



Langue : Français
Original : Français

FONDS AFRICAIN DE DÉVELOPPEMENT

PROJET : PROJET DE DEVELOPPEMENT DU SYSTEME DE TRANSMISSION ET DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE AU CAP VERT

RAPPORT D'EVALUATION DE PROJET

Date : 26 Juillet 2011

	Chef d'équipe	N. NDOUNDO	ONEC.1	2725
	Membres	S. MASRA	ONEC.1	3541
		I. TOURINO SOTO	ONEC.3	2533
		M. DOUMBIA	ORPF1/Cslt	3836
		H. DRIRI	ORFF2/Cslt	3913
	Chef de Division Sectoriel	V. ZONGO	ONEC.1	3352
	Directeur Sectoriel	H. CHEIKHROUHOU	ONEC	2140
	Directeur Régional	N. MATONDO-FUNDANI	OIC ORWB	2054

Pairs évaluateurs	P. DJAIGBE, Analyste financier	ONEC.1	3961
	A. MOUSSA, Ingénieur électricien	ONEC.1	2897
	J-P. M. KALALA, Socio-économiste	OITC.1	3561
	H. DICKO, Macro économiste	MLFO	6037
	M. MOUMNI, Chief Water & Sanitation Engineer	OWAS 2	2344
	F. SYLLA, Economiste	ORCE	2162

TABLE DES MATIÈRES

Equivalences monétaires, sigles et abréviations, informations sur le prêt, résumé analytique, cadre logique axé sur les résultats et calendrier d'exécution	i à viii
I – Orientation stratégique et justification	1
1.1. Liens entre le projet, la stratégie et les objectifs pays	1
1.2. Justification de l'intervention de la Banque	1
1.3. Coordination de l'aide	2
II – Description du projet	3
2.1. Composantes du projet	3
2.2. Solutions techniques retenues et solutions de substitution étudiées	4
2.3. Type de projet	4
2.4. Coût du projet et dispositifs de financement	4
2.5. Zone et bénéficiaires visés par le projet	7
2.6. Approche participative pour l'identification, la conception et la mise en œuvre du projet	7
2.7. Prise en considération de l'expérience du Groupe de la Banque et des leçons tirées dans la conception du projet	8
2.8. Principaux indicateurs de performance	9
III – Faisabilité du projet	9
3.1. Le concessionnaire Electra	9
3.2. Performance économique et financière	10
3.3. Impact environnemental et social	10
IV – Exécution	12
4.1. Dispositions en matière d'exécution	12
4.2. Suivi	14
4.3. Gouvernance	14
4.4. Soutenabilité	14
4.5. Gestion des risques	15
4.6. Développement des connaissances	15
V – Cadre Juridique	15
5.1. Instrument légal	15
5.2. Conditions associées à l'intervention de la Banque	15
5.3. Conformité avec les politiques de la Banque	16
VI – RECOMMANDATION	16
Appendice I. Indicateurs socio-économiques comparatifs du pays	1
Appendice II. Tableau du portefeuille de la BAD dans le pays	2
Appendice III. Principaux projets connexes financés par la Banque et d'autres partenaires au développement du pays	3
Appendice IV. Carte de la zone du projet	20

EQUIVALENCES MONETAIRES

Juillet 2011

1 UC	122,709	CVE
1 UC	1,60045	USD
1 UC	1,10735	EUR
1 UC	129,188	JPY

ANNEE FISCALE

01 janvier - 31 décembre

POIDS ET MESURES

M	Mètre	1 m	V	Volt	1 V
Cm	Centimètre	0,01 m	kV	Kilovolt	1000 V
Km	Kilomètre	1000 m	W	Watt	1 W
m ²	mètre carré	1 m ²	kW	Kilowatt	1000 W
cm ²	centimètre carré	0,01 m ²	MW	MégaWatt	1000 kW
mm ²	millimètre carré	0,001 m ²	GW	GigaWatt	1000 MW
km ²	kilomètre carré	1000 000 m ²	kWh	Kilowattheure	1000 Wh
Kg	Kilogramme	1 000 g	GWh	GigaWattheure	1000000 kWh
T	Tonne	1 000 kg	T/CO2	Tonne C02	1000 Kg C02

SIGLES ET ABREVIATIONS

ARE	Agence de Régulation de l'Economie
ACFA	Accelerated Cofinancing For Africa
CEP	Cellule d'Exécution du Projet
DAO	Dossier d'Appel d'Offres
DSCR	Document des Stratégies pour la Croissance et la Réduction de la Pauvreté
EIES	Etudes d'Impact Environnemental et Social
FAD	Fonds Africain de Développement
HT	Haute Tension
IEC	Information Education et Communication
JICA	Japan International Cooperation Agency
MT	Moyenne Tension
NCP	Note Conceptuelle du Projet
PMR	Pays membres régionaux
PRI	Pays à Revenu Intermédiaire
RAP	Rapport d'Achèvement du Projet
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
UC	Unité de Compte

INFORMATIONS SUR LE PRET

Fiche du client	
Emprunteur	République du Cap Vert
Organe d'exécution	Ministère du Tourisme, de l'Industrie et de l'Energie/Direction Générale de l'Energie

PLAN DE FINANCEMENT		
Sources	Montant en MUC	Instrument
FAD	8,42	Prêt
JIC A	47,244	Prêt
GVT	0,985	Fonds de contrepartie
Coût total du projet	56,649	

IMPORTANTES INFORMATIONS FINANCIERES DU FAD	
Monnaie du Prêt	Unité de Compte (UC)
Type d'intérêts	Fixe 1% sur le coût du projet
Marge du taux d'intérêt	Pas applicable
Commission d'engagement	0,50% par an sur le montant du prêt non décaissés et non remboursés.
Commission de service	0,75% sur le montant décaissé, courant 120 jours après la signature de l'Accord de Prêt
Echéance	30 ans
Différés d'amortissement	8 ans, à compter de la date de signature de l'Accord
TRIF : 17 %	VANF 360 millions d'Euros
TRIE : 18%	VANE 380 millions d'Euros

DUREE ET PRINCIPALES ETAPES	
Approbation de la note conceptuelle	Jun 2011
Approbation du projet	Octobre 2011
Entrée en vigueur	Novembre 2011-Avril 2012
Dernier décaissement	Décembre 2016
Achèvement	Décembre 2016
Dernier remboursement	Décembre 2042

Résumé du projet

1. Aperçu général du projet

Le projet de développement du système de transmission et de distribution de l'électricité dans les îles de Santo Antão, Sao Vicente, Sal, Maio, Santiago et Fogo a été défini à l'issue d'une étude de faisabilité, achevée en septembre 2010, sur financement de la JICA (Japan International Cooperation Agency). Il permettra d'assainir les réseaux de distribution en vue d'améliorer l'accès à l'électricité, l'efficacité et la qualité de service. Le projet contribuera à l'atteinte de l'objectif fondamental de la stratégie de développement du secteur de l'électricité, qui vise à élever la qualité du service public de l'électricité au Cap Vert au niveau des standards internationaux (pertes réseaux compris entre 5 et 10%, durée des coupures moins de 100 min/an, etc.). Il contribuera également à l'amélioration des performances technique, commerciale et financière de la société nationale d'électricité (Electra).

Le projet concerne 492.000 habitants (soit 94% de la population totale) du Cap Vert vivant dans six de ses îles. Il contribuera à accroître le taux d'accès global à l'électricité de 88% en 2010 à 98% à l'horizon 2018 et facilitera également l'électrification d'une cinquantaine de localités en milieu rural. Les ménages, les artisans, les commerces, les administrations et les PME/PMI des six îles sont les bénéficiaires directs du projet.

2. Evaluation des besoins

L'étude de faisabilité a permis de mettre en évidence les contraintes d'exploitation des réseaux et l'accroissement de la demande qui avoisine une moyenne de 6% par an au cours des dix dernières années. Ces contraintes portent sur les pertes techniques (environ 26%) et la gestion d'importants stocks de pièces de rechange du fait de la coexistence de réseaux de tensions différentes. La réduction de ces pertes et l'harmonisation de la tension des réseaux s'imposent pour améliorer la qualité de service. Trois îles (Sao Nicolau, Brava et Boavista) sur les neuf habitées n'ont pas été prises en compte dans le cadre de ce projet. Les réseaux de Sao Nicolau et de Brava sont en bon état car ils ont été réhabilités en 2008. Sur l'île de Boavista, le service de distribution est concédé au secteur privé. Par ailleurs, la taille relativement grande des réseaux, le nombre important de clients et les durées et la fréquence des coupures d'électricité ont été à l'origine du choix des îles de Sao Vicente, Sal et Santiago.

Par ailleurs, le décollage économique du pays, qui va le conduire du statut de pays moins avancé à celui de Pays à Revenu Intermédiaire, attire beaucoup d'investisseurs privés et la mise à niveau des infrastructures électriques est indispensable pour soutenir les besoins importants en énergie électrique qui en découlent. Le PIB du pays a crû en moyenne de 6% par an pendant les cinq dernières années et les projections de l'offre et de la demande d'électricité (en annexe technique A2) sur la période 2010-2020, montrent que la capacité d'offre restera supérieure à la demande du fait d'une politique d'investissements soutenue dans le secteur. De ce fait, la demande liée à la connexion de nouveaux abonnés par ce projet sera satisfaite.

3. Valeur ajoutée de la Banque

La Banque a une bonne connaissance du secteur de l'électricité au Cap Vert à travers les projets en cours d'exécution dans les domaines de la production (thermique et éolienne) et de

la distribution. Les ressources de la Banque ont en effet servi de levier à la mobilisation de financements d'autres partenaires au développement du pays. L'intervention de la Banque a également permis d'ouvrir le segment de la production, notamment éolienne, au secteur privé. La présente opération qui vise à améliorer la qualité du service et le taux d'accès des populations à l'électricité est en parfaite synergie avec les opérations antérieures de la Banque et celles des autres bailleurs de fonds dans le secteur.

4. Gestion des connaissances

Le projet permettra à la Banque de renforcer ses connaissances dans le financement des infrastructures énergétiques dans le contexte spécifique d'un pays insulaire comme le Cap Vert. Par ailleurs, cette seconde opération, cofinancée avec JICA dans le cadre de la Facilité de Cofinancement Accélérée pour l'Afrique (ACFA), permettra de tirer des enseignements pour une meilleure efficacité dans l'utilisation de cet instrument pour le financement des futures opérations au Cap Vert ou dans d'autres pays. La dissémination de ces connaissances se fera à travers le site de la Banque, les réunions et autres occasions de partage d'informations avec les différents acteurs intervenant dans le secteur. Le renforcement des capacités prévu dans le cadre du projet, permettra de créer les conditions de réussite des projets du secteur et de renforcer la durabilité des investissements.

Cadre logique axé sur les résultats

Pays et titre du projet : République du Cap Vert, Projet de Développement du Système de Transmission et de Distribution de l'Electricité						
But du projet : Contribuer à l'élévation de la qualité du service public de l'électricité au niveau des standards internationaux.						
	CHAÎNE DES RÉSULTATS	INDICATEURS DE PERFORMANCE			MOYENS DE VÉRIFICATION	RISQUES/ MESURES D'ATTÉNUATION
		Indicateur (y compris les ISC)	Situation de référence (2010)	Cible (2016)		
IMPACT	Contribuer à l'amélioration de la qualité de vie des populations	1. Accroissement du PIB par tête d'habitants	3156 USD	4 740 USD	Statistique nationale Rapport : -Ministère Energie - Electra	
	La fiabilité, l'efficacité et la qualité de service de l'électricité sont renforcées	2. Taux d'accès à l'électricité en milieu urbain accru (ICS)	88%	98% en 2018		
		3. Taux d'accès à l'électricité en zone rurale accru (ICS)	54%	98% en 2018		
EFFETS	La fiabilité, l'efficacité et la qualité de service de l'électricité sont renforcées	1. Quantité énergie vendue	193 GWh	448 GWh en 2018	Rapport : -Ministère Energie -Electra -Rapport suivi évaluation	<u>Risques :</u> -Viabilité du projet hypothéquée par la situation financière d'Electra -Absence d'expertise à Electra sur le système SCADA <u>Mesures d'atténuations :</u> -Mise en œuvre d'un plan de redressement d'Electra en nov 2011 par la BM et le Gvt CV -Formation des agents d'electra sur le système SCADA
		2. Durée des coupures d'électricité dans une année réduite	1337 heures	540 heures		
		3. Taux de pertes techniques et non techniques réduit	26 %	20%		
		4. Quantité de Gaz à Effet de Serre (GES) évitée	0	3396 tCo2/an		
PRODUITS	Produit 1 : système de transmission et de distribution développé	1.1. Longueur de réseaux 33 kV	859 km	1212 km	Rapport : - Ingénieur conseils - Etat d'exécution de la Cellule projet -Supervision de la Banque - Achèvement du projet - Rapport activités Electra	<u>Risque :</u> -Faible Capacité de la CEP à gérer à termes 4 projets <u>Mesure d'atténuation</u> -La CEP bénéficie de l'effet d'expérience sur les procédures des bailleurs et elle sera renforcée
		1.2. Nombre de postes 33/04 kV	586	763		
		1.3. Longueur de réseaux 0,4 kV	1408	1789 km		
		1.4. Nombre de système SCADA	0	3		
		1.5. Nombres d'agents formés sur le système SCADA	0	50		
	Produit 2 : nouveaux consommateurs raccordés	1.6. Nombre de nouvelles localités rurales électrifiées	0	50		
		1.7. Nombre de nouveaux points d'éclairage public installés	0	5 163		
		1.8. Nombre de compteurs défectueux remplacés	0	26 592		
		1.9. Nombre de nouveaux ménages urbains	0	3 000 dont 60% de femmes		
		1.10. Nombre de nouveaux ménages ruraux	0	1 729 dont 60% de femmes		

	Produit 3 : Population de la zone du projet sensibilisée	2.1 Nombre de personnes sensibilisées sur le VIH/SIDA	0	3500 en 2016	- Rapport de l'IEC --Rapport S&E et du PGES - Rapport activités Electra	
		2.2 Nombre de rapport sur l'état d'exécution du PGES	0	4/an		
ACTIVITÉS CLÉS	COMPOSANTES				RESSOURCES	
	<p>Composante 1 : Infrastructures électriques – (i) construction des réseaux, (ii) installation du système SCADA et formation personnel, (iii) remplacement des compteurs défectueux, (iv) électrification rurale, (v) raccordement nouveaux ménages, et (vi) installation points lumineux</p> <p>Composante 2 : Mesures de mitigation environnementale et sociale – (i) acquisition de terrain et compensation</p> <p>Composante 3 : Administration et gestion du projet – (i) contrôle et surveillance des travaux, (ii) suivi du PGES et évaluation des impacts du projet, (iii) audit des comptes, et (iv) fonctionnement de la CEP</p>				<p>Prêt FAD : 8,42 millions d'UC, Prêt JICA : 47,244 millions d'UC Contribution Gouvernement : 0,985 millions d'UC Composante 1 : 54,383 millions d'UC Composante 2 : 0,222 millions d'UC Composante 3 : 2,044 millions d'UC</p>	

RAPPORT ET RECOMMANDATION DE LA DIRECTION AU CONSEIL D'ADMINISTRATION CONCERNANT UNE PROPOSITION DE PRET AU CAP VERT POUR LE PROJET DE DEVELOPPEMENT DU SYSTEME DE TRANSMISSION ET DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE

La Direction soumet le présent rapport et recommandation concernant une proposition de prêt de 8,42 millions UC à la République du Cap Vert pour le financement du projet de développement du système de transmission et de distribution de l'électricité au Cap Vert.

I – ORIENTATION STRATEGIQUE ET JUSTIFICATION

1.1. Liens du projet avec la stratégie et les objectifs pays

1.1.1 La présente opération, qui vise à contribuer à améliorer la compétitivité de l'économie nationale et la qualité de vie des populations à travers la satisfaction des besoins énergétiques s'intègre bien dans la stratégie et les objectifs du pays. En effet, le Document de la Stratégie pour la Croissance et la Réduction de la Pauvreté (DSCR) du Cap Vert, pour la période 2008-2011, est axé sur cinq piliers. Les troisième et quatrième piliers du DSCR portent respectivement sur la compétitivité de l'économie nationale et les infrastructures. Ces deux piliers seront maintenus dans le nouveau DSCR en cours d'élaboration. Par ailleurs, le Cap Vert a élaboré pour la période 2008-2014, la Stratégie de Transformation Economique (STE) qui vise à hisser le pays au niveau du statut de pays à revenu intermédiaire. Les objectifs spécifiques de la STE sont : i) promouvoir une croissance forte et soutenue, ii) réduire la pauvreté, et iii) créer une base élargie de production de biens et services. Les projections économiques du FMI montrent que le PIB par tête d'habitants va croître de 3156 USD en 2010 à 4740 USD en 2016. Par son impact sur la fiabilité et la qualité de service de l'électricité, le projet est fortement aligné avec la stratégie et les objectifs de développement et croissance du Cap Vert.

1.1.2 Enfin, le projet s'intègre parfaitement dans la stratégie de développement du secteur de l'électricité (2009-2015) du Cap Vert dont les principaux objectifs sont : sécuriser et maîtriser la production d'électricité, améliorer la performance du service public de l'électricité, et atteindre à moyen terme l'autonomie financière du secteur de l'électricité. Pour atteindre ces objectifs, des réformes sont prévues dans le secteur et porteront notamment sur i) l'ouverture du segment de la production au secteur privé, ii) la mise en place d'un mode de régulation transitoire et le transfert à terme du service public régulé à un opérateur privé, et iii) la création d'une direction générale de l'énergie au sein du ministère du tourisme, de l'industrie et de l'énergie et d'un comité de pilotage du secteur de l'électricité.

1.2. Justification de l'intervention de la Banque

1.2.1 Le Document de Stratégie Pays (DSP) du Cap Vert pour la période 2009-2012 a deux piliers : (a) appuyer les gains de bonne gouvernance économique et financière ; et (b) contribuer au développement des infrastructures. Le présent projet s'appuie sur le second pilier du DSP en renforçant les infrastructures d'interconnexion et de distribution de l'électricité dans six îles du pays.

1.2.2 La stratégie à moyen terme de la Banque (2008-2012) consacre le développement des infrastructures dans les Pays Membres Régionaux (PMR) parmi ses priorités. Les investissements en infrastructure doivent contribuer notamment à promouvoir la croissance, la productivité, l'emploi et l'accès aux marchés et aux services essentiels. Cette opération s'inscrit parfaitement dans la nouvelle Politique du Secteur de l'Énergie du Groupe de la Banque Africaine de Développement, qui remplace la politique sectorielle de l'énergie de 1994, dont l'un des objectifs est : appuyer les PMR dans leurs efforts visant à fournir à l'ensemble de leurs populations et aux secteurs productifs, l'accès à des infrastructures et à des services énergétiques modernes, fiables et à un coût abordable. Enfin, cette opération répond à la requête du Cap Vert pour le financement des infrastructures nécessaires à son développement.

1.3. Coordination de l'aide

1.3.1 Le Secteur de l'électricité contribue au PIB du Cap Vert pour un total de 8%. Plusieurs bailleurs de fonds interviennent dans ce secteur au Cap Vert. Les parts d'investissements cumulés se répartissent comme suit pour la période 2005-2010:

Secteur	Importance		
	<i>PIB</i>	<i>Exportations</i>	<i>Main d'œuvre</i>
Electricité	8%	Non applicable	3%
Parties prenantes – Dépenses publiques (2005-2010)			
Gouvernement		Bailleurs de fonds	
14 Millions UC	9%	151 Millions UC	JICA
			21%
			Coopération portugaise
			18%
			BEI
			14%
			BAD
			10%
			AFD
			7%
			Coopération hollandaise
			7%
			Banque Mondiale
			14%
			<i>Sous total</i>
			91%
Coordination de l'aide			
Existence de groupes de travail thématiques	Non		
Existence d'un programme sectoriel global	Oui		
Rôle de la BAD dans la coordination de l'aide	Membre		

1.3.2 Au niveau national, la coordination de l'aide extérieure est assurée par le Ministère de l'Économie et des Finances. La mise en œuvre du DSCRП permet une concertation des partenaires au développement du pays dans le cadre de «l'Arrangement spécifique relatif à l'appui budgétaire» et «des Arrangements spécifiques sectoriels». Sept bailleurs de fonds (Autriche, BAD, Banque mondiale, Union Européenne, Pays Bas, Espagne et Portugal) sont impliqués dans cet appui et coordonnent leurs appuis budgétaires à travers une matrice commune de mesures et indicateurs à suivre. Ces bailleurs de fonds organisent régulièrement

des missions conjointes de supervision des appuis budgétaires. Il n'existe pas de groupe thématique pour le secteur de l'énergie. La mission a proposé à la partie Capverdienne de prendre le leadership pour la création d'un groupe thématique en charge de l'énergie. La Banque assurera l'administration du présent projet pour les aspects acquisition, décaissement et suivi de l'exécution comme pour le projet de renforcement des capacités de production, de transport et de distribution en cours de réalisation et cofinancé avec la JICA.

II – DESCRIPTION DU PROJET

2.1. Composantes du projet

2.1.1 Le projet vise l'assainissement des réseaux de distribution en vue d'améliorer l'accès à l'électricité, l'efficacité et la qualité de service. Il contribuera à élever la qualité du service public de l'électricité au Cap Vert au niveau des standards internationaux à travers l'amélioration des performances technique, commerciale et financière de la société nationale d'électricité (Electra).

2.1.2 Le projet prévoit l'extension des réseaux MT/BT, le renforcement et la réhabilitation des lignes et postes ; l'installation du SCADA, constitué des équipements de contrôle, d'identification des défauts et de gestion (coupure et remise à distance) des réseaux de distribution dans 3 îles et le remplacement des compteurs défectueux. Ces activités permettront de : i) harmoniser le niveau de tension à 20 kV pour la distribution sur l'ensemble des îles concernées par le projet ; ii) réduire les pertes ; iii) accroître le taux d'accès des populations aux services de l'électricité ; iv) réduire les temps de coupure occasionnés par des défauts sur le réseau ; et v) améliorer les performances commerciales du Concessionnaire Electra. Les composantes du projet sont déclinées ci-dessous :

Tableau 2.1 : Composantes du projet

#	Nom de la composante	Coût estimatif (Millier UC)	Description des composantes
1	Infrastructures électriques	50 777	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Construction de 349 km de réseau souterrain et lignes aériennes en 20 kV ▪ Construction de 177 postes MT/BT ▪ Construction de 381 km de réseau BT ▪ Installation de 5163 points lumineux d'éclairage public ▪ Remplacement de 26 592 compteurs défectueux et raccordement de 5000 nouveaux abonnés dont 1 729 en zone rurale ▪ Installation de 03 systèmes SCADA ▪ Fourniture de 30 véhicules d'exploitation, des outillages et matériels d'exploitation
2	Mesures de mitigation environnementale et sociale	208	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Acquisition de terrains et compensation pour dommages ▪ Campagnes d'Information, éducation et communication (IEC)
3	Administration et gestion du projet	1 958	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Contrôle, surveillance des travaux ▪ Suivi du PGES et évaluation des impacts du projet ▪ Audit des comptes ▪ Fonctionnement de la CEP
	COÛT TOTAL DE BASE	52 943	Coût total de base, hors imprévus physiques et imprévus prix

2.2. Solutions techniques retenues et solutions de substitution étudiées

2.2.1 La solution retenue consiste à interconnecter des réseaux indépendants en harmonisant le niveau de la tension de distribution MT, à renforcer les réseaux de distribution et à les étendre pour améliorer la qualité de service et l'accès au service de l'électricité.

2.2.2 Une solution alternative étudiée est le renforcement dans chaque île des réseaux isolés et l'extension de ces réseaux au même niveau de tension MT existant. Cette dernière solution n'apportera pas une souplesse d'exploitation des réseaux en termes de sécurité d'alimentation. Elle occasionnera le maintien d'un stock important de pièces de rechange, adaptés à différents niveaux tensions et ne permettra pas l'installation du système de contrôle et de gestion des défauts (système SCADA). Par ailleurs, toutes les unités de production existantes seront maintenues avec des incidences négatives sur les émissions de gaz à effet de serres (GES).

Tableau 2.2 : Solution de substitution envisagée et causes du rejet

Solution de substitution	Breve description	Cause du rejet
Renforcement dans chaque île des réseaux existants	Les réseaux de distribution MT existants dans les îles sont indépendants, alimentés par différentes sources de production et les niveaux de tension utilisés sont disparates (6 kV, 10 kV, et 15 kV et 20 kV).	<ul style="list-style-type: none">▪ Pour les niveaux de tension de 6, 10 et 15 kV, le renforcement des réseaux ne donnera pas la possibilité d'un transit plus important d'énergie électrique ;▪ Absence de secours en cas de panne pour sécuriser l'alimentation quand les réseaux sont à des niveaux différents de tension. Le maintien d'un stock de pièce de rechange disparate avec des incidences négatives sur la trésorerie et les résultats d'exploitation ;▪ Toutes les unités polluantes seront maintenues avec des impacts négatifs sur l'environnement à travers l'émission des GES

2.3. Type de projet

2.3.1 La présente opération sera réalisée dans le cadre d'un projet de type autonome financé par le FAD, la JICA et le Gouvernement du Cap Vert. En l'absence du nouveau cadre de la Facilité de Cofinancement Accéléré pour l'Afrique (ACFA) entre la Banque et la JICA, le projet fera l'objet d'un cofinancement normal. Toutefois, JICA versera à la Banque les frais d'administration au titre de ses responsabilités dans la gestion du projet.

2.4. Coût du projet et dispositifs de financement

2.4.1 Le coût total du projet, hors taxes et droits de douanes, est de 56,649 millions d'UC dont 37,156 millions d'UC en devises et 19,493 millions d'UC en monnaie locale. Il comprend une provision de 5% pour les aléas physiques et une provision de 2% par an pour

hausse des prix tant pour les coûts en devises que pour ceux en monnaie locale. Les coûts du projet par composante et par catégorie de dépenses sont présentés dans les tableaux 2.3 et 2.4 ci-après.

2.4.2 Le financement du projet par la Banque se fera à travers un prêt FAD. Cette disposition de financement est utilisée, car le Cap Vert est un pays en transition vers le statut de Pays à Revenu Intermédiaire. Le projet sera financé par le FAD, la JICA et le Gouvernement, respectivement à hauteur de 8,42 millions d'UC, 47,244 millions d'UC et 0,985 millions d'UC. Ces financements représentent respectivement 15%, 83 % et 2% du coût du projet. Le niveau de contribution du Gouvernement se justifie par le fait que i) le FAD finance moins de 90% du coût du projet, et ii) le projet est cofinancer avec JICA. Les coûts détaillés des composantes par source de financement et mode d'acquisition figurent aux annexes techniques B2 et B5. La confirmation par l'Emprunteur du financement du projet par la JICA fera partie des conditionnalités du premier décaissement.

Table 2.3 : Coût estimatif par composante en milliers d'UC

Tableau 2.3				
Coût estimatif par composante en millier d'UC				
Composantes	Devises	Monnaie locale	Total	% Devises
A) Infrastructures électriques	33 920	16 857	50 777	60%
B) Mesures de mitigations environnementales et sociales	0	208	208	0%
C) Administration et gestion du projet	780	1 178	1 958	1%
Total du Coût de base	34 700	18 243	52 943	61%
Provision pour aléas d'exécution	1 728	868	2 596	3%
provision pour hausse des prix	728	382	1 110	1%
Coût total du projet	37 156	19 493	56 649	100%

Tableau 2.4 : Sources de financement en milliers UC

Tableau 2.4				
Plan de financement du projet par Source en milliers d'UC				
Sources de financement	Devises	Monnaie locale	Total	% Total
FAD	5 129	3 291	8 420	15%
JICA	32 027	15 217	47 244	83%
GOUVERNEMENT	0	985	985	2%
TOTAL	37 156	19 493	56 649	100%
Pourcentage (%)	66%	34%	100%	

2.4.3 Le Projet consomme 100% de l'allocation indicative pays du FAD XII (allocation pays : 8,42 millions d'UC). La règle du « frontloading » du FAD XII permet d'utiliser 100% des ressources quand l'allocation du pays est inférieure à 20 Millions UC pour les 3 années du cycle du FAD.

2.4.4 A l'exception du système SCADA et des outillages et matériels de mesures, d'exploitation et de maintenance des réseaux, les infrastructures électriques seront financées conjointement par la JICA et le FAD. Les services des consultants pour le contrôle et la surveillance des travaux seront financés par la JICA. L'audit des comptes du projet, le suivi

du PGES, l'évaluation des impacts du projet et l'Information Education et Communication (IEC) seront financés par le FAD. La contrepartie du Gouvernement financera l'acquisition des terrains, la compensation pour dommages occasionnés par le projet et le fonctionnement de la CEP.

Tableau 2.5 : Coût du projet par catégorie de dépense en milliers d'UC

Tableau 2.5				
Coût du projet par catégorie de dépense en milliers d'UC				
Catégories de dépense	Devises	Monnaie locale	Total	% Devises
1 - Biens (Equipement d'exploitation et de maintenance)	1 608	0,0	1 608	3%
2 - Travaux (fourniture et installation)	32 312	16 857	49 169	57%
2.1 Réseau MT/BT	25 260	16 534	41 795	45%
2.2 Système SCADA	7 052	323	7 374	12%
3 – Services	780	431	1 210	1%
4 – Autres (fonctionnement et compensations)	0,0	955,0	955	0%
Total du Coût de base	34 700	18 243	52 943	61%
Provision pour aléas d'exécution	1 728	868	2 596	3%
provision pour hausse des prix	728	382	1 110	1%
Coût total du projet	37 156	19 493	56 649	66%
Pourcentage (%)	66%	34%	100%	

Tableau 2.6 : Calendrier des dépenses par composante en Milliers UC

Tableau 2.6						
Calendrier des dépenses par composante (en Millier UC)						
Composantes	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	Total
A) Infrastructures électriques	0	13 596	16 315	16 315	8 157	54 383
B) Mesures de mitigations environnementales et sociales	222	0	0	0	0	222
C) Administration et gestion du projet	140	425	496	497	486	2 044
Coût total du projet	363	14 021	16 811	16 812	8643	56 649

Tableau 2.7 : Plan de financement par catégorie de dépenses et par source

Tableau 2.7				
Montants en milliers d'UC				
Catégories de dépenses / Sources	FAD	JICA	GVCV	Total
Biens	0	1723	0	1723
Travaux (fourniture et installation)	8135	44525	0	52 660
Services	285	996	0	1 281
Autres (fonctionnement et compensations)	0	0	985	985
Coût total du projet	8 420	47 244	985	56 649
Pourcentage (%)	15%	83%	2%	100%

2.5. Zone et bénéficiaires visés par le projet

2.5.1 Le projet couvre six îles que sont Santo Antao, Sao Vicente, Sal, Santiago, Fogo et Maio, sur les dix qui composent le Cap Vert. Il concerne 492 000 habitants, représentant 94% de la population totale du pays en 2010. Le taux moyen d'accès à l'électricité pour ces îles est d'environ 88%. Les îles de Santiago, Santo Antao et Sao Vicente qui totalisent plus de 80% de la population du Cap Vert, présentent un taux de pauvreté compris entre 30% à 45%. Les opportunités socio-économiques disponibles aux populations de ces îles concernent la production du sel, l'exploitation de la pouzzolane (roche volcanique utilisée dans la fabrication du ciment), la pêche, la production de maïs, de pommes de terre, de bananes et de la canne à sucre.

2.5.2 Les bénéficiaires visés par le projet sont les ménages, les administrations et les PME/PMI des six îles susmentionnées. Les entreprises et autres opérateurs économiques, notamment dans le secteur touristique, disposeront de services énergétiques fiables leur permettant de développer des opportunités d'affaires qui stimuleront l'emploi. L'installation du SCADA permettra à Electra de mettre à la disposition de l'Agence de Régulation Economique, en charge de la régulation du secteur de l'énergie, des indicateurs plus précis (rendement du réseau, les durées de coupure, etc.) pour l'établissement des nouvelles grilles tarifaires.

2.6. Approche participative pour l'identification, la conception et la mise en œuvre du projet

2.6.1 Dans le cadre du volet socio-économique de l'étude de faisabilité, les parties prenantes (Electra, ménages, administrations locales, opérateurs économiques et ONG) ont été consultées pour identifier leurs besoins à partir desquels le projet a été conçu. Des enquêtes ont été menées et ont démontré que les populations ont la volonté et disposent de capacité à payer l'électricité. Les missions d'identification et de préparation ont permis de visiter trois îles sur six et de rencontrer les administrations locales et des ONG. Des rencontres avec certains bailleurs de fonds présents au cap Vert ont permis de vérifier l'existence de synergie dans les interventions. Les populations de la zone du projet ont été consultées et leurs préoccupations ont été prises en compte pour l'élaboration du PGES. Au cours de la mission d'évaluation, les différentes parties prenantes ont été consultées, notamment des institutions de l'Etat et des ONG. L'approche participative sera poursuivie au cours des missions de supervisons et de la revue à mi-parcours du projet.

2.6.2 L'EIES, accompagnée d'un PGES, a été préparée. L'élaboration du PGES a permis de prendre en compte les attentes des populations relatives à l'acquisition des terrains et les compensations pour dommages. La mise en œuvre du PGES incombera à la CEP avec l'appui d'un bureau de consultant recruté à cet effet. Les enquêtes qui seront menées, par ce même consultant dans le cadre du suivi et évaluation, permettront aux populations de participer à la constitution des données sur l'impact du projet. Pendant la mise en œuvre du projet, des campagnes d'IEC permettront de sensibiliser les populations sur les risques d'électrocution, à l'économie d'énergie et à la prévention au VIH/SIDA. Le taux de prévalence au VIH au Cap Vert, parmi les plus faibles en Afrique, est d'environ 0,8%. La réalisation des campagnes sur le VIH/SIDA s'explique par l'arrivée de personnes étrangères à la zone en quête de travail.

2.7. *Prise en compte de l'expérience du groupe de la Banque et leçons tirées dans la conception du projet*

2.7.1 Depuis le démarrage de ses activités au Cap Vert en 1977, la Banque a approuvé le financement de 40 opérations pour un montant total de 175,79 millions UC y compris les projets du secteur privé. Les interventions de la Banque ont été pour un tiers au secteur des infrastructures et le reste a été réparti entre le secteur social (16%), le secteur rural (13%), le multi-secteur (31%), et les équipements collectifs (11%). En juin 2011, le portefeuille actif des opérations au Cap Vert comporte 02 projets i) le projet de renforcement des capacités de production, transport et distribution d'électricité sur l'île de Santiago sur fonds FAD en cofinancement avec JICA, et ii) le projet éolien Cabéolica sur le guichet du secteur privé. La dernière revue du portefeuille de 2011, dont le rapport est en cours d'approbation, a attribué une note de 2,3 sur une échelle de 0 à 3 pour la performance du portefeuille.

2.7.2 Le rapport d'achèvement du projet d'appui institutionnel au secteur de l'éducation a été élaboré en 2010. L'exécution de ce projet a été évalué comme satisfaisant (noté 3 sur une échelle de 1 à 4) pour le rendement général du projet, la performance de la Banque et celle de l'Emprunteur. Le projet de renforcement des capacités de production, de transport et de distribution en cours d'exécution a atteint un taux d'exécution de 50% et un taux de décaissement de 61,43%. Le projet a connu un retard au démarrage consécutif à i) le long délai de négociations et de finalisation des contrats de travaux, ii) le long délai de mise en place des lettres de crédit, et iii) la modification du tracé de la ligne pour le réseau 20 kV.

2.7.3 Les principaux enseignements tirés de l'exécution des projets de la Banque, et spécifique au projet dans le domaine de l'électricité, suite à la revue du portefeuille de juin 2011 portent notamment sur la nécessité de : i) réduire les délais dans la chaîne de traitement des acquisitions, ii) améliorer la qualité à l'entrée des opérations, et iii) améliorer la gestion financière et les décaissements. Ces enseignements ont été pris en compte dans la conception du présent projet. En effet, i) la réduction des délais de traitement des acquisitions sera obtenue à travers le recrutement, avant la mission d'évaluation, d'une experte en acquisition, disposant des compétences requises, ii) l'amélioration de la qualité à l'entrée est recherchée à travers la conception du projet basée sur des études de faisabilité et la définition des indicateurs d'impact et d'effet qui feront l'objet d'un suivi évaluation, iii) des recommandations appropriées ont été formulées, notamment sur les aspects de renforcement des capacités et de contrôle interne, en vue d'améliorer la gestion financière et les décaissements (annexe technique B4), et iv) conformément à la déclaration de Paris, l'exécution du projet est confiée à une CEP existante, en charge du projet d'électricité en cours de réalisation sur financement JICA/FAD.

2.8. Principaux indicateurs de performance

2.8.1 Un cadre de suivi évaluation des impacts du projet sera mis en place à travers le recrutement d'un bureau de consultants. Les indicateurs de performance seront comparés i) à ceux de la situation de référence pour les besoins de correction des activités du projet, et ii) aux indicateurs finaux pour mesurer l'impact environnemental et socioéconomique du projet. Les indicateurs, qui feront l'objet d'un suivi pendant la mise en œuvre du projet sont, classés dans les catégories suivantes : Extrants à court terme : (i) longueur de lignes de réseaux et postes MT/BT construits/réhabilités; (ii) nombre de compteurs défectueux remplacés et de nouveaux ménages raccordés, (iii) nombre de nouvelles localités électrifiées en zone rurale, et (iv) nombre de nouveaux points lumineux d'éclairage public installés. Effets : (i) réduction de la durée des coupures dans l'année, (ii) baisse du taux de pertes sur le réseau, et (iii) réduction de la quantité de GES émis, et (iv) évolution de la quantité d'énergie électrique vendue. Impacts : Amélioration du taux d'accès à l'électricité et du taux de croissance économique.

III – FAISABILITE DU PROJET

3.1. Le concessionnaire Electra

3.1.1 La société nationale d'électricité (ELECTRA) est une société à responsabilité limitée (SARL) qui a le monopole du transport et de la distribution d'électricité au Cap Vert. Electra assure également la production et la distribution de l'eau potable dans certaines municipalités. Son capital social est détenu à 77,74% par l'Etat, 16,59% par la Caisse Nationale de Prévoyance Sociale, et le reste 5,67 % par les municipalités. Le quart de la production d'électricité du Cap Vert est d'origine thermique Diesel. Ce mode de production a un impact négatif sur les comptes d'exploitation d'Electra. A cela s'ajoute la vétusté de ses ouvrages de distribution et ses mauvaises performances commerciales et financières. Par ailleurs, l'environnement économique d'Electra est influencé par i) la taille du marché, ii) le coût de production de l'électricité qui est fortement affecté par la volatilité des prix des combustibles, et iii) la définition par l'Agence de Régulation du Secteur, du principe de tarification qui comporte un tarif plafond (indexé sur le combustible, l'inflation etc.) et un tarif social qui accorde une protection aux couches vulnérables de la population (annexe technique A2).

3.1.2 Un plan de redressement d'Electra est en cours d'exécution, basé sur un programme d'investissements, des mesures d'amélioration de la gouvernance, l'ouverture du segment de la production aux privés et l'amélioration des performances techniques et commerciales. Le renouvellement des réseaux et postes de transformation contribuera à la réduction des pertes techniques. Pour lutter contre la fraude (pertes non techniques), Electra engagera, dans le cadre du plan de redressement, les actions de i) pose et de remplacement de comptage des consommateurs, ii) introduction de compteurs à prépaiement pour les gros consommateurs, iii) création de nouvelles structures commerciales dans diverses municipalités, et iv) contrôle fréquente sur les équipements de comptage des clients. Les investissements du présent projet contribueront à l'atteinte des objectifs du plan de redressement. Ce plan repose sur une étude diagnostique réalisée en 2011. L'engagement du gouvernement à mettre en œuvre le plan d'actions défini dans cette étude fera partie des conditionalités du financement du projet.

3.2. Performance Economique et Financière

Scénario de base	TRIF : 17%	VANF 360 Million Euros
	TRIE : 18%	VANE 380 Million Euros

3.2.1 Performance Financière : le taux interne de rentabilité financière (TRIF) et la Valeur Actuelle Nette Financière (VANF) du projet ont été calculés sur la base des coûts et revenus liés à la mise en œuvre du projet dans les six îles du Cap Vert. Les revenus du projet sont ceux provenant de la vente additionnelle d'énergie liée à la consommation des nouveaux abonnés, valorisée au tarif moyen en vigueur en 2011 et sur l'ensemble de la période d'exploitation du projet estimée à 20 ans. Les coûts du projet sont : i) le montant total d'investissement; ces coûts sont répartis sur la période de construction selon le calendrier d'exécution du projet; ii) les coûts annuels d'exploitation et de maintenance estimés en moyenne à 3% du coût de l'investissement et, iii) le coût de revient de l'énergie vendue.

3.2.2 Performance économique. les avantages économiques retenus pour le calcul du taux interne de rentabilité économique (TRIE) et la Valeur Actuelle Nette Economique (VANE) sont liés à l'avantage économique brut provenant de la valorisation de l'énergie supplémentaire vendue dans chaque île (y compris les améliorations liées à la baisse des pertes techniques). Les coûts économiques retenus sont les coûts d'investissement majorés des Besoins en Fonds de Roulement de la période de construction, augmentés des coûts de revient de l'énergie vendue ainsi que des charges de maintenance et main d'œuvre estimées à 3% du coût de l'investissement initial.

3.2.3 Calculs de sensibilité. la sensibilité des performances financières et économiques du projet a été analysée par rapport à : i) la variation des coûts d'investissement ; ii) la variation du prix de vente de l'électricité et iii) le taux de pertes techniques. Il résulte de cette analyse que les taux de rentabilité et les valeurs actuelles nettes du projet (économiques et financiers), bien que sensibles à la variation de ces différents facteurs, restent à des niveaux acceptables, confirmant ainsi la viabilité financière et économique du projet. En effet, les taux internes de rentabilité économique et financière restent supérieurs au coût moyen pondéré des capitaux utilisé (12%) dans la plupart des cas. La situation ne se dégrade légèrement qu'avec une hypothèse de baisse de prix de l'électricité de plus de 15% ; ce qui est très peu probable dans un contexte du prix du fuel qui croît sur le marché international.

3.3. Impact Environnemental et Social

3.3.1 Environnement : le projet est classé en catégorie 2. Les impacts positifs du projet découleront (1) du bouclage du réseau et de la mise en place du système SCADA avec des incidences dues à l'arrêt des unités de production (bruits et pollutions) et (2) de la modernisation du réseau de distribution, ce qui conduit à renforcer la sécurité et à minimiser les accidents liés à la fréquence des maintenances. Les impacts négatifs du projet concerneront essentiellement des dégâts maitrisables sur (i) l'environnement physique, naturel et visuel : les poteaux, le tirage des câbles et la réalisation des tranchées au long des routes ; (ii) l'environnement humain lors du transport des matériaux, de l'installation des chantiers et des travaux. Ces impacts négatifs potentiels identifiés ont été minimisés (i) en modifiant le trajet de la ligne pour éviter des zones considérées sensibles, (ii) en sélectionnant des poteaux en bois permettant une installation manuelle non destructive du milieu, (ii) en

enterrant les câbles dans les zones à intérêt paysagiste, (iv) en prévoyant les indemnités pour les dommages subis associés aux travaux, et (v) en mettant en place une campagne d'information et d'éducation sur la sécurité et l'économie d'énergie. Un Plan de Gestion Environnementale et Sociale a été préparé par le Ministère du Tourisme, de l'Industrie et de l'Energie (MTIE) en Juillet 2011. Le résumé du PGES, se trouve dans l'annexe technique B8.

3.3.2 Changement climatique : Mitigation : l'amélioration des performances techniques du réseau (réduction pertes) et de la production (moins d'énergie produite pour les mêmes besoins) issue des infrastructures et du système à installer devrait permettre une diminution de pertes et donc une réduction d'émissions des GES. Cette réduction a été estimée à 3 396 tCO₂/an. En plus de la réduction des émissions de GES induite par le gain d'efficacité du système, la quantité de GES évitée sera accrue par la réduction du nombre des auto-producteurs et une moindre utilisation de la biomasse dans certaines zones. **Adaptation :** Dans les zones ayant enregistré des épisodes d'inondations (Riberia Grande) ou très proches de la côte, il a été prévu de relever de quelques dixièmes de centimètres le niveau des postes de transformation pour minimiser les risques. Pour atténuer l'impact des tempêtes sur les installations électriques, notamment la destruction des réseaux aériens (ou la cassure des câbles), la solution technique adoptée est de poser des câbles souterrains (Ponta do sol, côte nord de Santo Antao).

3.3.3 Genre : le projet s'adresse aux communautés dans leur ensemble. Néanmoins, des avantages particuliers sont attendus pour les femmes, notamment, (i) les opportunités de petits commerces et activités de transformation et de conservation, par l'utilisation d'équipements électriques ; et (iii) une diminution de la charge des tâches domestiques par la possibilité d'utilisation des appareils électroménagers. Ces avantages sont d'autant plus importants en zones rurales où beaucoup de femmes jouent le rôle de chef de famille (environ 60% de ménages). Par ailleurs, le temps consacré par les jeunes aux études le soir sera accru et ils pourront également réaliser des activités extrascolaires.

3.3.4 Social : les inégalités sociales liées à l'accès à l'électricité seront réduites. Le taux d'accès global sera d'environ 98% en fin de projet. Du point de vue social, les effets majeurs attendus portent sur : i) l'amélioration de la qualité de vie des ménages à travers la possibilité d'utilisation d'appareils électroménagers et l'éclairage des foyers ; ii) l'amélioration de la sécurité résultant de l'installation de plus de 5100 points d'éclairage public ; iii) le développement des économies locales, par des conditions propices à la création d'activités artisanales et commerciales; iv) l'amélioration de l'accès aux technologies de l'information et de communication. Les campagnes de sensibilisation au VIH/SIDA, qui seront réalisées dans le cadre de l'IEC, permettront de toucher différentes couches sociales pour leur donner des informations appropriées. Le projet permettra à Electra de fiabiliser la continuité de i) son activité de dessalement de l'eau de mer, et ii) distribution de l'eau poteau à la population.

3.3.5 Réinstallation forcée : dans le cadre du projet, l'installation des équipements de réseaux de distribution électrique requière des petites surfaces. Ainsi, les habitations et autres bâtiments seront évités. En conséquence, il n'y a pas de recasement involontaire. Les acquisitions de terrains et les compensations pour dommages sont prévues pour un montant total de deux cents mille Euros prévu à cet effet. Les indicateurs sociaux de développement et les aspects d'acquisition de terrains seront suivis par un bureau spécialisé, tout au long de l'exécution du projet.

IV. EXECUTION

4.1. Disposition en matière d'exécution

A) Organe d'exécution

4.1.1 Au Cap Vert, l'exécution des projets Energie est statutairement confiée à la Direction Générale de l'Energie (DGE) du MTIE. Les activités du projet seront coordonnées par une Cellule existante, logée au sein de la DGE, en charge du projet de renforcement des capacités de production, transport et distribution de l'électricité sur l'île de Santiago en cours d'exécution sur financement JICA et FAD. La CEP est composé d'un coordonnateur, d'un ingénieur électricien, d'une spécialiste en passation des marchés, d'un responsable financier, d'une assistante financière, d'une secrétaire et d'un chauffeur. Les curricula vitae du personnel de cette cellule ont été approuvés par le FAD. La CEP sera amené à terme à gérer 4 projets. La CEP dispose des capacités techniques nécessaires à une bonne gestion du projet. Cependant, l'envergure des activités liées à la gestion de plusieurs projets conduit à proposer le renforcement de la CEP par trois cadres nationaux dont 2 ingénieurs électriciens et 1 comptable. Chaque ingénieur aura la responsabilité du suivi des activités sur le terrain dans trois îles. Le comptable sera dédié aux activités comptables liées au projet. L'approbation par la Banque des CV de ce personnel supplémentaire sera une condition de premier décaissement.

4.1.2 Dans le cadre de la présente opération, la CEP bénéficiera, dans l'ensemble des six îles, de l'appui technique d'ELECTRA. La CEP sera en outre appuyée par les services d'un i) bureau d'Ingénieurs Conseils pour le contrôle et la supervision des travaux, et ii) bureau de consultants pour le suivi du PGES et de l'évaluation des impacts du projet. Un organigramme opérationnel impliquant la CEP, ELECTRA et le bureau d'Ingénieurs Conseils a été préparé à cet effet (Annexe technique B3). Les prestations du bureau d'Ingénieurs Conseils concernent l'appui à la préparation des dossiers d'appel d'offres, l'assurance qualité de l'exécution des travaux par les entreprises, la formation au contrôle et surveillance des travaux par compagnonnage, et l'appui à la CEP pendant la période de garantie liée aux travaux. Le bureau d'Ingénieur Conseils mettra à la disposition de l'Emprunteur un personnel composé d'un Chef de projet, d'un ingénieur électricien résident, un ingénieur réseau, un spécialiste en protection et contrôle électrique, un expert en SCADA et un expert en télécommunication. L'organe d'exécution transmettra à la Banque, des rapports trimestriels d'état d'avancement de l'exécution du projet.

B) Dispositions relatives aux acquisitions

4.1.3 Il a été convenu entre la Banque et la JICA que la passation des marchés relatifs aux catégories de dépenses qu'elles financent conjointement, notamment le réseau MT/BT d'électrification des six (6) îles concernées par le projet, se fera selon les Règles et procédures d'acquisition de la BAD. Cette position est par ailleurs confortée par le fait que la réglementation des marchés publics au Cap Vert (Loi 17/VII/2007 du 10 septembre) demeure encore incomplète même si, dans ses grands principes, elle est pour une large part conforme aux standards internationaux ainsi qu'aux Règles et aux procédures et de la Banque en ce qui concerne, notamment : i) égalité d'accès et de participation aux marchés, ii) transparence et publicité, iii) économie et efficacité, iv) planification des acquisitions, v) existence d'un organe de régulation du système, d'examen et de résolution des conflits. Toutefois, cette Loi ne fait pas référence au cas spécifique de la sélection des consultants. En outre, les structures

de gestion des marchés publics sont, soit insuffisamment dotées en personnel compétent, soit pas encore mises en place, en particulier en ce qui concerne un organe central d'examen préalable des procédures d'acquisition, notamment pour les marchés importants.

4.1.4 Les modalités de passation des différents marchés sont détaillées à l'annexe technique B5. Un plan de passation des marchés a été préparé, discuté pendant les négociations et accepté par la Banque. La Cellule d'exécution du projet (CEP) sera chargée des acquisitions. Les capacités de cette Cellule en la matière ont été évaluées et il en ressort qu'elle possède les qualifications et l'expérience requises pour la mise en œuvre des activités de passation des marchés. Elle a en son sein une spécialiste en acquisition qui possède les compétences et l'expérience nécessaires dans l'application des règles et procédures d'acquisition des bailleurs de fonds multilatéraux, en particulier de la BAD. A l'exception de l'acquisition des services d'IEC qui fera l'objet d'un examen a posteriori, toutes les acquisitions financées par la Banque seront soumises à la procédure d'examen préalable, dans les conditions décrites à l'annexe B5.

C) Dispositions relatives à la gestion financière et aux décaissements

4.1.5 La CEP est responsable de la gestion administrative, financière et comptable du projet. La CEP dispose d'un Responsable Administratif et Financier (RAF) qui est appuyé par une assistante financière. Ce personnel a été évalué au cours de la préparation du projet et il ressort qu'il possède l'expérience et les compétences requises pour assurer la gestion administrative, comptable et financière du projet. Le Projet tiendra d'une manière séparée ses comptes financiers, conformément aux pratiques comptables internationales pour permettre l'identification et le suivi des dépenses par composante, par catégorie de dépenses et par source de financement. La traçabilité des fonds de contrepartie sera assurée par l'ouverture d'un compte bancaire. La preuve de l'ouverture de ce compte sera une condition préalable au premier décaissement. La CEP veillera à ce qu'un auditeur externe indépendant, jugé acceptable par le FAD et recruté conformément aux procédures de la Banque vérifie, chaque année, tous les comptes du projet. Les rapports d'audit correspondants seront présentés à la Banque dans les six mois qui suivent la fin de chaque exercice, conformément aux dispositions générales applicables aux accords de prêt. Cet audit sera financé sur les sources du prêt FAD.

4.1.6 La CEP dispose d'un Manuel de Procédures et d'un logiciel comptable qui serviront de base à la gestion administrative, comptable et financière du projet. Le manuel de procédures avait été préparé dans le cadre du projet eau et assainissement financé par la Banque mondiale. Il a été actualisé pour tenir compte du fait que la CEP aura la gestion de plusieurs projets. Le manuel actualisé a été soumis au Ministère du Tourisme, de l'Industrie et de l'Energie pour approbation. Il sera soumis à la Banque pour examen. Le logiciel comptable est fonctionnel et est utilisé par le RAF et son assistante pour éditer les états comptables du projet en cours d'exécution. Un simple paramétrage de ce logiciel permettra d'étendre sa fonctionnalité à la gestion du nouveau projet. Ce paramétrage sera réalisé au démarrage de l'exécution du présent projet.

4.1.7 Les décaissements se feront conformément aux procédures de la Banque en la matière. La méthode de paiement direct sera utilisée pour les décaissements relatifs aux fournitures et les travaux de construction de réseaux MT/BT, l'audit des comptes du projet, les prestations du consultant en charge du suivi du PGES et du suivi évaluation et les services

d'IEC. Le projet pourra également utiliser toute autre méthode de décaissement de la Banque, le cas échéant, en faveur des différents contractants.

4.2. Suivi

4.2.1 Les principales étapes du projet sont présentées dans le tableau 4.1 ci-après

Tableau 4.1 Principales étapes de mise en œuvre du projet		
Durée	Etapes	Activités de suivi/boucle de rétroaction
Novembre 2011 à avril 2012	Approbation et mise en vigueur	Approbation du prêt
		Note d'information générale
		Signature de l'accord de prêt
		Mission de lancement de la BAD
		Mise en vigueur de l'accord de prêt
		Levée des conditions préalables au premier décaissement
Décembre 2011 à mars 2014	Procédures d'acquisitions	Recrutement du Consultant
		Recrutement firmes pour travaux conjointement financés
		Recrutement firmes pour travaux SCADA
		Recrutement cabinet pour audit des comptes
		Recrutement firme pour outillages et matériel d'exploitation
		Missions de supervision de la Banque
		Suivi environnemental et social du projet
		Revue à mi-parcours de la Banque
Février 2012 à Décembre 2016	Exécution physique et financière du projet	Exécution des différents marchés
		Elaboration des rapports périodiques d'avancement du projet
		Missions de supervisons de la Banque
Juin 2016 à décembre 2016	Achèvement du projet	Rapport d'achèvement du projet de l'Emprunteur
		Rapport d'achèvement du projet par la Banque

4.3. Gouvernance

4.3.1 Le Cap Vert est, à l'échelle africaine, au regard des critères de *Transparency International notamment*, parmi les « meilleurs élèves » en matière de bonne gouvernance. Le pays est classé au 45^{ème} rang mondial avec une note de 5,1. Le risque de mauvaise gestion des ressources peut être évalué comme moyen. Cependant, le risque de gouvernance qui pourrait exister dans le processus de passation des marchés et l'exécution financière du projet, sera atténué par le fait que la Banque veillera à ce que ses règles et procédures soient rigoureusement appliquées. En outre, les missions de supervision et les audits techniques et financiers de la Banque, permettront d'assurer la conformité entre les cahiers de charge, les prestations et les travaux effectivement réalisés, les décaissements ainsi que le respect de l'accord de prêt.

4.4. Soutenabilité

4.4.1 Le renouvellement des équipements et la construction de nouveaux réseaux éviteront à Electra d'engager des frais importants pour les entretiens des ouvrages du projet dans les premières années. En général, 3% des investissements sont nécessaires annuellement à la maintenance des ouvrages réalisés. La Soutenabilité du projet repose entre autres, sur i) l'augmentation des tarifs effectuée en avril 2011 et son mécanisme de révision ; ii) le

redressement d'Electra à travers l'amélioration de ses performances, iii) l'accroissement des ventes suite à la réduction des pertes ; iv) l'implication du secteur privé dans le segment de la production grâce à l'ouverture du capital social d'Electra. La mise en œuvre de toutes ces mesures permettra de renforcer les capacités financières d'Electra qui pourra assurer de façon adéquate l'exploitation et la maintenance des infrastructures du projet.

4.5. Gestion des risques

4.5.1 Les principaux risques identifiés sont i) risque technique : L'absence d'expertise au sein d'Electra pour l'exploitation et la maintenance du SCADA, ii) risque de viabilité : la situation financière d'Electra pourrait occasionner des difficultés en matière de maintenance régulière des équipements du projet, et iii) risque de mise en œuvre : faible capacité de la CEP à gérer à termes 4 projets d'infrastructures. Ces risques sont atténués respectivement par : i) une formation à l'exploitation et à la maintenance du SCADA prévue pour les agents d'Electra ; ii) la mise en œuvre du plan de redressement d'Electra soutenu par le gouvernement; et iii) l'expérience accrue du personnel de la CEP qui connaît les procédures des bailleurs et le renforcement de cette Cellule.

4.6. Développement des connaissances

4.6.1 Par son envergure liée à sa mise en œuvre dans six îles, le projet permettra à la Banque de tirer des connaissances pratiques consécutives à l'évaluation du cadre opérationnel mis en œuvre pour son exécution. Les études thématiques réalisées sur le cadre environnemental et social dans les six îles, permettront à la Banque de disposer d'importantes informations qui pourront servir dans la mise en œuvre des projets futurs. La mise en œuvre d'un cadre de suivi évaluation permettra à la Banque de disposer de statistiques socioéconomiques fiables pour l'évaluation de l'impact du projet ainsi que des indicateurs pour les futurs projets de la Banque.

V – CADRE JURIDIQUE

5.1. Instrument légal : un prêt FAD sera accordé à la République du Cap Vert pour le financement de ce projet.

5.2. Conditions associées à l'intervention de la Banque

A) Conditions préalables à l'entrée en vigueur

5.2.1 L'entrée en vigueur de l'Accord de prêt sera subordonnée à la réalisation par l'emprunteur, à la satisfaction du Fonds, des conditions préalables indiquées à la Section 12.01 des Conditions Générales.

B) Conditions préalables au premier décaissement du prêt

5.2.2 Outre l'entrée en vigueur de l'Accord du Prêt, le premier décaissement des ressources du prêt est subordonné à la réalisation par l'Emprunteur des conditions ci-après :

- i) fournir la preuve de la confirmation du financement de JICA (paragraphe 2.4.2) ;

- ii) soumettre à l'avis de non objection du Fonds, les CV des deux ingénieurs et du comptable à affecter à la CEP (paragraphe 4.1.1) ;
- iii) fournir au Fonds la preuve de l'ouverture d'un compte destiné à recevoir les fonds de contrepartie (paragraphe 4.15).

C) Autre Condition et engagements

5.2.3 Autre condition : l'Emprunteur doit, au plus tard avant le début des travaux sur le lot concerné : (i) fournir au Fonds la preuve de l'acquisition des terrains ou de l'indemnisation des personnes affectées par le Projet, conformément aux règles et procédures du Fonds et au Plan de gestion environnementale et sociale ; ou (ii), si pour des raisons indépendantes de la volonté de l'Emprunteur, une telle acquisition ou une telle indemnisation ne peut intervenir, soit en totalité soit en partie, fournir au Fonds la preuve du dépôt sur un compte séquestre auprès d'une banque acceptable par le Fonds, des ressources destinées au financement de ces opérations.

5.2.4 Engagements : L'Emprunteur s'engage à :

1. ne pas démarrer des travaux sur une zone concernée sans que les personnes affectées sur cette zone aient été complètement indemnisées,
2. mettre en œuvre le Plan de gestion environnementale et sociale (PGES), ainsi que, si applicable, tout autre plan d'indemnisation des personnes affectées par le Projet, conformément aux règles et procédures du Fonds en la matière ; et
3. mettre en œuvre, sur une période de 3 à 7 ans, le plan d'action de redressement de la société nationale d'électricité (Electra), conformément au rapport de l'étude réalisée en juin 2011.

5.3. Conformité avec les politiques de la Banque

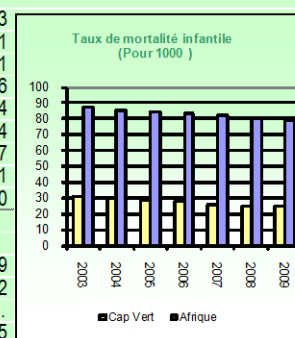
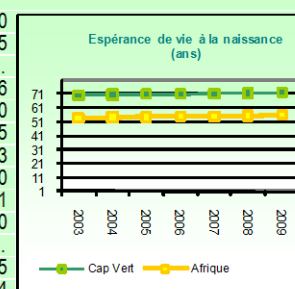
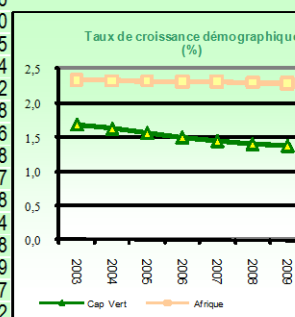
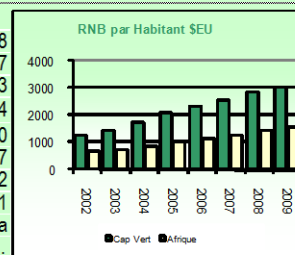
5.3.1 Ce projet est conforme à toutes les politiques applicables de la Banque.

VI – RECOMMANDATION

6.1 La Direction recommande que le Conseil d'Administration approuve la proposition d'un prêt FAD de 8,42 MUC au Cap Vert pour le financement du projet de développement du système de transmission et de distribution de l'électricité selon les conditions énoncées dans le présent rapport.

Appendice I. Indicateurs socio-économiques comparatifs du pays

	Année	Cap Vert	Afrique	Pays en Développement	Pays Développés
Indicateurs de Base					
Superficie ('000 Km ²)		4	30 323	80 976	54 658
Population totale (millions)	2010	,5	1 031	5 659	1 117
Population urbaine (% of Total)	2010	61,1	39,9	45,1	77,3
Densité de la population (au Km ²)	2010	127,1	34,0	69,9	20,4
Revenu national brut (RNB) par Habitant (\$ EU)	2009	3 010	1 525	2 968	37 990
Participation de la Population Active - Total (%)	2010	43,2	40,1	61,8	60,7
Participation de la Population Active - Femmes (%)	2010	43,4	41,0	49,1	52,2
Valeur de l'Indice sexospécifique de dévelop. hum.	2007	0,701	0,433	0,694	0,911
Indice de développement humain (rang sur 169 pa)	2010	118	n.a	n.a	n.a
Population vivant en dessous de \$ 1 par Jour (%)	2005-08	...	42,3	25,2	...
Indicateurs Démographiques					
Taux d'accroissement de la population totale (%)	2010	1,4	2,3	1,3	0,6
Taux d'accroissement de la population urbaine (%)	2010	2,5	3,4	2,4	1,0
Population âgée de moins de 15 ans (%)	2010	35,5	40,3	29,0	17,5
Population âgée de 65 ans et plus (%)	2010	4,8	3,8	6,0	15,4
Taux de dépendance (%)	2010	65,5	77,6	55,4	49,2
Rapport de Masculinité (hommes pour 100 femmes)	2010	91,7	99,5	93,5	94,8
Population féminine de 15 à 49 ans (%)	2010	27,4	24,4	49,4	50,6
Espérance de vie à la naissance - ensemble (ans)	2010	71,9	56,0	67,1	79,8
Espérance de vie à la naissance - femmes (ans)	2010	74,3	57,1	69,1	82,7
Taux brut de natalité (pour 1000)	2010	23,4	34,2	21,4	11,8
Taux brut de mortalité (pour 1000)	2010	4,8	12,6	8,2	8,4
Taux de mortalité infantile (pour 1000)	2010	23,4	78,6	46,9	5,8
Taux de mortalité des moins de 5 ans (pour 1000)	2010	27,6	127,2	66,5	6,9
Indice synthétique de fécondité (par femme)	2010	2,6	4,4	2,7	1,7
Taux de mortalité maternelle (pour 100000)	2008	94,0	530,2	290,0	15,2
Femmes utilisant des méthodes contraceptives (%)	2006	30,8	...	61,0	...
Indicateurs de Santé et de Nutrition					
Nombre de médecins (pour 100000 habitants)	2008	57,0	58,3	109,5	286,0
Nombre d'infirmières (pour 100000 habitants)	2008	143,2	113,3	204,0	786,5
Naissances assistées par un personnel de santé q	2005-07	77,5	50,2	64,1	...
Accès à l'eau salubre (% de la population)	2008	84,0	64,5	84,3	99,6
Accès aux services de santé (% de la population)	2005-07	...	65,4	80,0	100,0
Accès aux services sanitaires (% de la population)	2008	54,0	41,0	53,6	99,5
Pourcent. d'adultes de 15-49 ans vivant avec le VIH	2006	0,9	4,9	0,9	0,3
Incidence de la tuberculose (pour 100000)	2009	148,0	294,9	161,0	14,0
Enfants vaccinés contre la tuberculose (%)	2009	76,0	79,9	81,0	95,1
Enfants vaccinés contre la rougeole (%)	2009	72,0	71,1	80,7	93,0
Insuffisance pondérale des moins de 5 ans (%)	2005-08	...	30,9	22,4	...
Apport journalier en calorie par habitant	2007	2 572	2 465	2 675	3 285
Dépenses publiques de santé (en % du PIB)	2008	4,3	5,7	2,9	7,4
Indicateurs d'Education					
Taux brut de scolarisation au (%)					
Primaire - Total	2009	98,1	102,7	107,2	101,3
Primaire - Filles	2009	94,4	99,0	109,2	101,1
Secondaire - Total	2009	81,5	37,8	62,9	100,1
Secondaire - Filles	2009	88,2	33,8	61,3	99,6
Personnel enseignant féminin au primaire (% du tot)	2009	67,1	47,0	60,5	81,4
Alphabétisme des adultes - Total (%)	2008	84,1	64,8	80,3	98,4
Alphabétisme des adultes - Hommes (%)	2008	89,6	74,0	86,0	98,7
Alphabétisme des adultes - Femmes (%)	2008	79,3	55,9	74,8	98,1
Dépenses d'éducation en % du PIB	2009	4,9	4,6	3,8	5,0
Indicateurs d'Environnement					
Terres arables en % de la superficie totale	2008	16,1	7,8	10,6	10,9
Taux annuel de déforestation (%)	2005-09	...	0,7	0,4	-0,2
Taux annuel de reboisement (%)	2005-09	...	10,9
Emissions du CO2 par habitant (tonnes métriques)	2009	0,7	1,1	2,9	12,5



Source : Base des données du Département des Statistiques de la BAD;

dernière mise à jour:

Mai 2011

Appendice II. Tableau du portefeuille de la BAD dans le pays

Projet	Description	Secteur	Montant Financé par la Banque	Date Approbation	Date mise en vigueur	Date de dernier décaissement	Taux de décaissement	Note d'évaluation
Le projet de renforcement des capacités de production, transport et distribution d'électricité sur l'île de Santiago	Le projet a pour objectif améliorer la qualité de la fourniture d'électricité sur l'île de Santiago en (i) facilitant la réalisation de nouveaux branchements ; (ii) améliorant la qualité de service dans les principales municipalités du Nord de Santiago et (iii) en contribuant à la réduction du coût de l'électricité.	Electricité	4,8 Millions UC	Mars 2008	Décembre 2008	2011	61,43%	N/A
Le projet éolien Cabéolica	Le projet consiste en la conception, construction, l'exploitation et l'entretien de parcs éoliens terrestres sur quatre îles (Santiago, São Vicente, Sal et Boavista). Le projet apportera une capacité de production d'électricité de plus de 28 MW et aidera à l'archipel à atteindre son objectif ambitieux de produire 25% de l'électricité locale à partir des sources d'énergie renouvelables d'ici 2012	Electricité	12,9 Millions UC	Mai 2010	Décembre 2010	2011	65%	4

Appendice III. Principaux projets connexes financés par la Banque et d'autres partenaires au développement du pays

Nom du projet	Objet du projet	Bailleurs	Montant (M€) Investi	Période Mise en oeuvre
Renforcement des capacités énergétiques	Renforcement des capacités de production, transport et distribution d'électricité sur île de Santiago (extension de la centrale de palmarejo, construction de réseaux)	BAD/JICA/BIDC/Etat de Cap Vert	43,89	2008/2012
Construction centrales solaires	Construction de deux centrales solaires photovoltaïques à Santiago et Sal	Etats du Cap Vert (10%) et Portugal (90%)	34,2	achevé
Projet pilote de Fogo	Construction Centrale pilote photovoltaïque pour localité de Cha Das Caldeiras	Etats du Cap Vert (10%) et Portugal(90%)	2,1	2012
Constructions de parcs éoliens	Construction parcs éoliens de Santiago,Sao Vicente, Sal et Bao Vista	BEI/BAD/ FINFUND, Infra Co	63,3	2008-2011
Réhabilitation système électrique	Réhabilitation du système prouction/distribution dans les îles de Santo Antao, Fogo, Sao Nicaulo et Boavista	Etat du Cap vert (50%) et Hollande (50%)	24,51	2011-2013
Fourniture équipements électriques	Fourniture équipements électriques réseaux MT/BT à Praia	Etat du Cap Vert (10%) et Etat du Portugal (90%)	0,91	2011-2013
TOTAL(M€)			168,91	

Appendice IV. Carte de la zone du projet



CAP VERT

PROJET DE DEVELOPPEMENT DU SYSTEME DE TRANSMISSION ET DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE

RESULTATS DES NEGOCIATIONS

Les négociations relatives à l'octroi d'un Prêt FAD à la République du CAP VERT pour le projet de développement du système de transmission et de distribution de l'électricité, ont eu lieu les 22 et 23 septembre 2011, à l'Agence de Relocalisation Temporaire de la Banque Africaine de Développement à Tunis en Tunisie, entre une Délégation capverdienne, d'une part ; et du Groupe de la Banque Africaine de Développement (BAD/FAD), d'autre part.

Rapport d'évaluation

Les parties sont tombées d'accord sur les principaux aspects du projet tels que présentés dans le rapport d'évaluation du projet.

Accord de prêt

Les textes convenus pour l'Accord de Prêt ont été paraphés et signés par les deux parties.