

BANQUE AFRICAINE DE DÉVELOPPEMENT



RÉPUBLIQUE TUNISIENNE

PROJET D'ÉLECTRIFICATION RURALE

ÉLECTRICITÉ VI

RAPPORT D'ACHÈVEMENT

TABLE DES MATIERES

	Pages
RESUME ANALYTIQUE ET DONNEES DE BASE	i - v
MATRICE DE PROJET	vi
1 <u>INTRODUCTION</u>	1
2 <u>OBJECTIFS ET FORMULATION DU PROJET</u>	1
2.1 Objectifs	1
2.2 Description	2
2.3 Origine	2
2.4 Préparation, évaluation, négociation et approbation	2
3 <u>EXECUTION DU PROJET</u>	2
3.1 Entrée en vigueur et démarrage	2
3.2 Modifications	3
3.3 Calendrier d'exécution	3
3.4 Rapports	4
3.5 Passation des marchés	4
3.6 Sources de financement et décaissements	5
4 <u>PERFORMANCE DU PROJET</u>	6
4.1 Evaluation globale	6
4.2 Résultats d'exploitation	6
4.3 Performance institutionnelle	7
4.4 Performance financière	10
4.5 Performance économique	12
5 <u>INCIDENCE SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE DU PROJET</u>	13
5.1 Incidence sociale	13
5.2 Incidence environnementale du projet	14
6 <u>VIABILITE DU PROJET</u>	15
7 <u>PERFORMANCE DE LA BANQUE, DE L'EMPRUNTEUR ET DES AUTRES CO-FINANCIERS</u>	15
7.1 Performance de la Banque	15
7.2 Performance de l'Emprunteur et de l'organe d'exécution	15
7.3 Performance des autres co-financiers	16
8 <u>PERFORMANCE GLOBALE ET NOTATION</u>	16
9 <u>CONCLUSIONS, ENSEIGNEMENTS ET RECOMMANDATIONS</u>	16
9.1 Conclusions	16
9.2 Enseignements	17
9.3 Recommandations	17

LISTE DES ANNEXES

N° Annexe	Titre	Nombre de pages
Annexe 1	Tunisie-Evolution du taux d'électrification e milieu rural	1
Annexe 2	Les composantes du projet	2
Annexe 3	Marchés de fournitures d'équipements financés par la BAD	2
Annexe 4	Financement et réalisations du projet	2
Annexe 5	Hypothèses adoptées pour le calcul de rentabilité du projet	3
Annexe 6	Analyse économique du projet	3
Annexe 7	Evaluation et notation de la performance	2
Annexe 8	Matrice des recommandations et des mesures de suivi	1
Annexe 9	Liste des documents utilisés	1

Ce rapport a été rédigé par Messieurs M. B. SALAWOU, Analyste financier supérieur à OINF.3 (Chargé de projet), M. de MONTGOLFIER, Consultant Analyste financier et A. B. SEMANOU, Consultant, Ingénieur électricien, suite à la mission qu'ils ont effectuée en Tunisie du 13 au 27 mars 2006. Toute question relative à ce rapport pourra être adressée à Messieurs : G. MBESHERUBUSA, Directeur OINF (Poste 2034) ; A. T. DIALLO, Chef de division, OINF.3 (Poste 2125) et M. B. SALAWOU, Analyste financier supérieur OINF.3, Chargé de projet (Poste 3077).

EQUIVALENCES, SIGLES ET ABREVIATIONS

EQUIVALENCES MONETAIRES

<u>Monnaie</u>	<u>Evaluation (Février 1999)</u>	<u>Achèvement (Juin 2005)</u>
1 Unité de compte (UC)	1,55020 TND	1,90519
	1,38977 USD	1,49890
	1,22081 EURO	1,17765

UNITES DE MESURE

1 ha	=	Hectare	=	10 000 m ²
1 km	=	Kilomètre	=	1 000 mètres (m)
1 km ²	=	Kilomètre carré	=	1 000 000 m ²
1 kV	=	Kilovolt	=	1 000 volts (V)
1 kVA	=	Kilovolt Ampère	=	1 000 voltampères (VA)
1 kVAr	=	Kilovolt Ampère réactif	=	1 000 voltampères réactifs (VAr)
1 kW	=	Kilowatt	=	1 000 watts (W)
1 MVA	=	Mégavolt Ampère	=	1 000 kVA
1 MVAr	=	Mégavolt Ampère réactif	=	1 000 kVAr
1 MW	=	Mégawatt	=	1 000 kW
1 kWh	=	Kilowatt-heure	=	1 000 Watt-heures (Wh)
1 MWh	=	Mégawatt-heure	=	1 000 kWh
1 GWh	=	Gigawatt-heure	=	1 000 000 kWh
1 KEP	=	Kilog. équiv. pétrole	=	1 000 Equivalent-pétroles (EP)
1 TEP	=	Tonne équiv. Pétrole	=	1 000 KEP
1 GWh	=	283 TEP		

SIGLES ET ABREVIATIONS

BAD	=	Banque africaine de développement
BT	=	Basse tension
CGDR	=	Commissariat Général du Développement Régional
ESMAP	=	Energy Sector Management Assistance Programme
TND	=	Dinar Tunisien
HT	=	Haute tension
MDCI	=	Ministère du Développement et de la Coopération internationale
MT	=	Moyenne tension
PDRI	=	Programme de Développement Rural Intégré
PME	=	Petites et moyennes entreprises
PRD	=	Programme Régional de Développement
PIB	=	Produit intérieur brut
PNB	=	Produit national brut
STEG	=	Société tunisienne de l'électricité et du gaz
TAG	=	Turbine à gaz
TV	=	Turbine à vapeur
TRIE	=	Taux de rentabilité interne économique
TRI	=	Taux de rentabilité interne

Année fiscale : 1^{er} janvier - 31 décembre

RESUME ANALYTIQUE

1. Dans le cadre de sa politique globale d'aménagement du territoire visant entre autres à réduire les disparités économiques entre les différentes régions du pays et à un partage plus équitable des fruits de la croissance économique, la Tunisie a entrepris à la fin des années 70, la réalisation d'un vaste programme d'électrification rurale afin d'apporter le bien être de l'électricité à près de la moitié de la population du pays qui vivait dans les zones rurales dont près de 6% avaient accès à l'électricité. Ce programme a toujours été inscrit au rang des priorités dans les plans nationaux successifs de développement. Depuis 1979, la Banque apporte son soutien au financement de ce programme et elle a participé à ce titre, au financement de six projets d'électrification rurale dont le projet Electricité VI, objet du présent rapport d'achèvement. Au total, les interventions de la Banque dans le sous-secteur de l'électricité en Tunisie s'élèvent à 207,31 millions d'UC.

2. Le projet Electricité VI avait pour objectif sectoriel l'amélioration des conditions de vie des populations et le développement économique et social des zones rurales ; son objectif spécifique était d'électrifier près de 1.000 localités rurales en raccordant quelque 45 000 abonnés BT et 320 pompes afin d'accroître le taux d'électrification rurale du pays qui devrait passer de 83% en 1998 à 90% à la fin du projet. A l'achèvement du projet fin juin 2005, l'objectif de raccordement BT a été atteint et même dépassé d'environ 17% puisque 52.738 raccordements ont été réalisés contre les 45.320 prévus. Le projet a contribué pour plus d'un tiers à l'augmentation du taux d'électrification rurale, qui est finalement passé de 86,9% en 1999 à 97,3% en 2004. L'accroissement du nombre des abonnés ruraux sur la période du projet, qui a été d'environ 5% par an, est nettement supérieur à celui de la population rurale (estimation disponible seulement sur 1999-2003, de 1,9% par an en moyenne). Le taux d'électrification global du pays est passé de 94,2% à 99% entre 1999 et 2004.

3. Ce projet a été réalisé sur une période de six (6) ans de juin 1999 à fin juin 2005 au lieu de trois ans et demi. Il s'est achevé avec deux ans et demi de retard par rapport au calendrier établi à l'évaluation. Ce retard peut s'expliquer par i) l'actualisation des bordereaux de prix contrat cadre qui a nécessité le lancement d'appels d'offres sur les travaux similaires ; ii) l'approbation de la liste des villages par la Commission nationale d'électrification rurale qui se réunit deux fois dans l'année ; iii) l'augmentation de la taille du projet ; iv) l'élasticité de la demande de raccordements; v) la mobilité des membres de la cellule du projet.

4. A l'achèvement, le coût total du projet est estimé à 119,23 millions TND contre 100,10 à l'évaluation, soit une augmentation de 19,11%. Le surcoût de près de 19% occasionné par ce dépassement a été entièrement couvert par la STEG et les bénéficiaires. Près des trois quarts de l'augmentation des coûts s'expliquent principalement par la dépréciation sur ces six années de la monnaie tunisienne par rapport au dollar américain, pris comme devise de référence dans l'accord de prêt. Le reste s'explique par l'accroissement du nombre des raccordements BT ainsi qu'à celui des installations associées à savoir lignes MT, BT et postes MT/BT.

5. Le projet s'inscrit en ligne directe avec les précédents projets d'électrification rurale. Il a été, comme ses prédécesseurs, intégré dans les Plans nationaux de développement, en l'occurrence le IXème Plan 1997-2001 et le Xème 2002-2006. Il a bénéficié, à ce titre, du jeu des mécanismes de coordination régionale et locale des différents programmes sectoriels et thématiques, ce qui a permis de faire jouer à plein les effets d'entraînement liés à l'accès à l'électricité.

6. Dans les régions bénéficiaires, les conditions de vie des ménages ruraux se sont améliorées grâce au confort quotidien apporté par l'électrification des logements. Les familles ont également profité des améliorations des services sociaux de base que le raccordement des établissements scolaires, des centres de soins, des locaux culturels ou encore des centres d'alphabétisation a entraînés. La disponibilité de services de meilleure qualité et les nouvelles perspectives économiques associées dans les esprits à l'arrivée du courant ont incité des actifs à se réinstaller dans les zones rurales et ont ralenti, parfois même inversé, l'exode vers les centres urbains.

7. De nouvelles activités se sont effectivement développées autour des regroupements villageois, allant des services tels que des ateliers de couture, des coiffeurs ou des centres de communication aux petits métiers comme les forgerons ou menuisiers, les ateliers d'entretien et de réparation ou tous ceux qui sont liés à la commercialisation et à la transformation des produits de l'élevage et de la culture.

8. Les femmes ont, grâce à l'électricité, connu une amélioration de leurs conditions de vie. Elles ont pu dégager plus de temps pour leurs propres loisirs ainsi que pour leurs enfants qui, de leur côté, ont eu plus de facilités pour réviser leurs cours. La conservation des médicaments et des produits alimentaires a permis à la femme rurale de mieux satisfaire les besoins familiaux correspondants. Elle a aussi pu, grâce à l'information et aux échanges créés par les nouveaux modes de communication, suivre des programmes d'alphabétisation et accéder à une plus grande ouverture sur le monde.

9. Tous ces effets conjugués ont eu des conséquences positives sur l'environnement social et économique. La comparaison des avantages tirés par la collectivité de l'installation du projet par rapport à une situation maintenue sans projet tourne manifestement au crédit de la solution choisie. En reprenant comme taux d'actualisation les 12% retenus par le IX^{ème} et le X^{ème} Plans, la Valeur ajoutée Nette des coûts supportés dans la situation sans projet est nettement supérieure à celle de la situation avec projet.

10. Le projet est classé en catégorie environnementale II. Il a peu d'impacts négatifs directs sur l'environnement, en dehors des altérations apportées à l'esthétique dans les zones traversées par les lignes aériennes MT et BT. Le projet, pour avoir permis d'accroître la consommation d'électricité, a contribué à augmenter le taux d'émission d'oxydes de carbone lié à tout kWh produit ; il n'a pas dégradé la flore ni la faune. Les campagnes régulières de sensibilisation organisées par la STEG ont permis de faire prendre conscience du danger potentiel que représente une ligne électrique.

11. A l'évaluation, un taux de rentabilité économique, TRIE, avait été dégagé sur la base des avantages comparatifs du projet ou du statu quo pour la collectivité. Le taux calculé à l'époque atteignait la valeur de 9,4%. Sur la base des mêmes hypothèses mais réactualisées par les données réelles du projet et par certaines précisions apportées aux coûts unitaires, le TRIE ressort à l'achèvement à 12,3%. Ce taux est très satisfaisant et il n'est affecté qu'à la marge par les tests de sensibilité, notamment sur une augmentation des coûts d'exploitation de 10% ou une baisse de la consommation de 10% (et les deux combinées). Le taux de rentabilité financière s'était révélé négatif lors de l'évaluation et l'achèvement a confirmé ce constat qui avait en 1999 amené l'Etat à être l'emprunteur et à prendre en charge la totalité du service de la dette.

DONNEES DE BASE DE PROJET

1. Numéro du prêt : B/TUN/ELC-6/RUR/99/66
 2. Emprunteur : Gouvernement de la République tunisienne
 3. Bénéficiaire : Société tunisienne de l'électricité et du gaz
 4. Organe d'exécution : Société tunisienne de l'électricité et du gaz

A. PRET

		Estimation à l'évaluation	Réelle
1	Montant (en millions USD)	62,96	62,96
2	Taux d'intérêt	Flottant	Flottant
3	Périodes de remboursement	15 ans	15 ans
4	Différé d'amortissement	5 ans	5 ans
5	Date de négociations du prêt	-	Fin mai 1999
6	Date d'approbation du prêt	Juin 1999	9/06/99
7	Date de signature du prêt	-	11/06/99
8	Date de mise en vigueur	-	29/12/99

B. DONNEES DU PROJET

1. Coût total (en millions TND)

	Estimation à l'évaluation	Réelle	Ecart	Ecart (%)
Devises	70,23	84,18	13,95	19,8
Mon. loc.	29,87	35,05	5,18	17,34
Total	100,10	119,23	19,13	19,11

2. Plan de financement (en millions TND)

Sources	Estimation à l'évaluation			Réelle			Ecart	
	Devises	M. Loc.	Total	Devises	M. Loc.	Total	Valeur	%
BAD	70,23	-	70,23	84,18	-	84,18	13,95	19,86
Gouvernement	-	10,82	10,82	-	10,525	10,52	(0,29)	(2,68)
Bénéficiaires	-	8,90	8,90	-	12,096	12,09	3,59	40,33
STEG	-	10,15	10,15	-	12,429	12,42	2,27	22,36
Total	70,23	29,87	100,10	84,18	35,05	119,23	19,13	19,11

	Dates-clé	Evaluation	Achèvement	Ecart (en mois)
3.	Date premier décaissement	2000	27/02/2001	14
4.	Date dernier décaissement	31/12/2003	02/06/2005	18
5.	Début d'exécution	Juin 1999	Juin 1999	-
6.	Fin d'exécution	Décembre 2002	Juin 2005	30

C. INDICATEURS DE PERFORMANCE

1.	Dépassement des coûts	:	+ 19,11 %
2.	Retard par rapport au calendrier (%)		
	- Décalage par rapport à l'entrée en vigueur	:	Pas de retard
	- Décalage par rapport à la date d'achèvement	:	+ 71%
	- Décalage par rapport au dernier décaissement	:	+ 62,5%
	- Nombre de prorogations de la date limite de dernier décaissement	:	2
3.	Etat d'exécution du projet	:	Achevé
4.	Liste des indicateurs vérifiables et niveaux d'achèvement (en %/aux niveaux prévus)		
	- Alimentation en électricité de 52 657 ménages contre 45 000 prévus	:	+ 17%
	- Apport de l'électricité à une population de près de 263.000 habitants contre 225 000 habitants	:	+ 17%
	- Alimentation en électricité de 81 pompes contre 320 prévus	:	- 75%
	- Accroissement du taux d'électrification rurale du pays de 86,9% en 1999 à 97,3% en 2004 contre 83% en 98 à 90% en 2002	:	+ 11,9%
	- Accroissement du taux d'électrification du pays de 94,2% en 1999 à 99% en 2004 contre 93% en 98 à 86% en 2002	:	+ 5,09%
5.	Performance institutionnelle	:	Satisfaisante
6.	Performances des fournisseurs d'équipements	:	Satisfaisante
7.	Performance des entreprises	:	Satisfaisante
8.	Taux de rentabilité économique (%) :		
	- A l'évaluation	:	+ 9,4%
	- A l'achèvement	:	+ 12,3%

D. MISSIONS

Missions	Dates	Nbre de personnes	Composition	Personnes-jours	
Evaluation	:	Fév. 1999	3	1 Ing. électricien	14
				1 Analyste financier	14
				1 Environnementaliste	14
Supervision	:	8/10/00 - 20/10/00	2	1 Ing. électricien	12
				1 Analyste financier	12
		19/03/01 - 2/04/01	1	1 Ing. électricien	12
		2/07/02 - 15/07/01	1	1 Ing. électricien	14
		10/12/02 - 24/12/02	1	1 Ing. électricien	15
		28/07/03 - 8/08/03	2	1 Ing. Electricien	12
				1 Analyste financier	12
		19/04/04 - 30/04/04	2	1 Ing. Electricien	12
		1 Analyste financier	12		
4/07/05 - 9/07/05	2	1 Ing. Electricien	5		
		1 Analyste financier	5		
Achèvement	:	13 - 28/03/06	3	1 Ing. électricien	15
				1 Analyste financier	15
				1 Analyste financier	7
Total			17	202	

E. DECAISEMENTS

1. Décaissements par sources de financement (en millions TND)

Sources	Evaluation	Achèvement	Différence	%
BAD	70,23	84,18	13,95	19,86
Gouvernement	10,82	19,52	(0,29)	(2,68)
Bénéficiaires	8,90	12,09	3,59	40,33
STEG	10,15	12,42	2,27	22,36
Total	100,10	119,23	19,13	19,11

2. Décaissements du prêt (en millions USD)

BAD	Evaluation	Réel	Pourcentage
Total décaissé	62,96	62,96	100%
Annulation	0	0	0%

3. Calendrier de décaissement du prêt (en millions USD)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TOTAL
Prévu	3,75	24,16	24,14	10,91	-	-	-	62,96
Réalisé	-	-	7,31	23,79	20,31	9,52	2,00	62,96
%	0	0	11,62	37,80	32,26	15,13	3,19	100

4. Calendrier de décaissement par sources de financement (en millions UC)

	Evaluation (en million UC)							
	UC = 1,55020 TND							
Sources	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total
BAD	2,7	17,38	17,37	7,85	-	-	-	45,3
Autres	3,8	5,3	5,3	4,87	-	-	-	19,27
Total	6,5	22,68	22,67	12,72	-	-	-	64,57

Achèvement (en million UC)

UC=1,90519 TND

Sources	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total
BAD	0,00	0,00	5,54	17,63	13,54	6,18	1,29	44,19
Autres	0,02	0,01	13,23	1,77	-2,27	1,95	3,68	18,40
Total	0,02	0,01	18,78	19,40	11,27	8,14	4,98	62,58

F. FOURNISSEURS D'EQUIPEMENTS/ ENTREPRENEURS

La liste des marchés de fournitures d'équipements financés par la Banque est présentée à l'annexe 3.

G. CONSULTANT

Le recours à un consultant extérieur n'était pas prévu à l'évaluation. Les études d'exécution ainsi que le contrôle et la surveillance des travaux ont été effectués par le personnel des services des études et travaux des Districts de la STEG concernés par le projet.

MATRICE DU PROJET

Titre du Projet : Tunisie - Projet d'électrification rurale (Electricité VI)
 Date d'achèvement : 2005
 Equipe de conception : M. SALAWOU - M. de MONTGOLFIER - A.SEMANOU

<i>Hiérarchie des objectifs (HO)</i>	<i>Indicateurs objectivement vérifiables (IOV)</i>		<i>Moyens de vérification (MdV)</i>	<i>Présuppositions/risques importants</i>
Objectif sectoriel	A l'évaluation	Réel		(Objectif sectoriel à objectif global)
1. Amélioration des conditions de vie des populations et développement socio-économique des zones rurales du pays	1.1 Augmentation du nombre de ménages, des écoles et des centres de santé ruraux électrifiés (90%) 1.2 Accroissement des revenus des populations rurales	1.1 Augmentation du nombre de ménages, des écoles et des centres de santé ruraux électrifiés (97,3%) 1.2 Accroissement des revenus des populations rurales	1.1 Rapports annuels de la STEG 1.2 Publications de l'Institut national des statistiques	
Objectif du projet :				(Objectif projet à objectif sectoriel) :
1 Electrification de près de 1 000 villages et localités et raccordement de 45 320 abonnés (45 000 logements et 320 pompages) 2 Accroissement du taux d'électrification rurale du pays.	Au 31/12/2002 1.1 Près de 1 000 localités électrifiées 1.2 45 000 ménages et 320 pompages raccordés. 1.3 Taux d'électrification rurale du pays : 90%	Fin juin 2005 1.1 Près de 1 700 localités électrifiées 1.2 Au total 52 576 logements et 81 pompages raccordés. 1.3 Taux d'électrification rurale : 97,3%	1.1 Rapports annuels de la STEG et rapports de supervision de la Banque 1.2 Statistiques nationales 1.3 Rapports d'avancement 1.4 Rapports d'achèvement	1 Les estimations de la demande de raccordement domestiques et de pompages sont réalistes 2 Le parc de production et le réseau de transport soutiennent durablement l'accroissement de la consommation
Réalisations				(résultats à objectif du projet)
1 Extension des réseaux MT par la construction de 2 800 km de lignes aériennes 30 kV et 17,5 kV 2 Construction de 2 820 postes de distribution MT/BT 3 Construction de 4 800 km de lignes BT 4 Réalisation de 45 320 nouveaux raccordements BT	1.1 Au 31/12/2002 : i) 2 800 km de lignes MT réalisés ii) 2 820 postes MT/BT montés iii) 4 800 km de lignes BT réalisés iv) 45 320 nouveaux abonnés BT raccordés	1.2 Au 30/06/2005 : i) 3 468 km de lignes MT réalisés ii) 4 547 postes MT/BT montés iii) 6 775 km de lignes BT réalisés iv) 52 738 nouveaux abonnés BT raccordés	1.1 Rapports d'exécution du projet 1.2 Rapports de missions de supervision de la Banque 1.3 Rapport d'achèvement de projet de l'Emprunteur et de la Banque	1 Respect des engagements pris par tous les partenaires pour boucler le plan de financement du projet (BAD, Gouvernement, Bénéficiaires et STEG)
Activités				(Activités à résultats)
1.1 Etudes d'exécution et élaboration des dossiers d'appels d'offres, attribution des marchés, construction 1.2 Acquisition de matériels 1.3 Supervision et contrôle des travaux 1.4 Réception et mises sous tension des installations	1 Ressources (en mio USD) Prêt BAD : 62,93 Gouvernement : 9,70 Bénéficiaires : 7,98 STEG : 9,10 Total 89,74	1 Ressources (en. mio USD) Prêt BAD : 62,96 Gouvernement : 8,28 Bénéficiaires : 12,04 STEG : 10,51 Total : 93,79	1.1 Contrats signés et mis en vigueur 1.2 Rapports d'exécution du projet 1.3 Rapport de supervision de la Banque. 1.4 Rapports d'achèvement	1.1 Les études et le calendrier d'exécution sont réalistes 1.2 Situation financière de la STEG saine

1. INTRODUCTION

1.1 Depuis le milieu des années 70, la Tunisie a entrepris une politique volontariste d'aménagement du territoire visant entre autres à réduire les disparités de développement économique entre les différentes régions du pays, par une répartition géographique plus équitable des dividendes de la croissance économique. Le gouvernement tunisien se fixa notamment comme objectif prioritaire l'électrification des zones rurales afin d'améliorer les conditions et le cadre de vie des populations dans ces zones et de freiner ainsi l'exode rural. En effet en 1976, près de la moitié de la population tunisienne vivait dans les zones rurales dont près de 6 % avait accès à l'électricité.

1.2 Afin de mettre en œuvre cette politique, le Gouvernement tunisien a approché la Banque en 1978 pour solliciter son appui au programme d'électrification rurale inscrit dans le 5^{ème} plan de développement économique et social (1977-1981). Le concours de la Banque initié en 1979 avec le financement du projet d'électrification rurale dans les Gouvernorats de Sfax et de Gafsa dans le sud tunisien (Electricité I), s'est poursuivi dans le cadre des 6^{ème}, 7^{ème}, 8^{ème} plans avec les projets d'électrification rurale dans les gouvernorats de Gabès, Gafsa, Tozeur, Médenine et Tataouine (Electricité II) en 1981, le projet d'électrification urbaine (Electricité III) en 1984 et les projets d'électrification rurale (Electricité IV, V et VI) couvrant les zones rurales de l'ensemble du pays en 1989, 1993 et 1999. Le montant total des interventions de la Banque pour ces six (6) projets est de 143,92 millions d'UC dont 123,25 millions d'UC pour les cinq projets d'électrification rurale et 20,67 millions d'UC pour le projet d'électrification urbaine.

1.3 Les quatre premiers projets d'électrification rurale (Electricité I, II, IV et V) sont achevés et ont permis l'électrification de près de 4.000 villages et localités rurales, l'alimentation en électricité de plus de 246.000 familles, soit une population de près de 1,5 millions d'habitants et le raccordement de 2 245 pompages pour l'irrigation. Ils contribuèrent ainsi à l'accroissement du taux d'électrification rurale de la Tunisie de 6% en 1976 à 86,9% en 1999. Le projet Electricité VI qui fait l'objet du présent rapport d'achèvement a encore amélioré le taux d'électrification rurale du pays qui a atteint 97,3% à fin décembre 2004. Le projet d'électrification urbaine (Electricité III) a, quant à lui, permis d'alimenter en électricité près de 215.000 familles réparties sur tout le territoire national. Les six projets ont contribué à faire progresser l'électrification du pays pour atteindre un taux de 97,3% dans le milieu rural et 99% pour l'ensemble du pays.

1.4 Le présent rapport d'achèvement de projet a été élaboré sur la base des rapports de supervision de la Banque, des rapports d'activités, des rapports d'audit externe et du rapport d'achèvement de l'organe d'exécution du projet, la Société tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG) ainsi que des données et documents collectés lors de la mission d'achèvement de projet effectuée en Tunisie en mars 2006.

2. OBJECTIFS ET FORMULATION DU PROJET

2.1 Objectifs

2.1.1 Le projet d'électrification rurale (Electricité VI) fait partie des actions prioritaires entreprises par le Gouvernement tunisien dans le cadre du 9^{ème} plan de développement économique et social (1997-2001) du pays. Il s'inscrit dans le cadre des orientations de la politique globale d'aménagement du territoire adoptée par le gouvernement au milieu des années 70 et qui avait retenu l'électrification rurale comme action prioritaire à réaliser par les plans de développement économique et social du pays. Il a pour objectif sectoriel i) l'amélioration des conditions de vie des populations des zones rurales et ii) la réduction de l'exode rural et la substitution par l'électricité des sources traditionnelles nocives à l'environnement.

2.1.2 L'objectif spécifique du projet était l'électrification de près de 1 000 localités ou groupes d'habitations et le raccordement de 45 000 ménages et 320 pompages d'irrigation dans les zones rurales de l'ensemble du pays. Le projet devait permettre d'accroître l'utilisation de l'énergie électrique par les ménages ruraux et de développer les périmètres agricoles irrigués. Il devait

contribuer à faire progresser le taux d'électrification rurale du pays de 83% en 1998 à 90% et du taux national d'électrification de 93% en 1998 à 96%.

2.2 Description

Le projet devait permettre de réaliser : (i) 2.800 km de lignes aériennes triphasées 30 kV et monophasées 17,5 kV; (ii) 2.820 postes de distribution MT/BT; (iii) 4.800 km de lignes BT; (iv) le raccordement de 45.000 abonnés domestiques et de 320 motopompes BT; et (v) l'amélioration de l'exploitation des réseaux MT et BT ainsi que de la relève de la consommation des abonnés BT dans les zones rurales. La description de ces réalisations est présentée à l'annexe 2.

2.3 Origine

2.3.1 Le projet a été initié par la STEG conformément aux orientations contenues dans le 9^{ème} plan de développement économique et social du pays ; elle a préparé les études préliminaires d'extension des réseaux dans les zones qui n'ont pas été touchées par les précédents programmes d'électrification rurale. La STEG est partie du dernier recensement de la population et de l'habitat et de ses propres archives des précédents projets pour identifier les villages et exploitations agricoles pouvant être électrifiés à moindre coût dans le cadre du 9^{ème} plan. Après validation de la liste des agglomérations auprès des bénéficiaires et du Gouvernement, la STEG a procédé ensuite à l'élaboration de l'étude de faisabilité qui a servi d'outil de dialogue entre le Gouvernement et la Banque.

2.3.2 Le programme d'électrification rurale du 9^{ème} plan arrêté à l'issue de ces études prévoyait l'alimentation en électricité de 45.000 ménages ruraux, soit une population de près de 270.000 habitants répartis dans toutes les zones rurales du pays et le raccordement de 320 pompes d'irrigation utilisant du gas-oil ou du fioul. Le coût de ce programme a été estimé sur la base d'un coût unitaire de raccordement moyen de 2000 TND par abonné. Ce coût unitaire a été utilisé pour la finalisation de la sélection des villages à électrifier lors de l'élaboration des programmes annuels d'électrification rurale à réaliser dans le cadre du projet Electricité VI.

2.4 Préparation, évaluation, négociation et approbation

Ce projet a été identifié par le pays et soumis à la Banque ; il a fait l'objet d'une préparation au cours d'une mission dépêchée sur le terrain en décembre 1998 sur la base de l'étude de faisabilité élaborée par la STEG. L'analyse rétrospective des données indique que le nombre des nouveaux abonnés a été sous-estimé tandis que celui des pompes a été surestimé. En février 1999, la Banque a procédé à l'évaluation du projet sur la base de l'étude de faisabilité, après avoir reçu la requête officielle de l'Emprunteur. L'équipe d'évaluation de la Banque était composée d'un Ingénieur électricien, d'un Analyste financier économiste et d'un Environnementaliste. Cette composition est jugée adéquate. Les négociations du prêt ont eu lieu à Abidjan à fin mai 1999. Les conclusions de la mission d'évaluation du projet et les conditionnalités proposées pour le prêt ont été acceptées par les parties. Le financement du projet a été approuvé par le Conseil d'administration de la Banque, en sa séance du 9 juin 1999.

3. EXECUTION DU PROJET

3.1 Entrée en vigueur et démarrage

3.1.1 L'Accord de prêt a été signé le 11 juin 1999. La condition préalable à l'entrée en vigueur de l'Accord concerne la satisfaction des conditions prévues à la Section 5.01 des Conditions générales Applicables aux Accords de Prêt et aux Accords de Garantie de la Banque. Cette condition a été satisfaite et l'Accord de prêt a été mis en vigueur le 28 décembre 1999, dans les limites des 6 mois requis par la Banque.

3.1.2 Les conditions préalables au premier décaissement du prêt ont été formulées de la façon suivante : L'Emprunteur devra i) communiquer à la Banque le contrat-programme pour la période 1997-2001 signé avec la STEG ; ii) fournir à la Banque la preuve de la publication du texte portant nouvelle organisation de la STEG. Ces conditions ne sont pas contraignantes dans la mesure où le contrat-programme 1997-2001 était déjà finalisé avant l'évaluation du projet en février 1999. La nouvelle organisation de la STEG était aussi à un stade très avancé ; sa publication ne posait pas de problème majeur.

3.1.3 Le projet a démarré même avant l'évaluation de la Banque. Afin de faciliter le bon déroulement des activités, l'Accord a prévu dans sa Section 2.03. b) la disposition suivante : « En application des dispositions de la Section 6.01 paragraphe (b) des Conditions générales, les dépenses relatives aux travaux du Projet engagés en 1999 et effectués après l'approbation du Prêt par le Conseil d'Administration de la Banque, seront financées sur les ressources du Prêt pour un montant maximum de 1,4 millions de Dollars EU). Cette disposition évite les retards éventuels liés à l'acquisition des composantes financées par la Banque.

3.2 Modifications

Le projet n'a pas subi de modification dans sa conception initiale ; les travaux ont été exécutés comme prévus. Néanmoins, la taille du projet a globalement augmenté entraînant deux modifications de la liste des biens et services. La première modification de la liste des biens et travaux intervenue en janvier 2003 concerne un ajustement des quantitatifs surestimés à l'évaluation ; la deuxième modification, intervenue en mai 2004 concerne le financement par la Banque du matériel d'exploitation et de gestion des abonnés. Avec l'accord de la Banque, les catégories des dépenses à l'issue de la deuxième modification se présentent comme suit :

Tableau 3.1
Tableau comparatif des coûts du projet par catégorie des dépenses
(en millions TND)

Catégorie de dépenses	Evaluation			Achèvement			Ecart	
	Monnaie		Total	Monnaie		Total	Abs	%
	Devises	Locale		Devises	locale			
(millions TND)			(millions TND)					
1. Equipements réseaux MT et BT et raccordement d'abonnés BT	51,93	15,77	67,7	65,17	19,79	84,96	17,26	25,49
2. Matériel d'exploitation et de gestion des abonnés	1,45	0	1,45	3,45	0	3,45	2,00	137,93
3. Travaux de réseaux MT et BT et raccordements d'abonnés BT	16,85	11,3	28,15	15,06	12,25	27,31	-0,84	-2,98
4. Etudes, contrôle et surveillance des travaux	0	2,8	2,8	0	3,51	3,51	0,71	25,36
Total	70,23	29,87	100,1	83,68	35,55	119,23	19,13	19,11

3.3 Calendrier d'exécution

3.3.1 Le calendrier initial d'exécution du projet prévoyait sa réalisation sur une période de trois ans et demi, de juin 1999 à décembre 2002. Le projet s'est achevé en juin 2005 accusant ainsi un retard de deux ans et demi. Ce retard peut s'expliquer par i) l'actualisation des bordereaux de prix contrat cadre qui a nécessité le lancement d'appels d'offres sur les travaux similaires ; ii) l'approbation de la liste des villages par la Commission nationale d'électrification rurale qui se réunit deux fois dans l'année ; iii) l'augmentation de la taille du projet ; iv) l'élasticité de la demande de raccordements due en partie à l'irrégularité des revenus de certains bénéficiaires ; v) la mobilité des membres de la cellule du projet.

3.3.2 Les activités liées à la réalisation du projet ont démarré en janvier 1999 par la préparation des études détaillées et des dossiers d'appel d'offres (DAO). Les premiersancements ont eu lieu le 28 mars 2000 ; la Banque a donné son accord pour les premières adjudications le 16 août 2000 et les premiers contrats d'acquisition de matériel ont été signés le 5 février 2001 après la non-objection de la Banque. Les travaux de montage ont aussitôt commencé. Précisons que les travaux du projet ont démarré avant la mise en vigueur du prêt sur les fonds propres de la STEG.

3.3.3 L'acquisition des équipements a fait l'objet de 47 appels d'offres donnant lieu à 93 marchés (38 marchés internationaux et 55 marchés nationaux, y compris un contrat-cadre). Une consultation nationale a été faite pour l'acquisition des micro-ordinateurs. Sur l'ensemble des appels d'offres, deux ont été déclarés infructueux à savoir : i) celui des terminaux de saisie portables et du matériel informatique de gestion pour cause de non-conformité aux spécifications techniques et ii) celui des connecteurs BT pour les mêmes raisons.

3.3.4 Les travaux ont fait l'objet de 49 appels d'offres qui ont donné lieu à 96 marchés ; ces marchés ont débouché sur 119 sous projets réalisés et achevés à fin juin 2005. Les travaux réalisés dans le cadre du contrat cadre (pour lesquels le coût de la main d'œuvre est inférieur à 30 000 TND) par marché ont été confiés à des entreprises sous-traitantes locales sur la base des prix contrat cadre réactualisés. En tout 1.635 marchés ont été passés par contrat cadre. Ce mode d'acquisition est une bonne pratique à encourager là où cela est faisable.

3.3.5 Les études et le contrôle des travaux ont été assurés par les équipes d'études et de travaux des régions et districts de la STEG concernés par le projet. La cellule de projet et les services centraux de la Direction ont appuyé les districts dans la gestion des marchés, le contrôle, la surveillance et la réception des travaux.

3.4 Rapports

L'agence d'exécution du projet a soumis à la Banque pendant la période d'exécution du projet quatorze (14) rapports d'activités, sept (7) rapports d'audit externe du projet, sept (7) rapports d'audit externe des états financiers et comptables de la STEG et un (1) rapport d'achèvement du projet. A mi-parcours, une périodicité trimestrielle de soumission des rapports d'activités a remplacé la périodicité semestrielle initialement convenue avec la Banque lors des négociations du prêt. Ce changement de fréquence de la soumission des rapports d'activités a été jugé nécessaire par la STEG afin de suivre au plus près l'exécution des travaux. Toutes les informations indispensables au suivi du projet par la Banque sont incluses dans ces différents rapports qui ont été jugés satisfaisants.

3.5 Passation des marchés

3.5.1 Les procédures d'acquisition de biens et travaux de la Banque ont été respectées. La durée moyenne entre la publication de l'appel d'offres et la signature du contrat de fourniture se situe entre 5 et 7 mois avec des pics de 18 mois ; les délais les plus courts observés ont été de 4,7 et 5,8 mois. Les délais les plus longs concernent les câbles et accessoires MT/BT et les sectionneurs tandis que les fers forgés, les potelets BT et micro ordinateurs enregistrent les plus courts délais. En conclusion, les procédures de la Banque pour l'acquisition des biens et travaux ont été appliquées et aucun marché n'a donné lieu à des réclamations de la part des entreprises et fournisseurs. La cellule du projet de l'Emprunteur a appliqué les critères d'analyse des offres. Cette performance a été obtenue grâce, entre autres aux contacts permanents entre la Banque et la STEG, favorisés par la délocalisation temporaire du Siège de la Banque à Tunis. Malgré cette performance, il serait bon d'envisager périodiquement et au besoin des séminaires de procédures d'acquisition au bénéfice des membres de la cellule de projet.

3.5.2 L'acquisition des travaux par contrat cadre a été bénéfique pour projet. Même si l'actualisation des bordereaux de prix de ce contrat a occasionné des retards au démarrage du projet,

ceux-ci ont été rattrapés par la suite. Ce mode d'acquisition présente certains avantages comme le gain de temps dans l'adjudication des marchés. De plus, il permet aux petites entreprises d'avoir un accès plus facile aux marchés de travaux.

3.6 Sources de financement et décaissements

3.6.1 Les sources de financement sont la Banque, le Gouvernement, les Bénéficiaires et la STEG. Le plan comparatif de financement du projet à l'évaluation et à l'achèvement se présente de la façon suivante :

Tableau 3.2
Sources de financement (millions TND)

Sources	Estimation à l'évaluation			Réelle			Ecart	
	Devises	M. Loc.	Total	Devises	M. Loc.	Total	Valeur	%
BAD	70,23	-	70,23	84,18	-	84,18	13,95	19,86
Gouvernement	-	10,82	10,82	-	10,525	10,52	(0,29)	(2,68)
Bénéficiaires	-	8,90	8,90	-	12,096	12,09	3,59	40,33
STEG	-	10,15	10,15	-	12,429	12,42	2,27	22,36
Total	70,23	29,87	100,10	84,18	35,05	119,23	19,13	19,11

3.6.2 A l'évaluation, le prêt de la Banque devait servir à financer 100% des coûts du projet en devises, soit 70,2% du coût total du projet. Le Gouvernement, les Bénéficiaires et la STEG devaient financer respectivement 10,8%, 8,9% et 10,1% des coûts du projet en monnaie locale soit 29,8% du coût total du projet. La participation des Bénéficiaires se matérialise à travers le prix de raccordement qu'ils payent : 200 TND pour un raccordement domestique et 250 TND pour un pompage. A l'achèvement, la participation de la Banque a augmenté de 19,86% en équivalent TND mais sa contribution au coût total du projet n'a pas changé, sur la base du montant de référence de l'Accord de prêt de 62,96 millions de dollars EU. La participation du Gouvernement au financement du projet a régressé de 2,68% tandis que celle des Bénéficiaires et de la STEG a progressé de 40,33% et 22,36% respectivement comme indiqué dans le tableau 3.2 ci-dessus.

Tableau 3.3
Calendrier de décaissement par sources de financement
(en millions UC)

Evaluation (en million UC)								
UC=1,55020 TND								
Sources	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total
BAD	2,7	17,38	17,37	7,85	-	-	-	45,3
Autres	3,8	5,3	5,3	4,87	-	-	-	19,27
Total	6,5	22,68	22,67	12,72	-	-	-	64,57

Achèvement (en million UC)								
UC=1,90519 TND								
Sources	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total
BAD	0,00	0,00	5,54	17,63	13,54	6,18	1,29	44,19
Autres	0,02	0,01	13,23	1,77	-2,27	1,95	3,68	18,40
Total	0,02	0,01	18,78	19,40	11,27	8,14	4,98	62,58

3.6.3 Les décaissements sur le prêt de la BAD qui étaient prévus à l'évaluation sur une période de quatre (4) ans de 1999 à 2002, se sont étalés sur cinq (5) de 2001 à 2005. Les décaissements cumulés sur le financement de la BAD sont de 84,184 millions TND soit 100,00% en équivalent dinar du

montant du prêt initial de 62,96 millions USD. Le calendrier comparatif des décaissements à l'évaluation et à l'achèvement a été estimé comme indiqué au tableau ci-dessus.

3.6.4 Le projet n'a pas souffert de retard de décaissement sur le prêt de la Banque digne d'être signalé au début des activités. Les premiers décaissements ont eu lieu en 2001 car la STEG a assuré le financement des premières réalisations. L'Accord de prêt a autorisé le refinancement. Une fois la phase de démarrage passée, les 66% du prêt ont été décaissés sur les années 2002 et 2003. Notons que la STEG a utilisé les quatre modes de décaissement mis à sa disposition à savoir le remboursement (29% du montant du prêt) pour les réalisations de 1999 et 2000, le paiement direct (15,%), la lettre de garantie (6,%) et le compte spécial (50%). Le compte spécial a servi principalement à financer les travaux du contrat cadre.

3.6.5 Compte tenu du retard pris par le projet, la date limite du dernier décaissement initialement fixée au 31/12/2003 a été prorogée deux fois ; une première fois jusqu'au 31/12/04 et une deuxième fois à fin juin 2005 afin de permettre au dernier décaissement de s'effectuer sur le prêt.

4. PERFORMANCE DU PROJET

4.1 Evaluation globale

4.1.1 Le projet a été réalisé et achevé de manière satisfaisante et la performance du projet peut également être considérée comme satisfaisante. La mise en vigueur de l'accord de prêt a été effectuée le 31-12-1999, dans le délai de 6 mois prescrit par la Banque. Les conditions générales et les autres conditions du prêt ont été régulièrement satisfaites. Les objectifs du projet ont été atteints et même dépassés. Le projet a en effet permis d'alimenter en électricité 52.567 logements ruraux contre 45.000 prévus à l'évaluation soit 16,8% de plus. Le projet a complété les précédents projets d'électrification rurale et il a contribué pour plus d'un tiers à l'augmentation du taux d'électrification rurale du pays, qui est passé de 86,9% en 1999 à 97,3% en 2004, soit plus que les 90% prévus à l'évaluation pour la fin du projet. Il est vrai que le projet s'est étalé sur une plus longue période que prévue, six ans au lieu de trois ans et demi mais à fin 2002, le taux avait déjà atteint 93,9%. L'accroissement du nombre des abonnés ruraux sur la période du projet, qui a été d'environ 5% par an, est nettement supérieur à celui de la population rurale (1,9% par an en moyenne, selon les estimations disponibles sur la période 1999-2003).

4.1.2 Les pompages (environ 1% du nombre de raccordements prévus) n'ont en revanche pas atteint la prévision puisque 81 seulement ont été réalisés contre 320 prévus. Cette faible réalisation est due aux deux facteurs principaux suivants : (i) une période de sécheresse sur les trois premières années du projet qui a amené le Ministère de l'Agriculture et des Ressources hydrauliques à restreindre ses agréments de pompage afin de protéger les nappes phréatiques et (ii) l'impossibilité pour des installations en monophasé d'exploiter les nappes en profondeur, ce qui aurait nécessité un raccordement triphasé non prévu au projet.

4.2 Résultats d'exploitation

L'augmentation de la taille du projet due à une demande plus importante de raccordements, a accru de manière significative les longueurs de lignes MT et BT nécessaires pour atteindre tous les abonnés, parfois dans les zones éloignées du réseau existant. Il en a été de même pour le nombre de postes MT/BT installés et pour les postes BT. Le total des réalisations en nombre de raccordements a dépassé les prévisions de 16,8% et les coûts totaux en dinars ont de même dépassé les prévisions mais ce dépassement s'explique aux trois quarts par la dépréciation du dinar par rapport au dollar sur la période du projet. La combinaison d'un plus grand nombre d'abonnés sur le projet et d'une consommation spécifique d'électricité un peu supérieure (d'environ 2%) à ce qui était prévu à l'évaluation a entraîné une augmentation des ventes d'énergie d'environ 19%. Ces facteurs combinés avec les relèvements de tarifs (d'environ 3,4% par an) sur la durée du projet ont entraîné une

augmentation des recettes de la STEG. Toutefois, les charges d'exploitation ont subi l'effet de l'alourdissement des coûts du baril qui ont pesé sur le prix de revient du kWh ; cela dit, la politique tarifaire de la STEG a permis de compenser cette hausse des coûts, même si le prix de revient moyen reste en fin de projet légèrement supérieur au prix moyen de vente du kWh.

4.3 Performance institutionnelle

Le secteur de l'énergie

4.3.1 Le rapport d'évaluation avait souligné certains développements de la politique sectorielle pour éclairer le cadre dans lequel la STEG devait gérer son exploitation. Le premier point méritant aujourd'hui d'être signalé est la création en 2004 de l'Agence Nationale de la Maîtrise de l'Énergie qui a pris la relève de l'Agence Nationale des Energies Renouvelables. L'ANME est appelée à devenir l'interlocuteur privilégié pour un grand nombre de futures installations d'électrification rurale. Par ailleurs, les efforts résultant de la stratégie de rationalisation de l'énergie ont porté leurs fruits puisque l'intensité énergétique primaire est passée de 0,42 TEP pour 1.000 dinars de PIB en 1989 à 0,36 en 2004, soit une économie d'environ 15% sur quinze ans.

4.3.2 La croissance de la demande d'énergie s'est ralentie sur la période 2000-2005 (2,4% contre 4,5% par an entre 1995 et 2000). Malgré cela, la situation de dépendance qui était déjà prévue au moment de l'évaluation s'est matérialisée au cours de la période du projet. Le Gouvernement a voulu anticiper sur cette situation de dépendance par le lancement d'une politique d'efficacité énergétique, de prospection et de substitution. Cette dernière s'est déjà traduite par l'introduction à la STEG du cycle combiné pour la production d'électricité et par l'accent mis sur les approvisionnements et la consommation de gaz naturel au détriment d'autres hydrocarbures.

Le sous-secteur de l'électricité

4.3.3 La demande d'électricité a aussi connu un ralentissement puisqu'elle est passée d'un rythme annuel d'environ 7,7% par an sur la décennie 80-90 à 6,6% sur la décennie suivante 1990-2000 puis à 5,4% sur la période 2000-2004, bien inférieur au taux de 8% envisagé lors de l'évaluation. Cela est essentiellement dû à la politique de maîtrise de l'énergie et à une modification dans la configuration de la demande mais aussi à la saturation, plus rapidement que prévue, du taux d'électrification du pays, auquel a contribué le présent projet. En 2004 et sans compter les auto-producteurs, la capacité totale du secteur était de 3.010 MW, dont 2.512 pour la STEG et 498 pour deux opérateurs privés, auxquels la STEG achète de l'énergie. Ces achats représentent près de 20 % du total de l'énergie disponible et s'effectuent aux prix du marché, ce qui n'est pas le cas pour une partie des approvisionnements en gaz de la société.

4.3.4 La STEG continue, comme en 1999, à s'approvisionner en gaz auprès des deux principales sources que représentent le gazoduc transméditerranéen et le gisement national de Miskar. Le gaz algérien¹, qui est acheté par l'Etat tunisien au titre du forfait fiscal (aussi connu sous l'appellation de redevance) et d'un contrat commercial pour les quantités supplémentaires, est en effet revendu à la STEG sans répercussion intégrale des hausses de coûts. Le prix d'achat du gaz de Miskar est directement indexé sur le cours du brut qui a fortement augmenté au cours des cinq dernières années et notamment depuis 2005, quand le baril est passé au dessus des 60 \$. Rappelons que le gaz naturel représente la quasi-totalité (98,6% en 2004) des consommations de combustible des producteurs d'électricité (et la totalité pour les indépendants).

¹ Pour la consommation nationale, le gaz algérien représente 52% des disponibilités totales contre 48% pour la production nationale (à l'intérieur de laquelle Miskar représente à lui seul 72%).

La Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG)

Cadre institutionnel

4.3.5 La réorganisation de la STEG figurait au chapitre des conditions préalables au premier décaissement. Cette condition a été remplie par la communication à la Banque de l'organigramme pris par décret présidentiel en octobre 1999. Ce texte a entériné la décentralisation qui avait été prévue à l'évaluation vers les régions et surtout les districts. Ces entités ont acquis une grande autonomie en termes de gestion financière et comptable et dans la gestion courante des ressources humaines. Cet accroissement des responsabilités constitue un atout pour la viabilité du projet. Une autre condition préalable concernait les contrats-programmes. Elle a été satisfaite avec la signature du contrat 2002-2006 en mars 2005. La période 1999-2005 couverte par le projet Electricité VI a été marquée par deux contrats : (i) le troisième de la série, qui a été conclu pour les cinq années du IX^{ème} Plan national 1997-2001 et dont les effets ont été évalués de manière positive à son achèvement et, (ii) le quatrième contrat, calé sur la période couverte par le X^{ème} Plan, 2002-2006, lequel est en cours d'exécution.

4.3.6 Le contrat-programme 1997-2001 a bénéficié d'une appréciation générale positive fondée sur un taux de réalisation de 91,7%². Les objectifs relatifs au nouveaux abonnés et au taux d'électrification ou de pénétration du gaz ont été atteints et même dépassés. Les dix objectifs d'exploitation (satisfaction de la demande, amélioration de la qualité de service et productivité) ont été atteints avec des taux supérieur à 100% pour quatre d'entre eux et des taux supérieurs à 96% pour les quatre autres. Les engagements de l'Etat ont été honorés en ce qui concerne le versement de la quote-part prévue pour le financement des programmes d'électrification rurale et l'Etat a également soutenu la STEG dans sa recherche des équilibres financiers. Les deux seuls objectifs non atteints ont concerné le coût de la formation par rapport à la masse salariale et le nombre de jours d'absence par agent par an, réalisés seulement à respectivement 67 et 53% et repris dans le contrat-programme actuel 2002-2006. Le tableau 4.1 ci-dessous fournit un résumé des objectifs de ce contrat-programme.

Tableau 4.1
Objectifs du quatrième contrat-programme 2002-2006

	2002	2003	2004	2005	2006	Total 2002-2006
Demande d'électricité (GWh)	9124	9562	9984	10414	11330	
Electrification (nouveaux abonnés)	101 160	96 267	89 000	74 500	74 000	434 927
Demande de gaz (kTEP)	687	761	820	841	956	
Pénétration du gaz (nouveaux abonnés)	26822	25778	27620	40190	50190	170600
Délai annuel moyen de branchement électricité et gaz en jours	14	12	11	10	9	
Indice de satisfaction des clients (%)						
* Haute tension/Haute pression		67/60			72/72	
* Moyenne tension/Moyenne pression		60/71			70/75	
* Basse tension et Basse pression		67			72	

Source : STEG Contrat-Programme 2002-2006 (2002, 2003, réalisations)

4.3.7 La STEG a par ailleurs mis en place des unités de projet pour répondre à des besoins spécifiques essentiels et difficiles à faire prendre en charge par la structure permanente. C'est dans le cadre du projet « Qualité » créé en 1998 que la STEG s'est engagée sur un objectif de performances

² Bilan dressé en commun par la STEG et le ministère de tutelle

équivalentes à celles des pays industrialisés les mieux placés et dont une mesure centrale est la certification ISO 9001 de la plupart de ses unités. Si le projet Electricité VI n'a pas prévu de mesures d'appui institutionnel, c'est à juste titre et précisément en raison de la politique de recherche de la qualité dont la STEG fait en permanence l'objet. En revanche, on soulignera en 7.2.3 les manques qui continuent à apparaître en matière de suivi comptable des dépenses du projet.

Gestion des ressources humaines

4.3.8 A la fin de l'année 1999, le projet « Développement de la Gestion des Ressources Humaines » a été mis en place. Il a accompagné le programme de déconcentration et élaboré un projet de « loi-cadre » qui est à l'heure actuelle à l'examen au niveau du ministère de tutelle. Il s'agit d'un texte interne dont l'objet est de définir l'ensemble des postes de l'entreprise.

4.3.9 La politique des effectifs a, au cours des cinq dernières années, été marquée par une certaine prudence. Ainsi que l'établit le tableau 4.1, le total des effectifs a même décru au rythme de 1,35% par an depuis 1999. On peut cependant remarquer que sur la même période l'effectif féminin a augmenté de 2,5% par an. La proportion de femmes dans l'effectif global est passée de 10,9 à 12,7% entre 1999 et 2005. La hausse des frais de personnel s'est élevée à 5,8% en moyenne annuelle (contre 4,7% dans le contrat-programme à l'époque de l'évaluation), ce qui est essentiellement le reflet des augmentations salariales gouvernementales négociées tous les trois ans et de l'incidence des évolutions des carrières. La politique de formation a été mise au service des grandes réformes engagées. L'effort a essentiellement porté sur le perfectionnement, alors que la formation initiale a fortement diminué au cours de la période 1999-2000 en raison du ralentissement de la politique de recrutement.

Tableau 4.2

Données sur les ressources humaines

(nombres d'agents et millions de TND pour les frais de personnel)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Cadres	2.166	2.199	2.214	2.304	2.326	2.249	2.269
Maîtrise	4.595	4.647	4.595	4.795	4.709	4.978	5.184
Exécution	2.648	2.577	2.606	2.307	2.407	2.260	1.906
Total	9.409	9.423	9.415	9.406	9.442	9.487	9.359
Effectif féminin	1.029	1.098	1.142	1.168	1.177	1.186	1.192
Frais de personnel	110	119	128	136	144	152	156

Source : STEG/DRHAJ, 27 mars 2006

STEG/DEP/DPDE pour les abonnés ⁽¹⁾ : données provisoires)

Tarification, Facturation et Recouvrement des créances

4.3.10 Le rapport d'évaluation s'était attardé sur la situation préoccupante des impayés à la STEG. Or, en juin 2000, la société a mis en place un projet « Recouvrement » dont l'action a permis d'améliorer le bilan du compte clients de la STEG. Le taux des impayés, qui dépassait en 1999 les 13%, soit environ 47 jours de facturation, a été ramené à 10% en 2005, soit environ 36 jours. Pour chaque catégorie de clientèle, des critères de surveillance ont été mis au point. Ainsi, pour les abonnés ordinaires, le montant acceptable du compte client doit rester inférieur à 8% de la facture annuelle moyenne. Pour le total du compte, le taux ciblé est de 6%, soit environ 22 jours de facturation contre, rappelons-le, 10% actuellement.

4.3.11 Pour la Basse Tension, les abonnés ordinaires (AO), qui représentent plus de 90% du nombre total font l'objet d'une relève tous les 120 jours mais la facturation a lieu tous les deux mois, une sur index réel, une par estimation³. Au niveau rural cependant, la relève ne se fait que tous les six mois mais la facturation reste bimestrielle. Quelques gros clients font également exception. Ils sont

³ Le client a cependant la possibilité de relever lui-même son index et de le communiquer à la STEG

relevés et facturés tous les mois. Les conditions de paiement sont de 16 jours ouvrables à date de facture (et non de réception) et la date de coupure a lieu le 24^{ème} jour, sans préavis de relance.

4.3.12 La Basse Tension administrative fait l'objet d'un traitement particulier et différent selon la catégorie. Les Collectivités Publiques⁴ (municipalités, gouvernorats), qui ne représentent il est vrai que 2 à 3% du chiffre d'affaires, restent les moins bons payeurs de la STEG comme l'atteste la même annexe mais le bilan est en constante amélioration sur les cinq dernières années. Leur taux d'impayés, qui était de 142% (près d'une année et demie de retard) en 2001, est tombé à 80% en 2005. Cela a été rendu possible par les relations financières croisées qu'entretient la STEG avec les collectivités. Les administrations à budget autonome (essentiellement les ministères) sont, quant à elles, relevées et facturées tous les 60 jours et le délai de paiement est de 45 jours à date de réception de la facture. Une première relance écrite, qui peut entraîner des coupures sélectives, est envoyée à 45 jours. La deuxième relance donne lieu à négociation avec le ministère concerné. Pour cette catégorie de clients, la situation a connu une légère amélioration en 2004 et 2005.

4.3.13 Les sociétés nationales, offices et ambassades forment une suite de cas particuliers dans cette même catégorie BT. La règle y est la même pour tous : facturation et relève tous les 60 jours et délai de paiement de 30 jours à date de réception de la facture. La principale innovation a été d'amener quelques entreprises publiques à mettre en place une domiciliation des factures (prélèvements automatiques). La situation s'est également améliorée de quelques points ces trois dernières années.

4.3.14 Les clients MT et HT (essentiellement des industriels privés et les sociétés nationales et offices) sont soumis à un rythme mensuel de relève et de facturation. Le délai de paiement est au 25 du mois n+1. Au-delà, il y a relance puis coupure et intérêts de retard sur le règlement effectif. Le taux des impayés a toujours été très faible, aux environs de 1% et il est même descendu à 0,4% en 2004, inférieur au taux cible de 1% maximum.

4.3.15 Les tarifs de l'électricité qui n'avaient pas connu de changements depuis 1994 ont été augmentés une première fois en 2000. A partir de cette année, la STEG a bénéficié de sept (07) ajustements tarifaires jusqu'au dernier en date, du 1^{er} janvier 2006. Ces relèvements successifs ont permis de faire passer le prix de vente moyen du KWh de 64,50 millimes de TND en 1999 à 76,33 en 2004 (chiffres de 2005 non définitifs) soit une hausse moyenne annuelle de 3,4%. En 2004, le prix de vente reste inférieur au coût de revient mais l'écart s'est beaucoup réduit. Alors qu'il était de 7,23 millimes en 2000, il n'est plus que de 1,90 en 2004.

4.4 Performance financière

Analyse des comptes d'exploitation et du bilan

4.4.1 L'analyse des résultats a pu être effectuée à partir des états de résultats, des bilans et des états des flux de trésorerie des années 1999 à 2004. Comme l'indique le Tableau de synthèse 4.4.1, l'activité de la branche électricité s'est manifestée par un accroissement des KWh vendus de 5,5% par an en moyenne. En BT, le nombre des abonnés a augmenté à un taux annuel moyen de 3,8% et la consommation unitaire par abonné a enregistré une hausse annuelle de 1,7%, soit une progression de 5,7% des ventes en KWh par an. Comme cela a été signalé *supra*, le relèvement des tarifs sur cette période a permis au chiffre d'affaires de progresser à un rythme de 11% par an entre 1999 et 2004, passant de 610 à 1.028 millions de TND. Le résultat de la société n'a pas connu une évolution aussi favorable. L'année 2000 a été marquée par une forte hausse des cours du pétrole et le résultat est devenu négatif de 42 millions de TND. Après une remontée en 2001 et 2002, il s'est à nouveau dégradé en 2003, avec une perte de 25 millions de TND mais le résultat de 2004 est redevenu positif grâce à une hausse des tarifs de + 6,02 % en mai de la même année.

⁴ Dont les conditions théoriques de règlement sont, depuis 2003, de 45 jours à date de réception de la facture.

Tableau 4.4.1
Synthèse des résultats de la STEG

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Résultats						
Ventes d'électricité (GWh)	494	531	592	633	690	767
Total Revenus (millions TND)	610	670	727	821	903	1.028
Résultat net (millions TND)	5,9	-41,7	51,7	44,7	-24,8	24,9
Paramètres						
Coût de revient du kWh en millimes	-	72,5	73,8	72,6	79,0	78,4
Prix de vente moyen du kWh en millimes	-	65,3	67,8	69,4	72,2	76,5
Taux de couverture du service de la dette	1,7	0,6	1,9	1,8	1,3	0,8
Ratio d'autofinancement des investissements	10%	-70%	26%	25%	-3%	-37%
Taux d'indépendance financière	1,6	1,6	1,8	1,8	1,8	1,6
Nombre d'abonnés par agent	226	236	246	257	266	273
Vente par agent (MWh)	814	866	929	970	1 013	1 057

4.4.2 La STEG a pris des mesures pour contrer les effets néfastes de la conjoncture pétrolière. Outre celles qui ont été évoquées ci-dessus en termes de performances techniques, commerciales et administratives, la société a volontairement limité ses investissements à l'essentiel sur les quatre années 2000 à 2003, au cours desquelles les volumes annuels ont plafonné autour de 270 millions de TND. La structure du bilan, telle qu'elle apparaît au tableau 4.4.2, continue ainsi d'afficher un équilibre satisfaisant avec un taux d'indépendance financière toujours supérieur à 1,6. L'Etat des flux de trésorerie révèle que la situation de la trésorerie s'est affaiblie au cours de ces cinq dernières années mais la solvabilité de la société reste saine avec une bonne couverture des dettes par les actifs.

Tableau 4.4.2
Synthèse des bilans de la STEG (millions TND)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Actifs immobilisés	1.862	2.005	2.113	2.233	2.352	2.585
Stocks	71	73	80	87	89	81
Clients	171	190	198	202	211	220
Autres actifs	219	149	72	107	61	88
Total Actif	2.323	2.417	2.463	2.629	2.713	2.974
Capitaux propres	1.158	1.150	1.235	1.315	1.316	1.388
Passifs non courants	721	731	697	726	716	885
Passifs courants	444	536	531	588	681	701
Total Passif	2.323	2.417	2.463	2.629	2.713	2.974

Conditions et clauses financières

4.4.3 Au titre des « autres conditions » de l'accord de prêt, la STEG devait communiquer à la Banque, au plus tard le 30 juin de chaque année, l'état de réalisation du contrat-programme pour la période 1997-2001 et les mesures éventuelles prises ou à prendre afin de maintenir le taux de couverture du service de la dette de la STEG au-dessus de 1,5 et son ratio d'autofinancement au-dessus de 25% au-delà de l'an 2000. Le contrat-programme de la période 1997-2001 a bien été communiqué à la Banque. Le ratio d'autofinancement n'était qu'à 10% (tableau 4.4.1) la première année du projet et au-delà, il a souffert des pertes enregistrées en 2000 et 2003. Sur ces deux années il s'est détérioré et particulièrement pour l'année 2000 marquée par un montant exceptionnel de remboursements d'emprunts. Il en est de même pour le ratio de 2004, année au cours de laquelle la STEG a eu à faire face à des remboursements d'emprunts d'environ le triple des montants des trois années précédentes. Seul, le ratio de 2002 s'établit au niveau de 25%. En dehors de ces trois années

critiques, le taux de couverture du service de la dette est resté au-dessus du niveau de 1,5 affiché dans les autres conditions.

4.5 Performance économique

4.5.1 La STEG est l'agence d'exécution du projet et l'exploitant des installations réalisées dans le cadre du projet mais elle ne supporte qu'une faible partie du coût de l'investissement, qui a été en grande partie financée par le Gouvernement tunisien, tant sur son budget d'investissement (9% du total) que sur le prêt contracté auprès de la BAD (71% du total). La STEG n'a couvert qu'environ 10% du coût de l'investissement et les bénéficiaires à peu près autant. La rentabilité financière de l'opération est nettement positive pour la STEG puisqu'elle encaisse la totalité des recettes et ne participe pas au service de la dette, entièrement supporté par l'Etat.

4.5.2 Le taux de rentabilité financière, qui s'était révélé négatif lors de l'évaluation l'est également à l'achèvement, comme c'est en général le cas pour des projets sociaux de ce type. C'est d'ailleurs cette caractéristique qui avait en 1999 amené l'Etat à être l'emprunteur et à prendre en charge la totalité du service de la dette. Le projet doit être abordé selon le point de vue qui a été adopté à l'évaluation et qui est repris pour l'achèvement, à savoir sous l'angle de l'avantage financier qu'il représente ou non pour la collectivité des usagers. Cette approche met en comparaison, pour le même groupe d'utilisateurs, la situation avec et sans le projet. Les hypothèses retenues en février 1999 ont été actualisées et portées à l'annexe 5 et les résultats figurent dans les tableaux de l'annexe 6.

4.5.3 La comparaison est effectuée sur la base d'un même référentiel de besoins à satisfaire, autrement dit sans faire apparaître les nouveaux besoins générés par l'arrivée de l'électricité. Sans le projet, les ménages ruraux ont recours à quelques équipements traditionnels pour l'éclairage ou l'information que l'électrification amènera à remplacer. Les besoins en énergie pour la cuisine et, le cas échéant, le chauffage sont actuellement couverts par le butane et le charbon de bois et devraient continuer à l'être dans un avenir proche. Les exploitants qui pratiquent le pompage pour l'irrigation remplaceront leurs moteurs diesel par des moteurs électriques d'une puissance équivalente.

4.5.4 La comparaison apparaît de manière synthétique dans les deux tableaux 1 et 2 de l'annexe 6. L'arrivée de l'électricité a des avantages manifestes sur le groupe des utilisateurs. Sur une période de 25 ans, la somme des coûts générés dans le cas traditionnel pour couvrir les besoins évoqués ci-dessus est nettement supérieure à celle de la solution électrique. En prenant 12% comme coût d'actualisation, ce qui est le taux de référence du Xème Plan, on aboutit à une valeur nette actualisée de ces coûts de 21 millions de TND constants contre 88 sans le projet.

4.5.5 A l'évaluation, les avantages économiques attendus du projet étaient essentiellement l'amélioration du cadre de vie des populations concernées et l'amorce de nouvelles petites activités économiques suscitées par les branchements BT à réaliser. La mission a examiné ces deux points sur le terrain et au cours de ses entretiens avec les responsables régionaux et ceux du Ministère du Développement et de la Coopération Internationale ainsi qu'avec les cadres de la STEG. Elle a pu constater que, de l'avis général, les conditions d'existence s'étaient améliorées, aussi bien dans le cours de la vie domestique que dans l'accès aux services sociaux de base, tels qu'une information plus complète, des taux de réussite plus élevés à l'école ou de meilleures performances dans les centres de soins de santé. Dans certaines zones, les flux de l'exode rural ont pu être ralentis et ils se sont même inversés dans certains cas. C'est un avantage qu'avait déjà relevé l'étude ESMAP⁵ sur l'expérience de l'électrification rurale en Tunisie.

⁵ Rural Electrification in Tunisia, World Bank Group, ESMAP (Energy Sector Management Assistance Programme), publiée en août 2005

4.5.6 Un facteur institutionnel propre à la Tunisie a été le souci permanent des autorités de coordonner en région les différents volets des programmes de développement, de manière d'une part à ne pas oublier les actions d'accompagnement à chaque volet mais aussi à engendrer des synergies entre programmes voisins et complémentaires selon des approches d'aménagements spatiaux intégrés. Trois Offices de Développement chargés respectivement, sous la tutelle du Ministère du Développement, (i) des 4 gouvernorats du N-O, (ii) des 3 de Centre-Ouest et, (iii) des 6 gouvernorats du Sud, précisément régions de concentration du projet, ont joué sur place le rôle de coordonnateur ou d'aides à la coordination des actions de développement des IXème et Xème Plans suivies par les Conseils Régionaux.

4.5.7 Ces mécanismes institutionnels ont permis de créer les complémentarités nécessaires aux programmes d'infrastructures tels que l'électrification rurale, par la jonction avec les programmes de financement des PME ou des activités économiques des ménages ou avec les programmes éducation ou santé. Ils ont permis au programme d'électrification rurale de faire plus rapidement jouer son rôle incitatif à l'arrivée de petits métiers. Les régions couvertes par le projet ont vu apparaître toutes les fonctions associées aux regroupements sociaux, tels que les centres de collecte et de conservation du lait, les ateliers de mécanique, de forgerons ou de menuiserie, les boulangeries, etc. Des activités productives se sont créées autour de la production irriguée (oliviers par exemple), la transformation agro-alimentaire ou encore l'artisanat des produits locaux.

4.5.8 A l'évaluation, un taux de rentabilité économique, TRIE avait été dégagé sur la base des avantages comparatifs entre le projet et le statu quo pour la collectivité. Le taux calculé à l'époque atteignait la valeur de 9,4%. Sur la base des mêmes hypothèses mais réactualisées par les données réelles du projet et par certaines précisions apportées aux coûts unitaires, le TRIE ressort à l'achèvement à 12,3%, ce qui est essentiellement dû au plus grand nombre de raccordements réalisés (de 16% plus élevé que le chiffre prévu à l'évaluation) et au fait que la consommation unitaire par abonné est un peu supérieure à ce qui était prévu (664 kW par an et abonné rural contre 650 prévus). Les calculs et les résultats sont présentés à l'annexe 6. Ce taux est satisfaisant et il n'est affecté qu'à la marge par les tests de sensibilité, notamment sur une augmentation des coûts d'exploitation de 10% ou une hausse des coûts d'entretien du même montant ou encore des deux combinées.

5. INCIDENCE SOCIALE ET ENVIRONNEMENTALE

5.1 Incidence sociale

5.1.1 Les effets du projet s'exercent sur de nombreux aspects économiques et sociaux de la vie rurale. L'étude ESMAP financée par la Banque Mondiale et citée ci-dessus a exploré cette question mais ses observations ne portent que sur les réalisations antérieures à l'année 2001 et les effets directs ou indirects des projets d'électrification rurale en Tunisie ont été appréciés principalement d'un point de vue qualitatif. Le pays est arrivé à un taux d'électrification tel que le moment est sans doute venu de tirer les leçons de ces quelque 30 années d'extension des réseaux classiques d'électricité vers les zones rurales. Une étude thématique (sectorielle ou d'impact) pourrait être lancée avec, entre autres objectifs, celui de constituer par enquêtes et analyses sur le terrain un corpus de statistiques sur les retombées des projets. Cette étude permettrait aussi d'évaluer l'impact des interventions de la Banque dans le secteur de l'énergie en Tunisie.

5.1.2 **La lutte contre la pauvreté et le chômage.** Le projet a contribué à renforcer les acquis sociaux des cinq précédents programmes d'électrification du pays. Avec l'encadrement du Gouvernement par la mise en place de crédits à taux modérés et des subventions diverses, certaines activités porteuses de revenus ont été créées comme la collecte du lait frais, la conservation des produits agricoles, des ateliers et des petits métiers utilisant l'électricité, le petit commerce de détail, etc. Toutes ces activités ont permis de créer des emplois stables contribuant ainsi à la lutte contre la pauvreté et l'exode rural. L'artisanat d'art a aussi profité de l'électrification. Il a été constaté une

tendance de retour des natifs des zones concernées pour construire des maisons d'habitation offrant ainsi des opportunités de travail à durée déterminée dans le secteur du bâtiment.

5.1.3 Activités agropastorales. Le projet a contribué à promouvoir des activités porteuses de revenus comme i) l'élevage (basse cour, ovins, bovins, etc.) ; ii) les installations frigorifiques ; iii) les huileries ; iv) les minoteries, etc. Avec les pompes, la production irriguée a un meilleur rendement permettant ainsi aux agriculteurs d'avoir plus de revenus en s'affranchissant des aléas climatiques.

5.1.4 Amélioration de la condition des femmes. L'électrification a apporté un mieux être à toute la population et elle a tout particulièrement contribué à améliorer le quotidien des femmes. Ces dernières ont pu dégager plus de temps pour s'adonner à des activités porteuses de revenus telles que le tricotage, la couture, etc. Le projet a contribué à alléger leurs tâches quotidiennes comme la préparation et la conservation des denrées alimentaires. La femme tire profit des programmes d'alphabétisation pour adultes initiés par le Ministère des Affaires sociales, de la solidarité et des Tunisiens de l'étranger. Les femmes ont également tiré profit des émissions éducatives de radio et de télévision destinées au monde rural.

5.1.5 La scolarisation. Les enfants suivent plus régulièrement l'enseignement car ils peuvent étudier un peu plus tard le soir ce qui a pour effet la baisse du taux d'échec dans les établissements primaires et secondaires. Le taux de scolarisation des filles a progressé dans les zones touchées par les programmes d'électrification rurale. L'électrification a induit un programme d'informatisation des établissements primaires et secondaires avec une connexion au réseau d'internet permettant ainsi aux jeunes élèves et enseignants d'accéder en ligne à des centres de documentation et d'information (CDI) ainsi qu'à des encyclopédies et autres documents de référence.

5.1.6 La santé. La couverture sanitaire des zones rurales et, partant, du pays s'est améliorée grâce aux différents programmes de santé rurale initiés par le Gouvernement et grâce à des programmes liés à l'électrification des localités. Ce projet ainsi que les précédents projets financés par la Banque ont permis au Gouvernement d'élargir la couverture sanitaire du pays. En effet, le nombre de centres de santé en milieu rural est passé de 1 730 en 1994 à 2 059 en 2004 ; parallèlement, la couverture sanitaire rurale est passée de 5 138 habitants par centre en 1994 à 4 840 en 2004. Le taux de mortalité a diminué pour s'établir à 6,0 pour mille ; l'espérance de vie à la naissance du Tunisien s'établit à 73 ans. Des campagnes de sensibilisation sont régulièrement organisées aux profits des masses rurales traitant entre autres i) de la santé reproductive et des méthodes de contraception ; ii) de la prévention de certaines maladies ; iii) de bilan de santé, de dépistage précoce de certaines pathologies et de maladies transmissibles.

5.2 Incidence environnementale

5.2.1 Le projet est classé à la catégorie environnementale II. A l'évaluation, les impacts négatifs directs du projet ont été passés en revue à savoir i) l'esthétique du paysage traversé par les lignes, ii) les dommages aux cultures, iii) la sécurité et la santé, iv) les risques d'épandage d'huile, v) l'augmentation de la production d'électricité et vi) l'épuisement de la nappe d'eau souterraine. Les mesures d'atténuation des impacts négatives ont été préconisées ; les travaux ont été suivis par les contrôleurs de l'Agence nationale pour la protection de l'environnement.

5.2.2 A l'achèvement du projet, les mesures d'atténuation préconisées ont permis d'éviter de dénaturer le paysage traversé par les lignes ; les travaux ont été réalisés en dehors des périodes de récolte, les transformateurs conformes aux normes internationales ont permis d'éviter l'épandage des huiles, les champs magnétiques générés par les lignes n'ont pas eu d'effets négatifs sur la santé des populations. L'épuisement de la nappe souterraine détectée à l'évaluation s'est matérialisé ayant pour conséquence le faible taux de réalisation des raccordements des pompes ; en effet, devant ce

phénomène, le Ministère de l'Agriculture et des ressources hydrauliques a réduit le nombre d'autorisations de raccordement de pompages aux réseaux électriques.

6. VIABILITE DU PROJET

6.1 La durabilité des résultats et des avantages générés par le projet dépend essentiellement des actions d'exploitation quotidienne et de la maintenance programmée des installations réalisées dans le cadre du projet. La STEG dispose dans tous les Districts du personnel technique et des moyens logistiques pour faire face à cette tâche. Le matériel indispensable à l'exploitation des installations est approvisionné par la Direction de la distribution ; certains engins et matériels ont été acquis dans le cadre de ce projet. La rationalisation de la gestion des abonnés se poursuit dans le cadre du projet d'assainissement (Electricité VII) cofinancé par la Banque.

6.2 La STEG dégage chaque année les ressources financières nécessaires à la pérennisation de toutes ses installations. Les ressources générées par le projet contribuent au renforcement de la situation financière de la compagnie. L'évolution favorable de la situation financière de la STEG permettra d'assurer de façon durable le financement de l'exploitation et de la maintenance des installations. Les tarifs sociaux mis en place par la STEG devraient permettre aux plus défavorisés de régler leurs factures d'électricité. Pour les autres, le renforcement de la vigilance sur les impayés a déjà porté ses fruits en matière de trésorerie.

6.3 La STEG possède un savoir-faire qui est constamment mis à jour par des actions de recyclage et de perfectionnement programmées par le centre de formation au bénéfice de ses agents. Des efforts ont été déployés par la STEG sur le plan institutionnel ; la nouvelle organisation décentralisée introduite par la Direction de l'entreprise, consolidera et renforcera l'efficacité de l'exploitation et de la maintenance des installations.

7. PERFORMANCE DE LA BANQUE, DE L'EMPRUNTEUR ET DES AUTRES BAILLEURS DE FONDS

7.1 Performance de la Banque

La performance de la Banque est jugée satisfaisante (S). Ce projet fait partie des actions prioritaires inscrites dans le 9^{ème} Plan national de développement économique et social du pays. Il a été identifié puis préparé en 1998 et évalué en février 1999. Le rapport d'évaluation a examiné tous les aspects techniques, économiques, financiers, sociaux et environnementaux du projet. Durant tout le cycle du projet, la Banque a apporté régulièrement son assistance à la STEG ce qui a permis la réalisation du projet sans problème majeur. Sept (7) missions de supervision ont été effectuées pendant le cycle du projet soit une moyenne de 1,6 mission par an. La notation des performances est présentée en annexe 13.

7.2 Performance de l'Emprunteur et de l'organe d'exécution

7.2.1 L'Emprunteur s'est acquitté de manière satisfaisante de ses obligations. Les négociations, la signature et la mise en vigueur de l'accord de prêt ont été réalisées dans les délais prescrits. Les conditions générales et celles spécifiées dans l'accord de prêt ont été régulièrement satisfaites. Le rapport d'achèvement de l'Emprunteur a été soumis à la Banque dans les délais requis. La performance de l'Emprunteur est jugée satisfaisante bien que le calendrier général du projet ait connu un retard.

7.2.2 La STEG, en tant qu'organe d'exécution a mis en œuvre le projet dans les règles de l'art. Le suivi technique du projet est adéquat ; les rapports d'activités et les rapports d'audit externe qui ont été soumis à la Banque dans les délais requis contiennent des informations nécessaires à la Banque ;

ils sont jugés satisfaisants. En outre, la STEG en tant que co-financiers a mobilisé toutes les ressources humaines et financières appropriées en temps opportun.

7.2.3 Le suivi comptable du projet n'a cependant pas répondu aux attentes de la Banque. L'article 5, section 5.0.3 de l'accord de prêt stipulait en effet au titre des « autres conditions » que l'emprunteur devait faire tenir une situation comptable du projet faisant ressortir, en même temps que les ressources du prêt, celles couvertes par les contributions respectives de l'Etat, de la STEG et des bénéficiaires et devait, chaque année, remettre un rapport d'audit séparé de cette situation. Faute de fiabilité dans les chiffres présentés, notamment dans le rapport d'audit de 2004, les données obtenues n'ont pu être exploitées par l'équipe de mission.

7.2.4 Les objectifs du projet définis à l'évaluation ont été atteints et dépassés. Néanmoins, la durée du projet a été de six ans contre un délai prévu de trois ans et demi. Les raisons de ce retard ont été exposées au paragraphe 3.3.1 ci-avant. Les fournisseurs et entreprises contractantes se sont adéquatement acquittés de leur tâche. Le nombre d'appels d'offres infructueux n'a été que de deux. Les études d'exécution, la supervision, le contrôle et la réception des travaux assurés par la STEG sont jugés satisfaisants.

7.3 Performance des autres co-financiers

Les autres co-financiers sont le Gouvernement, les Bénéficiaires et la STEG. Chacun en ce qui le concerne a respecté ses engagements et a permis au projet de s'exécuter de manière satisfaisante. Lorsque la taille du projet a été revue à la hausse, les compléments de ressources indispensables à la bonne conduite des opérations ont été mobilisés dans les délais requis. La performance des autres co-financiers est jugée satisfaisante.

8 PERFORMANCE GLOBALE ET NOTATION

8.1 Tous les ouvrages prévus lors de l'évaluation du projet ont été exécutés et même dépassés. En cours d'exécution, la modification apportée au projet a permis d'atteindre et de dépasser les objectifs. Les incidences sociales et économiques sont positives et le projet n'a pas eu d'incidence négative perceptible sur l'environnement. La performance à l'exécution du projet a été jugée satisfaisante avec une notation de 3 points sur 4 (cf. Annexe 13).

8.2 Toutes les installations prévues dans le cadre du projet ont été réalisées de manière satisfaisante. Elles ont été toutes mises en service et elles fonctionnent de manière satisfaisante. Elles sont exploitées et entretenues dans les règles de l'art. Malgré le nombre réduit de pompes électriques, les objectifs attendus du projet en terme de raccordements de nouveaux abonnés ont été atteints et même dépassés. Les objectifs d'amélioration des conditions de vie des populations sont susceptibles d'être atteints dans les années à venir et pourront être quantifiés à l'évaluation rétrospective et à l'évaluation des impacts du projet. Les objectifs d'accroissement du taux d'électrification rurale et du taux d'électrification nationale du pays ont été atteints et dépassés grâce au projet et aux programmes annuels d'extension des réseaux de la STEG. Avec une notation de 3 sur 4 points la performance globale du projet est jugée satisfaisante (cf. Annexe 13).

9. CONCLUSIONS, ENSEIGNEMENTS ET RECOMMANDATIONS

9.1 Conclusions

9.1.1 Le projet d'électrification rurale (Electricité VI) lancé en 1999, a été entièrement réalisé mais il s'est achevé avec deux ans et demi de retard par rapport au délai prévu à l'évaluation. Ce retard peut s'expliquer par i) l'actualisation des bordereaux de prix contrat cadre qui a nécessité le lancement d'appels d'offres sur les travaux similaires ; ii) l'approbation de la liste des villages par la Commission nationale d'électrification rurale qui se réunit deux fois dans l'année ; iii) l'augmentation de la taille du

projet ; iv) l'élasticité de la demande de raccordements due en partie à l'irrégularité des revenus de certains bénéficiaires ; v) la mobilité des membres de la cellule du projet. L'objectif de raccordement de nouveaux abonnés défini à l'évaluation a été atteint et dépassé de 17%. Le reste a été entièrement couvert par la STEG et les bénéficiaires. Le projet a permis d'électrifier plus d'un millier de villages et de localités rurales, dans lesquels 52 657 logements et 81 pompages ont été raccordés contre respectivement 45 000 et 320. Le projet a aussi permis d'acquérir des engins afin d'améliorer la qualité de service à la clientèle ; il a contribué à faire passer le taux d'électrification rurale du pays de 86,9% en 1999 à 97,3% en 2004 et le taux national de 94,2% à 99% sur la même période. Le coût du projet affiche une augmentation de 19% en équivalents dinars, dont les trois-quarts proviennent du taux de change contre le dollar.

9.1.2 Ce projet contribue à l'amélioration des conditions de vie des populations particulièrement celle de la femme en milieu rural ; sa complémentarité avec d'autres projets régionaux (eau, agriculture et élevage, pistes rurales, écoles, santé, etc.) a permis d'amplifier l'effet d'entraînement de l'accès à l'électricité. Les retombées socio-économiques du projet induiront à terme la stabilisation des populations dans leur milieu et l'accroissement de leur pouvoir d'achat suite à la création d'activités porteuses de revenus. Le projet contribuera de façon durable à la réduction de la pauvreté dans les zones rurales. Le concours de la Banque au financement de ce projet a contribué à la réussite du programme d'électrification rurale du 9^{ème} plan de développement économique et social de la Tunisie.

9.2 Enseignements

Les enseignements qui peuvent être tirés de l'exécution de ce projet portent essentiellement sur les conditions humaines, techniques et financières réunies au sein de l'organe d'exécution et l'opportunité de reproduire ailleurs l'expérience tunisienne en matière d'électrification rurale. Les enseignements peuvent se formuler de la façon suivante :

- i) Le mode d'acquisition par contrat cadre a été bénéfique surtout par le gain de temps réalisé dans la réalisation des petits travaux du projet ;
- ii) La proximité de la Banque avec la Tunisie occasionné par la relocalisation de la Banque à Tunis a été très bénéfique à l'exécution du projet.
- iii) Le mode financement adopté par le projet (avec une forte participation de l'état et des bénéficiaires) a permis de raccorder les zones les plus reculées du projet et a donc renforcé l'approche par la demande ;

9.3 Recommandations

Il est recommandé :

Au Gouvernement

- De continuer à accompagner la STEG à travers le Contrat-Programme Etat- STEG afin de poursuivre sa mission de service public et d'atteindre les équilibres financiers (cf par. 4.4.3) ;
- De participer à une étude thématique (sectorielle, d'impact, etc.), à initier par la STEG, sur la contribution des projets d'électrification rurale à la lutte contre la pauvreté (cf. par. 5.1.1).

A la STEG

- De tenir une comptabilité séparée du projet permettant notamment de faire ressortir les contributions annuelles des co-financiers et les coûts totaux du projet ; (cf. 7.2.2) ;

- De mener une étude de faisabilité complète des projets à soumettre au financement de la Banque (cf. 3.2 et 3.3.1) ;
- De généraliser le mode d'acquisition des travaux par contrat-cadre à d'autres projets du même type (cf. 3.5.2) ;
- D'initier une étude thématique sur la contribution des projets d'électrification rurale à la lutte contre la pauvreté (cf. par. 5.1.1).
- L'opportunité de reproduire dans d'autres pays l'exemple tunisien d'électrification rurale s'offre à la STEG ;

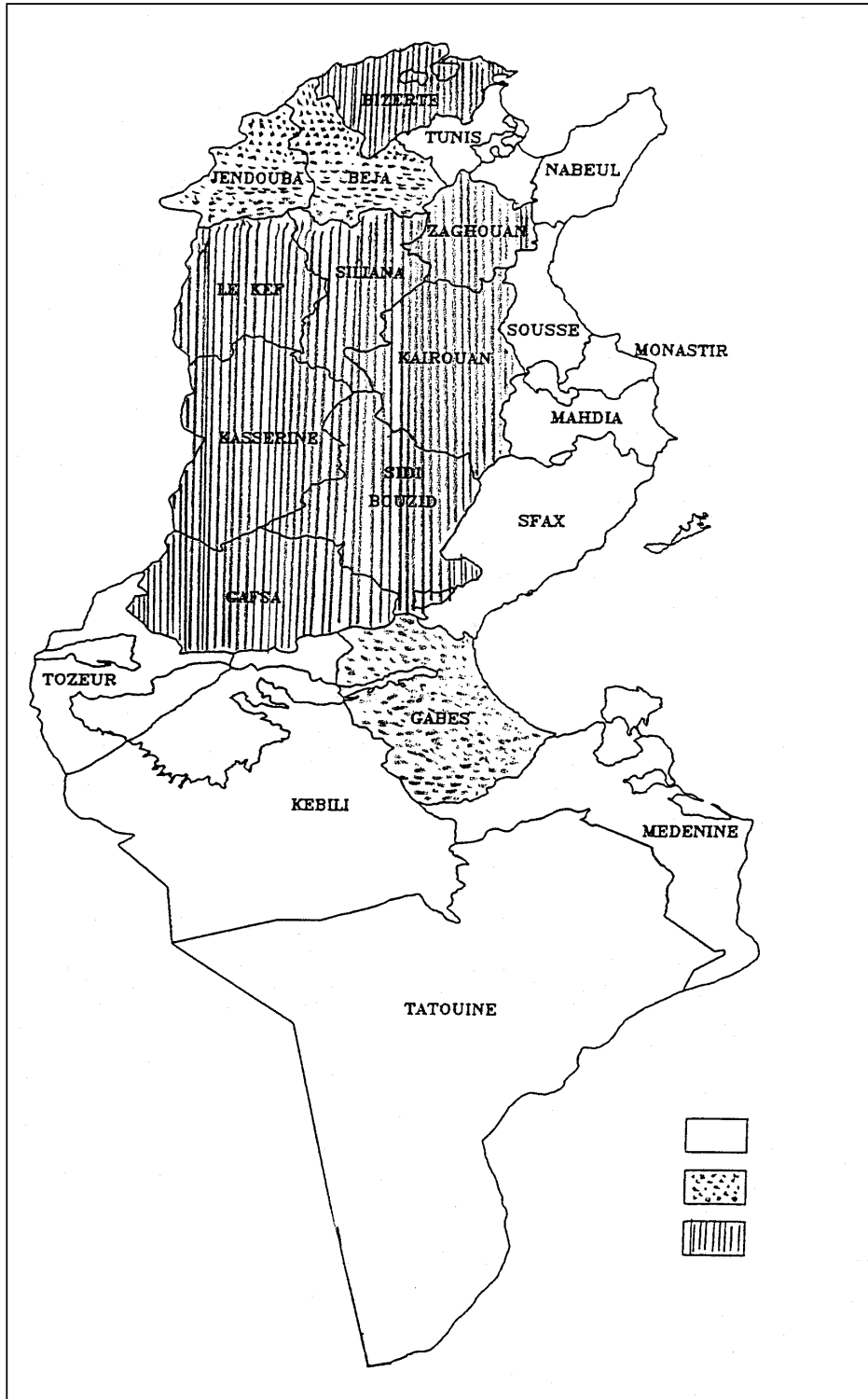
A la Banque

- De réaliser une étude thématique (diagnostic, d'impact, etc.) sur ses interventions dans le secteur de l'énergie en Tunisie (cf. 5.1.1) ;
- De poursuivre son processus de décentralisation (ouverture des bureaux nationaux et régionaux) afin de se rapprocher au mieux des pays et accroître ainsi l'efficacité de nos interventions ;
- L'opportunité de reproduire dans d'autres pays l'exemple tunisien d'électrification rurale s'offre à la Banque.

TUNISIE

Projet d'électrification rurale (Electricité VI)

Zones du projet



TUNISIE
Projet d'électrification rurale (Electricité VI)
Composantes du projet

A. Extension du réseau moyenne tension

1. Cette composante concerne principalement la construction de 2.800 km de nouvelles lignes aériennes MT en conducteurs nus, à neutre distribué et mis à la terre, réparties comme suit :
 - i) 55 km de lignes triphasées 30 kV à quatre (4) conducteurs dont trois (3) conducteurs de phases en almélec de sections 148,1 mm² et 54,6 mm² ou en cuivre de section 29 mm², et un conducteur de neutre en almélec de section 54,6 mm²;
 - ii) 2.745 km de lignes monophasées 17,5 kV comprenant un conducteur de phase en almélec de section 54,6 mm² ou en cuivre de section 29 mm², et un conducteur de neutre en almélec de section 54,6 mm²;
2. Toutes les lignes MT seront construites avec des supports en treillis métalliques en fers ronds galvanisés soudés ou avec des poteaux en béton armé précontraint, fabriqués localement. Ces supports auront des hauteurs de 12 à 15 m et seront implantés suivant la configuration du terrain avec une portée moyenne de 150 m. Suivant le type d'armement, les conducteurs seront portés au niveau des supports soit par des isolateurs rigides, soit par des chaînes d'isolateurs suspendus de type capot et tige en verre trempé. Ces chaînes seront constituées de trois (3) isolateurs dans les régions continentales et de quatre (4) isolateurs dans les zones côtières, compte tenu de la pollution saline. Tous les supports des lignes seront mis à la terre conformément aux normes.

B. Postes de distribution MT/BT

3. Le projet permettra de construire 2.820 postes de distribution MT/BT de type postes sur poteaux, dont 2.760 postes monophasés 17,5/0,24 kV et 60 postes triphasés 30/0,4 kV. Ces postes seront équipés de transformateurs monophasés de puissance unitaire de 5, 10, 15, 25, 50 ou 100 kVA. Les postes triphasés seront constitués de trois transformateurs monophasés, qui seront, selon la puissance installée, soit accrochés sur un poteau de 12 m de hauteur, soit posés sur une plateforme supportée par un portique de deux poteaux. Chaque poste comprendra également un sectionneur-fusible et un parafoudre MT pour la protection du transformateur ainsi qu'une armoire de protection BT. La puissance totale installée des 2.820 postes prévus sera d'environ 36 MVA dont 32 MVA pour les postes monophasés et 4 MVA pour les postes triphasés.

C. Lignes basse tension

4. Cette composante concerne la construction de 4.800 km de liaisons BT, principalement en lignes aériennes. Elle comprendra 160 km de lignes triphasées et 4.640 km de lignes monophasées. Les lignes aériennes seront réalisées en câbles isolés et torsadés montés sur des supports en treillis métalliques en fers ronds galvanisés et soudés ou sur des poteaux en béton armé, fabriqués localement. Ces supports auront des hauteurs de 8 à 10 m et seront implantés avec une portée moyenne de 60 m. Les câbles torsadés auront des conducteurs en aluminium isolés au polyéthylène réticulé chimiquement (PRC), de sections suivantes : 3x70+54,6 mm² et 3x35+54,6 mm² pour les lignes monophasées et 2x35 mm², 2x25 mm² et 2x16 mm² pour les lignes monophasées.

D. Raccordements basse tension

5. Cette composante concerne la réalisation de 45.320 raccordements des nouveaux abonnés BT dont 45.000 abonnés domestiques et 320 motopompes électriques pour l'irrigation. Les branchements de ces abonnés seront réalisés à partir des lignes BT les plus proches des abonnés à alimenter et comporteront : un câble isolé et torsadé avec des conducteurs en aluminium, un potelet en tube en fer galvanisé et un panneau de comptage sur lequel sera fixé un disjoncteur et un compteur monophasé ou triphasé suivant le cas. Les câbles de branchement seront de section 4x16 mm² pour les branchements triphasés et 2x16 mm² pour les branchements monophasés.

E. Matériel d'exploitation et de gestion des abonnés

6. Pour l'amélioration des conditions d'exploitation et de gestion des abonnés, il est prévu l'acquisition dans le cadre du projet, de 400 postes de radios mobiles et 100 postes de radios portatifs pour les communications d'exploitation ainsi que 335 terminaux de saisie portable et 35 micro-ordinateurs pour la saisie et le traitement des données de consommation des abonnés ruraux.

F. Etudes d'exécution, contrôle et surveillance des travaux

7. Les activités relatives à cette composante seront entièrement assurées par la STEG. Elles seront effectuées par les ingénieurs et les techniciens des services des études et travaux des différents Districts et Régions concernés par le projet. Les prestations de ces techniciens porteront notamment sur les études d'exécution des lignes MT et BT, et des postes MT/BT, les levées topographiques de ces lignes, l'implantation des postes MT/BT, l'élaboration des dossiers d'appel d'offres des travaux, l'obtention des autorisations administratives de passage des lignes, le contrôle et la surveillance des travaux ainsi que la réception et la mise en service des installations. La coordination et la gestion du projet seront assurées au siège de la STEG par le département Programmes et budget de la direction de la Distribution, comme pour les précédents projets financés par la Banque.

TUNISIE
Projet d'électrification rurale (Electricité VI)
Données sur les marchés

Appels d'offres				Marchés				
DESIGNATIONS	MARCHES	SIGNATURE MARCHES	Titulaires	Pays	MONTANTS	DEVISES	CONTRE VALEUR DT	Performance
Support métallique			EL FOULEDH	TUN	3 814 514	DT	3 814 514	
Para Foudres	A50/51984	06/02/2001	COOPER	USA	235 200	US \$	315 333	S
Transfo mono	A50/04221	16/02/2001	SACEM	TUN	2 108 492	DT	2 108 492	S
	A50/04309	24/09/2001	SACEM 20 %	TUN	421 698,45	DT	421 698	S
Cables BT	A50/04188	26/09/2001	CHAKIRA	TUN	1 729 418(G)	DT	1 729 418	S
	A50/04191	26/09/2001	T CABLES	TUN	2 034 470 (G)	DT	2 034 470	S
Cables 10 Kv	A50/51973	24/11/2000	PIRELLI	FRA	3 020 520	FF	444 030	S
Conduct Almelec	A50/04213	26/01/2001	T CABLES	TUN	3 407 458 (G)	DT	3 407 458	S
Cable 18/30 KV	A50/51986	02/03/2001	PIRELLI	FRA	9 249 500	FF	1 359 717	S
Piquet Terre	A50/04244	15/05/2001	SIDU	TUN	315 600	DT	315 600	S
Access MT-BT	A50/52004	21/09/2001	CYMI-MAKIBER	ESP	77 690,50	EURO	74 916	S
	A50/52005	18/05/2001	INAEL	ESP	11 091 000	PTS	89 989	S
	A50/52006	11/10/2001	SOLIKAP	POR	57 383	EURO	77 467	S
	A50/52007	19/07/2001	REMA	ALL	93 180	DM	64 317	S
	A50/04269	06/08/2001	SIAME	TUN	395 800	DT	395 800	S
	A50/04270	18/07/2001	ZGOLLI	TUN	20 740	DT	20 740	S
	A50/04271	17/07/2001	FMT	TUN	205 700	DT	205 700	S
	A50/04272	29/06/2001	TECHNOFORG	TUN	30 250	DT	30 250	S
Potelet & Access	A50/04222	13/02/2001	SGC	TUN	710 256	DT	710 256	S
Tableau BT	A50/51996	23/05/2001	SOCOMEK	FRA	1 318 900	FF	193 884	S
Connect BT	A50/04242	31/05/2001	SIAME	TUN	617 700	DT	617 700	S
	A50/04243	22/05/2001	MIRAGE	TUN	84 350	DT	84 350	S
Cables BT isolés en CU	A50/04245	18/04/2001	T CABLE	TUN	818 171	DT	818 171	S
	A50/04249	18/04/2001	CHAKIRA	TUN	1 582 450	DT	1 582 450	S
	A50/04253	18/04/2001	SUPER CABLE	TUN	381 000	DT	381 000	S
Disjoncteurs MT	A50/51988	23/04/2001	ABB	ITA	145 825 000	LIT	72 623	S
	A50/51989	19/07/2001	ALSTHOM	FRA	52 650	EURO	71 078	S
	A50/51990	05/04/2001	COOPER	USA	97400	US\$	143 246	S
Appareils Coupures	A50/52001	06/06/2001	INAEL	ESP	3 503 000	PTS	26 272	S
	A50/52002	21/05/2001	ABB	NOR	490 000	NOK	131 041	S
	A50/04260	31/05/2001	COMPTON	TUN	330 000	DT	330 000	S
	A50/04261	14/06/2001	TET	TUN	537 500	DT	537 500	S
Isol Suspendus	A50/51991	07/02/2001	SAINT GOBAIN	ESP	1 726 000	EURO	2 330 100	S
	A50/52027	02/10/2001	SAINT GOBAIN	ESP	345 000	EURO	465 750	S
Ferrures Galvanisés	A50/4223	14/02/2001	AFAG	TUN	88 131	DT	88 131	S
	A50/4224	22/03/2001	ELECTRO	TUN	472 766	DT	472 766	S
	A50/4225	13/02/2001	SGC	TUN	117 086	DT	117 086	S

	A50/4226	30/03/2001	EL HEYKEL	TUN	26 781	DT	26 781	S
Isolateurs Rigides	A50/52003	21/05/2001	SEDIVER	FRA	2 533 250	FF	372 399	S
Coffret isolés BT	A50/04273	15/05/2001	MERSA	TUN	867 773	DT	867 773	S
Engins de lavage s/t	04/99233	13/11/2001	Rimatek	FRA	616 169	US\$	893 445	S
	04/99232		EGI	FRA	709348	US\$	1 028 555	S
Supports BAP	A50/04294	26/09/2001	EL KANAOUET	TUN	396 000	DT	396 000	S
	A50/04295	30/08/2001	BMS	TUN	690 904	DT	690 904	S
	A50/04296	15/08/2001	BBMP	TUN	249 200	DT	249 200	S
Sect/Fusi	A50/52035	18/06/2002	INAEL	ESP	762480	EURO	1 029 348	S
Câble BT	A50/04297	29/08/2001	T CABLES	TUN	1 669 822	DT	1 669 822	S
	A50/04300	07/09/2001	CHAKIRA	TUN	1 917 103	DT	1 917 103	S
Transfo mono	A50/052033	30/05/2002	COOPER	USA	1 202 000	US	1 797 591	S
	A50/04320	02/01/2002	SACEM	TUN	1 093 550	DT	1 093 550	S
Potelet BT	A50/04289	20/08/2001	SGC	TUN	557 400	DT	557 400	S
Connecteur BT	A50/04331	14/02/2002	SIAME	TUN	1 053 000	DT	1 053 000	S
	A50/04332		ARELEC		412 500	DT	412 500	S
Piquet de terre	A50/04387	18/06/2002	AMS	TUN	396 495	DT	396 495	S
INFRUCTUEUX ANNULE VOIR A20 3746								
Acc ligne MT	A50/04346	17/04/2002	ARELEC	TUN	220 000	DT	220 000	S
	A50/04347	10/04/2002	SOFAM	TUN	1 005 500	DT	1 005 500	S
	A50/52044	18/06/2002	SUPREME	INDE	134 500	US	191 367	S
	A50/52045	19/04/2002	DERVAUX	FRAN	291 130	EURO	393 026	S
	A50/52046	19/04/2002	REMA	ALLEM	252 900	EURO	341 415	S
Acc ligne BT	A50/04380	08/07/2002	ARELEC	TUN	448 800	DT	448 800	S
	A50/04381	08/07/2002	SOFAM	TUN	397 140	DT	397 140	S
	A50/04382	08/07/2002	SIAME	TUN	1 175 400	DT	1 175 400	S
	A50/52054	08/07/2002	SEFAG	SWISS	2 700	US	3 136	S
	A50/52055	08/07/2002	SICAME	FRAN	375 600	EURO	507 060	S
Câble BT	A50/04335	19/04/2002	T,CABLES	TUN	1 513 477	DT	1 513 477	S
	A50/04338	19/04/2002	CHAKIRA	TUN	928 773	DT	928 773	S
	A50/4427	15/01/2003	CHAKIRA	TUN	146 848	DT	146 848	S
	A50/04341	12/04/2002	SUPER CABLE	TUN	158 250	DT	158 250	S
Câble BT NY Y cu	A50/04370	20/06/2002	T,CABLES	TUN	575 451	DT	575 451	S
	A50/04373	10/06/2002	CHAKIRA	TUN	1 804 363	DT	1 804 363	S
	A50/04376	12/06/2002	SUPER CABLE	TUN	181 440	DT	181 440	S
Fer ouvragé	A50/04360	23/05/2002	PAF	TUN	182 395	DT	182 395	S
	A50/04361	30/05/2002	EL HEYKEL	TUN	410 646	DT	410 646	S
	A50/04362	23/05/2002	SGTM	TUN	832 065	DT	832 065	S
	A50/04363	22/08/2002	SGC	TUN	37 460	DT	37 460	S
Câble nu en Almelec	A50/04395	15/08/2002	T,CABLES	TUN	2 541 843	DT	2 541 843	S
Parafoudre	A50/52083	21/02/2003	ALSTOM	FR	344 640	EURO	344 640	S
Boulonnerie	A50/52064	13/01/2003	MOHAN	INDE	111 300	US	160 706	S
Appareils coupure	A50/52085	5/5/2003	ABB	SUIS	283 680	EURO	547 771	S
	A50/52086	08/05/2003	IBERICA	ESPA	15 950	EURO	21 660	S

	A50/04439	06/06/2003	TET	TUN	297 600	DT	297 600	S
Isol Elem chaines	A50/52088	12/05/2003	VETROARREDO	ITAL	1 969 000	EURO	2 726 080	S
Disjonct MT	A50/52091	22/05/2003	ALSTOM	FR	215 242	EURO	298 003	S
Câble HTA 30 KV	A50/52095	26/05/2003	PIRELLI	FR	2 311 690	EURO	3 289 534	S
Supports isolants	A50/52096	06/06/2003	ELLETROCE	ITA	102 000	EURO	145 146	S
Câbles B,T	A50/04484	22/07/2003	T,CABLES	TUN	1 445 139	DT	1 445 139	S
	A50/04487	22/07/2003	CHAKIRA	TUN	1 474 366	DT	1 474 366	S
	A50/04490	22/07/2003	SUPER CABLE	TUN	460 813	DT	460 813	S
TSP	APPEL D'OFFRES INFRUCTUEUX							SO
Câbles nus en almelec	A50/04481	19/06/2003	CHAKIRA	TUN	3 539 017	DT	3 539 017	S
Connecteurs TST	A50/52099	22/07/2003	TYCO/SIMEL	FR	68 623	EURO	99 057	S
	A50/52100	22/07/2003	DERVIEUX	FR	68 280	EURO	98 562	S
	A50/52101	22/07/2003	SICAME	FR	56 400	EURO	112 502	S
Câbles HTA	A50/52102	17/09/2003	RYADH CABLES	KSA	1 494 897	US\$	1 970 274	S
IAT	A50/52103	25/09/2003	EFACEC	PORTU	615 656	EURO	888 699	S
Total							71 424 745,85	S
Micro-Ordinateurs	M 043 7977	18/03/2005	MIS	TUN	48 923	DT	48 923	S

TUNISIE
Projet d'électrification rurale (Electricité VI)
Financement et réalisations du projet

Devise de la demande	Contre valeur en USD	Contre valeur en TND
Couronne danoise	54 774	80 448
TND	43 895 424	59 222 116
EUR	13 167 270	16 933 541
FRF	2 209 051	3 205 853
PTS	77 857	114 632
USD	3 555 607	4 627 950
Total	62 959 983	84 184 540

Nature du décaissement	Contre valeur en USD	Contre valeur en TND
Lettre de garantie	3 890 453	4 796 726
Paiement direct	9 410 543	12 371 876
Remboursement	18 580 444	25 807 373
Compte spécial	31 078 542	41 208 565
	62 959 982	84 184 540

Année de décaissement		
2001	7 316 057	10 555 458
2002	23 797 187	33 589 383
2003	20 312 083	25 796 012
2004	9 527 023	11 782 253
2005	2 007 633	2 461 433
Total	62 959 983	84 184 539

Source : STEG

TUNISIE
Projet d'électrification rurale (Electricité VI)
Financement et réalisations du projet

Composantes	Quantité		Ecart		
	Evaluation	Achèvement	Absolu	%	
A Lignes MT (km)	Triphasé 30 kV	55	68		
	Monophasé 17,5 kV	2 745	3 400		
	S/Total A	2 800	3 468	668	23,86
B Postes MT/BT (U)	Triphasé 30/0,4 kV	60	65		
	Monophasé 17,5/0,22 kV	2 760	4 482		
	S/Total B	2 820	4 547	1 727	61,24
C Lignes BT (km)	Triphasé 380 V	160	225		
	Monophasé 220 V	4 640	6 550		
	S/Total C	4 800	6 775	1975	41,15
D Branchements BT (U)	Logement	45 000	52 657		
	Pompage	320	81		
	S/Total D	45 320	52 738	7 410	16,37
E Matériel d'exploitation (U)	Postes radios	500	0	(500)	(100)
	Engins de lavage	5	2	(3)	(60)
	Terminaux de saisie	335	0	(335)	(100)
	Micro ordinateurs	35	35	0	0
F Etudes et supervision (U)	Etudes	1	1	0	0
	Contrôle	1	1	0	0
	Supervision	1	1	0	0
	Réception des travaux	1	1	0	0

TUNISIE

PROJET D'ELECTRIFICATION RURALE Mission d'achèvement ELECTRICITE VI

Hypothèses actualisées pour le calcul de la rentabilité du projet

1. Données du projet

1.1 **Coût de l'investissement :** Le coût final s'élève à 119,234 millions de TND. La répartition de la dépense sur la durée du projet n'a pu être obtenue que sur la composante relative au prêt de la BAD (dont l'équivalent en TND est de 84,184 millions). Elle a donc été appliquée à la dépense totale comme le fait ressortir le tableau suivant (ligne A) et cette répartition permet, par différence, de donner (en B) une estimation des coûts supportés par les autres sources de financement que la BAD. Seulement, on sait que les dépenses ont été effectuées dès 1999 sur les autres financements alors que le prêt BAD n'a commencé à être décaissé qu'en 2001. On a donc conservé la répartition (B) ci-dessus des autres sources sur les trois dernières années 2003 à 2005 puis réparti le montant des deux années 2001 et 2002 en 4 parts égales sur les quatre premières années du projet (ligne C). Le coût total retenu est donc la somme de cette estimation (C) et des montants du prêt de la BAD. Les calculs sont présentés dans le tableau ci-dessous.

(1000 TND)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total
Prêt BAD ⁽¹⁾ (1000 TND)	-	-	10.555	33.590	25.797	11.782	2.461	84.185
% annuels BAD			12,50	39,90	30,64	14,00	2,92	100,00
(A) Coût total d'après % BAD (1000 TND)			14.949	47.575	36.537	16.687	3.486	119.234
(B) Autres sources de fin d'après même % KTND			4.394	13.985	10.740	4.905	1.025	35.049
(C) Coût Autres sources retenu (1000 TND)	4.594	4.595	4.595	4.595	10.740	4.905	1.025	35.049
(D) Coût total retenu	4.594	4.595	15.150	38.185	36.537	16.687	3.486	119.234

⁽¹⁾ : Source : STEG DFC/Div Gestion de la dette

1.2 **Réalisations physiques:** Le projet s'est réalisé sur les sept années 1999 à 2005. La répartition du nombre des branchements a été fournie par la STEG en cumul sur les quatre années 2001, 2003, 2004 et 2005. On a donc réparti le cumul 2001 en trois parts égales sur 1999, 2000 et 2001 et le montant (2003 moins 2001) a été réparti par moitié sur les deux années 2002 et 2003. L'estimation du nombre de branchements réalisés figure au tableau ci-dessous.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total
Nb branchements annuels	nd	nd	nd	nd	nd	6 796	1 405	
Nb branchements à fin d'année ⁽¹⁾	nd	nd	24 574	nd	44 537	51 333	52 738	52 738
Estimation nb branchements annuels	8 191	8 191	8 192	9 982	9 981	6 796	1 405	52 738
dont branchements domestiques	8 178	8 178	8 179	9 967	9 966	6 786	1 403	52 657
dont pompages	13	13	13	15	15	10	2	81
Estimation nb branchements cumulés	8 191	16 382	24 574	34 556	44 537	51 333	52 738	52 738
dont branchements domestiques	8 178	16 357	24 536	34 503	44 469	51 254	52 657	52 657
dont pompages	13	25	38	53	68	79	81	81

1.3 **Coût d'entretien et d'exploitation :** Comme à l'évaluation le coût d'entretien a été estimé à 1% du coût total de l'investissement. Pour le coût d'exploitation, on a retenu le coût marginal des KWh injectés sur le nouveau réseau supplémentaires au prix du combustible, achats d'électricité et matières et matériels tel qu'il apparaît dans les comptes analytiques de la STEG, soit 38,3 millimes de TND/KWh en 1999 et 2000, 40,9 en 2001, 40,8 en 2002, 46,7 en 2003 et 45,8 pour 2004 et au-delà.

1.4 **Consommations :** Les statistiques de la STEG estiment la consommation unitaire moyenne en milieu rural à 664 KWh pour l'usage domestique en 1999 et à 5.900 KWh pour les pompages. Les progressions annuelles sont estimées à + 1,7% par an pour les domestiques et à + 0,4% pour les pompages. En ce qui concerne les usagers domestiques ruraux la consommation moyenne n'est pas atteinte tout de suite. Elle commence à environ la moitié, soit 332 kWh, pour se stabiliser au niveau moyen ci-dessus à partir de la cinquième année. On a retenu une montée en régime régulière entre ces deux valeurs : 398 KWh/an la 2^{ème} année, 464 KWh/an la 3^{ème} année, 530 KWh/an la 4^{ème} année et 600 la 5^{ème} année. Les pompages consomment à la moyenne annuelle dès la 1^{ère} année.

1.5 **Recettes liées aux ventes d'énergie :** on a retenu pour les prix de vente moyens du KWh le tarif de fin de projet, soit celui qui s'est appliqué au 1^{er} juillet 2005, ce qui donne :

- Pour les usages domestiques avec une puissance installée inférieure ou égale à 2 KVA, ce qui est le cas général : 0,070 TND par KWh jusqu'à 50 KWh par mois et 0,108 TND par KWh au delà + une redevance de 2,4 TND par an ;
- Pour le pompage de l'eau : moyenne de 0,050 TND par KWh + une redevance de 12 TND par an.

1.6 **Recettes liées à la contribution des usagers au coût des branchements :** pour les usagers domestiques, bénéficiant des facilités de paiement :

- premier versement à la STEG : 50 TND
- versements sur 72 mensualités de 3 TND par mois.

Pour les exploitants agricoles : 250 TND.

1.7 **Valeur résiduelle :** non valorisée.

2. Comparaison des situations avant et après projet

Situation sans le projet

Pompages

- a) Les moto-pompes utilisées (pour des puits de moins de 40m de profondeur) sont en moyenne de 7,5 CV. Le moteur diesel revient à 4.000 TND. Le remplacement effectué en moyenne tous les 10 ans.
- b) Entretien et maintenance :
 - cinq premières années : 120 TND par an pour les entretiens courants ;
 - cinq années suivantes : nécessité de révision du moteur tous les ans (500 TND par an) + les entretiens courants (120 TND par an).
- c) Consommation moyenne de 20 litres de gas-oil par jour, au coût de 0,550 TND/l (100 jours par an).

Usages domestiques

- a) En moyenne chaque foyer renouvelle tous les deux ans :
 - une batterie (alimentation télévision) pour 100 TND
 - une lampe à pétrole pour environ 10 TND
- b) Tous les ans, il procède à l'achat de piles pour la radio ou autres petits appareils (5 TND) et de bougies (0,3 TND par mois) et au remplacement d'un verre à lampe pour 1 TND. De plus il doit faire recharger sa batterie à peu près tous les mois pour un coût unitaire de 8 TND.
- c) La consommation de pétrole lampant est d'environ 10 TND par mois.

- **Situation avec le projet**

Pompages

- a) Coût d'une moto-pompe électrique de puissance équivalente : 1.500 TND. Renouvellement tous les vingt ans.
- b) Rebobinage + accessoires : 100 TND tous les deux ans
- c) Branchement : 250 TND
- d) Consommation de 5.900 KWh par an au tarif de 0,050 TND par KWh.

Usages domestiques

- a) Equipement d'environ 4 ampoules tous les deux ans par foyer, soit deux par an en moyenne (2TND par an)
- b) Consommation moyenne de 664 KWh par an au tarif de 0,070 TND par KWh (0,108 au-delà de 50 KWh par mois).
- c) Frais d'usage :
 - participation aux frais de branchement, avec facilités de paiement : premier versement de 50 TND et 72 mensualités de 3 TND.

3. **TRIE**

Le tableau de la page 5 de l'annexe 9 met en relation deux situations, une situation avec le projet et une situation sans projet :

- Situation sans le projet : l'investissement est supporté par la communauté des utilisateurs sous forme de rééquipements périodiques en moteurs diesel pour les pompages et en petits équipements domestiques tels que les lampes à pétrole ou les batteries pour les usagers particuliers.
- Situation avec le projet : l'investissement est essentiellement constitué par celui du projet en dehors des quelques besoins de rééquipement des utilisateurs.
- Analyse de sensibilité :

Résultats	Valeurs
VAN coûts d'usage pour l'utilisateur avec le projet	21.287
VAN coûts d'usage pour l'utilisateur sans le projet	81.457
Valeur du TRIE	12,3%
Hausse du cout d'exploitation de 10%	12,1%
Coûts d'entretien : + 10%	12,2%
Combinaison A + B	12,0%

TUNISIE

**PROJET D'ELECTRIFICATION RURALE
ELECTRICITE VI**

Mission d'achèvement

Coûts d'usage pour l'utilisateur (1000DT)
Situation avec le projet

Années	Motopompes				Usages domestiques				Coûts totaux 1000 DT
	Nouveaux branchement DT	Equipement et branchement DT	Entretien DT	Consommation DT	Nombre usagers	Branchement DT	Equipement DT	Consommation DT	
1999	13	22 750		1 918	8178	556 104	16 356	190 057	787
2000	13	22 750		5 753	8178	850 512	32 712	417 896	1 330
2001	13	22 750		9 603	8179	1 144 988	49 070	683 540	1 910
2002	15	26 250		13 764	9967	1 561 016	69 004	1 028 525	2 699
2003	15	26 250	4 000	18 235	9966	1 919 760	88 936	1 421 824	3 479
2004	10	17 500		21 986	6786	2 062 296	102 508	1 758 489	3 963
2005	2	3 500		23 838	1403	1 793 344	105 314	1 972 785	3 899
2006				24 228		1 454 040	105 314	2 132 989	3 717
2007				24 325		1 159 614	105 314	2 258 592	3 548
2008			8 100	24 422		832 986	105 314	2 348 903	3 320
2009				24 519		474 192	105 314	2 414 690	3 019
2010				24 618		172 656	105 314	2 476 150	2 779
2011				24 716		25 254	105 314	2 538 654	2 694
2012				24 815			105 314	2 602 221	2 732
2013			8 100	24 914			105 314	2 666 869	2 805
2014				25 014			105 314	2 732 615	2 863
2015				25 114			105 314	2 799 480	2 930
2016				25 214			105 314	2 867 481	2 998
2017				25 315			105 314	2 936 638	3 067
2018			8 100	25 416			105 314	3 006 970	3 146
2019		22 750		25 518			105 314	3 078 499	3 232
2020		22 750		25 620			105 314	3 151 243	3 305
2021		22 750		25 723			105 314	3 225 224	3 379
2022		26 250		25 826			105 314	3 300 463	3 458
2023		26 250	8 100	25 929			105 314	3 376 980	3 543
2024		17 500		26 033			105 314	3 454 799	3 604
2025		3 500		26 137			105 314	3 533 940	3 669

Somme= 81 872

VAN à 12% = 21 287

TUNISIE

PROJET D'ELECTRIFICATION RURALE

Mission d'achèvement

Coûts d'usage pour l'utilisateur (1000DT)

Situation sans le projet

Années	Motopompes				Usages domestiques			Coûts totaux
	Nombre (cumul)	Equipement	Entretien	Consommation	Nombre (cumul)	Equipement et entretien	Consommation	
1999	13	2,60	1,56	14,30	8178	1 308	981	2 308
2000	26	5,20	3,12	28,60	16356	2 617	1 963	4 617
2001	39	7,80	4,68	42,90	24535	3 926	2 944	6 925
2002	54	10,80	6,48	59,40	34502	5 520	4 140	9 737
2003	69	13,80	8,28	75,90	44468	7 115	5 336	12 549
2004	79	15,80	16,22	86,90	51254	8 201	6 150	14 470
2005	81	16,20	30,78	89,10	52657	8 425	6 319	14 880
2006		16,20	53,4	89,10		8 425	6 319	14 903
2007		16,20	85,08	89,10		8 425	6 319	14 934
2008		16,20	126,06	89,10		8 425	6 319	14 975
2009		16,20	173,84	89,10		8 425	6 319	15 023
2010		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2011		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2012		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2013		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2014		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2015		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2016		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2017		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2018		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2019		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2020		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2021		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2022		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2023		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2024		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899
2025		16,20	50,22	89,10		8 425	6 319	14 899

Somme = 363 714

VAN à 12% = 88 457

TUNISIE

PROJET D'ELECTRIFICATION RURALE
ELECTRICITE VI

Mission d'achèvement

Taux de rentabilité interne économique
(1000 DT)

Années (total)	Coût sans le projet	Coût avec le projet					Coût total	Cash flow
		Coût HT de l'investissement (cumul)	Coût d'entretien	Coût marginal d'exploitation	Motopompes nombre annuel	Coût		
1999	2 308	4 594		105	13	20	4 718	-2 410
2000	4 617	4 595	46	231	13	20	4 892	-275
2001	6 925	15 150	92	407	13	20	15 669	-8 743
2002	9 737	38 185	243	611	15	23	39 062	-29 324
2003	12 549	36 537	625	966	15	23	38 150	-25 601
2004	14 470	16 687	991	1 169	10	15	18 861	-4 391
2005	14 880	3 486	1 157	1 306	2	3	5 952	8 928
2006	14 903		1 192	1 405			2 598	12 305
2007	14 934		1 192	1 478			2 671	12 264
2008	14 975		1 192	1 526			2 718	12 257
2009	15 023		1 192	1 556			2 748	12 275
2010	14 899		1 192	1 582			2 774	12 125
2011	14 899		1 192	1 608			2 801	12 099
2012	14 899		1 192	1 635			2 828	12 072
2013	14 899		1 192	1 663			2 855	12 044
2014	14 899		1 192	1 691			2 883	12 016
2015	14 899		1 192	1 719			2 912	11 988
2016	14 899		1 192	1 748			2 941	11 959
2017	14 899		1 192	1 778			2 970	11 929
2018	14 899		1 192	1 808			3 000	11 900
2019	14 899		1 192	1 838		20	3 050	11 850
2020	14 899		1 192	1 869		20	3 081	11 819
2021	14 899		1 192	1 900		20	3 112	11 787
2022	14 899		1 192	1 932		23	3 147	11 752
2023	14 899		1 192	1 965		23	3 180	11 720
2024	14 899		1 192	1 998		15	3 205	11 694
2025	14 899		1 192	2 032		3	3 227	11 672

TRIE = 12,4%

TUNISIE

Projet d'électrification rurale (Electricité VI)

Evaluation et notation de la performance

Performance à l'exécution

Indicateurs des composantes	Note (1 à 4)	Observations
1. Respect du calendrier d'exécution	2	Le projet s'est achevé avec un retard de deux ans et demi correspondant à 71,4% du délai initial
2. Respect du barème des coûts	3	Le coût total du projet à l'achèvement dépasse de 19,13% le coût estimé à l'évaluation.
3. Respect des clauses	3	Toutes les conditionnalités liées au prêt ont été satisfaites. Les comptes du projet ont été régulièrement audités.
4. Adéquation du suivi, de l'évaluation et des rapports	3	La gestion technique du projet est jugée satisfaisante. Les rapports d'activités du projet et d'audit des dépenses effectuées sur les ressources du prêt ont été régulièrement soumis à la Banque. En plus, la périodicité semestrielle a fait place à un rythme trimestriel.
5. Opérations satisfaisantes	4	Les installations réalisées ont été mises en service au fur et à mesure de leur achèvement. La STEG qui assure la gestion de ces installations dispose des moyens humains, logistiques, matériels et financiers requis. L'exploitation et la maintenance de ces installations sont assurées selon les normes et les règles de l'art. Un impact positif à long terme peut être envisagé
Total	15	
Evaluation globale de la performance à l'exécution	3	La performance d'exécution du projet est jugée satisfaisante (S)

Performance de la Banque

Indicateurs des composantes	Note (1 à 4)	Observations
1. Lors de l'identification	3	Ce projet fait partie d'actions prioritaires inscrites dans le 9 ^{ème} Plan national de développement 1997-2001. Il a été identifié en 1998 et évalué en février 1999.
2. A la préparation	2	Ce projet a été préparé mais les faiblesses de la requête n'ont pas été détectées à savoir les problèmes de pompages et l'augmentation du nombre de raccordements domestiques.
3. A l'évaluation	3	Le rapport d'évaluation a examiné tous les aspects techniques, économiques, financiers, sociaux et environnementaux du projet. On relève toutefois une certaine insuffisance dans l'estimation du délai d'exécution du projet et de la demande de raccordements des pompages. Une matrice du cadre logique du projet a été élaborée
4. Lors des supervisions	4	Au total 7 missions de supervision ont été effectuées soit 1,6 missions par an en moyenne ; elles ont permis de régler avec diligence les problèmes qui pouvaient retarder l'exécution du projet. La proximité de la Banque a aussi été favorable à l'exécution du projet. La composition des équipes de supervision et la durée moyenne des missions de supervision sont adéquates.
Total	12	
Evaluation globale de la performance de la Banque	3	La performance de la Banque est satisfaisante (S)

TUNISIE

Projet d'électrification rurale (Electricité VI)
Evaluation et notation de la performance

Résultats du projet

	Indicateurs des composantes	Note (1 à 4)	Observations
1.	Pertinence et réalisation des objectifs	3,14	
i)	Politique macro-économique	3	Le projet s'inscrit dans le plan de développement économique et social du pays ; il est axé sur la réduction des disparités entre les régions et la lutte contre la pauvreté rurale.
ii)	Politique sectorielle	4	Le projet contribue au renforcement de la part du secteur dans le développement du pays. Il facilite l'adéquation de la demande et de l'offre par l'extension des réseaux Mt et BT.
iii)	Réalisations physiques (y compris production)	3	Projet a atteint et dépassé ses objectifs physiques.
iv)	Volet financier	3	Coût du projet dépassé de 19,11% les prévisions à l'évaluation.
v)	Réduction de la pauvreté, impact social et genre	3	Incidences très positives du projet sur la réduction de la pauvreté et les conditions sociales de la population particulièrement celles de la femme rurale.
vi)	Environnement	3	Le projet a peu d'impacts négatifs directs sur l'environnement. Des mesures d'atténuation ont été prises pendant les travaux.
vii)	Développement du secteur privé	3	Le projet a fourni pendant 6 ans du travail à de nombreuses PME locales et il a favorisé l'installation dans les zones rurales de petites unités artisanales, commerciales ou de transformation.
2.	Renforcement institutionnel	2,75	
i)	Cadre institutionnel (dont restructuration)	3	Le projet n'a pas d'objectif spécifique de renforcement institutionnel mais a posé comme une des conditions préalables la mise en vigueur de la nouvelle organisation de la STEG. Il s'est en revanche pleinement inscrit, pour sa réalisation, dans le système de coordination des projets complémentaires de développement régional mis en place au niveau national et dans les gouvernorats.
ii)	Systèmes financiers et intégrés de gestion, dont systèmes d'audit	2	Tenue des comptes séparées et l'audit n'ont été assurés que pour les dépenses effectuées sur les ressources du prêt.
iii)	Transfert de technologie	3	Renforcement de l'expérience du personnel de la STEG pour les études et la gestion des projets d'électrification.
iv)	Dotations en effectifs qualifiés (dont rotation), formation et personnel de contrepartie	3	Dotations suffisantes en personnel qualifié pour les études, les approvisionnements et la gestion du projet.
3.	Durabilité	3,12	
i)	Engagement continu de l'emprunteur	4	L'Emprunteur a assumé sa responsabilité en matière de développement social en prenant en charge le prêt et une partie des dépenses en monnaie locale ainsi que le service de la dette.
ii)	Politique environnementale	3	Le cadre légal existe et devrait permettre dans son application de sauvegarder l'environnement.
iii)	Cadre institutionnel	4	Le projet a eu pour effet la mise en vigueur de la nouvelle organisation de la STEG.
iv)	Viabilité technique et dotation en effectifs	3	La STEG dispose du personnel technique, des moyens logistiques et matériels et des ressources financières pour assurer l'exploitation et la maintenance des installations suivant les normes et les règles.
v)	Viabilité financière et mécanismes de recouvrement des coûts	2	Les tarifs sociaux correspondants aux usages ruraux de l'électricité peuvent constituer un handicap pour la STEG.
vi)	Viabilité économique	3	Par ses retombées économiques en matière agricole et par l'apparition de petits métiers, le projet est un facteur de développement local.
vii)	Viabilité environnementale	3	Les installations réalisées dans le cadre du projet ne sont pas de nature à affecter les stratégies locales de protection de l'environnement.
viii)	Continuité de l'exploitation et de l'entretien (disponibilité des fonds pour couvrir les charges récurrentes, des devises, des pièces de rechange, des ateliers, etc.)	3	Le réseau rural fait partie des réseaux de distribution d'électricité dont l'exploitation et l'entretien sont assurés de façon courante par la STEG. Celle-ci est à même de mener ces activités à condition d'avoir des ressources financières suffisantes. Pour les années à venir l'équilibre financier de la société dépendra de sa capacité d'obtenir de l'Etat des tarifs d'un niveau suffisant pour couvrir ses charges.
4.	Taux de rentabilité économique	3	Le taux de rentabilité interne économique du projet à l'achèvement est de 8,5% contre 9,4% à l'évaluation.
	Evaluation globale des résultats	3,0	Satisfaisante (S).

**Matrice des recommandations
et actions de suivi**

Annexe 8
Page 1 de 1

Principales constatations et conclusions	Enseignements tirés et recommandations	Actions de suivi	Responsables
<p>Formulation du projet Le projet constitue la 6^{ème} opération d'électrification rurale en Tunisie. Il fait partie du 9^{ème} plan de développement économique et social. Le nombre d'abonnés domestiques potentiels avait été sous estimé tandis que celui des pompages avait été surestimé.</p>	<p>L'option de recourir aux investissements extérieurs pour financer l'électrification rurale s'est avéré judicieuse. Une estimation plus exacte des clients potentiels aurait permis d'éviter les augmentations du volume de réalisations.</p>	<p>La Banque devra analyser en détail les études de faisabilité ; elle devra aussi veiller à ce que les projets soient préparés avec une équipe pluridisciplinaire (Ingénieur, Economiste, Analyste financier, Environnementaliste)</p>	<p>BAD</p>
<p>Exécution du projet Le projet a été exécuté sur une période de 66 mois (5ans et 6 mois) au lieu de 42 mois (3 ans et 6 mois) suite à l'augmentation des travaux réalisés et la non maîtrise par la STEG des procédures et règles de la Banque, surtout dans les phases de démarrage du projet.</p>	<p>Le délai d'exécution des travaux a été sous-estimé. Un soin particulier devra être apporté à l'élaboration des calendriers d'exécution des projets ; la longue expérience de la Banque dans le sous-secteur devrait servir de base d'estimation des délais d'exécution des projets.</p>	<p>Confectionner et examiner avec le plus grand soin les calendriers d'exécution afin de le rendre plus réaliste.</p>	<p>Emprunteur BAD</p>
<p>L'ingénierie du projet a été assurée par la STEG, ce qui constitue une bonne pratique</p>	<p>La mise en place d'une cellule de projet a été bénéfique ; il est recommandé, dans le cadre de la coopération Sud-Sud, de faire connaître l'existence d'une capacité d'ingénierie interne à la STEG</p>	<p>La STEG devra renforcer sa participation dans les travaux de l'UPDEA</p>	<p>Emprunteur, STEG</p>
<p>L'écart entre le coût final du projet et l'estimation à l'évaluation exprimé en TND est en adéquation avec l'augmentation de la taille du projet. Les rapports d'avancement et d'achèvement de l'Emprunteur n'ont pas permis de connaître la participation année par année des autres bailleurs de fonds</p>	<p>La Banque devra donner des indications claires en matière de suivi financier des projets.</p>	<p>La Banque devra émettre des directives en matière d'évaluation des coûts des projets en monnaie nationale et d'audit des projets</p>	<p>BAD</p>
<p>Evaluation de la performance et des résultats du projet</p>	<p>La performance des parties prenantes est jugée satisfaisante ; les objectifs ont été atteints et même dépassés avec un accroissement de coûts de 19,11%</p>	<p>L'incidence sociale et économique du projet sera positive à long terme ; son incidence négative sur l'environnement est négligeable.</p>	<p>L'Emprunteur et la Banque devront développer un mécanisme du suivi évaluation afin de mieux cerner l'impact socioéconomique des projets</p> <p>Emprunteur BAD</p>
<p>Durabilité du projet La STEG dispose d'une capacité institutionnelle et technique adéquate. Les augmentations tarifaires ont contribué à assainir ses finances. Les conditions techniques et financières sont réunies pour garantir la durabilité du projet.</p>	<p>Le meilleur moyen d'assurer la viabilité du projet est de poursuivre la politique tarifaire de manière à renforcer la capacité financière de l'organe d'exécution afin de lui permettre de couvrir ainsi les charges récurrentes.</p>	<p>La Banque devra veiller à ce que la STEG continue de pratiquer et de renforcer sa politique tarifaire de recouvrement des coûts.</p> <p>BAD Emprunteur</p>	

TUNISIE

Projet d'électrification rurale (Electricité VI)

Liste des documents utilisés

1. STEG, Rapport d'achèvement Electricité VI, 2005
2. Rapport d'audit externe au 31/12/2004
3. Tarifs d'électricité 1/01/06 ; 1/07/05 ; 1/02/05 ; 1/05/04 ; 1/04/03 ; 1/08/01 ; 15/08/00
4. Etat des décaissements par années par nature et par devises
5. Fiche signalétique District de Gafsa
6. Fiche signalétique District de Tozeur
7. Projet BAD 6 District de Bizerte
8. STEG Rapports annuels 1999 à 2004
9. Extraits Bilan des réalisations du Contrat Programme STEG Gouvernement 1997/2001
10. Revue tunisienne de l'énergie N°55/2000, N°56/200, N° 64/2005
11. CD ans d'énergie
12. Revue de l'Electricité et du Gaz, n° 13
13. Rural Electrification in Tunisia, World Bank Group, ESMAP, août 2005