

**FONDS AFRICAIN DE DÉVELOPPEMENT**



**DÉPARTEMENT DE L'ÉVALUATION DES OPÉRATIONS (OPEV)**

**ZAMBIE : PROJET D'INTERCONNEXION ÉLECTRIQUE  
132 KV ENTRE VICTORIA FALLS ET KATIMA MULILO**

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

**DIVISION DE L'ÉVALUATION DES PROJETS ET PROGRAMMES (OPEV.1)**

**Mai 2011**

# TABLE DES MATIÈRES

Page

ÉQUIVALENCES MONÉTAIRES .....	i
Poids et mesures .....	i
Exercice financier .....	i
ABRÉVIATIONS ET ACRONYMES .....	ii
DONNÉES DE BASE DU PROJET .....	iv
RÉSUMÉ DES NOTES.....	vi
Résumé analytique.....	vii
1. Le projet.....	1
1.1 Contexte du pays et du secteur économique.....	1
1.2 Formulation du projet .....	2
1.3 Objectifs et portée au moment de l'évaluation (Cadre logique).....	3
1.4 Modalités de financement - Banques et autres .....	4
2. L'ÉVALUATION.....	4
2.1 Approche et méthodologie de l'évaluation.....	4
2.2 Indicateurs clés de performance et disponibilité de données de référence .....	5
3. Performance de l'exécution .....	5
3.1 Entrée en vigueur du prêt, démarrage et exécution .....	5
3.2 Modification de la conception du projet.....	6
3.3 Aspects sociaux et environnementaux pendant l'exécution .....	8
3.4 Respect des coûts, décaissements et modalités financières du projet.....	8
3.5 Gestion, rapports, surveillance et évaluation du projet.....	9
4. NOTATION ET ÉVALUATION DE LA PERFORMANCE.....	9
4.1 Pertinence des buts et objectifs, et évaluation de la qualité à l'entrée.....	9
4.2 Accomplissement des objectifs et des produits (« Efficacité ») .....	12
4.3 Efficience .....	14
4.4 Impact sur le développement institutionnel.....	16
4.5 Viabilité .....	16
4.6 Autres impacts de développement .....	20
4.7 Notation de performance globale.....	21
4.8 Performance de l'emprunteur et de l'agence d'exécution .....	21
4.9 Performance du Groupe de la Banque et des cofinanciers .....	22
4.10 Facteurs influant sur la performance de la mise en œuvre et les effets directs .....	23
5. Conclusion, enseignements et recommandations .....	23
5.1 Conclusion générale.....	23
5.2 Enseignements .....	24
5.3 Recommandations.....	24
5.4 Diffusion .....	25

Annexe 1 : CRITÈRES D'ÉVALUATION - RÉTROSPECTIVE.....	6
Annexe 2 : PERFORMANCE DE L'EMPRUNTEUR.....	1
Annexe 3 : PERFORMANCE DE LA BANQUE.....	2
Annexe 4 : FACTEURS INFLUANT LA PERFORMANCE DE L'EXÉCUTION ET LES RÉSULTATS.....	1
Annexe 5 : SCHÉMA LOGIQUE DE L'INTERVENTION.....	1
Annexe 6 : CONFORMITÉ AUX CONDITIONS DU PRÊT .....	2
Annexe 7 :CARTE DU PROJET.....	1
Annexe 8 : PERFORMANCE DE ZESCO PAR RAPPORT AUX KPI DE LA CRE.....	1
Annexe 9 : PERFORMANCE FINANCIÈRE DE ZESCO .....	2
Annexe 10 : LE PROGRAMME D'ATTÉNUATION ET DE COMPENSATION ET SA MISE EN ŒUVRE .....	1

-----  
Ce rapport a été préparé par une équipe de consultants (Aurecon, République d'Afrique du Sud) coordonnée par M<sup>me</sup> Maria PATEGUANA (Jeune professionnelle, OPEV.1) sous la direction de M. M.H. MANAI, Chef de division, OPEV.1. Pour toute question concernant ce document, prière de contacter M. MANAI, poste 2416.

## ÉQUIVALENCES MONÉTAIRES

Unité monétaire – kwacha zambien (ZMK)		
À l'évaluation	À l'achèvement du projet	À l'évaluation des opérations
(Septembre 1998)	(Septembre 2008)	(Juillet 2010)
1 UC = 1,34 USD	1,62 USD	1 UC = 1,48 USD
1 UC = 2 493,82 ZMK	5 204,89 ZMK	1 UC = 7 374,42 ZMK

## POIDS ET MESURES

1 km (kilomètre)	=	$10^3$ mètres (m)
1 kV (kilovolt)	=	$10^3$ volts (V)
1 kVA (kilovoltampère)	=	$10^3$ voltampères (VA)
1 kW (kilowatt)	=	$10^3$ watts (W)
1 kWh (kilowatt-heure)	=	$10^3$ watts-heures (Wh)
1 MWh (mégawatt-heure)	=	$10^3$ kWh = $10^6$ Wh
1 GWh (gigawatt-heure)	=	$10^3$ MWh = $10^6$ kWh
1 TWh (térawatt-heure)	=	$10^3$ GWh = $10^9$ kWh
1 MVA (mégavoltampère)	=	$10^3$ kVA
1 MW (mégawatt)	=	$10^3$ kW = $10^6$ watts (W)

## EXERCICE FINANCIER

1er janvier – 31 décembre

ABRÉVIATIONS ET ACRONYMES

AAVE	:	Accord d'achat et de vente d'électricité
BAD	:	Banque africaine de développement
BCS	:	Bureau central des statistiques
BSA	:	Contrat de fourniture en gros
CEC	:	Copperbelt Electricity Corporation PLC
CEP	:	Unité de mise en œuvre du projet
CMLT	:	Coût marginal à long terme
CODE	:	Comité des opérations et pour l'efficacité du développement
COMESA	:	Marché commun de l'Afrique de l'Est et de l'Afrique australe
CPDN	:	Cinquième plan de développement national
CTPA	:	Cadre de tarification pluriannuel
DBSA	:	Banque de développement de l'Afrique australe
DSP	:	Développement du secteur privé (programme de réformes)
E&M	:	Exploitation et maintenance
ECB	:	Conseil de contrôle de l'électricité (Namibie)
ECZ	:	Conseil environnemental de Zambie
EF	:	Exercice financier
EIE	:	Étude d'impact environnemental
EP	:	Énoncé de projet
EPB	:	Énoncé de l'impact environnemental du projet
ERB	:	Commission de régulation de l'énergie (Zambie)
FAD	:	Fonds africain de développement
FE	:	Fonds étrangers
FL	:	Fonds locaux
IPP	:	Indice des prix à la production
ITPC	:	Itezhi Tezhi Power Corporation
KPI	:	Indicateurs clés de performance
ME	:	Ministère de l'Environnement
MEWD	:	Ministère du développement de l'Énergie et des Ressources en eau
MFNP	:	Ministère des Finances et de la Planification nationale
MOA	:	Ministère de l'Agriculture
MOL	:	Ministère du Travail
NamPower	:	Namibia Power Corporation (Pty) Ltd
NEPAD	:	Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique
NORED	:	Société de distribution d'électricité de la Région Nord (Namibie)
NWEC	:	North Western Energy Corporation Ltd
OHL	:	Ligne aérienne
OPEV	:	Département de l'évaluation des opérations (BAD)
PA	:	Protocole d'accord
PASE	:	Projet d'accès aux services énergétiques (Banque mondiale)
PDER	:	Plan directeur de l'électrification rurale
PEI	:	Producteur d'électricité indépendant
PGES	:	Plan de gestion environnementale et sociale
PMR	:	Pays membre régional
PRRE	:	Projet de réhabilitation du réseau électrique (Banque mondiale)
PSP	:	Participation du secteur privé

RAP	::	Rapport d'achèvement de projet
RAPP	:	Rapport d'évaluation du projet
RDC	:	République démocratique du Congo
REA	:	Agence de l'électrification rurale
REAP	:	Rapport de l'emprunteur sur l'achèvement du projet
REPP	:	Rapport d'évaluation de la performance du projet
RSI	:	Retour sur investissement
S&E	:	Suivi et évaluation
SADC	:	Communauté de développement de l'Afrique australe
SAPP	:	Pool énergétique d'Afrique australe
SGI	:	Système de gestion de l'information
SPM	:	Site inscrit au patrimoine mondial
TDR	:	Termes de référence
TRE	:	Taux de rentabilité économique
TRF	:	Taux de rentabilité financière
USD	:	Dollar des États-Unis
ZAWA	:	Agence de la faune en Zambie
ZESA	:	Agence de la fourniture d'électricité du Zimbabwe
ZESCO	:	Zambia Electricity Supply Corporation Ltd
ZiZaBoNa	:	Corridor électrique régional entre le Zimbabwe, la Zambie, le Botswana et la Namibie

## DONNÉES DE BASE DU PROJET

### Données préliminaires

Pays	:	Zambie
Projet	:	Projet zambien d'interconnexion 132 kV Victoria Falls-Katima Mulilo
Numéro du prêt	:	2100150001100
Emprunteur	:	République de Zambie
Garant	:	n.d.
Bénéficiaire	:	Zambia Electricity Supply Corporation (ZESCO Ltd)
Agence d'exécution	:	Zambia Electricity Supply Corporation (ZESCO Ltd)

### A. Dates clés

	<u>Prévisionnel</u>	<u>Réel</u>
Montant du prêt (millions d'UC)	4,85	4,85
Date d'approbation du prêt	Août 1999	Déc. 1999
Date de signature du prêt	Sept. 1999	Févr. 2000
Date du premier décaissement	Nov. 1999	17 mars 2003
Date du dernier décaissement	Déc. 2001	21 nov. 2006

### B. Données choisies du projet

Plan de financement (en millions d'UC)

Source	<u>Prévisionnel</u> Mai 1999				<u>Réel</u> Sept. 2006			
	Dev.	ML	Total	%	Dev.	ML	Total	%
FAD	4,85	0,00	4,85	40,48	4,75	0,00	4,75	31,11
DBSA	3,92	0,00	3,92	32,72	1,85	0,00	1,85	12,12
NamPower	1,35	0,00	1,35	11,27	1,35	0,00	1,35	8,84
ZESCO	0,00	1,86	1,86	15,53	0,00	7,32	7,32	47,94
Total	10,12	1,86	11,98	100,0	7,94	7,32	15,27	100,0
%	84,47	15,53	100,0		52,00	48,00	100,0	

### C. Indicateurs de performance de l'exécution (par rapport à l'évaluation)

	<u>(millions</u> <u>d'UC)</u>	<u>(%)</u>	<u>millions ML (%)</u>
Coût (dépassement/sous-utilisation)	(2,18)	(22%)	5,46 (294%)
Durée (dépassement/sous-utilisation)	57 mois		
Retard à l'entrée en vigueur	25 mois		
Retard au premier décaissement	39 mois		
Nb. de reports de la dernière date de décaissement	3		
État d'exécution du projet	Achevé		

**D. Missions**

N°	Type de mission	Date	Nb. de personnes	Personnes-jours
1	Identification	Avril 1997	n.d.	n.d.
2	Évaluation	18 sept. 1998 – 2 oct. 1998	3	n.d.
3	Supervision	28 jan. 2000 – 4 févr. 2000	1	5
4	Supervision	27 nov. 2001 – 27 nov. 2001	2	2
5	Supervision	29 juin 2001 – 9 juil. 2002	2	10
6	Supervision	29 oct. 2002 – 6 nov. 2002	2	10
7	Supervision	25.05.2003 – 30.05.2003	1	5
8	Supervision	14 oct. 2003 – 21 oct. 2003	2	14
9	Supervision	17 mai 2004 – 21 mai 2004	3	15
10	Supervision	12 nov. 2004 – 19 nov. 2004	2	10
11	Supervision	27 juin 2005 – 6 juil. 2005	2	16
12	Supervision/ Identification	22 juin 2006 – 30 juin 2006	2	n.d.
13	Achèvement	Sept. 2008	2	13
14	Évaluation rétrospective	24 févr. 2010 – 8 mars 2010 30 mars 2010	7	27

Note : n.d. = non disponible

**E. Décaissements (en milliers d'UC)**Décaissements annuels (équivalents de milliers d'UC)

<u>Année</u>	<u>Prévisionnel</u>	<u>Réel</u>
2001	410	--
2002	3 082	--
2003	8 489	108
2004	--	1 989
2005	--	6 977
2006		6 192
Total	11 968	15 265

**F. Taux de rentabilité financière et économique**

Victoria Falls-Katima Mulilo	Évaluation	RAP	REPP
Taux de rentabilité financière	12,0%	24,4%	22,7%
Taux de rentabilité économique	15,1%	25,3%	28,1%

**RÉSUMÉ DES NOTES**

N°	Critère d'évaluation	RAP	REPP
1.	Pertinence et qualité à l'entrée	n.c.	Insatisfaisant
2.	Efficacité	n.c.	Satisfaisant
3.	Efficiences	n.c.	Insatisfaisant
4.	Impact sur le développement institutionnel	n.c.	Insatisfaisant
5.	Viabilité	n.c.	Satisfaisant
6.	Autres impacts de développement	n.c.	Insatisfaisant
7.	Indicateur de performance globale	n.c.	Insatisfaisant
8.	Performance de l'emprunteur	Satisfaisant	Insatisfaisant
9.	Performance de la Banque	Satisfaisant	Insatisfaisant

n.c. : Non calculé

Note : Les notes des différentes composantes sont calculées pour le REPP à partir des notes détaillées des sous-composantes des critères d'évaluation. Voir annexe 1.

## RESUME ANALYTIQUE

### **1. Le projet**

1.1 La Zambie possède environ 6 000 MW de ressources hydroélectriques potentielles, dont 1 600 MW environ sont exploités. Une tension récente est apparue sur le niveau de réserves, mais au moment de la conceptualisation du projet, le pays était en position d'exporter ses surplus hydroélectriques et de servir d'axe pour les échanges régionaux d'électricité.

1.2 La Banque a approuvé un prêt du FAD de 4,85 millions d'UC en décembre 1999 destiné à couvrir environ 40 % du coût total du projet (11,98 millions d'UC). Le bénéficiaire en était le gouvernement de Zambie (GRZ) et ZESCO a été désignée comme agence d'exécution (AE) du projet. Le financement était assuré conjointement par la Banque de développement d'Afrique australe (DBSA) et NamPower (Namibie).

1.3 L'objectif sectoriel était de renforcer la coopération et l'intégration régionales au travers d'échanges d'électricité entre la Zambie et la Namibie. Le projet visait aussi à mettre à disposition des divers secteurs économiques de la Zambie occidentale (et du Caprivi oriental) des ressources énergétiques adaptées, à moindres frais, dans le but de favoriser la croissance économique et d'améliorer la qualité de vie. Cet objectif, qui a motivé le projet à l'origine, a perdu de l'importance lorsque le potentiel commercial du projet est apparu plus clairement au cours de la mise en œuvre.

1.4 Le projet initial comprenait principalement une ligne aérienne de 132 kV/40 MW à circuit simple entre Victoria Falls et Katima Mulilo via Sesheke. Suite au changement d'objectif et à la décision d'exporter plus loin que Caprivi, le concept a été modifié en 2004 pour une configuration à 220 kV/200 MW. Le budget du projet a été révisé en conséquence pour s'établir à 11,04 millions d'UC.

1.5 Le projet a été achevé en 2006 avec un retard de près de 57 mois. Le rapport d'achèvement du projet (RAP) de la Banque a été produit en 2009 après la présentation du RAP de l'emprunteur (REAP). Ce RAP a conclu que le projet avait permis d'améliorer la fiabilité des services électriques dans les villes frontières de Namibie et de la Région occidentale de la Zambie, entraînant un décollage des activités économiques et des revenus.

### **2. Performance de l'exécution**

2.1 Entre la signature du prêt et le dernier décaissement, le projet a enregistré un retard de 30 mois par rapport aux estimations de l'approbation préalable. Ce retard était principalement dû à la lenteur de l'emprunteur à satisfaire aux conditions du prêt avant son entrée en vigueur, au retard pris pour conclure l'accord de rétrocession et à l'ajournement de la nomination du consultant en ingénierie. Le dépassement des délais au cours de la mise en œuvre était lié à des retards de l'entrée en vigueur des contrats des entrepreneurs, à la construction d'ouvrages de fondations supplémentaires et à des inondations dans la zone du projet.

2.2 Les dépenses du projet ont dépassé les estimations ajustées de 4,23 millions d'UC. Ce dépassement s'explique principalement par le coût supplémentaire lié aux conditions du terrain (fondations, nombre et configuration des tours). ZESCO a pris en charge ces coûts après le rejet de la BAD et la DBSA d'apporter des financements complémentaires. Le solde final du prêt de la BAD non utilisé (0,10 million d'UC) a été annulé. Un dernier retard de décaissement d'environ cinq ans a obligé à reporter trois fois la conclusion du prêt.

### 3. Méthode d'évaluation

Le projet a été sélectionné pour être évalué par le Département de l'évaluation des opérations (OPEV) en 2009 en raison de sa dimension d'intégration régionale. L'évaluation s'est d'abord fondée sur l'examen des documents du projet (rapport d'évaluation, RAP de la Banque, rapports de la mission de supervision et documents de stratégie pays) et sur des discussions avec le personnel de la Banque. Dans un deuxième temps, des missions ont été menées dans le pays, pour interroger les principaux informateurs et faire des visites d'inspection du site ; ces missions ont été organisées et coordonnées en collaboration avec l'AE et le ministère des Finances et de la Planification nationale (MFNP). Les ministères concernés, les organismes gouvernementaux spécialisés, ZESCO, les partenaires au développement, les organisations chargées de l'intégration régionale et d'autres parties prenantes à Lusaka, Mongu, Katima Mulilo et Sesheke ont été interrogés. Une partie des interviews a eu lieu à Johannesburg et d'autres par téléphone avec Windhoek. Les visites d'inspection ont été menées dans les postes de Victoria Falls, Sesheke et Katima Mulilo, ainsi que sur la ligne entre ces postes.

### 4. Principales constatations

4.1 La pertinence du projet est fonction de sa cohérence par rapport à la stratégie de la Banque, de l'emprunteur et des autres partenaires au développement. Elle dépend aussi aujourd'hui du rôle que jouera le projet à l'avenir dans l'axe électrique régional ZiZaBoNa. Concernant la qualité à l'entrée, toutefois, le projet s'avère insatisfaisant. La conception du projet présente six défaillances majeures dans l'appréciation des risques et des hypothèses : (i) elle n'a pas pris en compte la menace de pénurie d'approvisionnement en Zambie, (ii) elle s'est fondée sur une surévaluation de la croissance de la demande, (iii) elle n'a pas su engager NamPower à soutirer le volume prévu, (iv) les autres initiatives du secteur électrique ont été négligées et il a été estimé que les projets de transmission et de distribution nécessaires pour soutenir le projet en Zambie occidentale seraient mis en œuvre de façon spontanée, (v) il y a eu des lacunes dans la configuration du projet en tant qu'option optimale d'approvisionnement (en raison des rôles multiples de ce projet) ainsi que (vi) des insuffisances spécifiques dans les domaines de la planification et la gestion environnementales.

4.2 Le projet a été considéré comme efficace, mais avec des lacunes dans l'accomplissement des résultats à moyen et long terme. Tous les produits physiques ont été obtenus, en dépit de quelques problèmes de conception et du fait que la capacité prévue dans l'Accord d'achat et de vente d'électricité (AAVE) se situe bien en deçà de la capacité de la ligne. Les résultats à court terme concernant l'augmentation du transfert et des ventes d'électricité à la Namibie ont déjà été atteints ou sont en bonne voie. Les mesures de l'amélioration de la distribution d'électricité en Zambie occidentale indiquent que, si le nombre de clients desservis a augmenté, la qualité de l'approvisionnement a baissé. De même, les résultats intermédiaires concernant les échanges d'électricité sont positifs, sauf au niveau de la distribution. Ces résultats indiquent qu'au cours de l'évolution du projet, les objectifs de transfert et de vente d'électricité ont pris le pas sur les objectifs liés à la distribution.

4.3 Les retards significatifs (près de 57 mois) dans la mise en œuvre du projet auraient pu être évités par une réaction rapide de l'AE et de l'emprunteur. La comparaison avec des projets similaires dans la région montre que le coût du projet n'est pas exagéré. La rentabilité de l'exploitation de la ligne se situe dans ou très près des normes internationales. Un TRF élevé est attendu en raison d'événements imprévus, plus précisément l'accord énergétique avec ZESA/NamPower. Le TRF se situe au-delà des estimations de l'évaluation, mais le gain économique projeté ne dépasse que de peu la rentabilité financière : l'efficacité du projet est jugée insatisfaisante.

4.4 La viabilité du projet est considérée comme satisfaisante, malgré quelques risques résiduels au niveau de la durabilité sociale et institutionnelle. La viabilité stratégique et politique du projet est encourageante, car le GRZ a ouvert la voie pour le développement du secteur électrique. Cela englobe la commercialisation du secteur (autonomie accrue et autosuffisance financière de ZESCO, autorisation des fournisseurs privés, supervision réglementaire indépendante par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et gestion des objectifs sociaux via l'Agence de l'électrification rurale (REA) dans le cadre d'un environnement intégré de planification des ressources géré par le GRZ (ministère de l'Énergie et des Ressources en eau). Du point de vue technique et environnemental, aucun risque majeur n'a été identifié. En ce qui concerne la viabilité financière, l'appréciation du TRF montre que lorsque l'accord d'approvisionnement avec NamPower sera pleinement fonctionnel, les retours financiers du projet seront sans doute élevés, avec un retour sur l'investissement initial jugé acceptable. La performance de ZESCO à l'égard des indicateurs clés de performance (KPI) de la CRE n'est pas satisfaisante, mais la performance financière de l'entreprise indique une certaine amélioration.

4.5 Les attentes sociales en Zambie occidentale n'ont toutefois pas encore été satisfaites. Au niveau institutionnel, il faut améliorer certains points relatifs aux capacités de gestion du projet : consignation des performances opérationnelles et documentation sur les coûts d'exploitation et de maintenance de l'interconnecteur, d'exploitation et de maintenance au niveau de la distribution ainsi que de la planification et la mise en œuvre de la maintenance. Par ailleurs, le projet n'est pas parfaitement isolé des autres activités de ZESCO, ce qui l'expose à subir les répercussions de la situation financière globale de l'entreprise. Enfin, le taux de renouvellement au sein de la direction générale a été assez élevé les dernières années.

4.6 D'autres impacts de développement que l'on peut raisonnablement anticiper attendent encore d'être réalisés. Ils ont été différés par les retards du projet et le fait que celui-ci n'est pas correctement aligné sur les programmes de distribution de la REA et de ZESCO (mais plusieurs initiatives de distribution ont à présent été lancées dans le cadre du Plan directeur de l'électrification rurale, le PDER récemment approuvé). Le projet prévoit de fournir de l'électricité « propre » (hydroélectricité) à la province occidentale de Zambie et la région orientale de Caprivi en Namibie pour remplacer des centrales à forte teneur en carbone basées sur le charbon ou le diesel. Aucune communauté n'a été déplacée loin de son groupe, sa famille ou sa terre traditionnelle. La réinstallation des populations s'est limitée au déplacement d'unités familiales individuelles, en cas de nécessité, pour les éloigner des servitudes de la ligne électrique (en raison des risques pour la santé et la sécurité) vers des terrains adjacents. Les communautés n'ont donc pas été déplacées, et ont perçu des compensations monétaires très correctes.

4.7 La performance globale de l'emprunteur est insatisfaisante. Bien que le projet ait atteint ses objectifs de transfert d'électricité et fonctionne sans problème, plusieurs lacunes ont été identifiées dans la gestion générale du projet : respect tardif des clauses contractuelles, révision de la conception du projet en milieu de parcours sans prendre en compte toutes les composantes, retards dans la mise en œuvre et faiblesse du suivi et de l'évaluation (S&E) à l'issue du projet.

4.8 La performance de la Banque est tout aussi insatisfaisante. La Banque ne s'est pas montrée exigeante sur la conception du projet et l'étude de faisabilité, elle n'a pas géré les conséquences du changement de dessein du projet et n'est pas intervenue pour corriger les retards pendant la mise en œuvre. L'équipe de supervision de la Banque a estimé que les effets directs du projet avaient été réalisés sans confirmer clairement que c'était effectivement le cas.

## 5. Conclusion

La performance globale du projet est insatisfaisante. La nature du projet a changé substantiellement pendant la phase de mise en œuvre. Le projet initial de transmission d'électricité s'est transformé en opération d'interconnexion, avec pour objectif premier d'exporter de l'électricité vers la région de Caprivi et dans l'ensemble de la Namibie via un intra-connecteur entre le réseau national namibien et Caprivi, qui serait construit par NamPower. L'accent mis sur les échanges électriques avec la Namibie a détourné l'attention du renforcement du réseau électrique de la province occidentale de la Zambie.

## 6. Enseignements et recommandations

6.1 Les principaux enseignements tirés du projet concernent les points suivants :

- Pour atteindre des buts dépassant les objectifs à court terme de transfert d'électricité, les projets de transmission doivent être soutenus par les prochaines étapes de la chaîne de distribution (systèmes complémentaires de transmission ou de distribution).
- Les projets d'interconnexion de transmission sont complexes. Ils impliquent de nombreuses parties prenantes, sont exposés aux marchés de l'électricité et à des facteurs exogènes liés à deux pays ou plus, et opèrent donc dans un environnement particulièrement dynamique.
- L'appréciation de la demande en aval et l'accord contractuel attaché à cette demande sont cruciaux pour garantir la protection commerciale et les accords d'achat.
- Placer ce type de projet en Catégorie I aurait permis de conduire un EIE méticuleux, en identifiant de façon approfondie les aspects environnementaux et sociaux pour ensuite les atténuer de façon appropriée dans le cadre d'un plan spécifique de gestion environnementale et sociale (PGES) du projet.
- Bien comprendre les interactions entre le projet, le dialogue politique et la réforme du secteur (y compris les stratégies de tarification et de recouvrement des frais) est une condition indispensable de viabilité du projet.
- La disponibilité de données de suivi et de statistiques sur la performance de la ligne de transmission contribue à améliorer l'efficacité de ZESCO et son efficacité opérationnelle.

6.2 Les recommandations suivantes sont adressées à la Banque et à l'emprunteur :

### Recommandations à la Banque et à l'emprunteur

- La conception des projets de transmission doit s'accompagner de programmes de soutien clairement identifiés, avec des responsabilités précises. Les projets de transmission doivent être soumis à des tests de stress pour s'assurer que les éléments fondamentaux pour l'accomplissement des objectifs à long terme sont en place.

- L'environnement du projet doit être suivi en permanence afin de déterminer si les hypothèses principales restent valables. Il faut mettre en place des instruments régionaux de supervision et d'orientation, ainsi que, si possible, des outils pour améliorer le crédit (et surmonter les risques s'ils deviennent insupportables pour l'une des parties de l'accord d'interconnexion). Cette fonction pourrait être dévolue au Pool énergétique d'Afrique australe (SAPP) ;
- La supervision de la Banque doit davantage se polariser sur les accords financiers et contractuels. En raison de l'importance et la complexité des aspects techniques, commerciaux et juridiques de l'AAVE, la Banque devrait à l'avenir envisager d'aider ses pays membres régionaux à préparer et négocier ces AAVE.

### Recommandations à la Banque

- Même lorsque les exigences nationales se limitent à un énoncé de projet, la Banque protégera sa réputation en adoptant une approche plus prudente dans la classification du projet en catégorie 1 ou 2, et en se conformant elle-même aux meilleures pratiques internationales.
- Même si la gestion et la maintenance des postes ont été jugées satisfaisantes, la Banque devrait, dans ses futures opérations, s'efforcer de renforcer les capacités institutionnelles par un système de suivi et de consignation des données opérationnelles de la société de service public.

## **1. LE PROJET**

### **1.1 Contexte du pays et du secteur économique**

1.1.1 La Zambie est un pays enclavé au centre de l'Afrique australe, avec une population de 12,6 millions d'habitants. Son PNB (2008) s'élève à 14,3 milliards d'USD. Le revenu national brut par habitant se situe à environ 950 USD/an, et le taux de pauvreté (c.-à-d. la population vivant sous le seuil de pauvreté) est de 59 %. L'économie dominée par l'exploitation minière et l'agriculture reflète les riches ressources naturelles du pays. Les taux de croissance du PNB (2001-2009) avoisinent 5,4 % par an bien que l'économie, en raison de sa nature primaire, soit exposée aux fluctuations des prix des matières premières. Le plan Vison 2030 de la Zambie prévoit que le pays atteindra le statut de pays à revenu intermédiaire en 2030, avec un taux de croissance de 6 % à 7 % par an.

1.1.2 La Zambie possède environ 6 000 MW de ressources hydroélectriques potentielles, dont à peu près 1 600 MW sont exploités. Les grandes centrales hydroélectriques sont implantées à Kafue Gorge, Kariba North Bank et Victoria Falls. Il existe d'autres centrales de génération d'électricité sous forme de petites installations hydroélectriques externes au réseau, ou de centrales isolées à base de diesel ou de turbine à gaz. Le pic de demande a atteint 1 425 MW en 2006 et devrait s'élever à 1 559 MW en 2012. Deux projets majeurs sont en cours de développement : une centrale électrique de 120 MW sur le barrage existant de Itezhi Tezhi (qui sera construite et exploitée par Itezhi Tezhi Power Corporation (ITPC), une joint-venture entre ZESCO et TATA Africa Limited) et le projet Kariba North Bank Extension de 360 MW (exécuté par ZESCO via Kariba North Bank Extension Corporation Limited et financé par la Banque d'import-export de Chine et la DBSA). Si l'on en croit la capacité disponible déclarée, le niveau des réserves nationales touche à sa fin. Environ 22 % de la population a accès au réseau électrique. Parmi les 60 % d'habitants du pays vivant dans les zones rurales, environ 3 % disposent de l'électricité.

1.1.3 Le secteur électrique est régi par le ministère de l'Énergie et des Ressources en eau (MEWD) aux termes de la Loi sur l'électricité de 1995 (amendée en 2003) et de la Politique nationale de l'énergie de 2008. Les principaux objectifs stratégiques englobent la migration vers une tarification reflétant les coûts, la commercialisation et l'autonomie de ZESCO par rapport au GRZ, la participation des entreprises privées dans le secteur de l'électricité et une régulation indépendante. La stratégie soutient l'extension des services électriques aux foyers, aux petites entreprises et aux industries, et encourage l'interconnexion avec les États voisins.

1.1.4 La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été établie en 1995 en tant qu'organisme indépendant chargé de délivrer les licences et de fixer les tarifs. Pour optimiser l'efficacité de ZESCO, la CRE a adopté en 2007 un cadre de tarification pluriannuel (CTPA) reposant sur des mesures incitatives auto-exécutoires sous la forme d'indicateurs clés de performance (KPI). Les KPI visent à inciter ZESCO à améliorer la rentabilité et la qualité des services fournis à ces clients. Comme expliqué plus loin, la performance de ZESCO par rapport aux KPI a été inférieure aux attentes.

1.1.5 L'Agence d'électrification rurale (REA) a été créée en 2003 pour électrifier les régions rurales. Le but de cette démarche nationale d'électrification rurale est d'améliorer l'infrastructure dorsale de transmission à laquelle viennent se connecter les extensions rurales du réseau. Le plan directeur de l'électrification rurale (PDER) sera bientôt rendu public.

1.1.6 Zambia Electricity Supply Corporation Ltd (ZESCO) n'a pas un statut de monopole, mais c'est le principal fournisseur national d'électricité intégré verticalement. Il s'agit d'une société à responsabilité limitée appartenant en totalité à l'État, qui rend compte à un conseil d'administration. ZESCO a été désigné comme agence d'exécution pour le projet examiné ici. Le CTPA vise à amener ZESCO à une stratégie de tarification reflétant ses coûts. Dans le cadre du CTPA 2008-2010, la CRE a octroyé des augmentations de 27 % (2008), 16 % (2009) et 11 % (2010), qui ont ensuite (juillet 2009) été élevées à 35 % pour 2009/10 et 26 % pour 2010/11. Le but de la CRE est d'atteindre un tarif qui « reflète les coûts en 2012 ».

1.1.7 Le GRZ a mis en place le Bureau de promotion des investissements énergétiques privés (BPIEP) pour gérer les opérations des nouvelles centrales électriques et contribuer aux études requises. Ces derniers développements démontrent le rôle croissant de l'investissement privé dans des infrastructures électriques commerciales de grande ampleur.

1.1.8 Les autres grands services nationaux d'électricité incluent (a) Copperbelt Energy Corporation (CEC) PLC qui approvisionne les mines de cuivre de la province de Copperbelt et (b) North Western Energy Corporation (NWECC) Ltd qui fournit actuellement l'électricité des logements de la Lumwana Mining Corporation et qui assurera à l'avenir l'approvisionnement des régions non minières autour de Lumwana dans la province du Nord-Ouest. Les deux entreprises achètent de l'électricité à ZESCO en vertu de contrats de fourniture en gros à long terme (BSA) et de contrats de distribution et d'approvisionnement avec leurs clients respectifs.

1.1.9 Les entreprises ZESCO et CEC sont toutes deux membres opérationnels du Pool énergétique d'Afrique australe (SAPP). Le SAPP coordonne le développement du système régional de transmission. La Zambie occupe une position géographique centrale pour le SAPP, à la fois comme fournisseur d'électricité et couloir de transit pour la région. Le SAPP aide au développement de l'axe de transmission Nord-Sud qui va de la RDC à l'Afrique du Sud, ainsi que du couloir central de transmission qui relie le Zimbabwe, la Zambie, le Botswana et la Namibie (ZiZaBoNa). L'interconnecteur Victoria Falls-Katima Mulilo, en dépit d'un dessein original différent, est destiné à jouer un rôle important dans le déploiement de l'initiative ZiZaBoNa.

1.1.10 Le secteur électrique vient récemment de bénéficier d'un soutien majeur avec le projet de réhabilitation du réseau électrique (PRRE) de la Banque mondiale qui a permis de rénover trois grandes centrales hydroélectriques ainsi que des systèmes de transmission et de distribution. Le PRRE a pris effet en février 1999 et s'est achevé en décembre 2005. Le projet d'Amélioration de l'accès aux services électriques (PASE) apporte un soutien sous forme d'amélioration de l'efficacité de ZESCO, d'expansion de l'accès et d'assistance technique à ZESCO et à la REA. Le lancement du PASE était prévu pour avril 2008. La BAD a fourni deux prêts à la Zambie dans le secteur électrique : pour la restauration de Kafue Gorge (dans le cadre du PRRE) et pour l'interconnecteur Victoria Falls-Katima Mulilo (objet de cet examen).

## **1.2 Formulation du projet**

1.2.1 Initialement, ZESCO approvisionnait la Zambie occidentale depuis la centrale électrique à 66 kV de Victoria Falls, tandis que Katima Mulilo était isolé du réseau et s'auto-alimentait avec une centrale diesel. ZESCO avait étendu son réseau en 1991 pour approvisionner Katima Mulilo à 11 kV, puis à 66 kV en 1995. En février 1997, ZESCO et NamPower (Namibie) ont convenu d'augmenter le débit du réseau à 132 kV avec une capacité de transfert de 40 MW. Un PA

intergouvernemental fut signé en octobre 1997, suivi d'un PA entre les deux sociétés en 1998. La Banque a pris connaissance du projet en avril 1997, a conduit une mission d'évaluation en septembre 1998 et a présenté le rapport d'évaluation du projet (RAPP) en mai 1999. Le prêt a été approuvé en décembre 1999.

1.2.2 L'essentiel du projet a été conçu et façonné par les deux opérateurs nationaux. Il existe des preuves que des discussions appropriées ont été tenues pour assurer l'adhésion nationale au projet et une collaboration extensive entre les deux sociétés au moment de la formulation du projet. Il semble aussi que des discussions préliminaires avec les entités chargées de développer des exploitations agricoles en Zambie occidentale ont eu lieu, mais le lien entre le projet et la promotion de l'agriculture irriguée et des petites entreprises ne s'est jamais matérialisé. Les conclusions de la mission d'évaluation suggèrent que les bénéficiaires ultimes du projet n'ont été que très peu impliqués à l'échelon local en Zambie occidentale.

1.2.3 Le projet a été formulé à partir d'une enquête de faisabilité mais, en raison de la mauvaise tenue des dossiers, le rapport final de faisabilité n'a jamais été délivré, ce qui a gêné l'élaboration de conclusions pour la formulation du projet. Le rapport intérimaire qui était disponible évalue les prévisions de charge, les trajectoires de ligne alternatives et le choix du type de conducteur. Cette évaluation prévoit une modeste croissance de la charge mais ne reflète pas la croissance progressive qui a ultérieurement motivé l'augmentation de capacité de la ligne. Les lignes alternatives ont été étudiées, ce qui était totalement inapproprié à cette phase d'examen du concept.

1.2.4 Du point de vue environnemental, les différents types d'impacts d'un projet de cette nature sont bien compris et bien définis. L'énoncé de l'impact environnemental du projet (EEP) affirme à juste titre que les impacts environnementaux et sociaux de ce type de projet doivent être minimaux. Mais devant la complexité environnementale et culturelle de la zone environnant Victoria Falls, il aurait fallu entreprendre une appréciation complémentaire. En effet, même si l'environnement (biophysique et social) de Victoria Falls, Sesheke et Katima Mulilo est relativement homogène, il existe différents types de végétation, de paysages et de systèmes écologiques qui ajoutent des contraintes au projet, comme par exemple les zones marécageuses (dambo) qui engendrent des contraintes de construction.

### **1.3 Objectifs et portée au moment de l'évaluation (Cadre logique)**

1.3.1 Le cadre d'intervention du projet, décrivant les objectifs et les indicateurs de développement et les liens attendus entre les ressources, les activités, les produits et les objectifs de développement, figure à l'annexe 5.

1.3.2 Rétrospectivement, l'objectif sectoriel était de renforcer la coopération et l'intégration régionales au travers d'échanges d'électricité entre la Zambie et la Namibie. Le projet visait aussi à mettre à disposition des divers secteurs économiques de la Zambie occidentale (et du Caprivi oriental) des ressources énergétiques adaptées, à moindres frais, dans le but de favoriser la croissance économique et d'améliorer la qualité de vie. Ce but à l'origine du projet a perdu de son importance avec la place croissante prise par les possibilités de commercialisation et d'exportation d'électricité pendant la mise en œuvre du projet.

1.3.3 Le projet a eu pour effets directs, à court terme, d'augmenter et d'améliorer la disponibilité de l'électricité en Namibie et en Zambie occidentale, et à moyen terme, d'améliorer la situation financière de ZESCO et des consommateurs d'électricité.

1.3.4 Pour ce qui concerne la disponibilité de l'électricité, les résultats attendus incluaient la sécurisation transfert de l'électricité (accroissement des capacités de transfert de la ligne, transfert accru d'électricité, fiabilité du transfert et rentabilité de l'exploitation de la ligne de transmission), l'amélioration de la distribution d'électricité (meilleur accès à l'offre d'électricité et fiabilité renforcée de la fourniture d'électricité au niveau de la distribution) et le développement des échanges d'électricité (en augmentant les ventes à la Namibie). Au niveau de la situation financière de ZESCO, les résultats devaient afficher une croissance des gains en devises et des performances financières globales de l'entreprise. Les résultats relatifs à la situation financière des consommateurs devaient prendre la forme d'une réduction du coût de leur panier énergétique accompagnée d'une hausse de leur consommation électrique.

1.3.5 S'agissant de la dimension physique du projet, le concept initial prévoyait une ligne aérienne de 132 kV à simple circuit sur 190 km depuis Victoria Falls jusqu'à Katima Mulilo via Sesheke ; un transformateur 1 x 40 MVA 220/132 kV et une baie de ligne d'alimentation sortante à 132 kV au poste de Victoria Falls ; ainsi qu'une baie de ligne d'alimentation entrante à 132 kV , un transformateur et une baie 1 x 25 MVA 132/66 kV, une baie sortante à 66 kV et un réacteur à 7,5 MVA<sub>r</sub> au poste de Katima Mulilo. Sesheke serait alimenté en retour sur la ligne existante Sesheke-Katima Mulilo à 66 kV exploitée en sens inverse. Ce concept a été modifié en 2004 pour une configuration à 220 kV/200 MW décrite dans la section 3.2.

## **1.4 Modalités de financement – Banques et autres**

Le coût total du projet au moment de l'évaluation s'élevait à 11,98 millions d'UC, avant d'être réestimé à 11,04 millions d'UC. Il devait être financé par le FAD (4,75 millions d'UC), ZESCO (3,48 millions d'UC), NamPower (1,35 million d'UC) et un cofinancement de la DBSA (1,85 million d'UC). Le FAD, la DBSA et NamPower devaient couvrir le coût en devises du projet (7,56 millions d'UC (68 %) pour le projet révisé) tandis que ZESCO se chargeait des coûts locaux (3,48 millions d'UC (32 %) à la révision). L'emprunteur était le GRZ et les prêts étaient rétrocédés à ZESCO, le bénéficiaire et l'agence d'exécution (AE) conformément aux dispositions de l'accord de prêt. Les accords financiers réels ont été différents (voir section 3.4.1).

## **2. L'ÉVALUATION**

### **2.1 Approche et méthodologie de l'évaluation**

2.1.1 Le projet a été sélectionné pour être évalué par le Département de l'évaluation des opérations (OPEV) en 2009 en raison de sa dimension d'intégration régionale. La préparation du REPP trois ans après l'achèvement du projet en 2006 laissait suffisamment de temps pour rendre les impacts visibles. Conformément aux directives révisées de la Banque,<sup>1</sup> ce REPP réévalue le projet d'interconnexion entre Victoria Falls et Katima Mulilo et en tire les leçons.

---

<sup>1</sup> Directives révisées sur la note d'évaluation du rapport d'achèvement de projet (RAP) et sur le rapport d'évaluation de la performance du projet (REPP).

2.1.2 La première phase de l'évaluation s'est fondée sur l'examen des documents du projet (rapport d'évaluation, RAP de la banque, rapports de la mission de supervision et documents de stratégie pays) et sur des discussions avec le personnel de la Banque.

2.1.3 La seconde étape exigeait de mener des missions dans le pays pour interroger les principaux informateurs et faire des visites d'inspection du site ; ces missions ont été organisées et coordonnées en collaboration avec l'AE et le ministère des Finances et de la Planification nationale (MFNP). Les ministères concernés, les organismes gouvernementaux spécialisés, ZESCO, les partenaires au développement, les organisations chargées de l'intégration régionale et d'autres parties prenantes ont été interrogés. Les interviews se sont déroulées à Lusaka, Mongu, Katima Mulilo et Sesheke. Après le retour de la mission, une partie des interviews a eu lieu à Johannesburg et d'autres par téléphone avec Windhoek. Les visites d'inspection ont été menées dans les postes de Victoria Falls, Sesheke et Katima Mulilo, ainsi que sur la ligne entre ces postes.

## **2.2 Indicateurs clés de performance et disponibilité de données de référence**

2.2.1 Le RAPP propose trois indicateurs clés et leurs données de référence respectives, un indicateur des résultats à court terme (augmentation des capacités du réseau) et deux indicateurs des résultats à moyen terme (hausse de la consommation électrique et accroissement du niveau d'électrification). L'indicateur d'« augmentation des capacités du réseau » ne peut pas encore être mesuré (la ligne n'a pas encore été chargée en pleine capacité), mais on peut le calculer (et les calculs indiquent que la capacité nominale devrait être atteignable). Les deux indicateurs intermédiaires peuvent être mesurés.

2.2.2 Ces trois indicateurs de résultats sont tous intégrés au cadre logique rétrospectif, lequel a été étendu comme indiqué dans la section 1.3 et illustré à l'annexe 6. L'indicateur à court terme d'« augmentation des capacités du réseau » fait désormais partie de l'ensemble des indicateurs de résultats sur le transfert de l'électricité, lequel inclut aussi des indicateurs de fiabilité et de rentabilité du transfert. L'indicateur de « niveau d'électrification » fait désormais partie du jeu d'indicateurs à court terme couvrant l'accroissement de l'accès à l'électricité, tandis que l'indicateur de « consommation électrique » reste associé aux indicateurs intermédiaires relatifs à la distribution de l'électricité.

2.2.3 La disponibilité de données de référence et de données récentes sur les indicateurs varie suivant les différents jeux d'indicateurs. Lorsqu'aucune donnée de référence n'était disponible (indicateurs de résultats à court terme associés au « transfert d'électricité » et à la « rentabilité de l'exploitation de la ligne »), des critères de référence minimaux ont été employés. Il faut signaler que l'un des indicateurs d'accès à l'électricité (le niveau d'électrification) ne prend pas en compte le district de Sesheke qui ne fait pas partie de la région occidentale de ZESCO. Des données de référence sur les ventes et les échanges d'électricité avec la Namibie étaient disponibles dans le RAP et les données récentes sont maintenues par ZESCO. Pour les indicateurs de distribution, le coût du panier énergétique repose sur les valeurs habituelles des sources alternatives d'énergie en Afrique subsaharienne. L'indicateur de croissance de la consommation a été calculé à partir des données de ZESCO et comparé aux données de référence prévisionnelles du RAP.

## **3. PERFORMANCE DE L'EXÉCUTION**

### **3.1 Entrée en vigueur, démarrage et exécution**

3.1.1 Le projet a enregistré un retard de 57 mois sur la date d'achèvement par rapport aux estimations de l'évaluation. Plusieurs raisons expliquent ce retard initial : (i) retard à satisfaire aux conditions du prêt pour le premier décaissement, (ii) retard dans la conclusion de l'accord de rétrocession, (iii) retard dans la nomination du consultant en ingénierie, (iv) retards dans la passation des marchés relatifs aux contrats avec les entrepreneurs, et (v) construction d'ouvrages de fondations supplémentaires et inondations dans la zone du projet.

3.1.2 **Entrée en vigueur du prêt** : la Banque met habituellement 12 mois à traiter la demande de prêt depuis l'évaluation jusqu'à l'entrée en vigueur, mais dans ce cas particulier, il lui a fallu près de 24 mois. Deux mois ont séparé l'approbation (décembre 1999) et la signature (février 2000) du prêt, et 22 mois se sont écoulés entre la signature du prêt et son entrée en vigueur (décembre 2001). Le report de l'entrée en vigueur du prêt était essentiellement dû à des retards dans la conclusion de l'accord de rétrocession et la nomination du consultant en ingénierie.

3.1.3 La liste des clauses du prêt est fournie à l'annexe 7. Les quatre conditions préalables à l'entrée en vigueur du prêt ont été satisfaites, bien que le plan d'action sur le coût marginal à long terme (CMLT) ait été présenté en retard. Cinq conditions pour le premier décaissement ont été satisfaites et le plan d'action visant à réduire les comptes débiteurs a été présenté sous la forme d'un plan de mise en œuvre d'un système d'information des clients. S'agissant des « Autres conditions », deux clauses n'ont pas été satisfaites en dépit d'un dialogue permanent entre la Banque et l'emprunteur. Il s'agit des deux clauses suivantes : (a) présentation de preuves d'augmentations tarifaires correspondant au plan d'action CMLT (le CMLT n'a pas été atteint au 31 décembre 2008 comme demandé) et (b) réduction des comptes débiteurs à 90 jours (ce qui n'a pas été réalisé pendant l'EF 2001/2002). Malgré des augmentations tarifaires de 27 % en 2008, 16 % en 2009 et 11 % en 2010, ZESCO n'a pas encore réussi à établir des tarifs basés sur les coûts. La CRE veut atteindre le reflet des coûts en 2012. L'indicateur des comptes débiteurs, même s'il dépasse toujours 90 jours, s'est amélioré et a atteint 133 jours pendant le premier trimestre 2009.

3.1.4 **Démarrage et exécution** : retard après le premier décaissement, principalement à cause d'un délai de 8 mois pour concrétiser les contrats avec les entrepreneurs (période qui a chevauché celle où le concept du projet a été modifié à 220 kV, comme expliqué plus loin) et de 4 mois supplémentaires pendant la période de construction (à cause d'ouvrages de fondations supplémentaires et d'inondations dans la zone du projet). Le retard dans la nomination du consultant aurait pu être évité en anticipant. La raison du retard de construction est particulière, et ne signifie pas que le calendrier initial était irréaliste. Toutefois, l'échéancier originel de passation de marché avec l'entrepreneur ne comprenait pas de période de validité de l'offre de 150 jours comme l'y autorisent les documents d'appel d'offres actuels.

## 3.2 Modification de la conception du projet

3.2.1 L'objectif originel du projet était de transférer l'électricité vers la Zambie occidentale (meilleure qualité de l'approvisionnement) et Caprivi (qui ne pouvait pas être relié au réseau namibien), avec une capacité de 40 MW, ce qui était possible grâce au surplus de la production électrique zambienne. Un accord d'achat et de vente d'électricité (AAVE) a été signé en 1998, autorisant NamPower à soutirer 40 MW à partir de la ligne à 132 kV. Au cours de la mise en œuvre du projet, ZESCO et NamPower ont examiné la possibilité d'étendre l'exportation d'électricité au-delà de la ville frontière à l'ensemble de la Namibie. L'idée était de développer l'interconnecteur pour le relier à un intra-connecteur que NamPower prévoyait de construire pour relier le réseau national namibien et

Caprivi. Cette vision a conduit à une transformation majeure de la conception initiale du projet. En novembre 2003, ZESCO et NamPower ont convenu d'augmenter la tension de la ligne à 220 kV et la capacité de transfert à 200 MW, donnant ainsi une importance plus marquée à la dimension d'intégration régionale puisque le projet dépassait la simple connexion transfrontalière. En février 2004, ZESCO et NamPower ont demandé de l'aide à la Banque pour augmenter la tension et la capacité de transfert. La Banque a donné un avis de « non-objection » à cette hausse en mai 2004, en tenant compte (entre autres) de la situation excédentaire de la production électrique en Zambie, et (implicitement) du fait que la Namibie disposerait des équipements requis pour importer la capacité nominale. Finalement, l'accord sur les 200 MW n'a jamais été signé. Les négociations n'ont pas abouti et ont été remplacées par des discussions sur 100 MW. L'AAVE révisé a finalement été signé pour une capacité de 100 MW, dont 50 MW fermes et 50 MW non fermes (entrée en vigueur en janvier 2010).

3.2.2 Au niveau des postes, les modifications portaient sur le changement de la configuration du poste de Victoria Falls (baie de ligne d'alimentation sortante à 220 kV) et du poste de Katima Mulilo (transformateur 220/66 kV), la suppression du réacteur VAr à Katima Mulilo et l'installation d'un transformateur 1 x 25 MVA 220/66 kV à Sesheke. Ces modifications étaient la conséquence logique de l'augmentation de la tension et de la capacité de la ligne vers la configuration à 220 kV/200 MW. Le coût révisé des dépenses pour les postes dépassait de 2 millions d'USD (70 %) les prévisions initiales. Cette hausse s'explique en partie par les modifications de conception, mais pourrait également indiquer une sous-estimation au moment de l'évaluation.

3.2.3 S'agissant de la construction de la ligne, la conception a été modifiée pour augmenter la longueur de la ligne aérienne de 190 km à 231 km. La longueur originale avait été sous-estimée par ZESCO. Cela a eu un impact minime sur le coût puisque la CEP initial avait surestimé le coût de l'unité de ligne tout en sous-estimant sa longueur – les deux effets s'annulant mutuellement largement. Comme l'allongement de la ligne était connu au moment où les appels d'offres ont été clôturés, il est difficile d'établir avec certitude l'impact du temps supplémentaire requis. En partant de l'hypothèse que la durée de la construction établie dans le contrat (par opposition à celle admise pendant la conception/l'ingénierie, l'appel d'offres et l'établissement du site) est linéairement proportionnelle au temps, les 40 km supplémentaires devaient se traduire par trois mois de plus pour le projet.

3.2.4 Pendant la construction, la faible capacité de charge du terrain a exigé de repenser les fondations, de modifier certains types de tours, d'augmenter le nombre de sections de ligne et de changer le nombre de tours. Ces facteurs avaient été sous-estimés par ZESCO, qui s'est appuyé sur des investigations géotechniques insuffisantes. Les modifications ont entraîné un coût supplémentaire de 33 % pour le projet. Il faut souligner ici que la décision de supprimer les enquêtes géotechniques approfondies des TDR originaux des services d'ingénierie a été prise dans le but de « réaliser des économies ». Les nouvelles spécifications relatives aux fondations et les inondations survenues dans la zone du projet pendant la période de construction ont engendré un coût supplémentaire d'environ 4 millions d'USD. La mise en service est intervenue au-delà du délai prévu de construction de la ligne, en grande partie à cause des inondations plutôt qu'à cause des modifications de conception.

3.2.5 À l'achèvement du projet, il a fallu installer un réacteur de dérivation à Sesheke pour maintenir une tension conforme aux paramètres de la conception. Ce réacteur a été déplacé depuis Katima Mulilo, et NamPower a pris en charge le coût de l'opération.

### 3.3 Aspects sociaux et environnementaux pendant l'exécution

Pendant la phase de mise en œuvre du projet, des contraintes environnementales et sociales sont apparues qui, pour certaines, n'avaient pas été anticipées pendant la phase d'appréciation de l'énoncé de l'impact environnemental du projet (EEP) et se sont traduites par un allongement des délais et une hausse des coûts : (a) l'inondation du site du projet a bloqué l'accès et engendré des retards dans la construction, une éventualité qui avait toutefois été envisagée pendant la phase de conception ; (b) des restes de sépultures ont été découverts au poste de Sesheke, ce qui avait été envisagé dans l'énoncé de projet (EP), mais le PGE a néanmoins bloqué la construction ; et (c) une taxe forestière non anticipée a rajouté des coûts supplémentaires. Le retard le plus significatif a été dû aux inondations qui ont suspendu la construction pendant quatre mois.

### 3.4 Respect des coûts, décaissements et modalités de financement du projet

3.4.1 Le coût total du projet s'élevait à 11,98 millions d'UC, avant d'être réestimé à 11,04 millions d'UC. Les dépenses réelles se sont montées à 15,27 millions d'UC (dépassement de 4,23 millions supporté par ZESCO). Les erreurs de chiffrage des coûts de plusieurs composantes du projet (coût de la ligne, coût des postes, coût de gestion du projet et coûts liés aux retards de recrutement des entrepreneurs) ont entraîné des surestimations et des sous-évaluations qui se sont mutuellement annulées ou ont pu être couvertes dans le cadre des provisions financières du projet. Ce dépassement s'explique principalement par le coût supplémentaire lié aux conditions du terrain (fondations, nombre et configuration des tours). ZESCO a pris en charge ces coûts après le rejet de la BAD et la DBSA d'apporter des financements complémentaires.

**Tableau 1**  
**Décaissement prévu initialement, révisé et réel**

Source de financement	Évaluation Mai 1999		Révision Mai 2004		Réel Sept. 2006	
	Millions d'UC	%	Millions d'UC	%	Millions d'UC	%
FAD	4,85	40,5	4,85	43,9	4,75	31,1
DBSA	3,92	32,7	1,38	12,5	1,85	12,1
NamPower	1,35	11,3	1,33	12,1	1,35	8,8
ZESCO	1,86	15,5	3,48	31,5	7,32	47,9
Total	11,98	100,0	11,04	100,0	15,27	100,0
%	100,0		100,0		100,0	

3.4.2 Au total, 4,75 millions d'UC ont été décaissés à partir du prêt de 4,85 millions d'UC de la BAD. Le solde final non utilisé (0,10 million d'UC) a été annulé.

3.4.3 Les retards du projet, en particulier les délais de satisfaction des conditions précédant le premier décaissement, ont entraîné une modification des dates de décaissement. La date butoir du dernier décaissement a été repoussée trois fois. Le projet a finalement été mis en service le 16 septembre 2006.

3.4.4 La DBSA a réduit son engagement de financement pendant le projet. Selon le RAP, la réduction du montant du prêt par la DBSA a été motivée par des inquiétudes sur la santé financière de ZESCO ; mais la mission d'évaluation a apporté des preuves selon lesquelles la véritable raison de

cette situation est à chercher dans la dépréciation du rand, la devise de prêt de la DBSA. Bien que la DBSA ait augmenté la taille de la facilité de prêt pour le programme ZESCO, le prêt originel était libellé en rands, et l'affaiblissement du rand face au dollar américain a entraîné une réduction du montant du prêt en USD et en UC. Lors de l'approbation préalable en 1998, le taux de change rand/USD se situait à environ 4,82, un chiffre à comparer avec les taux d'environ 8,56 en 2002 et de 6,11 en 2006 (au moment de l'achèvement du projet).

### **3.5 Gestion, rapports, surveillance et évaluation du projet**

3.5.1 Il était prévu initialement que le projet serait supervisé par un comité de pilotage (CP) composé de cadres supérieurs de ZESCO et de NamPower. Chaque société nationale devait superviser les éléments du projet sur son territoire. Chez ZESCO, cela devait prendre la forme d'une Cellule d'exécution du projet (CEP). En réalité, le CP n'a pas été mis en place. La supervision du projet a été assurée par les deux cadres responsables des projets de transmission qui ont ensuite remis leur compte-rendu à la direction des deux compagnies.

3.5.2 Au départ, il avait été envisagé de faire appel aux services d'un consultant en ingénierie pour élaborer le plan d'ingénierie, préparer les documents pour les appels d'offres, évaluer les réponses reçues et superviser les travaux de construction. Cette option a été revue à la baisse en 2002 pour des raisons d'économie et dans l'optique de développer les capacités internes. Le rôle du consultant s'est limité à l'examen du plan détaillé d'ingénierie, la préparation des documents et la supervision de l'ensemble des processus d'appels d'offres. La responsabilité de la supervision de la conception et la construction a été attribuée à la CEP.

3.5.3 Contrairement à ce qui avait été prévu dans l'accord de prêt, la CEP ne disposait ni d'un comptable ni d'un spécialiste de la passation de marchés. Ces fonctions ont été exécutées hors de la CEP mais au sein de ZESCO.

3.5.4 Les conditions générales de la Banque applicables aux accords de prêt et de garantie exigent de l'emprunteur qu'il présente des rapports d'activité trimestriels et des audits financiers annuels du projet. Au cours de la mise en œuvre, la Banque s'est inquiétée devant les retards constants de soumission des rapports d'activité et d'audit. Il existe des preuves suffisantes pour confirmer que ZESCO a présenté neuf rapports trimestriels au lieu de dix-neuf entre décembre 2001 et septembre 2006 et seulement deux rapports d'audit (en mars 2004 et mars 2005), avec retard.

## **4. NOTATION ET ÉVALUATION DE LA PERFORMANCE**

### **4.1 Pertinence des buts et objectifs, et évaluation de la qualité à l'entrée**

4.1.1 **Pertinence :** le projet est cohérent au regard des objectifs du gouvernement pour le pays et le secteur énergétique, mais moins satisfaisant concernant la qualité à l'entrée. Les objectifs du projet respectent les principes du plan Vision 2030 du Cinquième plan national de développement (CPND) de la Zambie, lequel vise en priorité à développer l'accès à l'électricité, et à long terme à assurer à la Zambie un approvisionnement en énergie fiable, économiquement viable et respectueux de l'environnement. Le projet est pertinent par rapport à la Politique nationale de l'énergie (2008) qui promeut l'électrification étendue de la Zambie et encourage l'interconnexion avec les États voisins, et il respecte la démarche nationale d'électrification rurale, dans la mesure où il contribue à améliorer l'infrastructure dorsale de transmission sur laquelle les extensions rurales du réseau viennent s'alimenter.

4.1.2 De plus, le projet est cohérent avec la Stratégie commune d'assistance en Tanzanie 2007-2010 (JAST), qui s'efforce de créer un environnement favorisant l'électrification pour tirer profit des effets positifs de l'accroissement de l'accès à l'électricité. S'agissant du secteur énergétique, la stratégie d'assistance pays 2007-2010 de la Banque poursuit un but multinational, par le développement de projets régionaux d'interconnexion électrique identifiés au préalable par le NEPAD, la SADC, le COMESA et le SAPP. Ces organismes régionaux soutiennent le développement économique en général, et l'intégration accrue du pool électrique régional via des interconnecteurs.

4.1.3 À l'échelon régional, il semble que la zone Victoria Falls - Caprivi ait de fortes chances de devenir un couloir d'électricité majeur dans le futur, et l'une des premières initiatives en ce sens concerne le couloir central de transmission ZiZaBoNa. Le futur rôle du projet de la Banque dans cette initiative, qui n'avait pas été envisagé au départ, renforce encore sa pertinence. L'initiative ZiZaBoNa soutient la création de liaisons régionales pour circonvenir les flux régionaux actuels qui passent par l'Afrique du Sud en canalisant les réseaux électriques entre le Zimbabwe, la Zambie, le Botswana et Namibie. La première phase du projet ZiZaBoNa prévoit de transférer 100 MW de ZESA (Zimbabwe) à NamPower avec la ligne à 220 kV Victoria Falls-Katima Mulilo (aux termes d'un contrat de 15 ans à partir de 2012). La charge de la ligne s'élèverait alors à environ 10 MW (charge de Zambie occidentale) auxquels s'ajouteraient 50 MW fermes (ZESCO-NamPower) plus 100 MW (ZESA-NamPower), ce qui fait environ 160 MW ou la quasi-totalité de la capacité totale de 200 MW.

4.1.4 **Qualité à l'entrée (QaE) :** La conception du projet répondait aux critères de ZESCO concernant le renforcement de l'approvisionnement à la Zambie occidentale et la vente des surplus. Elle satisfaisait également la demande de NamPower d'améliorer l'approvisionnement de Katima Mulilo. Toutefois, le projet à l'entrée n'a pas respecté pas les principes clés suivants : (a) il n'a pas pris en compte la menace de pénurie d'approvisionnement en Zambie, (b) il s'est fondé sur une surévaluation de la croissance de la demande, (c) il n'a pas su engager NamPower à respecter le niveau d'approvisionnement prévu, (d) les autres initiatives du secteur énergétique ont été négligées et il a été estimé que les projets de transmission et de distribution nécessaires pour soutenir le projet en Zambie occidentale seraient mis en œuvre de façon spontanée, (e) il y a eu des lacunes dans la configuration du projet en tant qu'option optimale d'approvisionnement (en raison des rôles multiples de ce projet) ainsi que (f) des insuffisances spécifiques dans les domaines de la planification et la gestion environnementales. De plus, le délai pour satisfaire aux conditions du prêt n'était pas réaliste par rapport à l'environnement et au secteur au moment de la préparation du projet.

4.1.5 S'agissant de la situation de l'approvisionnement en Zambie, le pays s'est trouvé dans l'impossibilité de générer des surplus d'électricité en raison de la forte augmentation de la demande des mines et (surtout) du retard du projet de réhabilitation du réseau électrique (PRRE) de la Banque mondiale, qui a bloqué un quart de la capacité nationale de génération d'énergie et fait de la Zambie un importateur net d'électricité. En conséquence, au moment de la révision du projet et de son développement à 220 kV/200 MW, ZESCO ne disposait plus de surplus à exporter comme prévu initialement.

4.1.6 Pour ce qui concerne les projections de la demande, elles étaient davantage basées sur les possibilités d'achat que les probabilités. Dans la configuration à 132 kV/40 MW, les projections de croissance de la charge étaient alignées sur la croissance économique prévue. Mais dans la configuration 220 kV/200 MW, des hausses majeures étaient attendues en Zambie occidentale et à Caprivi à cause de l'agriculture industrielle et de ses puissantes pompes d'irrigation motorisées (par ex. les plantations sucrières de Katima Mulilo ou les exploitations agricoles de Kaoma) et de la croissance

graduelle escomptée en Namibie. Lorsque les conditions d'approvisionnement sont stables, les projections basées sur les tendances suffisent généralement. Lorsque les conditions changent graduellement, le coût des capacités potentiellement redondantes fait grimper le coût du processus de prévision et exige habituellement le recours à des mesures de protection commerciale telles que des accords d'achat.

4.1.7 L'accord d'achat (AAVE avec NamPower) relatif au développement de la ligne ne s'est finalement matérialisé qu'après l'achèvement du projet. La nature du projet a profondément évolué au cours de son développement par rapport au plan d'origine qui prévoyait de transférer 40 MW (1996), en passant à 200 MW (2004) dont 150 MW devaient être revendus à NamPower et les 50 MW restants consacrés à la Zambie occidentale. Le contrat signé en janvier 2010 provisionnait 50 MW fermes dans le cadre d'un contrat d'achat ferme, et 50 MW non fermes en fonction des besoins après intervention de la CRE. La capacité du projet est ainsi restée largement sous-utilisée depuis la mise en service en 2006, et ne sera utilisée que partiellement à partir de mi-2010. Sans négliger le fait que la demande a et va sans doute continuer à se situer largement en dessous des attentes pendant les premières années d'exploitation (2006 à 2012), il semble que la ligne sera utilisée plus intensivement après cette période, au point d'atteindre ses objectifs financiers. Un accord de transit de 100 MW entre ZESA et NamPower est envisagé et devrait entrer en vigueur à partir de 2012.

4.1.8 Par ailleurs, la formulation du projet reposait sur l'hypothèse de la synchronisation de deux autres initiatives avec le projet, (a) l'interconnecteur de NamPower et (b) la distribution/l'approvisionnement en Zambie occidentale. Pendant les négociations de l'AAVE à 200 MW, on pensait que la mise en service de la ligne à 220 kV et de l'intra-connecteur namibien serait synchronisée, mais NamPower a retardé la construction de l'interconnecteur. Si la construction a maintenant été entreprise, il n'est pas prouvé que cet engagement était contractuel. D'autre part, il n'existait aucun plan pour développer la ligne à 66 kV qui part de Sesheke vers le nord, une lacune fatale dans les hypothèses du projet. Résultat : il existe des capacités de transmission pour trois acheteurs – ZESCO Distribution, NamPower/NORED à Katima Mulilo et NamPower (pour le réseau namibien) –, mais soit les composantes nécessaires ne sont pas en place dans le réseau, soit la capacité disponible dépasse de loin la demande réelle (réalisée), et le projet est donc resté largement sous-utilisé depuis sa mise en service. Un contrat aurait dû être établi, obligeant NamPower à construire et mettre en service la ligne à une date prédéterminée. Le manque de synchronisation entre les diverses composantes nationales d'une infrastructure transfrontalière est un phénomène courant, et un défi pour l'intégration régionale. ZESCO aurait dû coordonner ses propres plans internes afin de soutenir l'évacuation de l'électricité de Sesheke et la distribution en Zambie occidentale par des investissements dans la transmission, la distribution et l'approvisionnement et par des plans de déploiement.

4.1.9 L'évaluation de la conception de l'ingénierie du projet se fonde sur l'approvisionnement local de la Zambie occidentale et de Katima Mulilo (Namibie) ainsi que sur l'approvisionnement du réseau NamPower. En principe, la configuration de l'approvisionnement de Katima Mulilo et du réseau NamPower semble optimale. Les limites concernent l'approvisionnement local en Zambie occidentale, pour lequel, si on le considère séparément, le projet n'apparaît pas comme une solution optimale à cause de la longueur de la ligne électrique aérienne à 66 kV entre Sesheke et Mongu, et éventuellement jusqu'à Kaoma. La configuration de l'approvisionnement entraîne une mauvaise régulation du voltage qui, à son tour, empêche l'exploitation complète de la capacité de la ligne. Le fait que l'intra-connecteur namibien ne soit pas achevé a obligé à installer un réacteur VAR à Sesheke, c.-à-d. à modifier des équipements après la mise en service du projet. En outre, l'absence de redondance des

transformateurs du poste de Victoria Falls (11/220 kV), de Sesheke (220/66 kV) et de Zambezi (220/66 kV) est préoccupante, surtout pour ce qui concerne le respect par ZESCO des conditions de continuité de l'approvisionnement contenues dans l'accord AAVE. Chacun de ces postes ne dispose que d'un seul transformateur, avec un risque élevé pour le transformateur de Victoria Falls qui est en service depuis plus de 40 ans (mais a été modernisé il y a quelques années). L'approvisionnement pourrait être assuré par la ligne aérienne Kafue-Livingstone à 220 kV, bien que cette section présente également quelques contraintes.

4.1.10 Il faut préciser que le Conseil environnemental de Zambie (ECZ) connaissait les politiques et les principes directeurs de la BAD en matière environnementale et sociale, et savait qu'ils faisaient partie intégrante du projet et qu'ils étaient en accord avec les exigences de la législation zambienne. Toutefois, en vertu du principe de précaution, il aurait fallu classer le projet en Catégorie I (une catégorie plus exigeante qui requiert une évaluation de l'impact environnemental plus approfondie) en raison des implications archéologiques du projet (tombes et autres sites du patrimoine), des biozones affectées (trois forêts) et du fait que la ligne traverse un site inscrit au patrimoine mondial. Des mesures inappropriées de protection de l'environnement (dans le PGE) et des procédures de suivi inadaptées (pour le suivi) ont été mises en place à l'approbation du projet. Lors du lancement du projet, le fait que la centrale électrique existante ait été construite et fonctionne au sein d'un parc de loisirs depuis 1935 ne donnait pas lieu à controverse. Mais après une expertise approfondie de l'Agence de protection de la faune (Zambian Wildlife Authority, ZAWA), et parce que la ligne traversait une région de forêts, les dimensions environnementales du projet ont été de plus en plus controversées, surtout après la découverte de tombes et d'ossements de soldats namubiens dans la zone.

4.1.11 Les dernières lacunes de QaE pointent des objectifs irréalistes pour satisfaire aux clauses du prêt – une multitude de conditions de prêts étaient attachées au projet sous forme d'accords (accord de rétrocession, de conversion de dette et AAVE) ou de conditions liées à la réforme sectorielle. Mais, parce que les capacités institutionnelles de ZESCO n'avaient pas été appréciées correctement, deux conditions du prêt ne sont toujours pas remplies à ce jour (voir section 3.1).

## **4.2 Accomplissement des objectifs et des produits (« Efficacité »)**

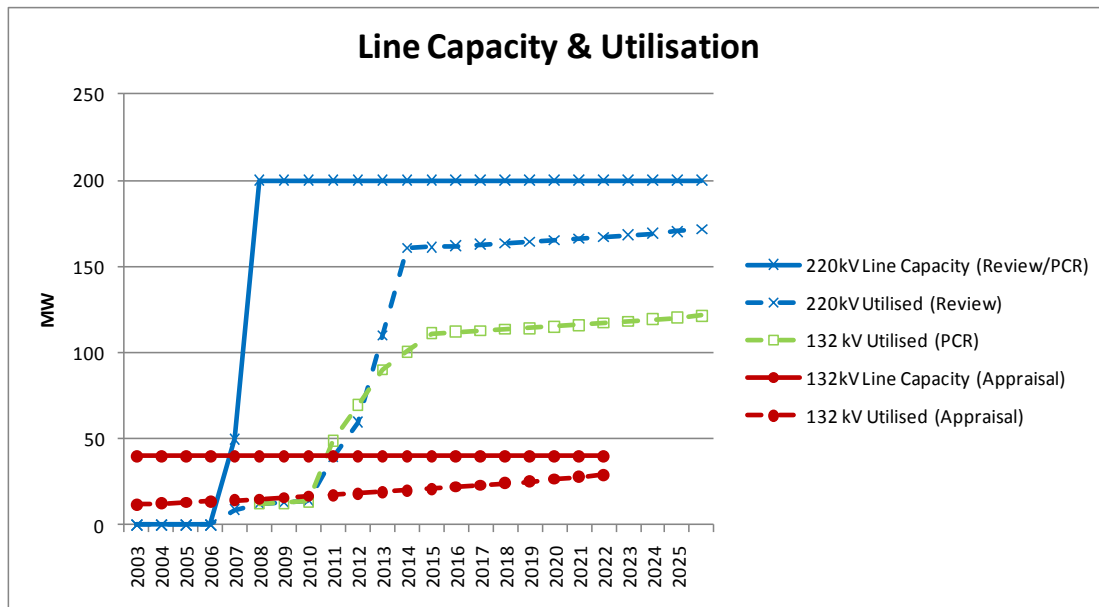
4.2.1 Dans l'ensemble, le projet est considéré comme efficace. L'inspection du site a conclu que les produits avaient été accomplis. Les produits physiques (ligne et postes) ont été construits de façon satisfaisante par rapport aux normes en dépit de quelques inquiétudes spécifiques sur le choix des équipements (transformateur rénové pour le poste de Victoria Falls), la protection insuffisante (postes de Victoria Falls et de Sesheke) et la redondance (dans les trois postes). Les déplacements de population ont été limités, et il n'a donc fallu compenser la perte que d'un petit nombre de structures.

4.2.2 La capacité de transfert de la ligne est passée de 10 MW avant le projet à 50 MW (dans le cadre de la mise en service de l'intra-connecteur en Namibie) et devrait s'élever à 200 MW. Le volume d'électricité transférée a augmenté d'environ 10,2 MW à 27 MW (2010) et devrait passer à 60 MW en 2011. Il est prévu que près de 9,5 MW sur ces 60 MW soient dirigés vers la Zambie et 50 MW vers NamPower. L'évaluation prévoyait qu'à cette date (2011) le transfert d'électricité serait de 18 MW, et de 70 MW selon le RAP. Le graphique suivant illustre les projections de croissance du transfert d'électricité. L'approvisionnement ferme à NamPower commence mi-2010 (l'approvisionnement de la partie non ferme de l'AAVE n'est pas illustré). Il est prévu que le transit entre Zimbabwe Electricity Supply Authority (ZESA) et NamPower démarre mi-2012. En 2013, la consommation totale devrait approcher des 160 MW (à comparer avec les 20 MW de l'évaluation et

les 101 MW du RAP). Pour la capacité de transfert d'électricité, bien que la capacité maximale de transfert n'ait pas encore été mesurée, les estimations suggèrent que la capacité nominale de transfert de 200 MW peut être atteinte.

4.2.3 Résultats à court terme : la fiabilité du transfert, mesurée selon la disponibilité de la ligne de transmission, était de 97,8 % (indisponible pendant huit jours) pendant l'EF 2009/2010, un chiffre à comparer à la norme des pays développés qui est d'environ 99 % (cinq jours d'indisponibilité). Le fonctionnement de la ligne est rentable, le taux de coûts d'exploitation et de maintenance se situe à 1,65 % dans l'EF 2010/2011, par rapport à une norme internationale de 2,1 %.

**Graphique 1**  
**Capacité réelle et projetée et Transfert d'électricité**



4.2.4 S'agissant de la distribution de l'électricité, ou des mesures permettant un accès plus large à l'électricité, le rythme de l'électrification dans la région occidentale de ZESCO a avoisiné les 12 % par an depuis 2006, alors que le RAP avait prévu environ 4 %. Le taux d'électrification est ainsi monté à 4,7 % au lieu des 3,3 % prévus dans l'évaluation. Mais la fiabilité de l'approvisionnement au niveau de la distribution a chuté sur tous les plans depuis 2006. L'indice de la fréquence moyenne d'interruptions du système (SAIFI) s'établissait à 5,8 dans l'EF 2009/2010 et à 0,4 dans l'EF 2006/2007 ; l'indice de durée moyenne d'interruption du système (SAIDI) était de 20,7 contre 5,5 ; et l'indice de disponibilité moyenne du service (ASAI) de 97 % contre 99 %.

4.2.5 Les projections des ventes à la Namibie s'élevaient à 166 GWh en 2011 et 274 GWh en 2012, à comparer avec 219 GWh au moment de l'évaluation.

4.2.6 Résultats intermédiaires : les autres résultats intermédiaires recherchés portaient sur l'amélioration de la situation financière de ZESCO et des consommateurs d'électricité. Ils ont été mesurés au niveau de la distribution et des échanges d'électricité. Au niveau de la distribution, l'évaluation prévoyait une augmentation annuelle de la consommation de 2,4 %. Les archives de consommation de ZESCO ne remontent pas au-delà de la mise en service du projet. Toutefois, les

statistiques disponibles depuis l'EF 2007/2008 indiquent qu'en réalité, la consommation en Zambie occidentale a décliné d'environ 5 % par an. Pour ce qui concerne l'impact de l'électricité sur les coûts du panier d'énergie des consommateurs, par rapport aux prix courants des sources d'énergie alternatives (bois, carburant, GPL), la hausse du prix de l'électricité est d'environ 50 % supérieure à celle des autres sources d'énergie – non pas à cause du projet proprement dit, mais plutôt à cause des corrections tarifaires appliquées par ZESCO.

4.2.7 En termes de résultats des échanges d'électricité, on estime que la contribution nette du projet devrait se monter à 5,8 millions d'USD en 2010 et à 6,9 millions d'USD en 2011, à comparer avec la projection de 3,1 millions d'USD de l'évaluation. L'augmentation prévue en termes de gains de devises est de l'ordre de 6 millions et 13,8 millions d'USD respectivement, à comparer avec 4,7 millions d'USD au moment de l'évaluation.

4.2.8 Ainsi, à court et à moyen terme, par rapport à l'évaluation, le projet a dépassé les résultats escomptés en termes de transfert d'électricité et de résultats des ventes, mais n'a pas atteint les objectifs au niveau de la distribution.

4.2.9 Résultats à long terme : l'interconnexion opérationnelle ZESCO-NamPower vise à renforcer la coopération régionale, mais la faiblesse du volume d'électricité transféré indique que les résultats restent limités à ce jour pour ce qui concerne l'intégration régionale. La charge en Namibie s'élève aujourd'hui à quelque 550 MW, et devrait grimper à 800 MW prochainement à cause de nouvelles exploitations minières. 50 MW de ZESCO représenteraient donc entre 6 % et 9 % de la charge de la Namibie, et 150 MW entre 19 % et 27 %. Ce chiffre constituerait la contribution maximale possible à la charge namibienne puisque la politique énergétique de la Namibie exige qu'au moins 75 % de la charge soient générés par le pays lui-même.

4.2.10 Bien que le PNB de la Zambie ait augmenté dans la dernière décennie, les conclusions précédentes sur les résultats à court et moyen terme indiquent que le projet n'a apporté qu'une très modeste contribution à la croissance économique en Zambie. Quant à savoir si les résultats à long terme escomptés vont se réaliser, cela dépendra (a) du renforcement de la ligne à 66 kV partant de Sesheke vers le nord (non planifié actuellement), (b) des plans d'électrification rurale de la REA en Zambie occidentale (conformément au PDER<sup>2</sup>), (c) du déploiement des raccordements de ZESCO Distribution, (d) du développement des exploitations agricoles prévu autour de Kaoma, et (e) de l'achèvement de l'intra-connecteur de Namibie (prévu mi-2010). En conséquence, il apparaît que les résultats locaux du projet en Zambie occidentale resteront relativement modestes, tandis que les bénéfices relatifs au transfert régional d'électricité se manifesteront sous peu.

### 4.3 Efficience

4.3.1 Indicateurs de rentabilité : Le coût réel du projet (15,27 millions d'UC) a significativement dépassé le coût prévu dans l'évaluation (11,98 millions d'UC). Ce dépassement peut en grande partie être attribué à la mauvaise appréciation au départ des conditions du terrain et aux inondations survenues pendant la construction. Par comparaison avec des investissements similaires en Afrique australe, les coûts du projet restent raisonnables par rapport aux ressources engagées (15,27 millions d'UC au lieu des 22,8 millions prévus).

<sup>2</sup> Le PDER a été officiellement approuvé en 2010. Il couvre, entre autres, des investissements électriques pour les projets d'exploitations agricoles de Kaoma et les projets de distribution dans le district de Sesheke. ZESCO a effectivement émis l'intention de renforcer la ligne aérienne de 66 kV partant de Sesheke, mais cette opération n'est pas alignée sur le déploiement des projets d'électrification rurale qui sont sur le point d'être entamés.

4.3.2 Taux de rentabilité financière : le TRF a été recalculé en fonction des valeurs nominales en USD, avec l'hypothèse d'un taux d'inflation de 3 % en USD. Les calculs ont été effectués en mettant à jour et en remplaçant certains éléments du calcul du TRF au moment de l'évaluation et après l'achèvement du projet. Plus précisément : (a) application de la capacité réelle vendue à NamPower jusqu'à mi-2010 puis réduction de cette capacité à 50 MW fermes, (b) légère augmentation du facteur de charge en Zambie occidentale à 60 % (pour refléter le récent ratio demande/consommation), (c) intégration du transit de 50 MW en 2012 et 100 MW ultérieurement entre ZESA et NamPower, (d) augmentation des dépenses d'E&M à 1,65 % de l'investissement par an, (e) actualisation des tarifs de vente de NamPower conformément à l'AAVE, (f) réduction modérée du coût d'achat de l'énergie en gros (à 2,27 cents \$EU/kWh), (g) dans l'hypothèse d'un prix de vente de 2,50 cents \$EU/kWh à la Zambie occidentale, et (h) dans l'hypothèse d'un coût de transit pour ZESA/NamPower (0,45 cents \$EU/kWh). Toutes les hypothèses de tarification se basaient sur les tarifs appliqués par ZESCO à CEC (selon les déclarations de CEC).

4.3.3 Le TRF recalculé s'élève à 22,7 % au lieu de 12 % dans l'évaluation. Même avec un investissement de près d'un tiers de plus qu'au moment de l'évaluation, le volume d'électricité transféré est cinq fois plus élevé pendant la majeure partie du projet que ce qui était prévu dans l'évaluation. Bien que le transfert vers la Namibie ait aujourd'hui diminué de 50 MW, le volume net d'électricité transféré devrait dépasser de 50 MW le volume estimé au moment du RAP si l'on tient compte des accords de transit ZESA-NamPower conclus entre-temps. Un autre gain provient d'une légère réduction des coûts d'achat en gros (2,27 au lieu de 2,50 cents \$EU/kWh à l'évaluation et 2,27 au lieu de 3,00 cents \$EU/kWh dans le RAP). Si Le TRF est nettement plus élevé que dans l'évaluation, ce n'est pas grâce à la bonne exécution du projet par ZESCO, mais plutôt à la faveur d'un déroulement propice des événements, et notamment la transaction de transit conclue par NamPower.

4.3.4 L'analyse de sensibilité indique que le TRF est particulièrement susceptible de se modifier au niveau des détails de l'AAVE (énergie et tarif) et du tarif d'achat en gros. Il est prévu que le projet atteigne le seuil de rentabilité (TRF = 0 %) en 2012.

4.3.5 Taux de rentabilité économique : le TRE a été recalculé en tenant compte de l'impact économique résultant du bénéfice financier direct du projet pour chaque partie prenante. Les trois bénéficiaires économiques du projet (pour le TRE) sont la Zambie, la Zambie occidentale et la Namibie. La Zambie perçoit des revenus nets directs (par l'intermédiaire de ZESCO) qui peuvent l'aider à stimuler l'économie en général. La Namibie profite des économies réalisées sur ses dépenses d'électricité par rapport aux possibilités d'approvisionnement alternatives. La Namibie dépend d'importations peu coûteuses provenant des centrales à charbon d'Afrique du Sud, mais les importations de la Zambie offrent une valeur stratégique en renforçant la diversification/la sécurité de l'approvisionnement. La Zambie occidentale bénéficie d'un approvisionnement plus fiable et d'une réduction du coût de l'énergie par rapport aux autres sources d'approvisionnement.

4.3.6 Pour la Zambie, les effets directs correspondent à l'appréciation du TRF, en ne tenant pas compte des investissements réalisés par d'autres acteurs que le GRZ ou ZESCO (puisque'ils n'ont pas accaparé de ressources zambiennes). Pour la Namibie et la Zambie occidentale, les bénéfices directs sont calculés en fonction de la probabilité d'obtenir une meilleure sécurité/fiabilité de l'approvisionnement, et du coût des autres possibilités d'approvisionnement. S'agissant des effets indirects, l'effet multiplicateur des économies réalisées par les bénéficiaires sur le reste de l'économie doit encore être déterminé. On ne dispose pas d'un multiplicateur des dépenses pour l'économie générale en Zambie ou en Namibie, mais ces multiplicateurs se situent en général en Afrique

subsaharienne entre 1,6 et 1,8. Le TRE a adopté l'hypothèse d'un multiplicateur de 1,7. Le TRE au moment de l'évaluation s'élevait à 15,1 % et a été estimé à 28,1 % pendant l'examen.

4.3.7 Globalement, l'efficacité du projet est jugée insatisfaisante. Même si le projet a permis à ZESCO de recueillir des gains financiers substantiels, les dépassements de temps et de coûts ont affaibli l'efficacité de la ligne.

**Tableau 2**  
**Estimation des taux de rentabilité financière et économique**  
**Évaluation, achèvement et revue**

Taux de rendement	Évaluation	RAP	REPP
TRF	12,0%	24,4%	22,7%
TRE	15,1%	25,3%	28,1%

#### 4.4 Impact sur le développement institutionnel

Le projet ne poursuivait pas d'objectifs de développement institutionnels spécifiques. Même si le financement du projet a constitué une première dans la conception et la mise en œuvre d'interconnecteurs en Zambie, le projet n'a pas contribué à la planification de la politique sectorielle, ni au renforcement des capacités ou à la formation chez ZESCO. Dans une perspective plus positive, les bénéfices indirects ont notamment influé sur la « courbe d'apprentissage » de ZESCO Transmission et de son unité chargée des affaires environnementales et sociales, qui ont acquis des compétences et une expertise utiles pour d'autres projets. L'ECZ a pu appliquer les leçons tirées d'autres projets de lignes de transmission transfrontalières (par ex. RDC-Zambie) et la CRE a conforté son autonomie en jouant un rôle dans l'approbation de l'AAVE.

#### 4.5 Viabilité

4.5.1 Globalement, les bénéfices du projet sont considérés comme durables, mais il reste des risques dans les domaines de la pérennité institutionnelle et sociale.

4.5.2 Le projet a été développé et mis en œuvre dans un cadre politique sans surprise. La position du GRZ en matière d'électricité est documentée dans la Politique de l'énergie (2008) et la Loi sur l'électricité (2003). Le GRZ a en outre élargi la voie pour le développement du secteur électrique, notamment par la commercialisation du secteur (autonomie accrue et autosuffisance financière de ZESCO, autorisation des fournisseurs privés, supervision réglementaire indépendante par la CRE et gestion des objectifs sociaux via la REA) dans le cadre d'un environnement intégré de planification des ressources géré par le GRZ (par l'intermédiaire du MEWD). La situation actuelle de ces initiatives politiques est la suivante : (a) ZESCO tend à l'autosuffisance, mais plus lentement que ce qu'attendait la CRE et avec le maintien actif de la position prégnante de l'actionnaire (GRZ) comme l'indiquent les récents remplacements de grande ampleur au sein du conseil d'administration et des postes de direction générale, (c) CEC est solidement établi et il existe au moins un autre fournisseur (NWEC) et plusieurs nouvelles initiatives dans le cadre du BPIEP, (c) la CRE présente des résultats crédibles, notamment dans ses évaluations transparentes et précises des demandes d'augmentations tarifaires, et a fait preuve de fermeté face à ZESCO en exigeant la mise en place, le suivi et la publication d'indicateurs de gestion des performances (les KPI), et on lui doit la bonne organisation de l'AAVE, et (d) la REA dispose de ressources suffisantes et d'un axe clair (y compris au travers du PDER). La viabilité du projet pourrait être renforcée par plusieurs orientations politiques consistant à aller vers une meilleure protection financière de ZESCO Transmission, et à isoler le projet du point de vue financier et du SGI.

4.5.3 Viabilité sociale : en général, les communautés locales de la Zambie occidentale n'apportent qu'un faible soutien au projet. Différentes parties prenantes (Barotse Royal Establishment, le Bureau du président, un groupe de consommateur, la Chambre du commerce et de l'industrie) ont fait remarquer que la fiabilité du réseau électrique restait faible, que les délestages étaient fréquents et que le projet n'avait apporté que peu de bénéfices aux communautés locales.

4.5.4 Le système de relation client de ZESCO a été jugé médiocre. Les avis des parties prenantes sur les progrès de l'électrification de la Zambie occidentale diffèrent. Il existe des preuves que des consultations ont eu lieu avec les parties concernées de Katima Mulilo, et le conseil municipal de Katima Mulilo a indiqué avoir constaté une meilleure fiabilité du réseau électrique avec un voltage régulier, ce qui avait stimulé de nouvelles propositions de développement.

4.5.5 Les faiblesses des capacités institutionnelles risquent de peser sur la performance du projet. En matière de consignation des informations et de performance opérationnelle, les données concernant la performance de la ligne à 66 kV, l'approvisionnement et la distribution, ainsi que la performance de la distribution en Zambie occidentale sont difficiles à obtenir. De plus, les statistiques opérationnelles les plus importantes ne sont pas consignées (incidents de réseau sur la ligne, événements dans la centrale électrique de Victoria Falls) et le système de gestion des incidents n'est pas activement utilisé par ZESCO Transmission. La gestion des ressources pâtit du fait que les comptes financiers ne sont pas suffisamment compartimentés.

4.5.6 Le taux de renouvellement au sein de la direction générale a été assez élevé les dernières années. La liste des directeurs montre que pendant l'EF 2008/2009, six des sept directeurs non membres d'office ont démissionné (à l'exception du directeur général)<sup>3</sup>. Le contrat du directeur général n'a pas été renouvelé par le nouveau conseil d'administration, et depuis lors, au moins deux nouveaux directeurs généraux ont été nommés puis renvoyés. Les contrats de plusieurs cadres supérieurs n'ont pas non plus été renouvelés. Mais il semble que la plupart des postes clés de gestion de la ligne n'aient pas été touchés (planification, finance, etc.), y compris les personnels de transmission les plus expérimentés.

4.5.7 La disponibilité de la ligne est assez élevée. Les arrêts planifiés concernent environ sept journées par an. Les arrêts imprévus ont été de sept jours la première année (jusqu'à la fin de l'EF 2006/2007), un jour pendant l'EF 2007/2008 et aucun après cela. À Livingstone, le poste de Victoria Falls ne pose pas de problème, mais l'ancienneté du transformateur et la durée des pannes qui résulteraient d'une défaillance sont préoccupants. À Sesheke, les problèmes initiaux de tension dus à la faiblesse de la charge électrique ont été résolus par l'installation d'un réacteur variable. Mais depuis Sesheke vers le nord, la qualité reste faible en raison de la piètre performance de la longue ligne à 66 kV. À Katima Mulilo, NamPower a enregistré des améliorations de fiabilité de l'approvisionnement électrique, avec seulement quelques incidents mineurs dus à la foudre et à des problèmes de coordination de la protection. L'inspection physique des ressources a prouvé qu'elles étaient maintenues et exploitées de façon appropriée ; mais il est fortement recommandé à ZESCO d'améliorer ses systèmes et ses processus de manière à exploiter pleinement les avantages des interconnecteurs, avec par exemple un suivi actif du réseau pour influencer et guider les processus de planification.

4.5.8 Devant l'absence de comptes financiers séparés au niveau des ressources, le coût direct d'exploitation et de maintenance (E&M) de la ligne de transmission et des postes associés a été évalué

---

<sup>3</sup> ZESCO - Rapport financier annuel 2008-2009

selon une allocation au prorata à partir du budget annuel de transmission. Selon ces estimations, les dépenses annuelles s'élèvent à environ 350 000 USD, soit à peu près 1,65 % de l'investissement initial. Les normes internationales de l'E&M des transmissions se situent aux alentours de 2 %. On peut donc en déduire que la ligne est exploitée et maintenue de façon rentable.

4.5.9 Dans le domaine de la conformité technique, plusieurs lacunes dans la conception risquent d'affecter négativement la durabilité et la disponibilité de l'approvisionnement. Il s'agit (a) de l'absence de redondance dans les installations principales du transformateur, (b) de l'absence d'un système de protection de haute qualité adapté à des installations de cette nature et de cette importance, et (c) de l'agencement d'équipements indésirables, surtout dans la portion à 220 kV des postes.

4.5.10 Enfin, la question de l'accroissement de la demande a été quasiment ignorée, et ce problème est encore aggravé par la faiblesse du suivi de la performance technique du système, qui pourrait être utile dans les cas où il n'existe pas de planification future.

4.5.11 La viabilité financière du projet repose largement sur les tarifs de transmission et dans ce cas particulier, l'approbation de l'AAVE et des différents tarifs ont joué un rôle fondamental dans la mise en œuvre du projet. La CRE a d'abord refusé d'approuver l'AAVE relatif à la ligne à 220 kV. En effet, l'important pour elle était de garantir que le tarif reflétait bien les coûts<sup>4</sup> et ne subventionnait pas le consommateur d'électricité. L'une des contraintes majeures du processus résidait dans la disparité entre les structures institutionnelles namibienne et zambienne : si la CRE a pour mission d'approuver l'AAVE, en Namibie ce rôle est dévolu au ministère des Mines et de l'Énergie et non au Conseil de contrôle de l'électricité (ECB). La situation a été résolue et les tarifs de transmission convenus correspondent aux critères de référence de l'Étude sur le coût du service. L'appréciation du TRF montre que lorsque l'accord d'approvisionnement avec NamPower sera pleinement fonctionnel, les retours financiers du projet seront sans doute élevés, avec un retour sur l'investissement initial acceptable.

4.5.12 S'agissant de la performance financière de ZESCO, les indicateurs financiers clés montrent en général une tendance à la hausse, et les revenus de ZESCO ont commencé à refléter le plan de correction tarifaire de la CRE. Les dépenses ont augmenté moins vite que l'inflation nationale, y compris la plupart des dépenses de personnel. Le ratio entre les dépenses et les revenus a en conséquence enregistré une baisse qui s'est traduite par une augmentation des liquidités provenant des opérations (croissance moyenne de 31 % par an). Les investissements ont augmenté, reflétant les activités relatives au PRRE. Ils ont été partiellement financés par la croissance des revenus opérationnels, la recapitalisation et des emprunts nets. La situation de la trésorerie de la société a été instable jusqu'à l'atteinte d'un pic historique en 2008/2009.

4.5.13 Les autres ratios financiers présentés ci-dessous montrent que les emprunts nets ont dépassé la recapitalisation et les bénéfices non distribués dans la structure financière de l'entreprise, et le ratio d'endettement par rapport aux fonds propres a grimpé. Le ratio de couverture des intérêts par la trésorerie est resté solide et inchangé pendant les trois premières années, avant de bondir grâce à la montée des revenus nets. La couverture du service de la dette, qui n'avait pas suffi à couvrir les obligations à court terme, est revenue à un niveau plus sain mais encore anémique en 2008/2009. L'analyse des fonds de roulement indique que le délai moyen de recouvrement des créances s'est

---

<sup>4</sup> Par rapport aux coûts établis dans l'Étude sur le coût du service menée par la CRE en 2007. Cette étude visait en priorité à déterminer les besoins de revenus de la société et à fixer des tarifs appropriés, lui permettant d'améliorer le service et de répondre à la croissance future de la demande.

amélioré au cours de la période, bien qu'il n'atteigne pas les objectifs fixés par la CRE. Le solde de trésorerie en fin d'année est encore bas, mais il couvrirait plus d'un mois de dépenses opérationnelles à la fin de l'EF 2008/2009. La solvabilité de l'entreprise reste précaire, avec des actifs qui ne parviennent pas à couvrir les passifs. En termes de rentabilité, les recettes avant prise en compte des éléments hors trésorerie ont grimpé fortement en 2008/2009. S'agissant des éléments hors trésorerie, les bénéfices après impôts non distribués sont restés stables sur toute la période, excepté en 2006/2007. La rentabilité du capital investi est faible par rapport à ce que l'on pourrait attendre d'une entreprise commerciale.

**Tableau 3**  
**Structure financière, fonds de roulement et rentabilité (retours sur investissement)**

	Unité	2005/6	2006/7	2007/8	2008/9
Structure financière					
Dettes/Fonds propres	%	57%	71%	72%	78%
Couverture des intérêts	ratio	4,3	4,9	5,1	17,5
Couverture du service de la dette	ratio	0,4	0,6	0,6	1,4
Fonds de roulement					
Délai moy. recouvrement	jours	168	176	147	136
Réserves de trésorerie	jours	21	-8	-13	35
Ratio du fonds de roulement	ratio	1,1	1,0	0,8	0,9
Rentabilité					
Bénéfice net après impôts	%	6%	-18%	4%	3%
ROCE (dons inclus)	%	1,0%	-2,9%	0,7%	0,6%
ROCE (dons exclus)	%	1,0%	-3,1%	0,8%	0,7%

*Extrait des résultats annuels audités publiés jusqu'en 2008/2009.*

4.5.14 Une analyse comparative de la productivité du personnel de ZESCO et des entreprises nationales similaires, intégrées verticalement, en Afrique australe, indique que la compagnie dispose d'un nombre élevé d'employés par rapport à la capacité installée, produit beaucoup plus d'énergie par employé (sans doute à cause de l'importance du secteur minier en Zambie) et se situe vers la fin de la liste pour la comparaison du nombre de clients par employé.

4.5.15 Enfin, la performance de ZESCO par rapport aux indicateurs clés de performance de la CRE (les KPI) est insatisfaisante. Au premier trimestre 2009, sur les dix KPI quantifiés, cinq indicateurs montraient une amélioration de la performance absolue et seuls deux atteignaient les objectifs. Voir la performance de ZESCO par rapport aux KPI de la CRE à l'annexe 8.

4.5.16 ZESCO présente une certaine exposition financière par rapport à l'électrification rurale. Bien que la REA finance les extensions nécessaires pour relier les zones rurales et transfère gratuitement ces lignes à ZESCO, il appartient ensuite à ce dernier de les gérer, les maintenir et les remettre en état. Hormis les clients institutionnels (écoles, hôpitaux), ces extensions rurales fourniront de l'électricité à des communautés relativement pauvres avec de faibles taux de consommation et de paiement – ce qui représente une charge financière pour ZESCO.

4.5.17 La plupart des recettes du projet sont exprimées en devises et protégées contractuellement ; les dépenses non formulées en devises sont protégées par la dépréciation du taux de change.

4.5.18 La performance financière de ZESCO rend compte de son exposition aux tendances et aux chocs macroéconomiques, y compris la croissance économique, l'inflation et le taux de change. En matière de croissance, la croissance de l'économie nationale peut contribuer à une éventuelle pénurie

de l'approvisionnement en électricité. Sur l'inflation, la Zambie a enregistré habituellement des niveaux à deux chiffres de 15 % par an dans les cinq dernières années, comme ailleurs dans la région. Cette situation entrave les augmentations de tarif requises, et amène une dépréciation de la monnaie. Pour ce qui concerne le taux de change, le fait d'inclure ou d'exclure les bénéfices/pertes de change aurait affecté le niveau des profits de ZESCO jusqu'à 50 millions d'USD au cours des quatre dernières années.

4.5.19 Dans la perspective de la volonté à payer, l'électricité est perçue comme très chère en Zambie occidentale. Les données qualitatives de l'appréciation socioéconomique suggèrent que le coût de l'électricité est disproportionné par rapport à la perception de la qualité du service rendu par ZESCO. Les clients attribuent en grande partie leur refus de payer les tarifs actuels de l'électricité à la mauvaise qualité du service qui leur est fourni (perceptions du Barotse Royal Establishment).

4.5.20 Le projet est relativement peu exposé à d'autres facteurs exogènes tels que l'instabilité politique ou les prix de l'électricité dans la région. L'exposition à la sécheresse est inévitable dans un pays largement tributaire de l'énergie hydroélectrique, mais les conséquences des fluctuations saisonnières des pluies sont prévisibles et peuvent être gérées. Les changements dans les prix des matières premières (cuivre) affecteront la demande intérieure, ce qui, à un certain degré de sévérité, peut avoir des répercussions sur la capacité de ZESCO à fournir la capacité prévue contractuellement. La baisse du prix du cuivre aurait aussi pour effet d'augmenter la pression sur l'électricité en tant que source de devises étrangères pour la Zambie, ce qui exposerait le projet à un contexte politico-commercial différent.

4.5.21 Les objectifs de préservation de l'environnement sont atteints là où le projet assure un accès direct à une énergie fiable, c'est-à-dire à Katima Mulilo et Sesheke. L'énergie « propre » (zéro carbone) fournie par la ligne compense largement l'impact visuel limité sur le site de Victoria Falls inscrit au patrimoine mondial et dans le Parc national Mosi-oa-Tunya (3-4 pylônes sont visibles sur la ligne de crête surplombant la route touristique Falls-Livingstone qui fait partie du site inscrit au patrimoine mondial, mais leur impact visuel est limité par celui des pylônes de transmission de téléphonie mobile déjà implantés dans le même secteur). L'hydroélectricité est générée à partir du cours du fleuve Zambezi, sans aucune installation de stockage ou de retenue, et sans altérer significativement le courant ni la trajectoire naturelle de la rivière.

4.5.22 Il n'existe aucune preuve précise de la mise en place d'instruments politiques ou d'une coordination entre les départements du gouvernement qui permettrait d'obtenir des bénéfices à partir du projet. L'absence de coordination politique et sectorielle réduit significativement les possibilités d'atteindre des objectifs de préservation de l'environnement comme, entre autres, la réduction de l'utilisation de la biomasse comme combustible, la diminution de la pollution, la compensation des émissions de carbone ou la déforestation.

## **4.6 Autres impacts sur le développement**

4.6.1 Les autres impacts sur le développement sont limités. L'impact physique du projet sur l'environnement et les communautés avoisinantes a été correctement atténué pendant la conception et la mise en œuvre du projet. Aucun impact physique significatif ne peut être attribué directement à l'infrastructure du projet.

4.6.2 Le projet assure un approvisionnement en électricité « propre » (hydroélectricité) à la province occidentale de Zambie et la région orientale de Caprivi en Namibie en remplacement de centrales à forte teneur en carbone basées sur le charbon ou le diesel.

4.6.3 Aucune communauté n'a été déplacée loin sa famille ou sa terre traditionnelle. La réinstallation des populations s'est limitée au déplacement d'unités familiales individuelles, en cas de nécessité, pour les éloigner des servitudes de la ligne électrique (en raison des risques pour la santé et la sécurité) vers des terrains adjacents. Les communautés n'ont donc pas été déplacées, et ont la plupart du temps perçu des compensations monétaires très correctes.

4.6.4 L'accroissement de l'accès à une énergie moderne, accessible et abordable bénéficie habituellement aux femmes. Mais en raison de la faiblesse relative de l'électricité fournie par le projet au niveau local, ces bénéficiaires de genre sont probablement très modestes.

#### **4.7 Notation de performance globale**

4.7.1 Les notes globales sont indiquées à l'annexe 1 et résumées dans la section sur les données de base du projet au début de ce rapport. La performance globale du projet est *insatisfaisante*. La nature du projet a changé substantiellement pendant la phase de mise en œuvre. Le projet initial de transmission s'est transformé en une opération d'interconnexion dont le premier objectif est d'exporter de l'électricité dans la région de Caprivi ainsi que dans l'ensemble du territoire namibien. L'accent mis sur les échanges électriques avec la Namibie a détourné l'attention du renforcement du réseau électrique de la province occidentale de la Zambie.

4.7.2 Les insuffisances de la qualité à l'entrée empêchent le projet d'atteindre une meilleure performance. L'efficacité du projet est considérée comme insatisfaisante à cause des dépassements significatifs de délais et de coûts. Sa pérennité est principalement affectée par l'absence d'accompagnement social et les défaillances des capacités institutionnelles. On peut raisonnablement anticiper d'autres impacts de développement, mais ils n'ont pas été atteints en raison des retards pris par le projet et du fait que celui-ci n'était pas harmonisé avec les programmes de l'Agence de l'électrification rurale (REA) et de ZESCO Distribution.

4.7.3 Le fonctionnement du projet est considéré comme de bonne qualité, avec une disponibilité assez élevée et des dépenses d'E&M relativement modestes. Les principales limitations résident dans l'absence de redondance des installations clés du transformateur, et la fiabilité insuffisante de la ligne, surtout en Zambie occidentale.

#### **4.8 Performance de l'emprunteur et de l'agence d'exécution**

4.8.1 Comme signalé plus haut, la qualité de la préparation ne reposait pas sur des prévisions solides de la demande, elle n'incluait pas les actions en aval de plusieurs acteurs importants et il semble que la conformité du projet au plan à moyen terme d'expansion des transmissions régionales ait été mal appréciée. Ces insuffisances se répercutent sur l'emprunteur comme sur les prêteurs.

4.8.2 L'emprunteur et l'AE ont été à l'origine de sérieux retards dans le projet. Le GRZ (MFNP) a retardé de près de deux ans la conclusion de l'accord de rétrocession avec ZESCO. ZESCO a fait des erreurs de calcul dans la conception (fondations et tracé). ZESCO et NamPower ont convenu à mi-parcours de modifier la portée du projet. Les changements pendant la phase de conception ont entraîné

des frais financiers pour ZESCO (conception des tours des fondations). La qualité de la mise en œuvre a aussi souffert du fait que l'AAVE n'a pas été actualisé pour tenir compte de l'évolution de la nature du projet. L'exposition au contexte d'approvisionnement/de demande en Zambie (en particulier l'impact du PRRE et son retard) n'a pas été gérée comme il se doit.

4.8.3 La conformité aux clauses du prêt a été retardée de 24 mois. À ce jour, deux « Autres conditions » n'ont pas été remplies. Aucune démarche formelle de suivi et d'évaluation du projet n'a été mise en place.

4.8.4 La performance globale de l'emprunteur et de l'agence d'exécution est « insatisfaisante » puisque trois composantes de la performance sur cinq ont été notées comme insatisfaisantes.

#### **4.9 Performance du Groupe de la Banque et des cofinanciers**

4.9.1 La performance de la Banque est jugée *insatisfaisante*. Les lacunes de l'emprunteur et de l'agence d'exécution dans la préparation et l'évaluation du projet concernent aussi la Banque.

4.9.2 Le projet a été classé dans la Catégorie II aux termes de la Politique sur l'environnement du Groupe de la BAD de février 2004 (actualisée). Le projet a été approuvé sur présentation de l'énoncé du projet, selon cette classification et les exigences de l'ECZ. Des informations importantes n'ont pas été prises en compte lors de l'approbation du projet, car aucune évaluation détaillée du site et de la trajectoire n'avait été entreprise dans le cadre de l'énoncé du projet et de l'approbation. La découverte inattendue d'un terrain sablonneux, de tombes et d'autres éléments du patrimoine pendant la mise en œuvre du projet a provoqué des retards significatifs. Des coûts supplémentaires liés à ces découvertes sont également venus se greffer sur le projet.

4.9.3 La qualité de la mise en œuvre du projet est également très peu satisfaisante. La Banque a approuvé les changements de conception peu avant que ne se dissipent les surplus électriques zambiens, elle n'a pas coordonné ses actions avec la Banque mondiale qui avait significativement réduit les prévisions d'approvisionnement dans le PRRE, elle n'a pas insisté sur la nécessité d'actualiser l'AAVE et n'a pas identifié le fait que les performances de ZESCO Distribution et NamPower pouvaient constituer un obstacle à la réalisation des objectifs du projet. Elle n'a pas non plus pris conscience de la nécessité d'aligner ce projet sur le PDER pour produire des impacts socioéconomiques à l'échelon local. Le PDER a depuis lors commencé à investir au niveau de la distribution en Zambie occidentale, mais la ligne de transmission partant de Sesheke doit encore être renforcée.

4.9.4 La supervision assurée par la Banque était insuffisante, comme le démontrent les rapports de supervision qui ne fournissent que très peu de renseignements sur la situation du projet. Les principaux problèmes (intra-connecteur en Namibie, pénurie en Zambie, etc.) n'ont pas été détectés. Le RAP fait état d'impacts du projet sur le développement local et social qui ne sont pas pris en compte par la mission d'évaluation. Selon le RAP, le projet a permis « d'améliorer la fiabilité des services électriques dans les villes frontalières de Namibie et de la Région occidentale de la Zambie » et que « les bénéfices habituels de l'électrification des communautés rurales ont été majorés dans les zones du projet, ce qui a stimulé à la fois les activités économiques et les revenus ». Mais s'il semble que le nombre de raccordements électriques a effectivement augmenté depuis la mise en service du projet, la fiabilité de l'approvisionnement s'est amoindrie et le prix relatif de l'électricité a grimpé. Il a aussi été rapporté récemment que la consommation d'électricité avait en vérité diminué.

4.9.5 La DBSA a joué le rôle de cofinancier. Contrairement à ce qu'affirme le RAP, il semble que la réduction du montant du prêt de la DBSA soit due à la dépréciation du rand par rapport au dollar américain. La DBSA a pour principe de mettre sur le compte du sponsor du projet toute modification en cours de projet. Ce principe a été appliqué aussi aux coûts supplémentaires, notamment ceux concernant la conception insuffisante des fondations et l'allongement de la ligne induite par le changement de trajectoire.

4.9.6 La DBSA connaît parfaitement les faiblesses financières de ZESCO, et notamment les indicateurs commerciaux de la société (y compris la gestion des créances). Elle a essayé de parer à certaines de ces insuffisances en lui allouant un prêt destiné à aider ZESCO à mettre en place un système complet de gestion de l'information (SGI) (l'outil de « planification intégrée des ressources ») et en participant au développement des capacités.

#### **4.10 Facteurs influant sur la performance de l'exécution et les résultats**

4.10.1 Les principaux facteurs ayant affecté la performance pendant la mise en œuvre du projet, sa réalisation et ses objectifs/produits sont décrits ci-dessous. Il faut cependant signaler que certains de ces facteurs pourraient prochainement disparaître, ce qui améliorerait la performance financière du projet.

4.10.2 Facteurs échappant au contrôle de l'emprunteur ou de l'agence d'exécution : a) l'impact de l'augmentation de la demande intérieure, particulièrement du PRRE, sur les excédents de l'approvisionnement national (mais on peut argumenter que ce point aurait dû être mieux géré), b) les inondations dans la zone du projet, c) le manque de fonds pour faire face au dépassement des coûts (mais celui-ci provenait principalement des erreurs d'appréciation de l'agence d'exécution), d) l'augmentation des coûts des matériels due aux retards (mais qui a pu être couverte en grande partie par les provisions du projet), e) le fait que l'intra-connecteur de Namibie n'a pas été achevé à temps, et f) la mauvaise performance de ZESCO Distribution et de la REA (mais ce n'est pas parce que ces deux organismes n'ont pas respecté un engagement ferme).

4.10.3 Facteurs sur lesquels le gouvernement exerce un contrôle : Ces facteurs ont entraîné des retards dans la mise en vigueur du prêt, liés (principalement) à la non-exécution de l'accord de rétrocession.

4.10.4 Facteurs sur lesquels l'agence d'exécution exerce un contrôle : a) non-participation des bénéficiaires du développement, b) erreurs (longueur et coût de la ligne) et mauvaises décisions au stade de la conception (absence d'investigations sur la nature du terrain et d'une enquête détaillée sur la trajectoire de la ligne), c) non-actualisation du PRRE et aucune mesure de sécurisation du soutirage auquel NamPower s'était engagé, d) non-isolation du projet qui aurait permis de suivre et gérer la performance financière avec efficacité, et e) absence d'un système de S&E pour suivre l'accomplissement des effets directs de développement.

### **5. CONCLUSION, ENSEIGNEMENTS ET RECOMMANDATIONS**

#### **5.1 Conclusion générale**

5.1.1 La performance globale du projet est insatisfaisante. L'insuffisance provient de quatre principaux points sur lesquels le projet a été mal conçu ou mal géré. Les trois premiers points

concernent (a) l'absence des composants requis dans la chaîne d'approvisionnement électrique pour parvenir aux résultats escomptés sur le plan de la distribution locale, (b) la désinvolture apparente avec laquelle la modification de portée du projet a été traitée, et (c) le fait de soumettre le projet d'interconnexion à des conditions raisonnablement impossibles à remplir dans ce projet. Le quatrième point a trait au fait que, si l'emprunteur/l'AE et la Banque ont chacun fait leurs propres erreurs, les deux parties partageaient la responsabilité de ces problèmes majeurs. Hormis ces quatre points, quelques autres insuffisances ont influé la notation du projet. Sans nier les problèmes identifiés ici, il semble cependant que le projet apportera de bonnes retombées économiques et financières à ZESCO et à la Zambie.

## **5.2 Enseignements**

5.2.1 Pour atteindre des buts dépassant les objectifs à court terme de transfert d'électricité, les projets de transmission doivent être soutenus par les prochaines étapes de la chaîne de distribution (systèmes complémentaires de transmission ou de distribution).

5.2.2 Les projets d'interconnexion de transmission sont complexes. Ils impliquent de nombreuses parties prenantes, sont exposés aux marchés de l'électricité et à des facteurs exogènes liés à deux pays ou plus, et opèrent donc dans un environnement particulièrement dynamique.

5.2.3 L'appréciation de la demande en aval et l'accord contractuel attaché à cette demande sont cruciaux. Dans une situation où les conditions clés sont modifiées, il convient de négocier et mettre en place des accords de soutirage et de protection commerciale avantageux pour toutes les parties.

5.2.4 La disponibilité de données de suivi et de statistiques sur la performance de la ligne de transmission contribue à améliorer l'efficacité de ZESCO et son efficacité opérationnelle.

5.2.5 Bien comprendre les interactions entre le projet, le dialogue politique et la réforme du secteur (y compris les stratégies de tarification et de recouvrement des frais) est une condition indispensable de viabilité du projet. Enfin, la mise en place d'un calendrier réaliste pour satisfaire aux conditions du prêt a un impact direct sur la mise en œuvre du projet.

5.2.6 Placer ce type de projet en Catégorie I aurait permis de conduire un EIE exhaustif, en identifiant en détail les aspects environnementaux et sociaux pour ensuite les atténuer de façon appropriée dans le cadre d'un plan spécifique de gestion environnementale et sociale (PGES) du projet.

## **5.3 Recommandations**

### Recommandations à la Banque et à l'emprunteur

5.3.1 La conception des projets de transmission doit s'accompagner de programmes de soutien clairement identifiés, avec des responsabilités précises. Les projets de transmission doivent être soumis à des tests de stress pour s'assurer que les éléments fondamentaux pour l'accomplissement des objectifs à long terme sont en place. Il faudrait aussi que l'évaluation de ce type de projet fasse preuve d'une plus grande exigence dans l'évaluation des risques et des hypothèses et dans l'examen de la conception préliminaire pendant la phase de faisabilité ainsi que dans l'obligation d'inclure des mesures d'atténuation appropriées. Il est recommandé à la Banque d'examiner avec le plus grand soin les études de faisabilité et de s'intéresser davantage aux missions préparatoires avant l'évaluation.

5.3.2 L'environnement du projet doit être suivi en permanence afin de déterminer si les hypothèses principales restent valables. Le cas échéant, la Banque et l'emprunteur doivent tirer les leçons des erreurs de formulation et de mise en œuvre, et prendre la responsabilité de les atténuer. Il faut mettre en place des instruments régionaux de supervision et d'orientation, ainsi que, si possible, des outils pour améliorer le crédit (et surmonter les risques s'ils deviennent insupportables pour l'une des parties de l'accord d'interconnexion). Cette fonction pourrait être dévolue au SAPP.

5.3.3 À l'avenir, les projets de transmission et les projets d'interconnexion impliquant un approvisionnement local devront également prévoir la distribution au plan local de courant électrique fiable et abordable, en vue d'améliorer l'impact socioéconomique.

#### Recommandations à la Banque

5.3.4 En raison de l'importance et la complexité des aspects techniques, commerciaux et juridiques de l'AAVE, la Banque devrait à l'avenir envisager d'aider ses pays membres régionaux à préparer et négocier des AAVE avantageux pour toutes les parties concernées et basés sur une évaluation approfondie des risques. Les parties devront convenir de mécanismes permettant d'actualiser l'appréciation des risques. La supervision de la Banque doit davantage se polariser sur les accords financiers et contractuels mis en place.

5.3.5 Même lorsque les exigences nationales se limitent à un énoncé de projet, la Banque protégera sa réputation en adoptant une approche plus prudente et en se conformant elle-même aux meilleures pratiques internationales en matière de politique de protection.

5.3.6 Les clauses et engagements de prêts relatifs à des opérations de ce type doivent être améliorés et accompagnés d'une aide complémentaire, par exemple une Étude économique et sectorielle (EES). Il est également conseillé à la Banque d'étudier la possibilité de prendre des mesures coercitives pour faire respecter les conditions du prêt qui sont essentielles à la viabilité du projet ;

5.3.7 Même si la gestion et la maintenance des postes ont été jugées satisfaisantes, la Banque devrait, dans ses futures opérations, s'efforcer de renforcer les capacités institutionnelles par un système de suivi et de consignation des données opérationnelles.

## **5.4 Diffusion**

5.4.1 Un atelier sera organisé dans le but de discuter des résultats de l'évaluation, des enseignements et des recommandations pour les opérations d'interconnexion de réseaux électriques.

5.4.2 À l'issue de cet atelier, le REPP sera finalisé et envoyé au CODE, le rapport d'évaluation final sera publié et diffusé par l'OPEV au sein de la Banque et aux PMR. Le rapport sera mis en ligne sur le site Internet de l'OPEV.

CRITÈRES D'ÉVALUATION - RÉTROSPECTIVE

N°	Indicateurs	Note (de 1 à 4)	Remarques
1.	<b>Évaluation de la pertinence et la qualité à l'entrée</b>	2	La pertinence des objectifs est en général confirmée, mais la qualité à l'entrée est insatisfaisante en raison de lacunes clés dans les hypothèses et les risques. La planification du projet aurait aussi due être mieux intégrée.
i)	Cohérence avec la stratégie globale de développement du pays	3	Le projet s'aligne sur les objectifs du gouvernement pour le pays et le secteur énergétique. Les objectifs du projet respectent les principes du plan Vision 2030 du Cinquième plan national de développement (CPND) de la Zambie, lequel vise en priorité à développer l'accès à l'électricité, et à long terme à assurer à la Zambie un approvisionnement en énergie fiable, économiquement viable et respectueux de l'environnement. Le projet est cohérent avec la Stratégie commune d'assistance en Tanzanie 2007-2010 (JAST), qui s'efforce de créer un environnement favorisant l'électrification pour tirer profit des effets positifs de l'accroissement de l'accès à l'électricité. S'agissant du secteur énergétique, la stratégie d'assistance pays 2007-2010 de la Banque poursuit un but multinational, par le développement de projets régionaux d'interconnexion électrique identifiés au préalable par le NEPAD, la SADC, le COMESA et le SAPP.
ii)	Cohérence avec la stratégie d'assistance de la Banque	3	
iii)	Politique macroéconomique	n.d.	Le GRZ a élargi la voie pour le développement du secteur électrique, notamment par la commercialisation du secteur (autonomie accrue et autosuffisance financière de ZESCO, autorisation des fournisseurs privés, supervision réglementaire indépendante par la CRE et gestion des objectifs sociaux via la REA) dans le cadre d'un environnement intégré de planification des ressources géré par le GRZ (par l'intermédiaire du MEWD).  Les principaux objectifs stratégiques englobent la migration vers une tarification reflétant les coûts, la commercialisation et l'autonomie de ZESCO par rapport au GRZ, la participation des entreprises privées dans le secteur de l'électricité et une régulation indépendante.  Pour optimiser l'efficacité de ZESCO, le Conseil de régulation de l'énergie a adopté en 2007 un cadre de tarification pluriannuel (CTPA) contenant des mesures incitatives sous la forme d'indicateurs de performance clés (KPI). Les KPI visent à inciter ZESCO à améliorer la rentabilité et la qualité des services fournis à ces clients. Comme expliqué plus loin, la performance de ZESCO par rapport aux KPI a été inférieure aux attentes.
iv)	Politique sectorielle	3	

N°	Indicateurs	Note (de 1 à 4)	Remarques
v)	Réforme des politiques publiques	n.d.	
vi)	Réduction de la pauvreté	2	À l'entrée, le développement socioéconomique et la réduction de la pauvreté constituaient les objectifs primordiaux du projet. Mais le projet n'a pas été conçu de façon à inclure des activités qui relieraient l'amélioration de la transmission à celle de la qualité de l'approvisionnement au niveau de la distribution (c.-à-d. du consommateur).
vii)	Égalité sociale et parité entre les sexes	2	L'amélioration de la qualité de l'approvisionnement des consommateurs a un impact potentiel énorme sur les conditions de vie des femmes (moins de temps passé à aller chercher du combustible, possibilité d'étudier, etc.) Tout comme les bénéficiaires en matière de pauvreté n'ont pas été déverrouillés, ce potentiel n'a pas été exploité en raison de la mauvaise conception de la distribution dans le projet.
viii)	Problèmes environnementaux	2	L'environnement géophysique du projet a été mal apprécié à l'entrée (trajectoire de la ligne, conditions du terrain, inondations chroniques des dambos). Le projet aurait aussi mérité d'être classé dans une catégorie environnementale supérieure.
ix)	Développement des ressources humaines	2	En dépit de l'établissement de la CEP, il n'existe que quelques rares indices de l'implantation d'une mémoire institutionnelle au sein de ZESCO. LA CEP a commis quelques erreurs graves (longueur de la ligne et estimations des coûts), ce qui pose des questions sur le niveau de ressources et de soutien dont il a bénéficié.
x)	Développement institutionnel	n.d.	
xi)	Développement du secteur privé	2	Le TRF indique que le projet présente de bonnes perspectives commerciales, et que la question de la PSP aurait dû être davantage explorée. Il est prouvé que la PSP a été envisagée à un moment, mais on ne sait pas exactement pourquoi l'idée n'a pas été développée
xii)	Intégration économique régionale	2	Le potentiel d'intégration régionale a été sous-estimé à l'entrée, mais cette défaillance a été corrigée lorsque le projet a été révisé. Les bénéficiaires de l'intégration ont été retardés à cause de certaines hypothèses erronées sur le calendrier de l'achèvement de l'intra-connecteur de Namibie, un point qu'il aurait fallu mieux gérer à l'entrée.
xiii)	Qualité à l'entrée (y compris le niveau d'exigence, de complexité, de risque, etc.)	2	Le projet n'a pas réussi à intégrer efficacement les besoins d'un large éventail de parties prenantes. L'acteur principal de la transmission (NamPower) a été consulté, mais il n'existe aucun élément prouvant que les populations locales concernées en Zambie occidentale (qui à l'entrée avaient été désignées comme les principales bénéficiaires du projet) aient été consultées. En outre, le projet à l'entrée ne respecte pas les principes clés suivants : (a) il n'a pas

N°	Indicateurs	Note (de 1 à 4)	Remarques
			pris en compte la menace de pénurie d’approvisionnement en Zambie, (b) il s’est fondé sur une surévaluation de la croissance de la demande, (c) il n’a pas su engager NamPower à respecter le niveau d’approvisionnement prévu, (d) les autres initiatives du secteur énergétique ont été négligées et il a été estimé que les projets de transmission et de distribution nécessaires pour soutenir le projet en Zambie occidentale seraient mis en œuvre de façon spontanée, (e) il y a eu des lacunes dans la configuration du projet en tant qu’option optimale d’approvisionnement (en raison des rôles multiples de ce projet) ainsi que (f) des insuffisances spécifiques dans les domaines de la planification et la gestion environnementales.
xiv)	Autres (Précisez)		
<b>2.</b>	<b>Efficacité</b>	<b>3</b>	
i)	Objectifs stratégiques	3	La croissance macroéconomique par le développement local et des recettes accrues en devises constituaient les principaux objectifs stratégiques. Aucun d’entre eux n’a encore été atteint, mais il y a de bons espoirs de voir se réaliser l’objectif relatif aux recettes en devises.
ii)	Objectifs physiques (produits)	3	Les produits prévus ont été obtenus. Les produits physiques ont été construits de façon satisfaisante, en dépit de quelques inquiétudes spécifiques sur le choix des équipements, la protection insuffisante et la redondance dans les postes. Les déplacements de population ont été limités, et il n’a donc fallu compenser la perte que d’un petit nombre de structures.
iii)	Objectifs financiers	3	Le projet ne rapporte pas encore des recettes correspondant à ses investissements, mais il devrait en être ainsi à partir de mi-2010.
iv)	Objectifs de développement institutionnel	2	Aucun objectif explicite de développement institutionnel n’était associé au projet malgré un potentiel important dans ce domaine. Un CEP a été créé au niveau de la société de services publics. Il a fait quelques erreurs mais a contribué à enrichir les connaissances de l’entreprise. Il aurait fallu profiter du projet pour stimuler le cloisonnement interne chez ZESCO, et le S&E ainsi que le SGI associé ne sont pas suffisamment exploités. D’autres organismes auraient pu être davantage impliqués dans le projet (REA, ECZ et même des OSC). La PSP aurait dû être poursuivie plus vigoureusement.
v)	Objectifs sociaux et cibles	1	Le projet a été présenté (notamment dans la configuration à 132 kV) dans la perspective de son impact sur le développement local. Cette vision a perdu de l’importance quand le projet a pris une tournure d’« interconnexion ». Aucune action complémentaire garantissant des impacts de

N°	Indicateurs	Note (de 1 à 4)	Remarques
			développement n'a été entreprise, et les objectifs de développement n'ont donc pas été réalisés. Les perspectives de voir le projet atteindre ces objectifs dans un avenir proche sont faibles.
vi)	Objectifs environnementaux	3	Le projet n'était pas véritablement sensible du point de vue environnemental, mais certains problèmes concernant l'environnement pendant la construction ont été négligés (terrain et inondations). Le S&E environnemental suite à la construction est très peu développé.
vii)	Objectifs de développement du secteur privé	2	Le projet avait un réel potentiel de PSP, mais cet aspect n'a pas été suffisamment approfondi en ce qui concerne l'adhésion, le financement et l'exécution du projet.
<b>3.</b>	<b>Efficiace</b>	<b>2</b>	
i)	Taux de rentabilité économique Estimation à l'évaluation : 12% Ré-estimation du RAP à l'achèvement : 24% Ré-estimation du REPP à l'achèvement : 21%	2	Les projections ne prévoient qu'un gain économique minimale (le TRE moins le TRF). Il sera sans doute aussi retardé par rapport aux appréciations initiales.
ii)	Taux de rentabilité financière Estimation à l'évaluation : 15% Ré-estimation du RAP à l'achèvement : 25% Ré-estimation du REPP à l'achèvement : 21%	3	Même si elle est retardée, la contribution financière du projet à ZESCO sera significative. L'atteinte d'un TRF plus élevé que prévu ne signifie pas obligatoirement que le projet a été efficace, puisque une grande partie des revenus du projet n'avait pas été planifiée.
iii)	Indicateurs de rentabilité	2	Le projet a subi 57 mois de retard, et un tiers de coûts supplémentaires. Les coûts de la construction se situent dans les normes régionales. Les coûts d'exploitation de la ligne sont alignés (et même inférieurs) aux normes internationales.
<b>4.</b>	<b>Impact sur le développement institutionnel</b>	<b>2</b>	Quelques modestes impacts ont été constatés, mais le projet n'avait aucun objectif spécifique de développement institutionnel.
i)	Capacité nationale	2	L'impact potentiel sur les institutions publiques ne s'est pas concrétisé (concernant l'ECZ et la REA), mais cet aspect n'était pas fondamental pour l'achèvement des objectifs du projet. La CRE a acquis une meilleure compréhension des questions touchant aux interconnecteurs de transmission.
ii)	Agence d'exécution	2	La CEP a été créée, et le savoir et l'expérience de l'entreprise se sont développés. Les occasions d'améliorer la comptabilité de gestion et le S&E n'ont pas été exploitées.
<b>5.</b>	<b>Viabilité</b>	<b>3</b>	
i)	Bien-fondé technique (dont la facilitation de l'E&M, la disponibilité de financements récurrents, les pièces détachées, les installations des ateliers, etc.)	3	Les problèmes techniques apparaissent mineurs et concernent essentiellement des redondances de la conception. Un programme de maintenance a été mis en place. ZESCO et NamPower surveillent ensemble la performance de la ligne. Le bien-fondé technique devrait être durable.
ii)	Engagement continu de	4	L'emprunteur a une vision claire du rôle de ZESCO

N°	Indicateurs	Note (de 1 à 4)	Remarques
	l'emprunteur (y compris le cadre juridique/réglementaire)		et de la Zambie dans le système électrique régional, y compris de la place des interconnecteurs de ce type de projet. La situation actuelle de ces initiatives politiques est la suivante : (a) ZESCO tend à l'autosuffisance, mais plus lentement que ce qu'attendait la CRE et avec le maintien actif de la position prégnante de l'actionnaire (GRZ) comme l'indiquent les récents remplacements de grande ampleur au sein du conseil d'administration et des postes de direction générale, (c) CEC est solidement établi et il existe au moins un autre fournisseur (NWEK) et plusieurs nouvelles initiatives dans le cadre du BPIEP, (c) la CRE présente des résultats crédibles, notamment dans ses évaluations transparentes et précises des demandes d'augmentations tarifaires, et a fait preuve de fermeté face à ZESCO en exigeant la mise en place, le suivi et la publication d'indicateurs de gestion des performances (les KPI), et on lui doit la bonne organisation de l'AAVE, et (d) la REA dispose de ressources suffisantes et d'un axe clair (y compris au travers du PDER).
iii)	Soutien sociopolitique (y compris la participation des bénéficiaires, la protection des groupes vulnérables, la stabilité politique)	2	Il existe des preuves informelles du mécontentement des parties prenantes au niveau local. Il faut établir un soutien local intégré et systématique. Toutefois, dans la configuration à 220 kV, le soutien local ne joue pas un rôle clé dans la viabilité du projet.
iv)	Viabilité économique	3	Les risques économiques sont limités et largement couverts contractuellement (AAVE). Des données empiriques indiquent que l'électricité est perçue comme très chère en Zambie occidentale et que la volonté à payer est faible en raison de la qualité de l'approvisionnement.
v)	Viabilité financière	3	Le projet proprement dit devrait délivrer de bons résultats financiers. Bien que manquant de robustesse, la situation financière de ZESCO est stable et s'améliore (lentement). Il existe quelques inquiétudes du fait que la situation de ZESCO risque de peser sur la performance financière du projet, notamment à l'égard des KPI de la CRE.
vi)	Accords institutionnels (organisation et gestion)	2	Le projet aurait pu être géré de façon plus cloisonnée. Les capacités allouées au projet semblent correctes. La maintenance est planifiée de façon proactive. Les mesures de performance sont acceptables (disponibilité de la ligne), mais les données ne sont pas faciles à obtenir. Les données sur la qualité de l'électricité ne sont pas consignées.
vii)	Durabilité environnementale	4	La gestion environnementale aurait pu être améliorée, mais il n'existe aucun risque environnemental sérieux.
viii)	Résilience aux facteurs exogènes	3	Le principal problème se situe au niveau de la capacité d'approvisionnement intérieur (en termes de disponibilité, de sécheresse et de demande intérieure).

N°	Indicateurs	Note (de 1 à 4)	Remarques
6.	<b>Autres impacts de développement</b>	2	Plusieurs sous-produits de développement n'ont pas été réalisés (dont les bénéfices de santé et de bien-être associés à une meilleure distribution de l'électricité).
7.	<b>Indicateur de la performance globale</b>	2	Insatisfaisant. Les insuffisances de la qualité à l'entrée empêchent le projet d'atteindre une meilleure performance. L'efficacité du projet est insatisfaisante, mais l'accord de transit d'électricité entre ZESA et NamPower a permis d'augmenter le niveau d'utilisation de la ligne. Certains coûts ont baissé, en particulier le prix d'achat en gros de l'électricité. Sa pérennité est principalement affectée par l'absence d'accompagnement social et les défaillances des capacités institutionnelles.

PERFORMANCE DE L'EMPRUNTEUR

Indicateurs	Note (de 1 à 4)	Observations
<b>1. <u>Qualité de la préparation</u> :</b>	<b>3</b>	
Appropriation, participation des bénéficiaires	2	Mieux préparé à l'échelon de la transmission que de la distribution. Participation locale limitée.
Engagement de l'État	3	Forte détermination, mais le retard initial de l'accord de rétrocession n'a pas été clarifié.
Politiques sectorielles et macroéconomiques	3	Appropriées, mais la PST n'a pas été examinée en détail.
Modalités institutionnelles (financement de la contrepartie)	4	ZESCO a assumé sa part du projet et a augmenté sa participation quand il a fallu.
Modification de la portée du projet	2	Le projet a été entièrement repensé à mi-parcours, et sans doute de façon insuffisante (rétrospectivement) par rapport à son objectif d'interconnexion.
<b>2. <u>Qualité de l'exécution</u> :</b>	<b>2</b>	
Allocation des personnels clés	2	Le personnel a été attribué (CEP), mais cette unité aurait dû être mieux structurée et pourvue d'un personnel plus nombreux (juriste, comptable).
Performance de gestion de l'agence d'exécution	2	Inadéquate au vu des retards et des changements survenus dans le projet ; les composantes clés de l'intégration n'ont pas été gérées.
Utilisation de l'assistance technique	2	L'assistance technique ne faisait pas partie du projet, mais la responsabilité de la conception n'a pas été clairement définie (certains aspects cruciaux de la conception placés sous la responsabilité de ZESCO ont dû être corrigés ultérieurement par le consultant en ingénierie, avec un surcoût. ZESCO aurait dû se faire conseiller pour établir les processus de conception et de planification.
Ajustements à mi-parcours (de 132 kV à 220 kV)	2	L'ajustement peut se justifier, mais il a induit un changement de nature du projet. L'intra-connecteur de Namibie et l'actualisation correspondante de l'AAVE n'ont pas été bien gérés.
Respect du calendrier et des coûts	2	Retard important et dépassement des coûts.
<b>3. 3. Conformité aux clauses</b>	<b>2</b>	Avec du retard pour beaucoup.
<b>4. Adéquation des processus de suivi et d'évaluation, et de l'établissement de rapports</b>	<b>2</b>	Surveillance adéquate de la performance de la ligne. Absence d'un S&E formel.
<b>5. 5. Fonctionnement satisfaisant (le cas échéant)</b>	<b>3</b>	5.1 Le fonctionnement du projet est considéré comme de bonne qualité (disponibilité assez élevée et dépenses d'E&M relativement modestes). Les principales limitations résident dans l'absence de redondance des installations clés du transformateur, et la fiabilité insuffisante de la ligne, surtout en Zambie occidentale.
<b>Performance globale de l'emprunteur</b>	<b>2</b>	

PERFORMANCE DE LA BANQUE

Indicateurs	Note (de 1 à 4)	Observations
<b>Lors de l'identification</b>	<b>3</b>	
Pertinence du projet par rapport à la stratégie de développement du gouvernement	3	Le projet était cohérent avec ces stratégies, à l'exception du manque d'intérêt pour la PSP
Pertinence du projet par rapport à la stratégie de la Banque pour le pays	3	
Implication du gouvernement/des bénéficiaires	2	
Dimension innovatrice du projet	2	
<b>Lors de la préparation du projet</b>	<b>2</b>	
Pertinence du soutien de la Banque	3	Le projet a été préparé par ZESCO, mais certaines insuffisances auraient pu être évitées avec l'aide de la Banque, (par ex. dans la préparation du projet, pour évaluer les marchés et structurer les transactions – IPPF). Délai de deux ans entre l'identification et le RAPP et sept mois supplémentaires pour la conclusion du prêt. Mais aucune information ou preuve de demande d'implication (accompagnée de délais) de la Banque.
Soutien de la banque aux moments opportuns	2	
<b>Lors de l'évaluation</b>	<b>3</b>	
Qualité des analyses techniques, économiques, financières, institutionnelles, sociales et environnementales	2	Il semble que ces analyses ont été effectuées au stade de la préfaisabilité plutôt qu'au niveau de la faisabilité détaillée. Un grand nombre d'analyses ont dû être modifiées au cours de la mise en œuvre. L'appréciation géotechnique a été particulièrement insuffisante.
Pertinence des conditions et clauses	2	
Adéquation de l'instrument de prêt	3	
Adéquation du produit final	3	
Qualité de la coordination avec les autres donateurs/partenaires	3	
		Les clauses du projet sont pour la plupart pertinentes ; les engagements et les autres conditions sont cohérents avec le contexte du secteur. Mais le calendrier de conformité à ces conditions était irréaliste.
		Instrument standard qui aurait pu être complété par une assistance technique Adéquat, sous-utilisation des coûts de 1,90 % sur l'indicateur DB
		La formulation du projet est alignée sur les initiatives de l'autre partenaire de développement, c.-à-d. le Projet de réhabilitation du réseau électrique (PRRE) de la Banque mondiale. Mais le retard de la mise en œuvre du PRRE a bloqué un quart de la capacité de

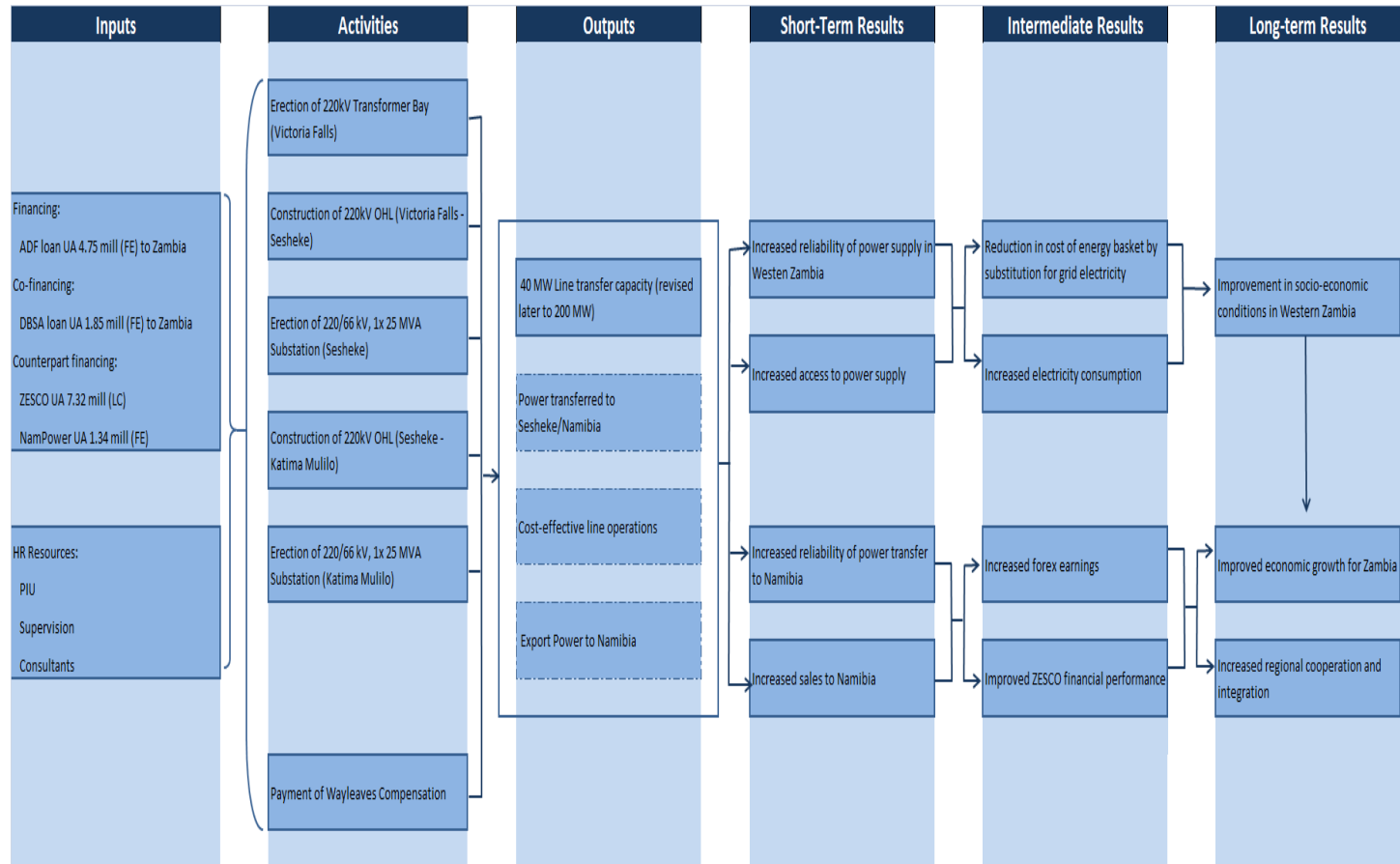
Indicateurs	Note (de 1 à 4)	Observations
Plans de mise en œuvre et de supervision (y compris les indicateurs de performance et les spécifications de S&E)	2	génération nationale, et au moment de la révision du projet et du changement de conception à 220 kV/200 MW, ZESCO ne disposait plus du surplus de capacité prévu à l'origine pour l'exportation.  Démarche standard de supervision. Absence d'une base de référence de S&E et d'un système de suivi correspondant aux indicateurs du projet.
<b>Lors de la supervision</b>	<b>2</b>	
Adéquation du personnel de la Banque (compétence, durée et continuité)	3	Missions régulières. Une plus grande diversité des compétences aurait été souhaitable (le spécialiste de l'environnement a uniquement participé à la mission d'évaluation). Continuité assurée du point de vue technique et financier.
Résolution des problèmes	3	
Bonne réactivité à l'évolution des conditions	2	La Banque a soutenu la nouvelle configuration, mais n'a pas effectué les contrôles requis (ex. actualisation de l'AAVE). Les objectifs de « développement » se sont transformés en objectifs « commerciaux », mais ceci n'a pas été mis en évidence dans les rapports de supervision. Des preuves démontrent un dialogue permanent pour satisfaire aux « Autres conditions », mais ces clauses du prêt n'ont toujours pas été remplies jusqu'à présent.
Adéquation du suivi des recommandations/décisions	2	
Notations réalistes dans les CPPR/APPR	2	Appréciation précise de la performance de la mise en œuvre. Les appréciations de performance de la Banque se fondent sur les ressources fournies par la Banque - plutôt que sur les effets escomptés du projet.
Attention aux possibles impacts sociaux et de développement	1	Toujours rapportée comme satisfaisante bien que rien n'ait été fait pour garantir des résultats.
Attention aux questions de durabilité	2	La Banque ne semble pas avoir remarqué l'absence de projets complémentaires au niveau de la distribution.
Appréciation globale de la performance de la banque	<b>2</b>	

## FACTEURS INFLUANT SUR LA PERFORMANCE DE L'EXÉCUTION ET LES RÉSULTATS

Facteurs affectant positivement (+) ou négativement (-) la mise en œuvre et l'accomplissement des principaux objectifs

Facteurs	Substantiel	Partiel	Négligeable	n.d.	Remarques
<b>1. Non contrôlés par le gouvernement</b>					
1.1. Prix des marchés mondiaux			X		
1.2 Phénomènes naturels		X			
1.3 Performance de la Banque			X		
1.4 Performance des sous-traitants/consultants			X		
1.5 Guerre civile				X	
1.6 Autres (préciser)					
<b>2. Contrôlés par le gouvernement</b>					
2.1 Politiques macroéconomiques				X	
2.2 Politiques sectorielles				X	
2.3 Engagement de l'État				X	
2.4 Recrutement des personnels clés		X			
2.5 Financement de la contrepartie		X			Manque de fonds complémentaires si besoin
2.6 Compétences administratives		X			
2.7 Autres (préciser)	X				Non-exécution de l'accord de rétrocession
<b>3. Contrôlés par l'agence d'exécution</b>					
3.1 Gestion			X		
3.2 Personnel			X		
3.3 Utilisation de l'assistance technique		X			
3.4 Suivi et évaluation	X				
3.5 Participation des bénéficiaires	X				
3.6 Autres (préciser)					
<b>4- Facteurs affectant l'exécution</b>					
4.1 Modification de la portée/l'ampleur/la conception du projet	X				
4.2 Lacunes dans l'estimation des ressources physiques, du coût de l'unité de base	X				
4.3 Inadéquation des contingences physiques/financières		X			
4.4 Évolution des taux de change, des accords financiers et institutionnels			X		
4.5 Calendrier irréaliste de mise en œuvre			X		
4.6 Qualité de la gestion, y compris la gestion financière			X		
4.7 Retards dans le choix du personnel/des consultants/des sous-traitants et dans la réception des fonds de contrepartie	X				Consultant en ingénierie
4.8 Inefficacité des procédures de passation de marché et de décaissement			X		
4.9 Autres (préciser)					

SCHÉMA LOGIQUE DE L'INTERVENTION

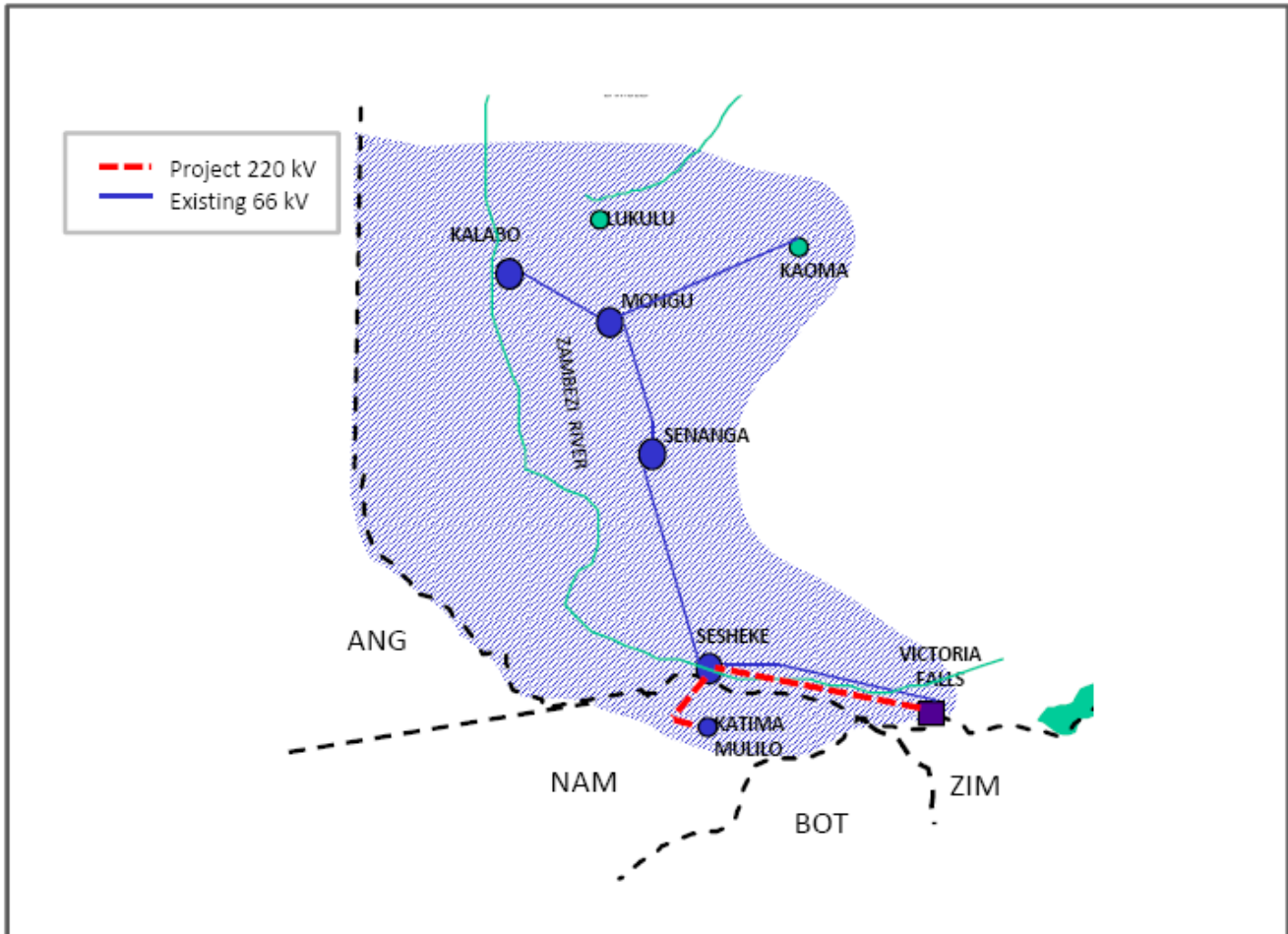


CONFORMITÉ AUX CONDITIONS DU PRÊT

Conditions			Résultat atteint
Pour l'entrée en vigueur	Pour le premier décaissement	Autres conditions	
Présentation au FAD des rapports préliminaire et final d'étude des tarifs (avant le 31 décembre 2000)	Présentation du rapport préliminaire d'étude des tarifs au FAD pour commentaires		L'« Étude des tarifs de SwedPower en 1999 » a été évoquée dans un résumé de supervision de la Banque (mai 2004) et il en a été conclu que l'étude avait effectivement été achevée (et présentée) à cette période.
Présentation au FAD du rapport final d'étude des tarifs incluant ses commentaires		Présentation du rapport final d'étude des tarifs (avant le 31 décembre 2000)	
Présentation avant le 31 décembre 2000 au FAD pour approbation d'un plan d'action visant à atteindre le CMLT au 31 décembre 2008 (31 décembre 2000)		Présentation d'un plan d'action visant à atteindre le CMLT au 31 décembre 2008 (31 décembre 2000)	Le résumé de supervision de novembre 2001 rapporte que le plan d'action destiné à réaliser le CMLT a été transmis à la Banque. Le cadre tarifaire pluriannuel (CTPA) vise à amener ZESCO à une stratégie de tarification reflétant ses coûts. Dans le cadre du CTPA pour 2008-2010, la CRE a accepté des augmentations de 27 % (2008), 16 % (2009) et 11 % (2010), puis (juillet 2009) de 35 % pour 2009/2010 et 26 % pour 2010/2011. La CRE a signalé que ZESCO approchait du reflet des coûts dans le secteur minier (tarif facturé à CEC), mais la CRE et le MEWD ont indiqué que ZESCO n'avait pas encore appliqué des tarifs reflétant ses coûts selon les termes de l'Étude sur le coût du service (2007). La CRE vise à atteindre le « reflet des coûts en 2012 ».
		Présentation de preuves d'augmentations tarifaires correspondant au plan d'action CMLT	
Intégration dans les documents d'appels d'offres de mesures destinées à atténuer les impacts environnementaux négatifs	Engagement écrit de ZESCO à inclure des mesures d'atténuation environnementales appropriées dans les documents d'appel d'offres.	Intégration dans les documents d'appel d'offres de mesures d'atténuation environnementales appropriées	Le processus de passation de marché a reçu un avis de « non-objection » de la BAD, et il en a été conclu que les documents avaient été formulés correctement.
	Exécution d'un accord de rétrocession		L'accord de rétrocession a été conclu en décembre 2001.
	Présentation par ZESCO d'un plan d'action pour réduire les comptes débiteurs à 90 jours à partir de l'EF 2001/2002	ZESCO réduit ses comptes débiteurs à 90 jours à partir de l'EF 2001/2002 (avant le 31 décembre 2000)	Selon le résumé de supervision de novembre 2001, aucun plan d'action destiné à réduire les comptes débiteurs n'avait été soumis. Mais, dans une lettre datée du 14 août 2003, la Banque informe ZESCO qu'elle n'a pas reçu ce plan d'action et que ZESCO encourt le risque d'une suspension des décaissements. ZESCO a déclaré qu'au lieu du plan d'action réclamé, elle avait présenté un plan de mise en place d'un système d'information pour les clients qui contribuerait (entre autres)

Conditions			Résultat atteint
Pour l'entrée en vigueur	Pour le premier décaissement	Autres conditions	
			à soutenir les efforts de la compagnie pour réduire les comptes débiteurs. Au moment de la mise en service (2006), ZESCO n'avait toujours pas atteint l'objectif concernant les comptes débiteurs et enregistrait un recul par rapport à cet objectif. À partir du moment où la CRE a imposé ses KPI (voir section 4.5 : Viabilité financière), le délai moyen de recouvrement des créances a progressé comme suit : 130 jours (T1 2008), 180 jours (T2 2008), 128 jours (T3 2008), 148 jours (T4 2008) et 133 jours (T1 2009).
	Présentation d'une copie d'un accord de conversion de dette pour régler les arriérés de paiement du GRZ à ZESCO		ZESCO a déclaré qu'un accord de conversion de dette avec GRZ avait été passé, mais que les documents correspondants avaient été archivés.
	Présentation d'une copie de l'AAVE entre ZESCO et NamPower		Un AAVE portant sur la configuration à 132 kV a été signé en 1998. Aucune preuve n'indique que l'AAVE a été actualisé pour la configuration à 220 kV/200 MW. Un AAVE pour 50 MW a été signé et est entré en vigueur en janvier 2010.
	Présentation d'une preuve de l'établissement de la CEP		La CEP a été créée.
	Présentation d'un engagement écrit de ZESCO à négocier les termes de compensation avec les personnes affectées avant le commencement des travaux de génie civil	Présentation de preuves avant le commencement des travaux de génie civil montrant que la compensation avait été payée	Le résumé de supervision de mai 2004 indique que ZESCO avait versé des compensations aux personnes affectées par le projet, alors même que les travaux de génie civil n'avaient pas débuté.

CARTE DU PROJET



ANG – ANGOLA  
BOT - BOTSWANA  
NAM – NAMIBIE  
ZIM - ZIMBABWE

PERFORMANCE DE ZESCO PAR RAPPORT AUX KPI DE LA CRE

<b>Indicateur</b>		<b>Type</b>	<b>T1 08</b>	<b>T2 08</b>	<b>T3 08</b>	<b>T4 08</b>	<b>T1 09</b>
Installations de compteurs chez les clients	Clients non raccordés	Cible	116 158	105 598	95 039	84 479	73 919
		Réel	132 270	131 719	132 143	125 905	109 743
	Nouveaux raccordements	Cible	5 405	5 430	6 115	6 523	7 444
		Réel	551	674	766	686	1 319
	Délai de raccordement (jours)	Cible	77	73	68	64	60
		Réel	81	82	82	79	82
Gestion de la trésorerie	Total des créances	Cible	43.07%	40.77%	38.47%	36.17%	33.87%
		Réel	38.11%	55.82%	61.29%	66.18%	
	Comptes débiteurs	Cible	40.30%	38.24%	36.19%	34.14%	32.09%
		Réel	35.73%	29.48%	34.95%	40.56%	
	Délai moyen de recouvrement	Cible	146.7	138.8	130.9	123.0	115.0
		Réel	130.4	107.6	127.6	148.0	133.0
Productivité du personnel	Nombre de clients/employé	Cible	65	68	72	75	77
		Réel	64	67	74	81	82
Qualité du service	Arrêts non planifiés	Cible	48	45	41	37	33
		Réel	48	11	15	43	31
Pertes du système	Pertes de transmission (%)	Cible	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
		Réel	11.7	2.7	-3.6	1.8	4.4
	Pertes de distribution (%)	Cible	18.58	18.17	17.75	17.33	16.91
		Réel	33.07	38.01	19.00	18.65	25.70

PERFORMANCE FINANCIÈRE DE ZESCO

**Données financières clés 2005/2006 - 2008/2009 (sauf dépréciation des actifs, amortissement des dons, et gains/pertes de change)**

Ratio	Unité	2005/6	2006/7	2007/8	2008/9	Moy/an
IPC Zambie	%	18.3%	9.0%	10.7%	12.4%	
Nombre de salariés	Employé	3 814	3 623	3 898	3 880	
<b>Compte de résultat</b>						
Croissance des recettes de trésorerie	%		+14%	+7%	+40%	+19%
Croissance des dépenses de trésorerie	%		+7%	+9%	+10%	+8%
Croissance des coûts salariaux	%		-2%	-3%	+25%	+6%
Recettes / Dépenses de trésorerie	%	94%	88%	89%	71%	
Profit avant éléments hors trésorerie	Millions K	38 534	84 252	83 218	373 200	
Taxes perçues/(facturées)	Millions K	76 812	(62 117)	(48 629)	70 946	
<b>Flux de trésorerie</b>						
Trésorerie provenant des opérations	Millions K	206 444	123 681	307 728	463 679	
Trésorerie provenant de la croissance des opérations	%		-40%	+149%	+51%	+31%
<b>Investissement et financement</b>						
Dépenses d'investissement		360 912	350 200	463 935	525 352	
Fonds propres injectés					91 265	
Prêts engagés		458 229	135 021	237 654	132 253	
Prêts remboursés		348 704	113 936	135 580	180 980	
Trésorerie nette		43 466	(17 652)	(30 861)	91 338	

*Extrait des résultats annuels audités publiés jusqu'en 2008/2009.*

**Analyse comparée entre la productivité du personnel de ZESCO et d'autres sociétés similaires, verticalement intégrées, en Afrique australe**

Élément de comparaison	Unité	ZESCO	ENE	ESCOM	EDM	TANESCO
		ZAM	ANG	MAL	MOZ	TAN
		2008/9	2006	2007	2007	2008
Capacité totale installée	MW	1 700	843	300	***2 357	666
Capacité hydroélectrique	MW	1 600	498	283	***1 193	561
Capacité thermique	MW	100	345	17	1 164	105
Énergie facturée	GWh	*7 737	1 841	1 166	1 429	3 365
Nb. de raccordements	Racc.	*297 235	143 937	164 795	415 667	723 873
Salariés	Employé	3 880	4 250	**2 262	3 228	5 527
MW/employé	Ratio	2	5	8	1	8
MWh/employé	Ratio	1 994	433	515	443	609
Raccordements/employé	Ratio	77	34	73	129	131

Remarque : \* 2007

\*\* 2000

\*\*\* sauf Cahora Bassa

## LE PROGRAMME D'ATTÉNUATION ET DE COMPENSATION ET SA MISE EN ŒUVRE

L'atténuation de l'impact des travaux de construction, d'exploitation et de maintenance sur l'environnement biophysique et socioéconomique est gérée par le biais d'un plan de gestion de l'environnement. Le PEGS a été élaboré par ZESCO six ans après le développement et l'approbation de l'énoncé de l'impact environnemental du projet (EEP). L'EET contenait des recommandations et des conclusions très larges et globalisantes, mais ne comportait aucune contribution technique substantielle pour le développement d'un PEGS de référence. En outre, certaines conditions physiques et sociales avaient pu changer pendant les six ans qui se sont écoulés jusqu'à la mise en œuvre.

Le PEGS concerne exclusivement la phase de construction et de réhabilitation du projet. Il n'existe aucun lien direct entre l'EEP et le contenu/le cadre du PEGS, bien que ce point soit stipulé dans les premiers paragraphes du PEGS. Les recommandations du PEGS sont techniquement valides et plus approfondies que les dispositions prévues dans l'EEP, mais elles restent assez génériques. La plupart des dispositions pourraient tout aussi bien être appliquées à des projets similaires situés ailleurs.

Certains détails comme les variétés d'herbes à utiliser pour la rénovation devraient être définis spécifiquement par rapport à la zone du projet. La ligne traverse trois réserves forestières. Aucun détail concernant la planification et la construction n'est fourni, et les dispositions générales concernent n'importe quel type de végétation ou d'habitat similaire. De plus, la ligne passe par le Parc national Mosi-oa-Tunya et le site de Victoria Falls inscrit au patrimoine mondial. Le PEGS manque de dispositions spécifiques pour les activités de construction et d'exploitation dans cette zone sensible du point de vue culturel et biophysique.

Il faut cependant rappeler que c'est pendant la période de construction de l'interconnecteur que l'impact est le plus important, et que les impacts liés à la ligne ne sont habituellement que mineurs. La mission de vérification sur le terrain a constaté que la végétation avait repris sous les lignes et qu'il fallait l'entretenir régulièrement. Les plus grands arbres ont été abattus pour des raisons de sécurité, mais aucun problème significatif (perte de diversité, érosion des sols) n'a été observé suite au défrichage.

ZESCO a déclaré que la mise en œuvre du PEGS avait été surveillée et auditée pendant la phase de construction par l'unité chargée des affaires environnementales et sociales de l'entreprise. Mais il n'existe aucune documentation le prouvant. La vérification sur le terrain n'a mis en évidence aucune entorse flagrante à la réglementation.

Le PEGS ne couvre pas la phase d'exploitation ou de maintenance du projet. Selon ZESCO, le suivi environnemental s'inscrit dans la maintenance de routine, mais il n'existe aucun document à ce sujet.