d'infrastructure électrique commune à deux Etats et dont l'ampleur intéresse au moins six Etats.

5.1.2 Les autres éléments de satisfaction du projet ont été le renforcement des capacités humaines et les retombées économiques. Les bénéfiques, quantifiés en termes de TRIE, sont estimés à 17% à la post-évaluation, 16% à l'achèvement et 14.4% à l'évaluation.

### **5.2 Leçons**

Les enseignements tirés de l'exécution de ce projet sont les suivants :

- (i) L'applicabilité des conditions de prêt constitue aussi un risque qu'il faut prendre en compte lors de l'évaluation d'un projet et des négociations de l'accord de prêt.
- (ii) Lorsque la mise en œuvre d'un projet rencontre des problèmes d'ordre institutionnel ou financier, il est nécessaire de faire une adéquation entre la composition de l'équipe de supervision et les problèmes à résoudre.

### **5.3 Recommandations**

Aux Gouvernements :

- Les Gouvernements togolais et béninois devront adopter le code commun d'électricité des deux pays (par. 4.3.7).
- La CEB doit être dotée d'un capital si possible ouvert aux investisseurs privés nationaux et étrangers (par.4.2.8, 4.2.9)

A la CEB :

- De veiller aux travaux de la commission qui sera mise en place pour gérer les loyers de la location de la SCO, en vue de se classer parmi les créanciers privilégiés (par. 4.3.4) ;
- De prendre contact avec la Caisse autonome d'amortissement pour étudier d'autres possibilités complémentaires pour amener l'emprunteur (le Gouvernement du Bénin) à compenser les dettes de la SCO et les échéances de

l'emprunt CEB, à l'instar de l'expérience de la CEET avec le Ministère des finances togolais (par. 4.3.5) ;

- De faire des extensions aux équipements et logiciels du dispatching pour prendre en compte les nouvelles réalisations. Aussi, tous les nouveaux projets d'installation de postes et centrales feront l'objet de dotation budgétaire pour mettre en adéquation la capacité du dispatching par rapport aux moyens de production et de transport d'énergie électrique( par. 4.5.1).
- De faire évoluer l'organigramme vers une séparation des fonctions contrôle de gestion et d'audit (4.3.10 & Annexe 8)
- D'inscrire à son programme d'investissement, la réhabilitation des sous-stations (par. 4.5.1)
- De réduire les pertes en ligne (par. 4.3.8 et annexe 7).

#### A la Banque :

- Revoir les conditions générales relatives à la tenue de comptes séparés pour les fonds de la Banque (par. 3.3.2)
- De communiquer régulièrement à l'avenir, les relevés de décaissements et la situation des remboursements aux bénéficiaires de prêt pour leur permettre de mettre à jour leur comptabilité (par. 3.2.3).
- D'envisager la participation du secteur privé aux opérations de la CEB (par. 4.2.8, 4.2.9).

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB****Matrice de recommandations et actions de suivi**

<b>Recommandations</b>	<b>Actions</b>	<b>Responsable</b>	<b>Délai</b>
Doter la CEB d'un capital (par.4.2.8, 4.2.9 et annexe 4)	Appel à l'épargne nationale et étrangère	Gouvernements Béninois et togolais	Décembre 2003
Adopter le nouveau code bénino-togolais d'électricité (par. 4.3.7)	Soumettre de code aux gouvernements béninois et togolais après adoption du code béninois	Gouvernements du Togo et du Bénin	Décembre 2003
Créer les conditions propices à la libéralisation du sous secteur de l'électricité (par. 4.2.8, 4.2.9)	Adopter le nouveau code de l'électricité des deux pays ainsi qu'un code d'investissements adéquat.	Gouvernements	Décembre 2006
Régler le problème d'arriérés de la SCO (par 4.3.4)	Continuer à négocier avec le repreneur et le gouvernement béninois	CEB	Juin 2003
Réhabilitation des sous stations et obsolescence des équipements du dispatching (par 4.5.1)	Mener les études en vue de déterminer le taille du projet et chercher les financements	CEB	Décembre 2004
Réduire les pertes en ligne (4.3.8 et annexe 7)	Conduire un audit énergétique	CEB	Juin 2003 et périodiquement
Communications sur les décaissements et les remboursements (par 3.2.3)	Informar la CEB des échéances restantes, des paiements reçus et de la situation du prêt	BAD (Décaissement)	Action immédiate et continue

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Matrice rétrospective du projet**

Hiérarchie des objectifs	Indicateurs objectivement vérifiables			Moyens de vérification	Hypothèses / Risques importants
	Evaluation	Achèvement	Post évaluation		
1. <b>1</b> Objectif sectoriel Utilisation maximale de l'énergie importée et produite	Néant	Accroissement annuel de 3% de la consommation d'énergie électrique	Accroissement annuel de 3% de la consommation d'énergie électrique	1.1 Rapport d'activités CEB, SBEE, Togo Electricité et ministères chargés de l'énergie dans les deux pays.	
2. Objectifs spécifiques 2.1 Assurer la coordination et la gestion du parc de production de l'électricité 2.2 Accroître la sécurité et la qualité de la fourniture d'électricité 2.3 Permettre l'établissement en temps réel de la comptabilité et la tarification des différents flux d'énergie		2.1 Réduction de la probabilité de défaillance de l'offre d'énergie de 5% 2.2 Réduction par un facteur de 5 du temps de rétablissement de la fourniture d'électricité après une interruption 2.3 Données sur la qualité et le coût de l'énergie importée, produite par chaque centrale et consommée par chaque client mises à jour dans moins de 10 minutes	2.1 Réduction de la probabilité de défaillance de l'offre d'énergie de 5% 2.2 Réduction par un facteur de 3 du temps de rétablissement de la fourniture d'électricité après une interruption (15 au lieu de 45 mn) 2.3 Données sur la qualité et le coût de l'énergie importée, produite par chaque centrale et consommée par chaque client mises à jour dans moins de 10 minutes	2.1 Rapports annuels CEB 2.2 Registres de quart CEB 2.3 Rapports annuels SBEE 2.4 Rapports annuels Togo Electricité 2.4 Interviews SBEE et Togo Electricité 2.5 Visite sur le terrain.	2.1 Outils de production disponibles 2.2 Réseaux de transports en bon état 2.3 Bonne pluviométrie 2.4 Mobilité interne et externe du personnel formé dans le cadre du projet.

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Matrice rétrospective du projet**

Hiérarchie des objectifs	Indicateurs objectivement vérifiables			Moyens de vérification	Hypothèses / Risques importants
	Evaluation	Achèvement	Post évaluation		
3. Réalisations 3.1 Un centre de conduite construit 3.2 Postes télésurveillés et télécommandés à partir du centre de conduite 3.3 Moyens de communication installés 3.4 Personnel formé et motivé	SO	3.1 Un centre de conduite fonctionnel à partir de février 1999 3.2 Sept postes télécommandés et télésurveillés à partir du centre de conduite 3.3 Sept commutateurs et répartiteurs téléphoniques et 25 combinés téléphoniques 3.4 Une liaison télex entre le CEB et la VRA 3.5 Six télécopieurs mis en place 3.6 Douze liaisons de communication installées 3.7 Deux ingénieurs, 8 techniciens supérieurs et 10 techniciens formés	3.1 Visite du Dispatching 3.2 Postes de télésurveillance en exploitation constatés 3.3 Matériel et équipements installés visités 3.4 Cadres et agents de maîtrise formés (au total 20) en place dont un promu	3.1 Rapport d'activité de l'ingénieur conseil 3.2 Rapport d'achèvement de l'Emprunteur 3.3 Rapport d'achèvement de la Banque 3.4 Mission sur le terrain	3.1 Obsolescence prématurée des équipements informatiques et de communication 3.2 Standardisation des équipements 3.3 Mobilité et démotivation du personnel formé
4. Activités 4.1 Appel d'offres 4.2 Etudes d'exécution 4.3 Fabrication des équipements en usine 4.4 Montage des équipements 4.5 Contrôle et surveillance des travaux 4.6 Essai de mise en marche 4.7 Marche industrielle 4.8 Réception provisoire 4.9 Réception définitive	SO	Ressources (en millions d'UC)  Prévu FAD 7.46 CEB 0.84 Total 8.30  Réalisé FAD 6.77 CEB 1.87 Total 8.64	Ressources (en millions d'UC)  Prévu FAD 7.46 CEB 0.84 Total 8.30  Réalisé FAD 6.77 CEB 1.87 Total 8.64	4.1 Rapport d'activité du Consultant 4.2 Rapport d'achèvement des Emprunteurs 4.3 Rapports de réception provisoire et définitive 4.4 Rapport d'achèvement de la Banque	4.1 Disponibilité des fonds de la CEB.  4.2 Politique de sanction de la Banque  4.3 Cas de force majeure et conflits sociaux

**BENIN-TOGO Projet de dispatching de la CEB**  
**BENIN - INDICATEURS SOCIO-ECONOMIQUES COMPARATIFS**

	Année	Bénin	Afrique	Pays en développement
<b>Indicateurs de base</b>				
Superficie ( '000 Km²)		113	30 061	80 976
Population totale (millions)	2001	6,4	811,6	4 940,3
Population urbaine(% du Total)	2001	41,9	38,0	40,4
Densité de la population (au Km²)	2001	57,2	27,0	61,0
PNB per Capita (US \$)	2001	430	671	1 250
Participation population active / Total (%)	2000	45,2	43,1	...
Participation de population active - Femmes (%)	2000	42,9	33,8	...
Valeur de l'indice sexospécifique de développement humain	2000	0,404	0,476	0,634
Indice de développement humain (Rang sur 174 pays)	2000	158	n.a.	n.a.
Population vivant en dessous de 1\$ par jour (%)	1995	...	45,0	32,2
<b>Indicateurs démographiques</b>				
Taux d'accroissement de la population totale (%)	2001	2,7	2,4	1,5
Taux d'accroissement de la population urbaine (%)	2001	4,9	4,1	2,9
Population < 15 ans (%)	2001	46,0	42,4	32,4
Population >= 65 ans (%)	2001	2,7	3,3	5,1
Taux de dépendance (%)	2001	94,8	85,5	61,1
Ratio de masculinité (hommes pour 100 femmes)	2001	96,9	99,4	103,3
Population féminine âgée de 15-49 ans	2001	23,4	23,6	26,9
Espérance de vie à la naissance -Ensemble (ans)	2001	53,9	52,5	64,5
Espérance de vie à la naissance - Femmes (ans)	2001	51,6	53,5	66,3
Taux brut de natalité (pour 1,000)	2001	41,4	37,3	23,4
Taux brut de mortalité (pour 1,000)	2001	12,5	14,0	8,4
Taux de mortalité infantile (pour 1,000)	2001	82,4	79,6	57,6
Taux de mortalité de moins de 5 ans (pour 1,000)	2001	134,8	116,3	79,8
Taux de mortalité maternelle (pour 100,000)	1998	500	641	491
Indice synthétique de fécondité (par femme)	2001	5,8	5,1	2,8
Femmes utilisant des méthodes contraceptives (%)	1996	16,4	...	56,0
<b>Indicateurs d'éducation</b>				
Taux brut de scolarisation (%)				
Primaire - Total	1997	83,0	80,7	100,7
Primaire - Féminin	1997	64,0	73,4	94,5
Secondaire - Total	1996	18,3	29,3	50,9
Secondaire - Femelle	1996	10,3	25,7	45,8
Personnel enseignant au primaire (% du Total)	1998	23,1	40,9	51,0
Analphabétisme des adultes - Total (%)	2001	58,4	37,7	26,6
Analphabétisme - Hommes (%)	2001	41,7	29,7	19,0
Analphabétisme - Femmes (%)	2001	74,3	46,8	34,2
Pourcentage of PIB alloué à l'éducation	1998	2,5	3,5	3,9
<b>Indicateurs d'Environnement</b>				
Terres arables en % de la superficie totale	1999	15,4	6,0	9,9
Taux annuel de déforestation (%)	1995	1,2	0,7	0,4
Taux annuel de réforestation (%)	1990	5,0	4,0	...
Emission de CO2 par habitant (tonnes)	1997	...	1,1	2,1

**BENIN-TOGO Projet de dispatching de la CEB**  
**TOGO - INDICATEURS SOCIO-ECONOMIQUES COMPARATIFS**

	Année	Togo	Afrique	Pays en développement
<b>Indicateurs de base</b>				
Superficie ( '000 Km <sup>2</sup> )		57	30 061	80 976
Population (millions)	2001	4,7	811,6	4 940,3
Population urbaine(% of Total)	2001	34,6	38,0	40,4
Densité (per Km <sup>2</sup> )	2001	82,0	27,0	61,0
PNB per Capita (US \$)	2000	300	671	1 250
Participation population active-Total (%)	2000	42,3	43,1	...
Participation de la population active - Femmes (%)	2000	33,5	33,8	...
Valeur de l'indice sexospécifique de développement humain	2000	0,475	0,476	0,634
Indice de développement humain (Rang sur 174 pays)	2000	141	n.a.	n.a.
Popul. Vivant en dessous de 1\$ par jour (%)	1995	...	45,0	32,2
<b>Indicateurs démographiques</b>				
Taux d'accroissement de la population totale (%)	2001	2,8	2,4	1,5
Taux d'accroissement de la population urbaine (%)	2001	4,6	4,1	2,9
Population < 15 ans (%)	2001	44,1	42,4	32,4
Population >= 65 ans (%)	2001	3,2	3,3	5,1
Taux de dépendance (%)	2001	89,4	85,5	61,1
Ratio de masculinité (hommes pour 100 femmes)	2001	97,9	99,4	103,3
Population féminine âgée de 15-49 ans	2001	23,2	23,6	26,9
Espérance de vie à la naissance -Ensemble (ans)	2001	52,0	52,5	64,5
Espérance de vie à la naissance - Femmes (ans)	2001	52,0	53,5	66,3
Taux brut de natalité (pour 1,000)	2001	39,1	37,3	23,4
Taux brut de mortalité (pour 1,000)	2001	13,3	14,0	8,4
Taux de mortalité infantile (pour 1,000)	2001	76,6	79,6	57,6
Taux de mortalité de moins de 5 ans (pour 1,000)	2001	126,8	116,3	79,8
Taux de mortalité maternelle (pour 100,000)	1998	480	641	491
Indice synthétique de fécondité (par femme)	2001	5,4	5,1	2,8
Femmes utilisant des méthodes contraceptives (%)	1998	23,5	...	56,0
<b>Indicateurs d'éducation</b>				
Taux brut de scolarisation (%)				
Primaire - Total	1997	119,0	80,7	100,7
Primaire - Femelle	1997	101,0	73,4	94,5
Secondaire - Total	1997	29,0	29,3	50,9
Secondaire - Femelle	1996	14,4	25,7	45,8
Personnel enseignant au primaire (% du Total)	1998	12,1	40,9	51,0
Analphabétisme des adultes - Total (%)	2001	41,6	37,7	26,6
Analphabétisme - Hommes (%)	2001	24,6	29,7	19,0
Analphabétisme - Femmes (%)	2001	57,9	46,8	34,2
Pourcentage of PIB alloué à l'éducation	1998	4,5	3,5	3,9
<b>Indicateurs d'Environnement</b>				
Terres arables en % de la superficie totale	1999	40,4	6,0	9,9
Taux annuel de déforestation (%)	1995	1,4	0,7	0,4
Taux annuel de reforestation (%)	1990	12,0	4,0	...
Emission de CO2 par habitant (tonnes)	1997	...	1,1	2,1

Source BAD

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**CONDITIONS PREALABLES AU PREMIER  
DECAISSEMENT ET AUTRES CONDITIONS**

A. Conditions préalables au premier décaissement

Le Conseil exécutif national du Bénin et le Gouvernement du Togo devront :

1. S'engager à inscrire régulièrement dans leurs budgets les dotations requises pour financer la part des coûts qui leur incombent conformément au plan de financement ;
2. S'engager à trouver des sources de financement complémentaires en cas de dépassement des coûts actuels du projet ;
3. Fournir la preuve que le prêt a été rétrocédé à la CEB à un taux ne dépassant pas 5 % l'an remboursable sur une période de vingt (20) ans y compris un différé d'amortissement de quatre (4) ans. Le projet d'accord de rétrocession sera préalablement soumis au Fonds pour approbation ;
4. S'engager à ne pas utiliser le produit du prêt pour le paiement des droits et taxes diverses afférents aux biens et services nécessaires à la réalisation du projet.

En outre, et préalablement au premier décaissement :

5. Le Conseil exécutif national de la République Populaire du Bénin doit faire présenter au FAD, un plan de recouvrement des arriérés dus par la SBEE à la CEB au titre des consommations de la cimenterie d'Onigbolo ;
6. Le gouvernement de la République togolaise doit faire présenter au FAD un plan de recouvrement des arriérés dus par la CIMAO à la CEB.

B. Autres conditions

Le Conseil Exécutif National du Bénin et le gouvernement du Togo devront en outre :

1. faire procéder à des modifications statutaires dans un délai de six (6) mois ayant pour but :
  - a) de préciser clairement que la CEB est propriétaire des installations qu'elle réalise d'une part et de l'autre le sort réservé aux biens de la CEB en cas de dissolution ;
  - b) d'obliger les deux sociétés nationales d'électricité (CEET et SBEE) à acheter en priorité la production de la CEB ;
  - c) de doter la CEB d'un capital propre ou de ressources propres par des contributions non remboursables de ses Etats membres ;
2. fournir la preuve de l'ouverture d'un compte alimenté par les remboursements de la CEB dont le produit (intérêt de placement) servira à couvrir les risques de change et à assurer le renouvellement des équipements (voir conditions préalables 3) ;
3. réaliser une étude tarifaire devant permettre de décider d'une éventuelle augmentation des tarifs en vue d'enrayer la baisse du taux de rentabilité des immobilisations prévue à partir de 1991

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**  
**Planning de réalisation du projet (par composante)**

**Annexe 5**

Composante	1992				1993				1994				1995				1996				1997					
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2		
Système informatique (hardware et software)	=====												=====												=====	
Equipements supports de transmission	=====				=====				=====				=====				=====				=====					
Equipements de téléphonie et de télex	=====				=====				=====				=====				=====				=====					
Equipements de télécontrôle	=====				=====				=====				=====				=====				=====					
Adaptations des fileries des postes HT	=====				=====				=====				=====				=====				=====					
Aménagement des locaux du centre de conduite	=====				=====				=====				=====				=====				=====					
Formation du personnel d'exploitation et de maintenance*	=====				=====				=====				=====				=====				=====					
Marche industrielle	=====				=====				=====				=====				=====				=====					
Période de garantie	=====				=====				=====				=====				=====				=====					

===== Dates prévues dans le contrat CEB/SIEMENS  
===== Dates réelles

\*

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB****Evolution des créances de la CEB 1990 - 2001**  
(millions FCFA)

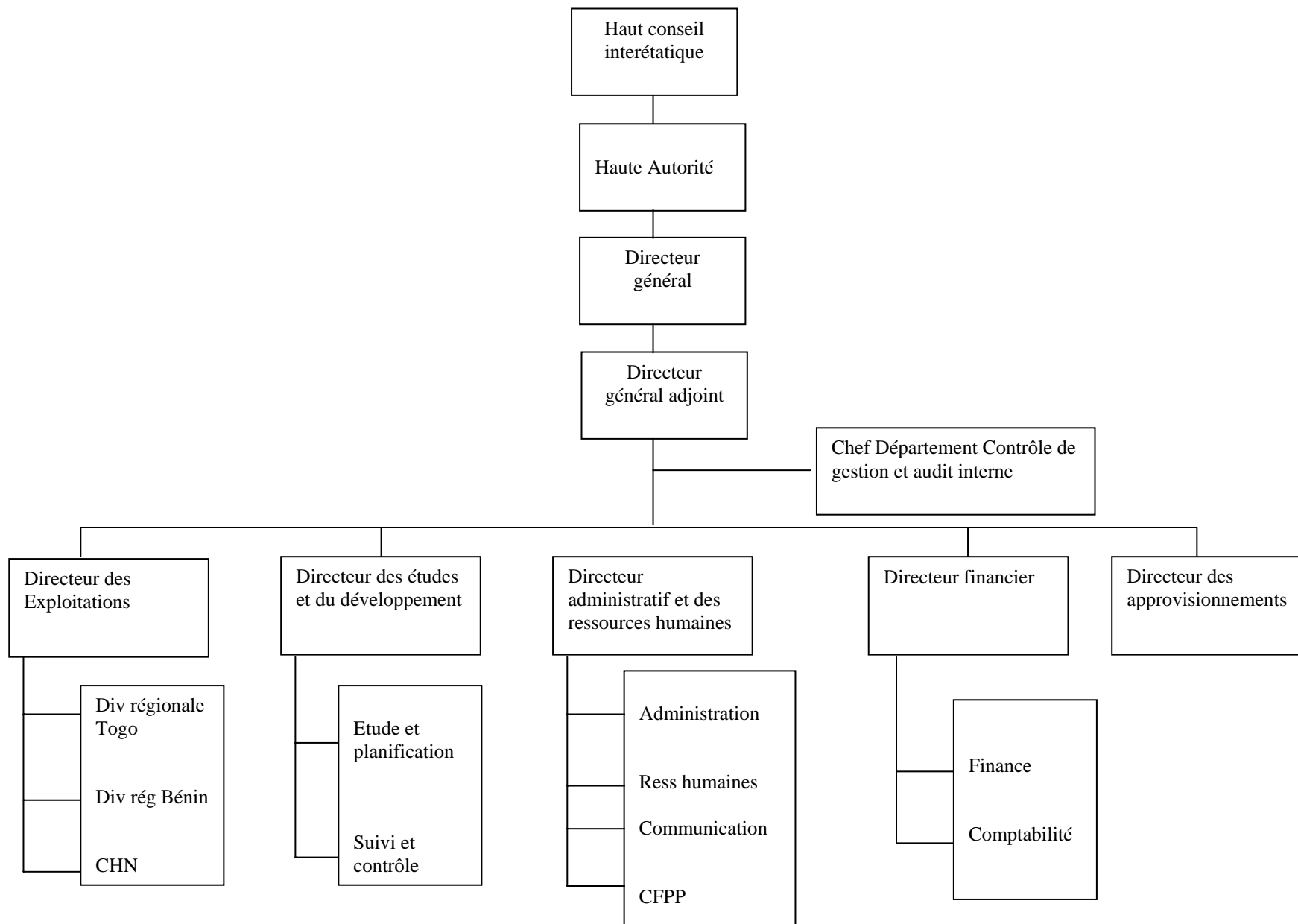
<b>Année</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
1, TOGO												
Togo Electricité	2239	2945	5085	9043	13138	15839	16785	15807	12171	11052	10517	3863
OTP	724	455	1596	1880	1209	1552	1930	1716	933	3081	2817	301
CIMAO	0	865	865	865	865	865	865	821	521	301	301	301
Aflao Denu	70	52	187	100	229	0	22	0	0	0	0	0
WACEM	0	0	0	0	0	0	0	280	289	578	547	613
Total 1	3033	4317	7733	11888	15441	18256	19602	18624	13914	15012	14182	5078
BENIN												
SBEE	939	1396	1239	2033	3124	2713	2123	3202	3343	5361	6648	5341
SCO	2206	2421	2730	3140	3846	4154	4029	4144	3994	4191	4284	4566
Total 2	3145	3817	3969	5173	6970	6867	6152	7346	7337	9552	10932	9907
Cumul	6178	8134	11702	17061	22411	25123	25754	25970	21251	24564	25114	14985
Taux de variation (%)		31,66	43,87	45,80	31,36	12,10	2,51	0,84	-18,17	15,59	2,24	-40,33
Ventes d'énergie	11469	12858	14298	12234	20481	25980	26764	14298	20000	32463	33925	36805
Clients/Ventes (%)	0,54	0,63	0,82	1,39	1,09	0,97	0,96	1,82	1,06	0,76	0,74	0,41
Clientsx12/Ventes (mois)	6	8	10	17	13	12	12	22	13	9	9	5

**Source CEB/RAP/Mission BAD**

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB****Compte d'exploitation générale (en millions de Fcfa)**

	Année											
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Energie livrée (GWh)	550	524	596	529	534	679	698	736	698	887	939	1 031
Prix kWh	21,89	24,53	23,97	23,13	38,30	38,29	38,34	32,26	38,00	38,00	38,00	50,00
Ventes d'énergie	11 469	12 858	14 298	12 234	20 481	25 980	26 764	28 174	25 618	32 463	33 925	36 805
Autres produits	542	667	640	5 684	2 359	9 243	539	1 248	7	52	104	122
TOTAL 1	12 011	13 525	14 938	17 918	22 840	35 223	27 303	29 422	25 625	32 515	34 029	36 927
Achat d'énergie	6 026	5 415	6 445	5 073	12 326	13 798	15 292	20 611	17 197	16 495	23 155	31 595
Consommables	0	62	53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais de personnel	578	695	844	885	1 058	1 346	1 108	1 378	1 758	2 189	2 258	2 161
Autres charges	592	572	643	653	595	683	1 395	1 363	1 697	1 681	141	3 237
Frais financiers	2 225	1 496	1 338	10 186	9 964	19 893	16 405	14 752	17 675	4 450	5 521	4 188
Dotations, Ammort & Prov	2 249	2 317	3 538	2 380	2 782	3 987	3 786	3 641	4 862	5 379	5 083	5 384
TOTAL 2	11 670	10 557	12 861	19 177	26 725	39 707	37 986	41 745	43 189	30 194	36 158	46 565
Résultat brut de l'exploitation	341	2 968	2 077	-1 259	-3 885	-4 484	-10 683	-12 323	-17 564	2 321	-2 129	-9 638
Résultat hors exploitation	1 893	726	374	0	0	0	14 616	12 170	1 234	1 833	1 798	1 805
Résultat net	2 234	3 694	2 451	-1 259	-3 885	-4 484	3 933	-153	-16 330	4 154	-331	-7 833
Autofinancement	2 575	6 662	4 528	-2 518	-7 770	-8 968	-6 750	-12 476	-33 894	6 475	-2 460	-17 471
Evolution du CA (%)		13	10	20	27	54	-22	8	-13	27	5	9
Evolution énergie livrée (GWh)		-5	14	-11	1	27	3	5	-5	27	6	10
Achats d'énergie/total 2 (%)	52	51	50	26	46	35	40	49	40	55	64	68
Frais personnel / total 2 (%)	5	7	7	5	4	3	3	3	4	7	6	5
Frais financiers/total 2 (%)	19	14	10	53	37	50	43	35	41	15	15	9
Dotations, Ammort & Prov/total 2 (%)	19	22	28	12	10	10	10	9	11	18	14	12

**Organigramme CEB**



**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**Bilans (en de Fcfa)

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>
<b><u>ACTIF IMMOBILISE</u></b>				
Charges immobilisées	966 537 987	309 206 102	25 525 451	89 800 268
Immobilisations incorporelles nettes	3 772 417 778	3 537 083 528	3 121 174 785	2 621 608 146
Immobilisations corporelles nettes	65 213 216 573	69 413 993 251	73 543 166 813	77 531 950 404
Immobilisations financières	6 675 390 490	21 752 822	18 547 222	18 167 222
<b>TOTAL ACTIF IMMOBILISE</b>	<b>76 627 562 828</b>	<b>73 282 035 703</b>	<b>76 708 414 271</b>	<b>80 261 526 040</b>
<b><u>ACTIF CIRCULANT</u></b>				
Stocks	1 157 272 985	988 224 890	1 019 091 472	962 474 307
Créances et emplois assimilés	10 400 901 431	17 824 983 680	16 578 306 450	16 809 320 607
Autres créances	781 176 208	480 899 445	1 577 983 051	1 229 719 547
<b>TOTAL ACTIF CIRCULANT</b>	<b>12 339 350 624</b>	<b>19 294 108 015</b>	<b>19 175 380 973</b>	<b>19 001 514 461</b>
<b><u>TRESORERIE - ACTIF</u></b>				
Valeur à encaisser	400 000 000	572 928 258		
Banques et Chèques postaux	5 186 672 304	4 974 152 731	5 386 780 958	5 169 670 260
Caisses	11 446 018	66 461 523	23 860 841	8 669 366
<b>TOTAL TRESORERIE - ACTIF</b>	<b>5 598 118 322</b>	<b>5 613 542 512</b>	<b>5 410 641 799</b>	<b>5 178 339 626</b>
<b>ECART DE CONVERSION - ACTIF</b>	<b>11 953 422 207</b>	<b>11 667 103 326</b>	<b>11 207 890 424</b>	<b>8 583 515 876</b>
<b><u>TOTAL ACTIF</u></b>	<b>106 518 453 981</b>	<b>109 856 789 556</b>	<b>112 502 327 467</b>	<b>113 024 896 003</b>
<b><u>PASSIF</u></b>				
Capital	50 000 000	50 000 000	50 000 000	50 000 000
Primes et réserves	12 259 884 080	16 972 832 261	16 402 820 771	21 404 230 942
Résultat net de l'exercice	- 11 114 389 053	- 4 712 948 181	570 011 490	- 5 001 410 171
Autres capitaux propres	19 457 283 509	21 082 952 949	22 874 629 534	24 879 081 288
<b>TOTAL CAPITAUX PR. &amp; RES. AS.</b>	<b>20 652 778 536</b>	<b>33 392 837 029</b>	<b>39 897 461 795</b>	<b>41 331 902 059</b>
Emprunts	51 259 457 465	52 219 966 458	53 144 136 265	52 238 342 596
Dettes financières & diverses	5 464 890 712	4 708 860 481	4 584 687 782	4 059 687 960
Provisions	7 465 119 079	6 683 761 620	6 285 368 595	8 583 515 876
<b>TOTAL DETTES FIN. &amp; RES. AS.</b>	<b>64 189 467 256</b>	<b>63 612 588 559</b>	<b>64 014 192 642</b>	<b>64 881 546 432</b>
<b>RESSOURCES STABLES</b>	<b>84 842 245 792</b>	<b>97 005 425 588</b>	<b>103 911 654 437</b>	<b>106 213 448 491</b>
<b>PASSIF CIRCULANT</b>	<b>19 639 600 273</b>	<b>12 163 313 789</b>	<b>8 590 595 237</b>	<b>6 464 323 687</b>
<b>TRESORERIE - PASSIF</b>	<b>2 034 640 772</b>	<b>478 593 705</b>		<b>268 023 423</b>
<b>ECART DE CONVERSION</b>	<b>1 967 144</b>	<b>209 456 474</b>	<b>77 793</b>	<b>79 100 402</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>106 518 453 981</b>	<b>109 856 789 556</b>	<b>112 502 327 467</b>	<b>113 024 896 003</b>

## **BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

### **Calcul du taux de rentabilité économique**

#### Notes et hypothèses de travail

1. Le projet de Centre de dispatching de production et de transport d'énergie électrique dont l'objectif principal est de doter la CEB d'un centre de conduite centralisée du réseau en vue : i) d'assurer la coordination de la production et du transport de l'énergie des différents éléments du réseau ; ii) d'accroître la sécurité d'alimentation et la qualité de l'énergie fournie ; et surtout d'assurer la gestion économique du parc de production.
2. De part sa nature de projet d'appui pour améliorer la qualité (absence de production facturée), le projet ne génère pas de recettes. Il concourt à améliorer les résultats financiers et économiques aussi bien de la CEB que des entreprises. Par conséquent, l'absence de flux financiers directs ne peut conduire qu'à la détermination du taux interne de rentabilité comme indicateur purement économique.
3. Pour déterminer le taux interne de rentabilité, les cash flows avant frais financiers tenant compte des éléments de coûts de l'énergie avant et après le projet ont été utilisés.

#### Perte d'énergie électrique en absence du projet

4. Les unités (1 unité = 1 kWh) non distribuées par suite d'incidents peuvent être réduites de moitié grâce à une meilleure coordination du centre de conduite installé. Selon le plan directeur de la CEB, il y a une probabilité de défaillance à la pointe de 0,5 % de la consommation annuelle d'énergie dans l'hypothèse d'une conduite optimale.
5. Si la vente annuelle est de 750 000 000 unités, la perte correspondante est estimée pour l'année à : 0,5 % de 750 000 000 = 3 750 000 unités. Cette perte est évitée grâce au fonctionnement du centre de conduite ; ce qui représente un gain.

#### Bénéfices du projet

6. Le coût d'une unité d'énergie défaillante pour les abonnés domestiques est estimé à leur salaire moyen horaire ; le même coût a été utilisé pour les abonnés industriels et entreprises diverses bien que pour eux ce coût soit plus élevé. Le salaire moyen est estimé à 462 FCFA pour les abonnés domestiques ; le coût d'une unité vendue par la CEB est de 40 FCFA jusqu'en 2001 et 50 FCFA après ; les diverses charges récurrentes pour l'exploitation du centre se chiffrent à 250 000 000 FCFA, le bénéfice annuel dégagé grâce au centre de conduite serait de :
  - $3\,750\,000 \text{ unités} \times (462 - 50) \text{ FCFA} - 250\,000\,000 \text{ FCFA} = 1\,332\,500\,000 \text{ FCFA}$
7. La durée de vie du centre de conduite étant de 15 ans à partir de la date de réception provisoire à fin 1996, le calcul du TRI couvre la période de 1997 à 2011.

#### Quantité d'énergie vendue par la CEB

8. La CEB a vendu pour 735 589 324 unités en 1997. En 1998 la quantité d'énergie vendue n'était que 698 065 227 unités suite aux problèmes de sécheresse qui a sévi dans la sous-région et qui ont perturbé la production de l'énergie des centrales hydrauliques. En 2001, la CEB a vendu 958 197 958 kWh. Si le phénomène exceptionnel de sécheresse est écarté et que l'interconnexion avec la NEPA se réalise, les hypothèses de travail peuvent être arrêtées pour les années à venir comme suit :
  - augmentation annuelle de 3% de 1999 à 2011.
  - Augmentation des charges d'exploitation de 3% de 2007 à 2011
9. Sur la base d'un taux moyen de conversion de 1 UC égale à 800 FCFA jusqu'en 2000 et de 912 FCFA de 2001 à 2011, le taux de rentabilité interne qui se dégage de ces hypothèses se chiffre à 17 %. Son calcul se présente comme suit :

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Calcul du taux de rentabilité économique**

<b><u>Année</u></b>	<b><u>Investissements</u></b> <b><u>(UC)</u></b>	<b><u>Ventes (kWh)</u></b>	<b><u>Coût unitaire</u></b>	<b><u>Charges</u></b>	<b><u>Cash Flow</u></b>
1992	722 000				(722 000)
1993	244 000				(244 000)
1994	1 615 000				(1 615 000)
1995	3 140 000				(3 140 000)
1996	800 000				(800 000)
1997	964 000	735 589 324	422	250 000 000	663 617
1998	1 155 000	698 065 227	422	250 000 000	373 647
1999		846 519 342	422	250 000 000	1 920 195
2000		885 816 990	422	250 000 000	2 023 842
2001		958 197 958	422	250 000 000	1 930 063
2002		986 943 897	412	250 000 000	1 942 380
2003		1 016 552 214	412	250 000 000	2 008 821
2004		1 047 048 780	412	250 000 000	2 077 255
2005		1 078 460 243	412	250 000 000	2 147 743
2006		1 110 814 051	412	262 500 000	2 206 729
2007		1 144 138 472	412	262 500 000	2 281 509
2008		1 178 462 626	412	262 500 000	2 358 533
2009		1 213 816 505	412	262 500 000	2 437 867
2010		1 250 231 000	412	262 500 000	2 519 582
2011		1 287 737 930	412	262 500 000	2 603 747
					<b>17%</b>

**Taux de rentabilité interne = 17%**

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB****Evaluation globale du projet**

N°	Indicateurs	Note	Observations
<b>1.</b>	<b>Pertinence et qualité à l'entrée</b>	<b>3.0</b>	<b>La requête a été accompagnée de l'étude de faisabilité complète et le projet a été introduit au portefeuille et évalué dans les mois qui suivent</b>
1.i	Consistance avec la stratégie globale de développement des pays	4	La réduction de la dépendance énergétique du Bénin et du Togo vis-à-vis de l'extérieur constitue une priorité pour les deux pays
1.ii	Consistance avec la stratégie d'assistance de la Banque	4	Tous les FAD ou presque ont retenu le secteur de l'énergie dans leur axe d'intervention
1.iii	Politique macro-économique	3	Les plans de développement des deux pays ont retenu le secteur de l'énergie comme prioritaire
1.iv	Politique sectorielle	3	Les deux pays ont adopté un code commun de l'électricité appelé le code Daho-Togo de l'électricité
1.v	Préoccupation en matière d'environnement	3	La classification environnementale a été introduite à la Banque après l'évaluation de ce projet ; néanmoins, le dispatching, qui ne produit ni ne transporte aucun kWh ne pourrait constituer un danger pour l'environnement
1.ix	Développement de ressources humaines	4	Le projet a mis un accent particulier sur la formation du personnel qui sera en charge de l'exploitation du dispatching
1.x	Développement institutionnel	1	Le projet a eu des dimensions de développement institutionnel qui ne se sont pas concrétisées
1.xi	Développement du secteur privé	1	Le privé n'a pas été associé au projet qui devra opérer dans un environnement étatique
1.xii	Intégration économique régionale	4	Un bon point pour le projet qui fait appelle à des ressources naturelles d'un pays voisin, le Ghana dans le cadre d'une intégration économique régionale
1.xiii	Qualité à l'entrée du portefeuille (y compris exigence, complexité et risque, etc.)	3	Le projet a été introduit dans le portefeuille de la Banque à un stade avancé de l'étude de faisabilité

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Evaluation globale du projet**

N°	Indicateurs	Note	Observations
2.	<b>Efficacité (réalisation des objectifs et résultats)</b>	<b>3.26</b>	<b>La performance est jugée satisfaisante au vu des paramètres comme les objectifs matériels, la gestion des ressources naturelles dans un cadre régional, etc.</b>
2.i	Objectifs de l'action politique	2.33	Insuffisant
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réglementation du secteur privé et mesure d'encouragement</li> </ul>	1	Le secteur privé a été omis du cycle du projet ; il n'y a pas eu de mesures d'incitation pour amener les privés nationaux et expatriés à s'investir dans le secteur
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Efficience de la tarification</li> </ul>	2	La vérité des prix a été prise en compte lors de la formulation du projet mais n'a pas été suivie de fait ; le code Daho Togo, bien avant le projet, a tracé le cadre d'efficience en matière de prix
2.ii	Objectifs matériels (extrants)	4	Le projet a été une réussite et contribue efficacement à la gestion des mouvements d'énergie
2.iii	Objectifs financiers	2.5	Insuffisant
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Viabilité financière</li> </ul>	3	Le projet n'a pas de viabilité propre car ne générant pas de ressources ; mais il est viable par ses retombées économiques.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recouvrement des coûts</li> </ul>	2	Le délai client de la CEB se dégrade de jour en jour
2.iv	Objectifs de développement institutionnel	2.93	Insuffisant
2.iv.1	Capacités nationales	2.66	Insuffisant
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Appui au secteur privé</li> </ul>	1	Le projet n'a pas été l'occasion pour les deux pays de promouvoir le secteur privé
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Environnement et ressources naturelles</li> </ul>	4	Les ressources hydrauliques du Ghana à travers l'électricité vendue par la VRA à la CEB est une action en faveur de la rationalisation des ressources naturelles de la sous-région
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacité sectorielle</li> </ul>	3	Le projet a mis en place un outil de gestion performante des mouvements d'énergie
2.iv.2	Agence d'exécution	3.2	Satisfaisant
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Analyse de la planification/politique</li> </ul>	3	La CEB dispose d'une unité de planification qui a piloté l'élaboration des études et l'exécution des travaux
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestion financière</li> </ul>	2	Les comptes séparés des dépenses financées par le prêt FAD n'ont pas été tenus
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Amélioration des compétences</li> </ul>	4	Les cadres et personnel de la CEB ont bénéficié d'actions de formation appropriée
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Système d'information de gestion</li> </ul>	4	Le système de gestion de l'information a été renforcé à travers la modernisation de l'outil
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Restructuration de l'organisme</li> </ul>	3	La CEB a subi des réorganisations dans le but d'accroître l'efficacité des agents et améliorer la qualité de service
2.v	Objectifs sociaux et bénéficiaires	3	Le projet n'a pas d'objectifs sociaux directs. Les bénéficiaires se sont appropriés les acquis du projet
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Accès et qualité des services</li> </ul>	3	Les premiers bénéficiaires du projet que sont les sociétés d'électricité au Bénin et au Togo ont un accès plus facile à l'énergie avec une qualité de service plus accrue
2.vi	Objectifs dans le domaine de l'environnement	3.5	Satisfaisant
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestion des ressources naturelles</li> </ul>	4	L'énergie provient essentiellement du barrage hydroélectrique d'Akossombo ; la gestion efficiente des mouvements d'énergie contribue à la bonne exploitation des ressources naturelles de la sous-région
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualité de l'environnement urbain</li> </ul>	3	Les zones périurbaines des grandes villes du Bénin et du Togo auront un accès plus facile à l'électricité

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Evaluation globale du projet**

N°	Indicateurs	Note	Observations
2.vii	Développement du secteur privé	1.33	Insuffisant
	• Cadre juridique du secteur privé	1	Le projet ne s'est pas soucié du manque d'espace d'expression de l'initiative privée dans le sous-secteur
	• Restructuration/Privatisation des EP	1	La privatisation n'est pas la solution idéale pour une meilleure gestion du sous-secteur ; mais il n'a pas envisagé l'éventualité
	• Développement du secteur privé	1	Les dispositions du code Daho Togo de l'électricité ont été renforcées
	• Assistance technique au secteur privé	1	Le secteur n'a pas bénéficié d'assistance
3)	<b>Efficienne</b>	<b>4</b>	<b>La rentabilité économique du projet s'est confirmée</b>
3.i	Taux de rentabilité économique Estimation à l'évaluation .14.4.% Nouvelle estimation (RAP/REPP) .16 %	4	L'hypothèse du calcul du taux de rentabilité économique est à prendre avec beaucoup de réserve quant à l'estimation des pertes d'énergie en l'absence du projet. La minimisation des erreurs humaines, la réduction des temps d'intervention en cas de perte totale du système constituent des bénéfices non quantifiables du projet
3.ii	Taux de rentabilité financière Estimation à l'évaluation 14.4 % Nouvelle estimation (RAP 16% REPP 17 %	4	Le TRIF a été assimilée au TRIE du fait que le dispatching n'apporte pas de production supplémentaire au système mais ne fait que gérer ce qui est disponible
4	<b>Impact sur le développement institutionnel (DI)</b>	<b>2.85</b>	<b>L'impact sur le développement institutionnel est insuffisant pour situation financière fragile et absence de transfert de technologie</b>
4.i	Capacités nationales	3	Satisfaisant
	• Environnement & ressources naturelles	3	Le projet ne dégrade pas l'environnement et favorise la mise en valeur des ressources dans un cadre régional
4.ii	<u>Organe d'exécution</u>	2.71	
	• Analyse de la planification/politique	3	L'organisation de la CEB comporte une unité de planification et d'études générales
	• Contrôle et audit de gestion	3	La fonction de contrôle de gestion et d'audit interne est en place dans la société
	• Formation/amélioration des compétences	4	La CEB possède un centre de formation et de perfectionnement à Calavi au Bénin ; le projet a prévu une composante formation à tous les niveaux Ingénieurs, Techniciens supérieurs, Agents d'exécution
	• Transfert de technologie	1	Le volet transfert de technologie ne figure pas au projet
	• Système d'information de gestion	3	Le minimum de communication, qui évite la propagation des rumeurs est en place ; les notes de services sont publiées ; les délégués du personnel sont régulièrement élus. Un réseau de courriel interne est en place
	• Systèmes financier, budgétaire, d'exploitation et d'entretien	2	Les résultats nets en dents de scie et la dégradation de la situation financière de la CEB doivent être corrigés ; la capitalisation de la société, recommandée par la BAD devra voir le jour ; il y va de la survie de la CEB
	• Restructuration de l'organisme (décentralisation)	3	La gestion centralisée de la CEB ne constitue pas un handicap ; une décentralisation progressive, au fil des besoins est nécessaire

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Evaluation globale du projet**

N°	Indicateurs	Note	Observations
5	Durabilité	3	<b>Les effets du projet sont durablement garantis par la sécurisation de l'approvisionnement en pièces de rechange et le contrat de maintenance avec l'installateur</b>
5.i	Viabilité technique (y compris facilitation E&E, disponibilité de financement récurrent, de pièces de rechange, d'ateliers de travail, etc.)	3	Les charges de maintenance et d'exploitation du dispatching sont couvertes ; les pièces de rechange sont encore disponibles pour un temps. Le système risque à moyen terme d'être obsolète à cause d'une technologie en pleine mutation
5.ii	Engagement durable de l'Emprunteur (cadre légal/réglementaire inclus)	3	L'Emprunteur (CEB) a le monopole de transport d'énergie sur les deux pays ; il doit y faire face ; il en a pour le moment les moyens
5.iii	Soutien socio politique (y compris participation des bénéficiaires, protection des groupes vulnérables, stabilité politique)	2	La situation socio-politique du Togo en 1993 a affecté la bonne exécution du projet
5.iv	Viabilité économique	3	Le projet est viable
5.v	Viabilité financière	3	Le projet est viable quant bien même son TRIF n'est pas facile à appréhender
5.vi	Dispositions institutionnelles (organisationnelles et de gestion)	3	La structure en place favorise la bonne gestion des acquis du projet
5.vii	Viabilité environnementale	3	Le projet n'a pas d'effets négatifs sur l'environnement
5.viii	Résistance aux facteurs exogènes	4	Le dispatching est un automate de gestion et ne répond qu'aux informations qui lui sont propres et programmées
6	<b>Indicateur de performance globale</b>	<b>3.22</b>	<b>L'indicateur de performance globale est supérieur à 3. Le projet est jugé satisfaisant</b>

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB****Performance de l'Emprunteur**

<b>Indicateurs composants</b>	<b>Note (1 à 4)</b>	<b>Observations</b>
<b>1. <u>Qualité de la préparation</u></b>	<b>2.25</b>	Hormis la démarche administrative en vue de mettre le fonds d'aide bilatérale en place, les Emprunteurs n'ont plu suivi d'évolution des études
• Contrôle, participation des bénéficiaires	3	La CEB a contrôlé le cycle de préparation du projet en faisant des commentaires pertinents sur les rapports du consultant
• Engagement des gouvernements	3	Les Gouvernements togolais et béninois ont concrétisé leur engagement dans le projet par des actions diverses dont la soumission d'une requête officielle à la Banque
• Politiques macro-économiques et sectorielles	2	Le projet visait avant tout la réduction de la dépendance des deux pays par rapport au Ghana en matière d'approvisionnement en électricité
• Dispositions institutionnelles (financement de contrepartie)	1	La CEB s'est substituer aux gouvernements lors de l'exécution du projet et du remboursement du prêt.
<b>2. <u>Qualité de l'exécution</u></b>	<b>2.75</b>	Les Emprunteurs n'ont pas appliqué les conventions
• Affectation du personnel clé	4	Le personnel adéquat a été affecté au projet
• Performance de gestion de l'organe d'exécution	3	La performance de la cellule de projet est jugée satisfaisante
• Utilisation de l'assistance technique	SO	Le projet ne comprend de volet assistant technique
• Ajustement à mi-parcours	3	Certaines conditionnalités du prêt ont été revues à la baisse pour ne pas bloquer le bon déroulement du projet
Respect des calendriers et des coûts	1	Le calendrier initial n'a pas été respecté ; les coûts en monnaie locale ont beaucoup augmenté
Application des conventions	1	Les conventions relatives au renforcement institutionnel de la CEB n'ont pas été respectées
Adéquation du suivi & évaluation et de la communication des rapports	2	Le suivi est acceptable ; les rapports n'ont pas été communiqués
Opérations satisfaisantes (le cas échéant)	4	Le dispatching contribue efficacement à gérer les mouvements d'énergie sur le réseau
<b>Performance globale de l'Emprunteur</b>	<b>2.16</b>	<b>Insuffisant</b>

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Performance de la Banque**

Indicateurs composants	Note	Observations
<b>Au stade de l'identification</b>	<b>3</b>	<b>La Banque était présente au stade de l'identification</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Conformité du projet avec la stratégie de développement des gouvernements</li> </ul>	3	Réduire la dépendance des deux pays par rapport au Ghana
<ul style="list-style-type: none"> <li>Conformité du projet avec la stratégie de la Banque en faveur des pays</li> </ul>	3	La politique de la Banque en faveur du développement du secteur de l'énergie est bien appliquée
<ul style="list-style-type: none"> <li>Participation des gouvernements / bénéficiaires</li> </ul>	3	Les sociétés d'électricité n'ont pas été associées au projet au stade de l'identification
<ul style="list-style-type: none"> <li>Caractère innovateur du projet</li> </ul>	3	Le dispatching est un outil moderne de gestion des mouvements d'énergie
<b>Au stade de la préparation</b>	<b>3</b>	<b>La Banque n'a pas fait de mission de préparation mais a suivi les études</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Bien fondé et soutien de la Banque</li> </ul>	3	Le projet s'intègre dans la logique de développement du sous-secteur. La Banque, par le biais du fonds d'assistance belge a financé les études préliminaires
Soutien opportun de la Banque	3	Il n'y a pas eu d'autre action que celle de financer les études préliminaires
<b>Au stade de l'évaluation</b>	<b>3</b>	Compte tenu de sa connaissance du dossier, la Banque a pu évaluer le projet dans les six mois qui ont suivi la requête officielle
<ul style="list-style-type: none"> <li>Qualité des analyses techniques, économiques, financières, institutionnelles, sociales, environnementales</li> </ul>	3	La classification environnementale des projets n'étant pas en pratique à la Banque, les autres aspects du projet ont été bien analysés
<ul style="list-style-type: none"> <li>Pertinence des conditions et conventions</li> </ul>	4	Les conditionnalités du prêt sont pertinentes et devraient à terme, si elles sont respectées, permettre l'assainissement des finances de la CEB
<ul style="list-style-type: none"> <li>Adéquation de l'instrument de prêt</li> </ul>	3	A défaut de don, le guichet FAD est le mieux adapté au projet
<ul style="list-style-type: none"> <li>Adéquation du montage financier</li> </ul>	2	Les partenaires privés auraient pu être intéressés au financement du projet
<ul style="list-style-type: none"> <li>Qualité de coordination avec d'autres donateurs / partenaires</li> </ul>	SO	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Plan d'exécution et de supervision (incluant indicateurs de performance, critères de suivi et évaluation)</li> </ul>	3	Le plan d'exécution n'a pas intégré les retards causés par les Emprunteurs et les fournisseurs d'équipement

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Performance de la Banque**

Indicateurs composants	Note	Observations
<b>Au stade de la supervision</b>	<b>3.3</b>	<b>La Banque a aidé à la résolution des problèmes qui se sont posés au cours de l'exécution du projet</b>
• Adéquation du personnel de la Banque (compétence, temps & continuité)	3	Le personnel chargé de la supervision est adéquat mais ne consacre pas tout le temps qu'il faut à la supervision ; la continuité n'a pas été effective compte tenu des restructurations de la Banque
• Résolution des problèmes	3	Le personnel en charge du projet a essayé de résoudre les problèmes au fur et à mesure
• Attention aux problèmes de durabilité	4	La durabilité a été un souci pour la Banque bien que cela n'ait été formalisé.
<b>Performance globale de la Banque</b>	<b>3.</b>	<b>La performance globale de la Banque est satisfaisante</b>

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Facteurs pouvant affecter la performance du projet**

N°	Facteurs	Subst entiel	Partiel	Négl geabl e	SO	Observations
1	<b>Echappant au contrôle des autorités</b>					
1.1	Prix du marché mondial		-			Le prix du brut
1.2	Événements naturels		-			Séismes, ouragans, etc.
1.3	Performance de la Banque	+				Financement de renouvellement et action de réhabilitation des installations
1.4	Performances des entrepreneurs/consultants	+				Exécution du contrat d'assistance à la maintenance
1.5	Guerre civile	-				Risque de dynamitage du réseau
1.6	Autres (spécifier)					
2.	<b>Relevant du contrôle de l'Etat</b>					
2.1	Politique macro-économique	-				Hierarchisation du secteur dans les plans de développement et les lois de finances
2.2	Politiques sectorielles	-				Idem
2.3	Engagement du gouvernement	-				L'engagement des gouvernements
2.4	Nomination du personnel clé	+				La formation est une composante du projet ; les agents à former ont été désignés
2.5	Financement de contrepartie			-		Le financement de la contrepartie des gouvernements a été pris en compte par la CEB
2.6	Capacité administrative			-		L'administration du prêt et du projet a été insuffisante ; les rapports trimestriels et d'achèvement n'ont pas été confectionnés
2.7	Autres (spécifier)					
3.	<b>Relevant de la compétence de l'organe d'exécution</b>					
3.1	Gestion	+				La capacité de gestion de la CEB est effective
3.2	Dotation en personnel	+				Les agents à former ont été sélectionnés selon des critères objectifs et mis à la disposition du fournisseur en temps opportun
3.3	Utilisation de l'assistance technique				SO	
3.4	Suivi & évaluation		-			L'activité de suivi évaluation n'a pas été développée
3.5	Participation des bénéficiaires		+			Participation active des bénéficiaires à la finalisation du plan d'écrêtage de pointe
3.6	Autres (spécifier)					
4.	<b>Facteurs touchant l'exécution</b>					
4.1	Modification de l'envergure, échelle, conception du projet		+			Il n'y a pas eu de modification dans la conception ; le système asservi prévu a été remplacé par un intranet
4.2	Sur estimation ou sous estimation des intrants matériels, des coûts unitaires de base			+		Un légère sur estimation des coûts qui a permis d'éviter une augmentation importante du montant total du projet
4.3	Insuffisances des provisions pour imprévus				SO	Les imprévus ont représenté 19 % du coût de base ; ils sont adéquats
4.4	Changement de taux de change, des dispositions financières et institutionnelles	-				Les reformes institutionnelles ne se sont pas matérialisées ; la dévaluation du FCFA a renchérit les coûts en monnaie locale
4.5	Calendrier d'exécution irréaliste		-			La pratique de la Banque n'inclut pas dans le calendrier d'exécution les difficultés éventuelles de l'Emprunteur à remplir les conditions

**BENIN – TOGO : Projet de dispatching de la CEB**

**Facteurs pouvant affecter la performance du projet**

N°	Facteurs	Subst entiel	Partiel	Négli geabl e	SO	Observations
						du prêt
4.6	Qualité de la gestion, gestion financière incluse	+				La CEB a su à temps mettre les fonds nécessaires à la disposition du projet
4.7	Retard dans la sélection du (des) personnel / consultant / entrepreneurs / et dans la réception des fonds de contrepartie		-			Retard dans l'adjudication du lot de hardware
4.8	Procédures d'acquisition et de décaissement inefficaces			-		La procédure d'acquisition a eu très d'impact sur la réalisation du projet
4.9	Autres (spécifier)					