

2

0

RAPPORT D'ACTIVITE

0

4



S O M M A I R E

| | | |
|--------------|--|-----------|
| I | MISE EN PLACE, STRUCTURE ET ORGANISATION DE L'ARSE..... | 4 |
| II | FONCTIONNEMENT DE L'ARSE | 5 |
| II.1 | Activités de régulation | 5 |
| II.1.1 | Activités au titre des décisions et avis | 5 |
| II.1.2 | Activités au titre des études, rapports et recommandations..... | 6 |
| II.1.3 | Activités au titre des investigations et de la surveillance du secteur | 9 |
| II.1.4 | Activités au titre de la conciliation..... | 10 |
| II.1.5 | Autres activités..... | 11 |
| II.2 | Activités financières | 12 |
| II.2.1 | Bilan | 13 |
| II.2.2 | Compte de résultat..... | 13 |
| III | REVUE DES ACTIVITES DES OPERATEURS..... | 15 |
| III.1 | Bilan des activités techniques..... | 15 |
| III.1.1 | La Communauté Electrique du Bénin..... | 15 |
| III.1.2 | Togo Electricité | 19 |
| III.1.3 | La Communauté Electrique du Bénin..... | 26 |
| III.1.4 | Togo Electricité | 31 |
| IV | ANNEXES | 38 |
| 1. | Résumé des obligations de TOGO ELECTRICITE | 38 |
| 2. | Etat de contrôle des revenus autorisés et calcul de la redevance | 38 |
| 3. | Tarif de vente de l'électricité | 38 |
| 4. | Bilan énergétique simplifié | 38 |
| 5. | Répartition des ventes d'énergie par catégorie de client..... | 38 |
| 6. | Bilans et comptes de résultat de l'ARSE | 38 |
| 7. | Bilans et comptes de résultat de TOGO ELECTRICITE | 38 |
| 8. | Bilans et comptes de résultat de la CEB..... | 38 |
| 9. | Carte électrique du Togo | 38 |
| 10. | Résumé des rencontres et réunions de l'ARSE | 38 |

ACTIVITES DE L'ARSE

I MISE EN PLACE, STRUCTURE ET ORGANISATION DE L'ARSE

Par la loi 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité, l'Etat togolais a confirmé son désir de reformer le secteur de l'électricité. Cette réforme a apporté des changements dans la structure de l'industrie électrique. Elle a, notamment, démonopolisé la production, le transport, la distribution de l'énergie électrique, créé une Autorité de Réglementation du Secteur de Electricité, précisé le rôle de chaque intervenant dans le secteur et fixé le cadre d'intervention des exploitants.

Dans son article 9, la loi susvisée crée auprès du Ministre chargé de l'énergie, l'Autorité de réglementation du secteur de l'électricité qui est un établissement public doté de l'autonomie financière.

L'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE) a quatre (4) missions principales :

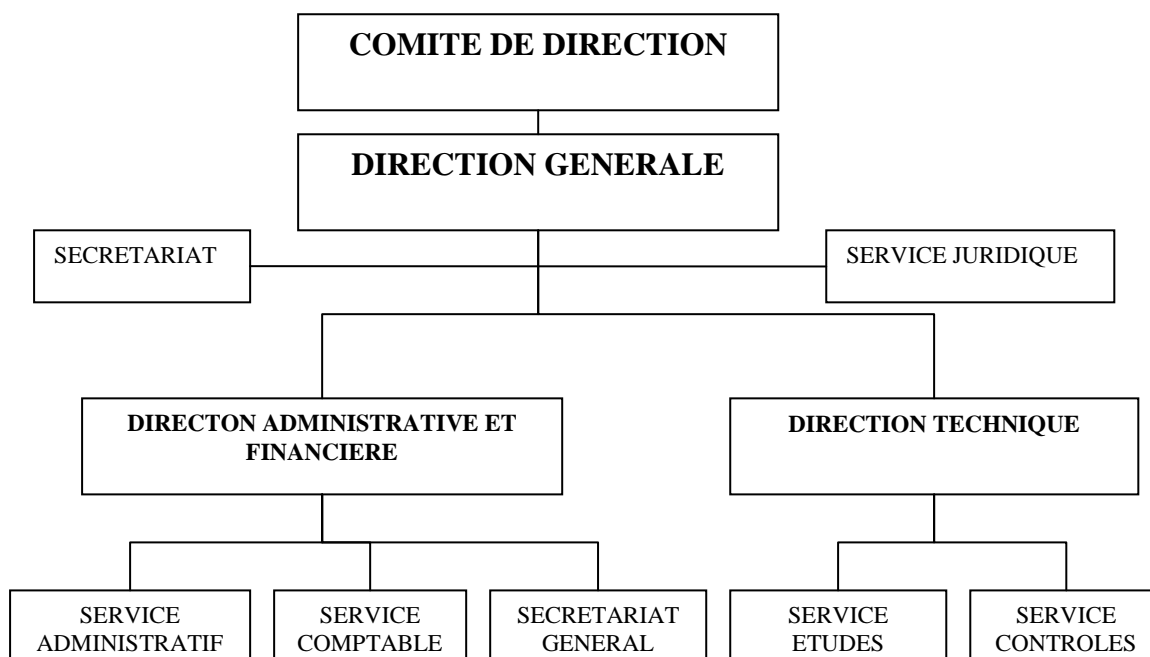
1. Elle participe à l'évaluation des projets et à la supervision des appels d'offres nationaux ou internationaux pour la conclusion de conventions de concession, la construction de nouvelles installations électriques et la modification d'installations électriques existantes.
2. Elle propose au ministre chargé de l'énergie des projets de normes et de formules destinées à réguler les activités réglementées, ou relatifs à toute autre question concernant le secteur de l'électricité et plus particulièrement dans le domaine des tarifs pratiqués par les concessionnaires et les exploitants, de la qualité de l'énergie électrique fournie, du cahier des charges et des normes de sécurité.
3. Elle procède aux vérifications et investigations nécessaires, et met en œuvre les pouvoirs qu'elle détient aux fins de certifier la conformité des installations électriques aux normes de sécurité et aux normes techniques applicables ainsi que le respect des dispositions de la loi par les concessionnaires et exploitants.
4. En cas de différend entre les différents intervenants du secteur de l'électricité, l'Autorité de Réglementation si elle est saisie peut se constituer en une chambre arbitrale en vue de la conciliation ou de l'arbitrage du litige.

L'ARSE est administrée par un Comité de Direction (CDD) dont les membres ont été nommés par décret n°2001-100/PR du 19 mars 2001 et ont prêté serment devant la cour d'appel en mai 2001.

La gestion quotidienne des activités de l'ARSE est confiée au Directeur Général, nommé par décret n°2001-166/PR du 29 septembre 2001.

La structure organisationnelle et fonctionnelle de l'ARSE a été mise en place au cours de l'exercice 2003 de même que le recrutement du personnel. L'exercice 2004 a été consacré à la formation du personnel ainsi qu'à la finalisation et à la mise en œuvre du manuel de procédure administrative, comptable et technique de l'ARSE.

L'organigramme de l'ARSE se présente comme suit :



II FONCTIONNEMENT DE L'ARSE

II.1 Activités de régulation

II.1.1 *Activités au titre des décisions et avis*

L'ARSE a adopté au cours de l'exercice 2004, les textes réglementaires relatifs :

- aux règlements de procédure d'arbitrage et de conciliation ;
- aux procédures de contrôle technique ;
- au modèle de collecte des données auprès des opérateurs, le "Guide de reporting" pour la CEB et pour Togo Electricité ;
- au manuel de procédures.

Les décisions suivantes ont été prises au cours de l'exercice 2004.

| N° de la décision | Objet |
|---|---|
| DECISION N°005/ARSE-CDD du 09/03/2004 | portant adoption du règlement de procédure d'arbitrage applicable par l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité |
| DECISION N°006/ARSE-CDD du 09/03/2004 | portant Adoption du règlement de procédure de conciliation applicable par l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité |
| DECISION N°007/ARSE-CDD du 03/11/2004 | relative à l'intervention de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité pour les missions prises en charge partiellement ou totalement par un tiers |
| DECISION N°008/ARSE-CDD du 03/11/2004 | portant adoption de l'organigramme |
| DECISION N°009/ARSE-CDD du 03/11/2004 | Portant approbation des montants de main d'œuvre destinée à être intégrés aux immobilisations de Togo Electricité |

II.1.2 Activités au titre des études, rapports et recommandations

L'Autorité a continué à apporter son assistance au Ministre chargé de l'énergie dans le cadre des concertations entre le Concédant et le Concessionnaire qui avaient démarré en 2003.

En effet, à la fin de l'année 2003 et notamment à la réunion du 16 septembre 2003, les deux parties (le Concédant et le Concessionnaire), ayant reconnu l'existence de dysfonctionnements dans la mise en œuvre de la Convention de Concession, ont confié à un expert indépendant l'évaluation desdits dysfonctionnements et l'élaboration d'une proposition pour un nouveau cadre pour la poursuite de la coopération, dès janvier 2004.

Cette mission n'a pu réellement démarrer qu'au début de l'exercice 2004. Plusieurs difficultés ont émaillé la réalisation de l'étude et les deux parties n'ont pu s'entendre sur les conclusions de ladite étude.

Une commission interministérielle a été formée en septembre 2004, pour négocier avec Elyo le nouveau cadre de coopération. A la fin de l'exercice chaque partie a présenté à l'autre une proposition. Les deux parties, malgré leurs efforts, n'ont pas pu s'entendre avant la fin de l'exercice.

Dans le domaine des études techniques, l'ARSE a eu à :

- i. Examiner le dossier d'appel d'offre du projet d'interconnexion Nord Togo – Nord Bénin et a fait des suggestions motivées à la Communauté Electrique du Bénin (CEB) concernant notamment :
 - Les caractéristiques de certains supports sur la ligne Dapaong-Mango ;
 - La sécurisation de l'alimentation à Mango par le doublement des transformateurs et la construction d'une ligne 20 kV pour relier le poste de Mango au réseau 20 kV existant ;
 - La prévision d'une transformation au poste de Sokodé.
- ii. Examiner dix-sept projets en provenance de Togo Electricité dont treize (13) projets de correction de chutes de tension, un projet d'appel d'offres pour l'électrification des villages miniers, deux projets de réhabilitation (le poste source et le groupe PC2 de Kara) et un projet d'achat de trois groupes pour la centrale de Kara.
- iii. Examiner le dossier des travaux d'intégration du coût de la main d'œuvre aux immobilisations de Togo Electricité :

Rappel des faits :

Togo Electricité s'est rendu compte que pour les travaux réalisés par l'entreprise pour elle-même en 2001, 2002 et 2003, le coût de la main-d'œuvre n'avait pas été pris en compte dans les immobilisations. De plus, pour les travaux sous-traités, la main-d'œuvre n'avait pas été correctement ventilée.

Dès la fin de la première année, l'ARSE avait attiré l'attention de Togo Electricité sur ce fait mais celle-ci n'avait pas accordé d'importance et a continué comme si de rien n'était.

Pour résoudre ce problème, Togo Electricité propose alors l'annulation des factures des sous-traitants, à l'exception de celles bien identifiées, et l'affectation d'un taux (à déterminer) sur les fournitures pour couvrir les frais de la main-d'œuvre sur les travaux d'extension. Pour les branchements, une étude normative permettra de déterminer le nombre d'heures et les frais de déplacement nécessaires pour un branchement et calculer ainsi le coût de la main-d'œuvre.

La première étude de Togo Electricité avait donné :

- un taux de 24,12% à appliquer sur les fournitures pour les travaux d'extension et autres ;
- un montant de 9.200 FCFA pour les branchements basse tension (BT) ;
- et un montant de 28.000 FCFA pour les branchements moyenne tension (MT).

Après étude du dossier de Togo Electricité à la fois sur le terrain et sur les données fournies, l'ARSE a formulé des observations relatives aux hypothèses de calcul utilisées par TOGO ELECTRICITE. Au nombre de ces hypothèses on peut citer :

- le nombre d'heures utilisées par les agents pour effectuer un branchement, un raccordement ou une reprise ;
- la distance moyenne parcourue pour réaliser un branchement, raccordement ou reprise ;
- le taux appliqué aux charges indirectes ;
- le choix des échantillons d'ordres de travail (OT).

La prise en compte des observations de l'ARSE a conduit à l'adoption d'un taux de 18,78% pour les travaux d'extension et les montants indiqués dans le tableau ci-dessous pour les branchements.

Tableau 1 : Montant forfaitaires de main d'œuvre pour les branchements, raccordement et reprise.

| | Basse tension | | | Moyenne tension |
|-------------|---------------|--------------|---------|-----------------|
| | Branchement | Raccordement | Reprise | Branchement |
| 2001 | 4925 | 3114 | 1269 | 15038 |
| 2002 | 5172 | 3270 | 1333 | 15790 |
| 2003 | 5412 | 3422 | 1395 | 16520 |

Ces données ont été validées par la décision N° 009/ARSE-CDD du 03/11/2004 prise par le Comité de Direction de l'ARSE.

- iv.** A procéder, sur demande de Togo Electricité, à la visite de chantiers relatifs aux travaux sur le réseau électrique. Sur les dix chantiers visités, seuls trois chantiers étaient en cours d'exécution dont deux financés et réalisés par des tiers. Le reste était déjà mis en service. Lors de cette visite, il a été constaté que certains supports bois non traités ne répondent pas aux efforts en tête qui leurs sont soumis et Togo Electricité a été interpellé sur le terrain à plus de rigueur, lors des réceptions des travaux réalisés par des tiers.

Par ailleurs, ayant constaté que 90% des dossiers reçus par l'ARSE concernent des travaux déjà démarrés voire terminés, l'attention de Togo Electricité a été attirée sur le respect des dispositions contractuelles en la matière, à savoir que les études doivent être soumises pour approbation avant le démarrage des travaux.

- v. Effectuer des réceptions d'ouvrages. Sur les vingt trois (23) demandes reçues par l'ARSE, vingt et un (21) dossiers provenaient de Togo Electricité et les deux autres, des travaux que l'Etat a commandés aux tiers (alimentation du nouveau palais de la Présidence de la République, réhabilitation des groupes de Pya). Les 21 chantiers de TE ont été réceptionnés sans réserve. A la fin de chaque réception, un modèle de procès verbaux du concédant a toujours été remis à TE pour finalisation. A la fin de l'exercice 2004, les procès verbaux de ces chantiers n'ont pas encore été finalisés. A la fin de l'exercice les procès verbaux de ces chantiers n'ont pas encore été finalisés.
- vi. Démarrer une étude sur la consommation de l'Administration Centrale et des Sociétés d'Etat afin de s'assurer que la facturation se fait correctement et de déterminer les facteurs qui alourdissent la facture de l'Administration. Il a été d'abord procédé à l'examen des données de mai et juin qui a montré :
- La difficulté de déterminer avec précision le nombre d'abonnés MT et BT constituant l'Administration. En effet, les données reçues sur fichier informatique ne concordent guère avec le bordereau de relevé de facture pour la même période;
 - Des erreurs de calcul des primes fixes ;
 - Des puissances souscrites non conformes au niveau de consommation des points de livraison ou aux règles en vigueur ;
 - Des inégalités de traitement dans la classification tarifaire de certaines institutions (tarif usage professionnel ou usage domestique).

Suite à ces constats reconnus par Togo Electricité, l'ARSE a suggéré au concessionnaire le choix d'un cabinet indépendant afin que ce dernier fasse un diagnostic de la situation et qu'il propose les modalités de fiabilisation du parc des abonnés et de la consommation de l'Administration. Les termes de référence de cette mission ont été élaborés par l'ARSE. Togo Electricité a refusé le principe de confier le travail à un cabinet extérieur et a proposé de confier ce travail à des stagiaires encadrés par ses agents.

A la fin de l'exercice, le travail n'avait pas encore démarré.

- vii. Confier au Cabinet CKA, dans le cadre de la validation des immobilisations réalisées par le concessionnaire entre 2001 et 2003, une mission d'audit technique des immobilisations du domaine du concessionnaire (DEC) destinées à être incorporées au patrimoine du Service Concédé.

Parallèlement à cette mission de CKA, l'ARSE a sélectionné un échantillon de 32 chantiers pour contrôle. Ce contrôle s'est réalisé avec beaucoup de difficultés liées au fait que Togo Electricité a du mal à retrouver les dossiers des travaux et à les identifier sur le terrain.

Dix-huit (18) chantiers ont pu être visités et 72% de ces travaux montrent des écarts entre le matériel posé et les sorties stocks. Ces écarts déterminés sur la base du matériel constituant les pièces maîtresses des ouvrages représentent environ 37.5% du montant des fournitures.

Lors de ce contrôle, il a été remarqué, à la grande surprise de l'ARSE, que certains ouvrages ont été comptabilisés deux fois. Sur les 18 chantiers visités, trois ont présenté cette anomalie.

L'ARSE, n'ayant pas obtenu de TOGO ELECTRICITE une réponse satisfaisante sur ces anomalies, conclut que les montants immobilisés ne concordent pas avec les quantités physiques sur le terrain.

II.1.3 Activités au titre des investigations et de la surveillance du secteur

L'ARSE a organisée pour son personnel une tournée de reconnaissance des structures et infrastructures du secteur sur tout le territoire. Cette tournée a été mise à profit pour faire un contrôle rapide des installations électriques. Ce contrôle a permis de constater :

- la vétusté de la majorité des ouvrages ;
- des problèmes d'entretien des ouvrages ;
- la non-conformité de certains ouvrages aux normes de construction et de sécurité, en particulier les postes de transformation MT/BT. Certes, certains de ces ouvrages datent de l'époque CEET, mais Togo Electricité a continué dans ce sens avec de nouveaux cas ;
- L'insuffisance de suivi de la gestion des centrales isolées, marquée par l'absence de jauge de carburant dans certaines centrales, des fuites de lubrifiant au niveau des groupes, la mauvaise relève des paramètres d'exploitation, etc.

L'ARSE par ses propres investigations s'est rendue compte que la dégradation de la production dans les centrales du réseau interconnecté nord était telle que, Togo Electricité procédait à des délestages sans en informer le Concédant. Suite à ce constat, une mise en demeure fut envoyée à Togo Electricité pour qu'elle assure la régularité et la continuité de la fourniture de l'énergie électrique au consommateur.

A la suite de cette mise en demeure, un premier groupe de 1280 kVA a été installé à Kara en juin 2004, suivi de trois autres groupes installés en décembre 2004. Avec l'installation de ces quatre groupes, les groupes Ruston et Pielstick ont été désaffectés.

L'ARSE a effectué quatre campagnes de mesure de la qualité de tension chez les abonnés en 2004, dont trois à Lomé et une à Dapaong. Ces mesures sont faites, entre autres pour finaliser et tester la procédure de campagne de mesures élaborée par l'ARSE. A Lomé, les trois campagnes ont été effectuées à Agoè Gbonvie où venaient d'être réalisés des travaux de correction de chutes de tension. Les résultats ont montré que dans 67% des cas, la tension chez les abonnés était acceptable dans cette zone et 33% présentait des signes de baisse. A Dapaong les résultats de mesures ont montré une tension à la limite de la valeur minimale réglementaire (207V) prescrite par le Règlement du Service Concédé. Des études plus approfondies devront être menées pour déterminer les causes de cette baisse de tension, afin de trouver des solutions adéquates.

II.1.4 Activités au titre de la conciliation

Rappel sur la saisine

Quand saisir l'ARSE ?

Conformément au disposition de la loi 2000-012 du 18 juillet 2004, l'ARSE peut être saisi en cas de différend entre :

- ☞ Consommateurs et concessionnaire,
- ☞ Concessionnaires,
- ☞ Entre concessionnaires et l'Etat.

Comment saisir l'ARSE ?

- ☞ Par lettre recommandée avec accusé de réception, adressée au Directeur Général ;
- ☞ Dépôt de lettre au siège de l'ARSE contre délivrance d'un récépissé ;
- ☞ Formulaire à remplir au siège de l'ARSE lorsqu'il s'agit d'un consommateur

Conditions de recevabilité :

1. La partie plaignante doit justifier qu'elle a utilisé tous les moyens de dialogue direct avec la ou les parties adverses sans succès ou résultats satisfaisants pour elle ;
2. L'ARSE procède à des investigations au terme desquelles, elle peut notifier aux parties en litige leur faculté de soumettre le litige à sa conciliation ou à son arbitrage dans un délai d'un mois. Ce n'est qu'en cas d'accord écrit des parties en litige qu'une saisine de l'ARSE serait recevable et enregistrée.

Au cours de l'exercice 2004, 14 clients ont fait recours à l'ARSE pour le règlement de leurs différends avec Togo Electricité. Cinq (05) de ces plaintes, soit 36%, ont été déclarées irrecevables parce que ces clients n'ont pas respecté la première condition de recevabilité ci-dessus rappelée. L'ARSE a remarqué que ces plaignants ignoraient la procédure et dans ces circonstances, la bonne procédure leur a été expliquée.

Le principal motif des plaintes a été le retard de branchement du client, et constitue 45% des plaintes recevables. Il faut rappeler que l'article 41.8 du règlement du service concédé stipule qu'un nouveau client sera alimenté au plus tard sept (07) jours calendaires, à partir de la date de règlement des frais de branchement. Le retard accusé par le distributeur pour le cas de ces plaintes allait de trois (03) semaines à sept (07) mois. Les différentes causes des plaintes sont résumées dans le tableau 2 ci-après.

Tableau 2 Résumé des motifs de plaintes enregistrées

| Nature des Plaintes | Nombre de Plaintes | Pourcentage |
|---|--------------------|-------------|
| Retard de branchement | 4 | 45 % |
| Contestation de tarif appliqué | 1 | 11% |
| Qualité de l'énergie électrique | 1 | 11% |
| Calcul de pénalités/ Rappel de consommation | 1 | 11% |
| Contestation d'enregistrement | 1 | 11% |
| Autres | 1 | 11% |
| TOTAL | 9 | 100% |

Les neuf (09) plaintes jugées recevables, ont connues un dénouement à la faveur du plaignant. Six (06) ont été traitées par une injonction de l'ARSE au distributeur de satisfaire le client sans délai ; deux autres ont été résolues par conciliation et par médiation. La dernière a connu un aboutissement à la phase d'investigation de l'ARSE, le distributeur ayant vite aperçu son erreur.

Outre ces plaintes reçues, l'ARSE a poursuivi sa médiation dans le litige opposant Monsieur VOVONOU et TOGO ELECTRICITE depuis 2003. Cette médiation a abouti à la signature d'un accord de transaction le 14 mai 2004, entre les deux parties.

La crise de mai 2004

En mai 2004, les clients de Togo Electricité ont vu leur facture d'électricité augmenter substantiellement et ont donc protesté ; les médias s'y mêlent et le problème prend une ampleur nationale. Saisie par certains consommateurs, l'Association Togolaise des Consommateurs (ATC) rentre en pourparler avec le distributeur et, le 13/07/04, sollicite l'ARSE comme facilitateur dans la crise née de la facturation du mois de mai.

Le problème :

Les clients ont été facturés au-delà des délais réglementaires. Ce qui a entraîné le passage de la consommation d'énergie électrique de certains clients d'une tranche à une autre, avec un coût du kilowattheure plus élevé.

Les résolutions :

Après plusieurs séances de travail entre l'ATC et Togo Electricité, en présence de l'ARSE, les clauses suivantes sont retenues (cf. Procès verbal du 21 juillet 2004) :

- Moratoire de trois mois aux clients pour apurer leur facture de mai ;
- Calcul du trop perçu par TE ;
- Remboursement du trop perçu aux clients, sous forme d'avoir.

La formule de calcul proposée par TE sera améliorée après les observations de l'ARSE et appliquée pour le calcul des avoirs

II.1.5 Autres activités

Afin d'échanger les points de vue et trouver des solutions aux problèmes liés au secteur, l'ARSE a eu plusieurs rencontres et réunions avec les autres acteurs d'une part, et avec d'autres personnes morales extérieures au secteur d'autre part. L'annexe 10 résume les rencontres et réunions de l'ARSE.

Un accent particulier a été mis cette année, sur la formation du personnel, afin d'accroître sa compétence et la crédibilité de l'ARSE. Dans ce cadre, l'ARSE a élaboré un programme de formation spécifique couvrant les aspects techniques et administratifs de la régulation du secteur de l'électricité. Ces formations se sont déroulées aussi bien au Togo qu'à l'extérieur du pays.

Les formations au Togo destinées aux agents ont été axées principalement sur l'utilisation de l'outil informatique et la connaissance des ouvrages du Service Concédé. Ainsi, le personnel de l'ARSE a bénéficié d'une formation :

- i. sur les logiciels de gestion : il s'agit du progiciel Sage Saari - Comptabilité et paie.
- ii. Sur le logiciel MS Excel : Les agents ont eu au cours de cette formation, des notions de base et une formation avancée sur la présentation du tableur, le démarrage du logiciel, l'utilisation du menu, la conception des formules de calcul et l'utilisation des fonctions et des graphiques.
- iii. Sur le Logiciel MS Access : la formation a duré un mois et a concerné l'initiation et le perfectionnement. Cette formation a pour objectif de doter le personnel des connaissances nécessaires pour la conception et l'utilisation des bases de données.

Ces formations sur les logiciels ont permis aux employés de l'ARSE d'avoir une bonne maîtrise de l'outil informatique indispensable pour le traitement et l'analyse des données.

Dans le domaine de la régulation, les formations suivantes ont été suivies :

- i. Formation de haut niveau sur la réglementation économique et financière des industries du réseau tenue à Longueuil du 17 au 22 mai 2004, organisée par l'Agence de la Francophonie : Agent participant, le Directeur Administratif et Financier.
- ii. Formation sur le «managing regulatory authorities : rules, processes and procedures», organisée par IP3 du 31 mai au 04 juin 2004 à Cape Town en Afrique du Sud. Agent participant : le Chargé des Etudes Techniques et le Directeur Général.
- iii. Formation à Dakar sur la « Structuration des projets partenariat public privé – Etude de faisabilité : Répartition des Risques – Modélisation Financière », du 05 au 09 juillet 2004, organisée par IP3. Agent participant, le Directeur Technique.
- iv. Formation sur les contrats et conventions tenue à Cotonou (BENIN) du 24 au 31 octobre 2004, organisée par l'Agence de la Francophonie. Agents participants : le Directeur Technique et le Chef Comptable.
- v. Participation du Directeur Général au Séminaire sur les conditions de succès des partenariats publics privés dans les services marchands, tenu à Marseille (France) du 27 au 30 septembre 2004.

II.2 Activités financières

Le résumé des résultats financiers liés au fonctionnement de l'ARSE est présenté ci-après.

II.2.1 Bilan

Le bilan, à la fin de l'exercice 2004, est arrêté en actif et en passif à la somme de 906.191521 FCFA.

Tableau 3 Résumé du bilan de l'exercice 2004

| Désignation | Montant 2004 | Montant 2003 |
|---|--------------------|--------------------|
| ACTIF | | |
| Immobilisations incorporelles nettes | 11 984 337 | 298 540 |
| Immobilisations corporelles nettes | 83 826 514 | 61 383 279 |
| Immobilisations financières | 320 000 | 620 000 |
| Avances et acomptes | 30 804 897 | 14 868 000 |
| Créances clients | | 0 |
| Autres créances | 1 204 917 | 2 772 220 |
| Trésorerie actif | 806 171 764 | 705 792 455 |
| Total actif | 934 312 429 | 785 734 494 |
| Amortissement/Provisions | 28 120 908 | 8 124 039 |
| TOTAL ACTIF NET | 906 191 521 | 777 610 455 |
| PASSIF | | |
| Report à nouveau | 741 253 401 | 544 760 789 |
| Résultat net de l'exercice | 97 722 648 | 194 092 612 |
| Dettes fournisseurs-fiscales-sociales et autres | 67 215 472 | 38 757 054 |
| Total passif | 906 191 521 | 777 610 455 |

II.2.2 Compte de résultat

Le montant total des produits s'élève à 381.283.023 FCFA et est constitué :

- de la redevance payée par TOGO ELECTRICITE de 350.000.000 de FCFA
- des revenus financiers provenant des dépôts à terme qui s'élèvent à 31.281.023 FCFA ;
- de la vente de document pour 2000 FCFA.

Les charges s'élèvent à **283 560 375 FCFA** et se répartissent comme suit :

| Désignation | Montant (FCFA) | |
|--|--------------------|--------------------|
| | 2004 | 2003 |
| • Achats | 12 567 971 | 6 806 048 |
| • Transports | 8 197 571 | 13 073 651 |
| • Services extérieurs | 163 450 597 | 105 170 114 |
| • Impôts et Taxes | 145 385 | 276 400 |
| • Autres charges | 7 300 000 | 7 450 000 |
| • Charges de personnel | 71 827 704 | 34 035 356 |
| • Dotations aux amortissements et Provisions | 20 071 147 | 6 923 517 |
| • TOTAL | 283 560 375 | 173 735 086 |

L'exploitation fait donc ressortir un excédent (Produits – Charges) de **97 722 648 FCFA** pour l'exercice 2004.

REVUE DES ACTIVITES DES OPERATEURS

Les opérateurs du secteur de l'électricité togolais sont :

- la Communauté Electrique du Bénin (CEB) : opérateur historique, détient à ce jour le monopole des importations et du transport de l'énergie sur l'ensemble des territoires de la République togolaise et de la République du Bénin ;
- Togo Electricité : concessionnaire distributeur a l'exclusivité de la distribution et de la vente de l'énergie électrique sur le périmètre du service qui lui est concédé ;
- Electro Togo, producteur indépendant : elle a repris les installations de l'ancienne Centrale Thermique de Lomé (CTL) par une concession.

III REVUE DES ACTIVITES DES OPERATEURS

III.1 *Bilan des activités techniques*

III.1.1 La Communauté Electrique du Bénin

III.1.1.1 *Approvisionnement*

Le système d'approvisionnement de la CEB est constitué de ses moyens de production propre et des achats. Les achats représentent environ 80% des besoins de la CEB qui s'est élevé à de **1313 GWh** en 2004, soit une augmentation de **6,06%** par rapport à 2003. La puissance maximale appelée sur le réseau de la CEB a été de **205 MW** au 14 décembre à 18h08. La pointe sur le réseau interconnecté sud togolais est survenue le 12 octobre 2004 et s'élevait à **113,51 MW**.

La production propre est assurée par les turbines à gaz de Cotonou et de Lomé, et la centrale hydro-électrique de Nangbeto. Le tableau suivant donne le détail du parc et l'évolution de la production de la CEB entre 2001 et 2004.

Tableau 4 Evolution de la production de CEB de 2001 à 2004

| Centrale | Type | Puissance Installée (MW) | Puissance Disponible (MW) | Energie produite (GWh) | | | | |
|--------------|-------------|--------------------------|---------------------------|------------------------|------------|------------|------------|----------------|
| | | | | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Taux |
| Nangbeto | Hydraulique | 65 | 40 | 92 | 166 | 236 | 157 | -33.47% |
| TAG LPO | Thermique | 25 | 20 | 34 | 28 | 14 | 59 | 321.43% |
| TAG CVE | Thermique | 25 | 20 | 29 | 55 | 66 | 10 | -84.85% |
| Total | | 115 | 80 | 155 | 249 | 316 | 226 | -28.48% |

Source : statistiques CEB

L'analyse du tableau 4 montre une parité, en puissance disponible, entre le thermique et l'hydraulique. Cependant, les centrales thermiques sont très peu sollicitées, 30,53% de la production propre en 2004, en raison du coût de production élevé et servent en général d'appoint aux heures de pointes ou de secours.

Depuis 2001, la production propre de la CEB n'a cessé de croître en raison de la bonne pluviométrie ; mais en 2004, elle a connu une baisse de 28,48% par rapport à 2003. Cette baisse résulte d'une baisse conjuguée de la production thermique (-13,75%) et de la production hydraulique (-33,47%). Ainsi, la production propre a couvert 17,18% de la demande. Les raisons principales sont la hausse des prix des produits pétroliers pour la production thermique et la mauvaise pluviométrie pour la production hydraulique.

Pour combler ses besoins, la CEB achète de l'énergie sur le marché local et à l'extérieur. Les achats d'énergie de la CEB s'élèvent à **1087 GWh** en 2004, et se décomposent en achats locaux (**36 GWh**) et en importations (**1051 GWh**).

En 2004 les importations de la CEB, se sont accrues de 8% par rapport à 2003 et proviennent de la Volta River Authority (VRA), 63% et de la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE), 37%.

Les importations ont donc couvert **80%** de la demande du réseau de la CEB en 2004, les achats locaux ont couvert **3%** et la production propre a couvert **17%** des besoins.

Le fournisseur local togolais de la CEB est Togo Electricité. Il faut toutefois noter la présence d'un producteur indépendant, Electro Togo. Ce dernier a signé avec l'Etat Togolais, une Concession pour la réhabilitation et l'exploitation de la Centrale thermique de

Lomé (CTL). Selon les termes du contrat d'achat d'énergie signé avec la CEB, la production effective devait démarrer en janvier 2005. On note un important retard dans la mise en œuvre de ce projet.

Le tableau suivant résume l'évolution de l'approvisionnement de la CEB en énergie électrique entre 2001 et 2004.

Tableau 5 Evolution de l'approvisionnement en énergie (en GWh) de CEB de 2001 à 2004

| | | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Taux, % |
|--------------------------------|-------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|
| Achats | VRA | 302 | 611 | 620 | 662 | 6,77% |
| | CIE | 577 | 233 | 270 | 389 | 44,07% |
| | Locaux | | | 32 | 36 | 12,5% |
| | Total achat | 879 | 844 | 922 | 1087 | 17,9% |
| Production | Nangbeto | 92 | 166 | 236 | 157 | -33,47% |
| | TAG Lomé | 34 | 28 | 14 | 59 | 332,43% |
| | TAG Cotonou | 29 | 55 | 66 | 10 | -84,85% |
| | Total production | 155 | 249 | 316 | 226 | -28,48% |
| TOTAL APPROVISIONNEMENT | | 1034 | 1093 | 1238 | 1313 | 6,06% |

Source : statistiques CEB 2004

III.1.1.2 Le réseau de transport

Pour transporter, transformer et livrer à ses clients l'énergie produite ou achetée, la CEB dispose de :

- ◆ 795 Km de lignes haute tension 161kV ;
- ◆ 106 Km de lignes haute tension 63 kV ;
- ◆ 35 Km de lignes moyenne tension 20kV ;
- ◆ onze (11) postes de transformation avec une puissance installée de 550,5 MVA

Sur le territoire togolais, la CEB dispose de 419,6 Km de lignes (toutes tensions confondues); six (06) postes de transformation avec une puissance installée de 310,5 MVA.

III.1.1.3 Commercialisation

La consommation togolaise en 2004, a été de **626,3 GWh** soit 50,76% des livraisons de la CEB. La demande nationale a donc progressé de **6%** par rapport à l'exercice 2003 où elle était de **590,4 GWh**.

La répartition des ventes selon les quatre clients de la CEB se présente comme suit :

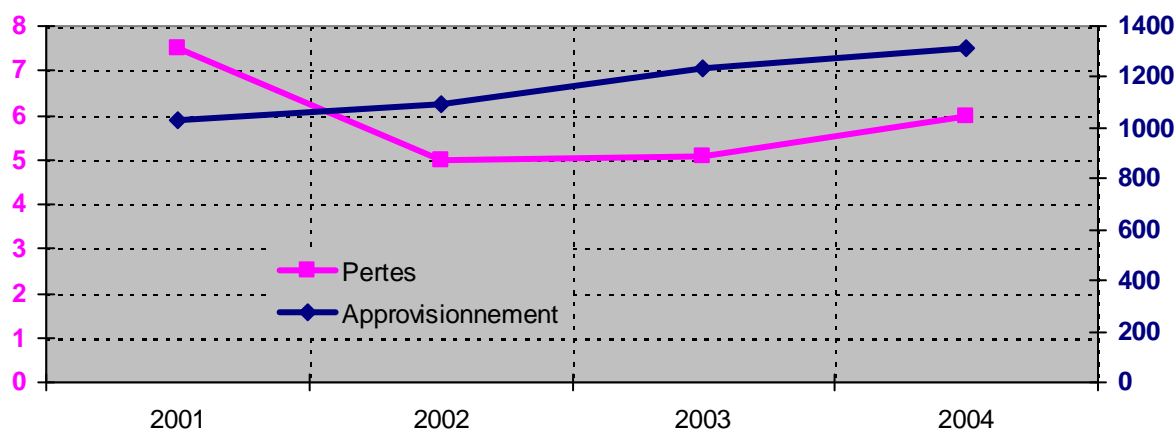
Tableau 6 Répartition des ventes d'énergie en kWh par la CEB de 2001 à 2004

| Clients | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Taux |
|------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------|
| Togo Electricité | 390 734 416 | 409 628 520 | 430 741 963 | 468 985 619 | 8,88% |
| WACEM | 80 185 000 | 95 147 000 | 109 698 000 | 110 449 000 | 0,7% |
| IFG | 31 489 000 | 16 577 000 | 49 060 000 | 46 290 000 | -5,65% |
| Electro Togo | | | 871 050 | 576 136 | -33,86% |
| Total | 502 408 416 | 521 352 520 | 590 371 013 | 626 300 755 | 6,09% |

Source : statistiques CEB 2004

Le taux de pertes de la CEB, d'environ 6%, se situe à un niveau raisonnable. Notons que dans le mode de détermination des pertes, la CEB inclut la consommation des auxiliaires et des concessions. Le graphique 1 ci-après montre l'évolution du taux de pertes des quatre dernières années.

Graphique 1. Evolution du taux de perte



III.1.1.4 La qualité du service

En 2004, la CEB a connu 596 coupures dont six « black-out » et 590 coupures d'origine interne. Ces interruptions ont eu une durée cumulée de 517,25 heures. Les clients de la CEB ont donc été privés d'énergie en moyenne pendant 52 minutes toutes les 15 heures. Le tableau 7 ci-après donne une synthèse des interruptions de la CEB.

Tableau 7 Synthèse des interruptions de fourniture d'énergie électrique sur le réseau de la CEB en 2004

| | Nombre | Durée H | Energie non distribuée KWh |
|-------------------|------------|---------------|----------------------------|
| Black-out | 6 | 5.25 | 1 572 310 |
| Coupures internes | 590 | 512 | 6 291 269 |
| Total | 596 | 517.25 | 7 863 579 |

Source : statistiques CEB 2004

III.1.1.5 Les Projets de développement

Deux projets importants de développement sont actuellement en cours à la CEB en ce qui concerne le Togo.

L'interconnexion Nord Togo : Ce projet consiste en la construction d'une ligne 161 kV entre Atakpamé et Kara, l'extension du poste d'Atakpamé et la construction du poste de Kara. Il est prévu pour une durée de 18 mois. Ce projet a un complément qui devra permettre d'étendre la ligne de Dapaong jusqu'à la ville de Mango. Ce complément est à l'étape d'appel d'offres.

L'interconnexion CEB-NEPA : Ce projet consiste en la construction d'une ligne 330 kV entre Sakété au Bénin et IKéja au Nigeria. Sa réalisation permettra de connecter le réseau de la CEB à celui du Nigeria et de bénéficier ainsi de l'énergie produite par la NEPA.

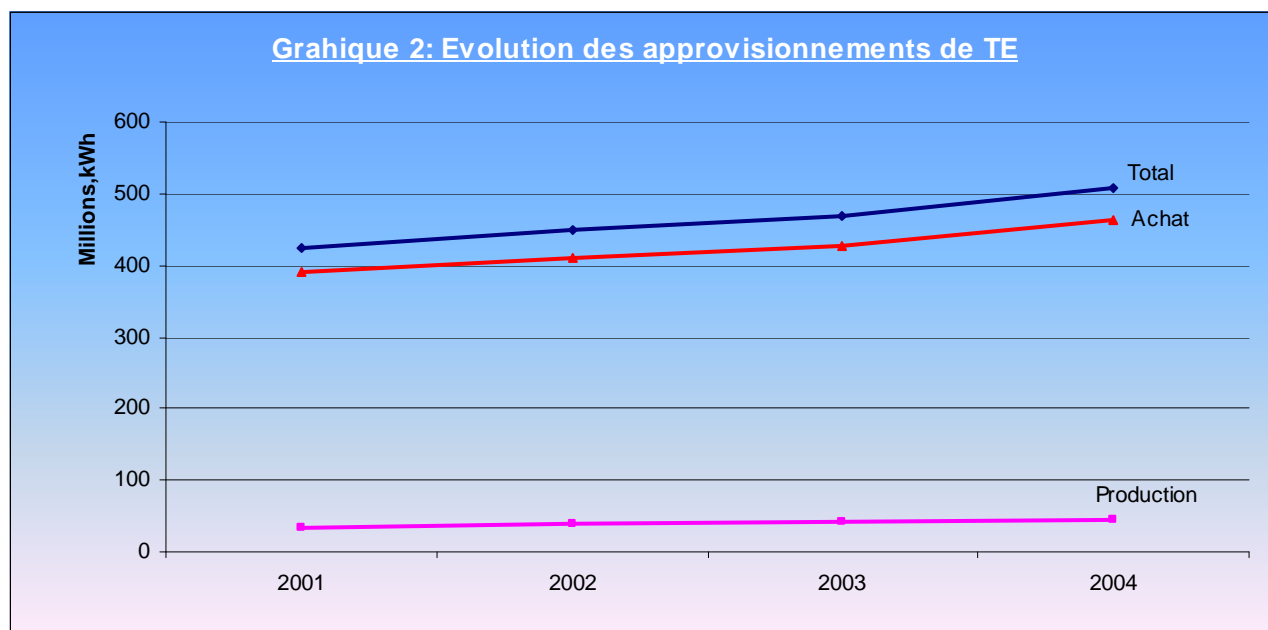
Le Barrage d'Adjarala : Il s'agit de la construction d'un barrage sur le fleuve mono en aval du barrage de Nangbéto. Le projet est à l'étape du bouclage du financement. Toutefois, la préqualification a déjà été effectuée.



III.1.2 Togo Electricité

III.1.2.1 *Approvisionnement*

La principale source d'approvisionnement de Togo Electricité est la CEB qui couvre 90% de ses besoins ; les 10% restant proviennent des moyens de production propre dont dispose TE. Ces moyens de production sont constitués d'une centrale hydraulique à Kpimé et des centrales thermiques composées de groupes diesels.



La ville de Dapaong et la région sud du Togo, sont alimentées par le réseau de la CEB. Les centrales de Kara et de Sokodé débitent sur un réseau interconnecté qui alimente les grandes villes du nord Togo, à l'exception de Mango qui dispose, tout comme Badou au sud, de sa propre centrale. Onze petites localités sont alimentées par de petites centrales isolées dont les puissances installées varient entre 40 et 300 KVA. Ces petites centrales tournent 12h/24h.

La puissance totale installée de TE est passée à **41,25 MW** avec l'apport de quatre nouveaux groupes de 1250 kVA à la centrale de Kara, en 2004.

En 2004 la production propre de TE s'est accrue de **7.13%** passant de **42 GWh** en 2003 à **45 GWh**. La consommation spécifique moyenne des centrales thermiques a été de **0,294 l/kWh** avec un coût moyen de production brute de **72 FCFA/kWh** (ce coût moyen ne tient pas compte des charges du personnel).

Dans les centrales de production du réseau interconnecté nord, le coût moyen de production brute est de **75,46 FCFA**. Cette zone a connu de nombreuses perturbations de production dues aux avaries des groupes.

Il faut noter que les coûts de production propre de TOGO ELECTRICITE sont largement supérieurs aux paramètres soumissionnés. Les paramètres contractuels de TE dans le domaine de la production propre pour l'exercice 2004, sont de **83 512 462 kWh** d'énergie produite (QPP) à un prix moyen de production propre (PPP) de **27,45 FCFA / kWh**. Il en résulte que le taux de réalisation est donc de **54,13%** pour l'énergie produite et cela à un coût de production **2,62** fois plus élevé que la valeur soumissionnée.

Les achats d'énergie en 2004 sont de **469,2 GWh** au total (soit **23,2 milliard de Fcfa**), ce qui représente une progression de **8,89%** par rapport à 2003. Le tableau suivant présente l'évolution des achats par point de livraison entre 2001 et 2004.

Tableau 8 Achat d'énergie en kWh de TOGO ELECTRICITE de 2001 à 2004

| Ville | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Taux(%) progression 2003-2004 |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------------------------|
| Lomé | 359 734 685 | 377 770 152 | 389 694 354 | 417 803 949 | 7,21% |
| Tabligbo | 3 114 600 | 3 331 600 | 3 534 027 | 3 783 100 | 7,05% |
| Atakpamé | 18 367 920 | 21 465 560 | 22 726 828 | 27 549 280 | 21,22% |
| Aného | 4 577 631 | 1 923 860 | 4 203 022 | 7 059 423 | 67,96% |
| Cinkasse | 500 280 | 642 650 | 1 114 711 | 2 136 876 | 91,70% |
| Dapaong | 4 206 942 | 4 260 481 | 4 415 881 | 4 813 886 | 9,01% |
| Tohoun | 232 358 | 234 218 | 229 141 | 259 904 | 13,43% |
| Energie add. CEB* | - | - | 4 824 000 | 5 579 200 | 15,66% |
| Togoville | - | - | 110 833 | 168 496 | 52,03% |
| Total | 390 734 416 | 409 628 521 | 430 852 797 | 469 154 114 | 8,89% |
| * Energie produite par TE pour le compte de CEB et revendu à TOGO ELECTRICITE | | | | | |
| Source TE et CEB | | | | | |

L'évolution de l'approvisionnement révèle l'existence d'une demande sans cesse croissante. Malheureusement, le développement et le renforcement du réseau ne suivent pas l'évolution de cette demande.

III.1.2.2 La distribution

Le système de distribution se caractérise par des lignes triphasées sans neutre distribué en moyenne tension et avec neutre distribué en basse tension. Les tensions de distribution sont :

- ◆ en basse tension : 400/230 V ;
- ◆ en moyenne tension : 5500 V, 20 000 V et 33 000 V ;

La tension de 33 000 V est utilisée pour les liaisons inter urbaines. Cependant beaucoup de ces liaisons construites en 33 000 V sont exploitées sans problèmes, en 20 000 V, compte tenu des faibles charges en bout de ligne.

Les données sur les ouvrages de distribution ne sont pas fiables car les mises à jour annuelles ne sont pas exhaustives. De plus, Togo Electricité a reconnu en 2003 que l'inventaire réalisé en 2002 n'était pas aussi fiable. A titre indicatif, les données fournies par le distributeur sur le volume des ouvrages sont confinées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 9 Evolution de la longueur du réseau de 2000 à 2004

| Longueur de réseau (km) | | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|-------------------------|---------------------|------|------|------|------|------|
| Réseau BT | | 2280 | 2293 | 2338 | 2401 | N/A |
| Réseau MT | Urbain | 1336 | 863 | 902 | 912 | N/A |
| | Inter urbain | 765 | 765 | 765 | 765 | N/A |

Les données sur le rendement du réseau ne sont pas disponibles. En effet, le système d'information du distributeur ne permet pas de dissocier les pertes techniques des pertes

commerciales. Les pertes globales sont déduites de l'énergie livrée sur le réseau (production nette + achats) et de l'énergie vendue. L'évolution de ce paramètre au cours de ces quatre premières années se présente comme suit :

Tableau 10 Evolution du rendement du réseau de 2001 à 2004

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|-------------------------------|------|-----------|-----------|--------------|--------------|
| Valeur soumissionnée, % | - | 84 | 89 | 91 | 92 |
| Réalisation, % | - | 80,67 | 82,73 | 81,47 | 82,38 |
| Taux de réalisation, % | | 96 | 93 | 89,53 | 89,54 |

Source TOGO ELECTRICITE : Compte rendu technique annuel

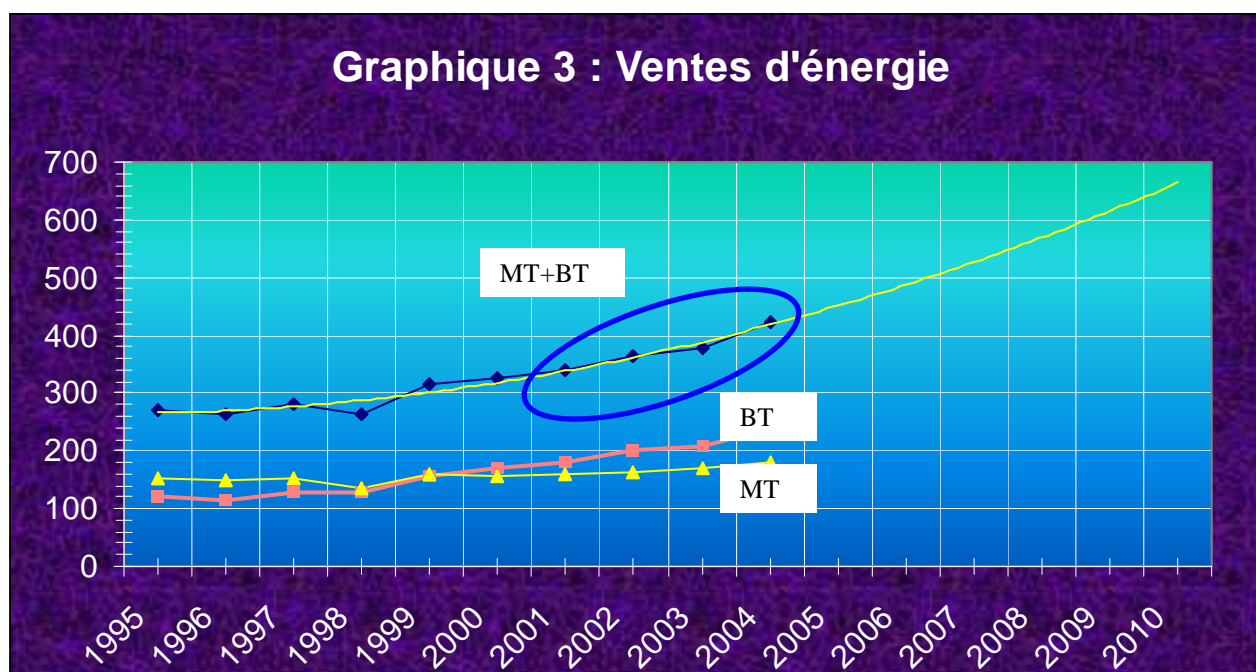
III.1.2.3 Le Commercial

Les ventes d'énergie de Togo Electricité se sont élevées à 421,24 GWh soit un montant de 35,7 milliards de francs CFA. Les ventes ont donc connu une augmentation de 11% entre 2003 et 2004.

Le tableau 11 et le graphique 3 présentent l'évolution des ventes d'énergie de TOGO ELECTRICITE de 2000 à 2004.

Tableau 11 Evolution des ventes d'énergie de TOGO ELECTRICITE de 2000 à 2004

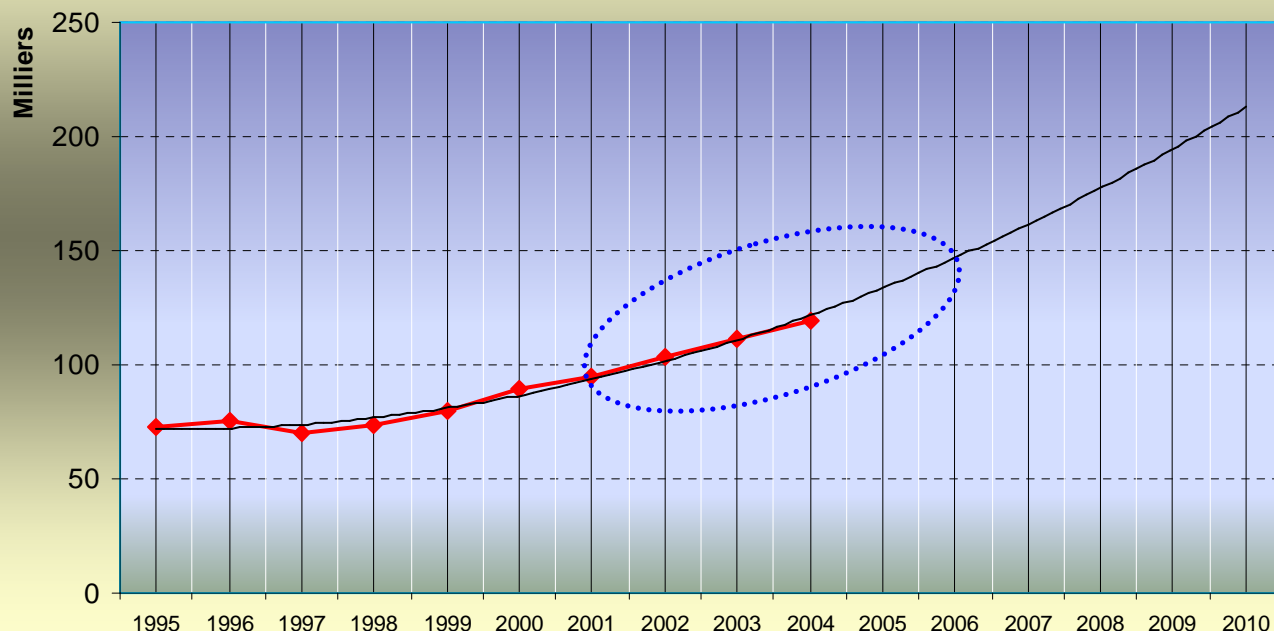
| | | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Taux de progression 2003/2004 |
|--------------|-------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------------------|
| VENTES BT | kWH | 169 453 211 | 180 558 549 | 200 014 541 | 209 611 797 | 239 736 334 | 14,37% |
| | F CFA | 13 894 837 639 | 15 028 421 166 | 17 691 316 900 | 19 366 408 484 | 22 100 388 519 | 14,12% |
| | Tarif moyen | 82,0 F/kWH | 83,2 F/kWH | 88,5 F/kWH | 92,4 F/kWH | 92,2 F/kWH | -0,22% |
| VENTES MT | kWH | 157 559 044 | 159 237 140 | 162 192 935 | 169 737 665 | 181 504 122 | 6,93% |
| | F CFA | 12 005 456 773 | 11 628 074 857 | 12 215 266 378 | 12 873 733 759 | 13 642 211 915 | 5,97% |
| | Tarif moyen | 76,2 F/kWH | 73,0 F/kWH | 75,3 F/kWH | 75,8 F/kWH | 75,2 F/kWH | -0,90% |
| VENTES BT+MT | kWH | 327 012 255 | 339 795 689 | 362 207 476 | 379 349 462 | 421 240 456 | 11,04% |
| | F CFA | 25 900 294 412 | 26 656 496 023 | 29 906 583 278 | 32 240 142 243 | 35 742 600 434 | 10,86% |



Le parc des abonnés s'est accru de 6,91% pour la même période passant de **111 512** à **119 217** abonnés. Le graphique 4 ci-dessous montre l'évolution de la clientèle depuis 1995

et une tendance mathématique dans les horizons 2010. La zone délimitée représente le premier quinquennat.

Graphique 4: Evolution de la clientèle



III.1.2.4 *Qualité de la fourniture*

L'article 41 du Règlement du Service Concédé définit les normes et les objectifs de qualité de service à la clientèle basse tension. Quatre années après l'entrée en vigueur de la convention de concession, les dispositions contractuelles devant permettre de les évaluer n'ont pas été toutes mises en place. Ainsi les données ne sont pas toutes disponibles et souvent peu fiables.

- i. **Interruptions de fourniture** : cet indicateur de qualité de fourniture tel que spécifié par l'annexe 39.4 de la convention, est mesuré par la moyenne annuelle (MIU) et la durée moyenne (DIU) des interruptions par consommateur qui en sont les principaux paramètres. De plus, le distributeur a l'obligation de tenir un registre de toutes les interruptions fortuites et planifiées comprenant des informations nécessaires à la détermination de ces paramètres. et publier un certain nombre de données relatives aux interruptions.

Le tableau 12 ci-après montre que ces obligations contractuelles ne sont pas respectées et même les quelques informations disponibles pour certaines données sur les interruptions de fourniture ne sont pas fiables. A l'analyse des quelques statistiques disponibles on peut conclure que l'objectif d'une baisse du nombre et de la durée des interruptions de 10% par an n'est pas atteint.

Tableau 12 Evolution des paramètres d'évaluation de la qualité de fourniture de 2001 à 2004

| | | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | Commentaire |
|--|----|------|------|------|------|---|
| Date et heure d'interruption | | nd | nd | nd | nd | |
| Durée de l'interruption* | MT | | 2848 | 1366 | 1622 | |
| | BT | | 776 | 218 | 494 | |
| Charge approximative affectée | | nd | nd | nd | nd | |
| Consommateurs affectés | | nd | nd | nd | nd | |
| Interruptions fortuites ** | MT | | 533 | 942 | 437 | Objectif : baisse de 10% par an |
| | BT | | 290 | 804 | 1030 | |
| Interruptions planifiées** | MT | | 384 | 412 | 509 | |
| | BT | | 195 | 65 | 72 | |
| Respect du préavis de 48 heures | | nd | nd | nd | nd | Les statistiques ne sont pas disponibles mais la mesure est respectée |
| Réclamations pour défaut d'alimentation ou tension inférieure aux standards de qualité | | nd | nd | nd | nd | |
| Moyenne annuelle des interruptions fortuites par consommateur | | nd | nd | nd | nd | |
| Durée moyenne des interruptions par consommateur | | nd | nd | nd | nd | |

nd – non disponible

* la durée cumulée des interruptions planifiées et des déclenchements en MT sont fournies ;

ii. Qualité de service

Tableau 13 Appréciation sur les paramètres d'évaluation de la qualité de service

| | Objectifs | Commentaire |
|--|---|---|
| Demande d'examen de compte client | Répondre dans les 2 jours à compter de la date de réception | Statistiques non disponibles |
| Respect des rendez-vous | Contacteur le client au moins 2 jours à l'avance en cas de problème | Statistiques non disponibles |
| Réponse à une réclamation écrite | 5 jours à compter de la date de réception dans 95% des cas | Statistiques non disponibles. Selon les plaintes reçues, le délai n'est pas respecté |
| Rétablissement de l'alimentation | 5 heures suivant la détection de l'origine du défaut dans 95% des cas | Statistiques non disponibles |
| Interruption d'alimentation | Préavis d'au moins 48 heures à la clientèle | Statistiques non disponibles. Le respect du préavis est satisfaisant. |
| Dépannage chez le client | Intervenir dans les délais dans 80% des cas | Statistiques non disponibles. Délais non respectés suivant les plaintes de client. |
| Etablissement de devis de branchement | 8 jours calendaires | Statistiques non disponibles |
| Mise en service d'un nouveau branchement | 7 jours calendaires | 39,7% de branchement hors délai. Montant de la pénalité : 3 131 079 Fcfa |
| Respect des valeurs de tension | 400/230 V+6 ou -10%. Baisse de 10% des creux et hausses par an | Statistiques non disponibles. Selon les plaintes reçues, l'objectif n'est pas atteint |
| Indemnisation des clients | 2 mois suivant la date de la réception de la requête. | Le nombre de requêtes envoyé à l'assureur est donné par le distributeur Mais aucune information sur le respect du délai n'est disponible. |

III.1.2.5 Investissements

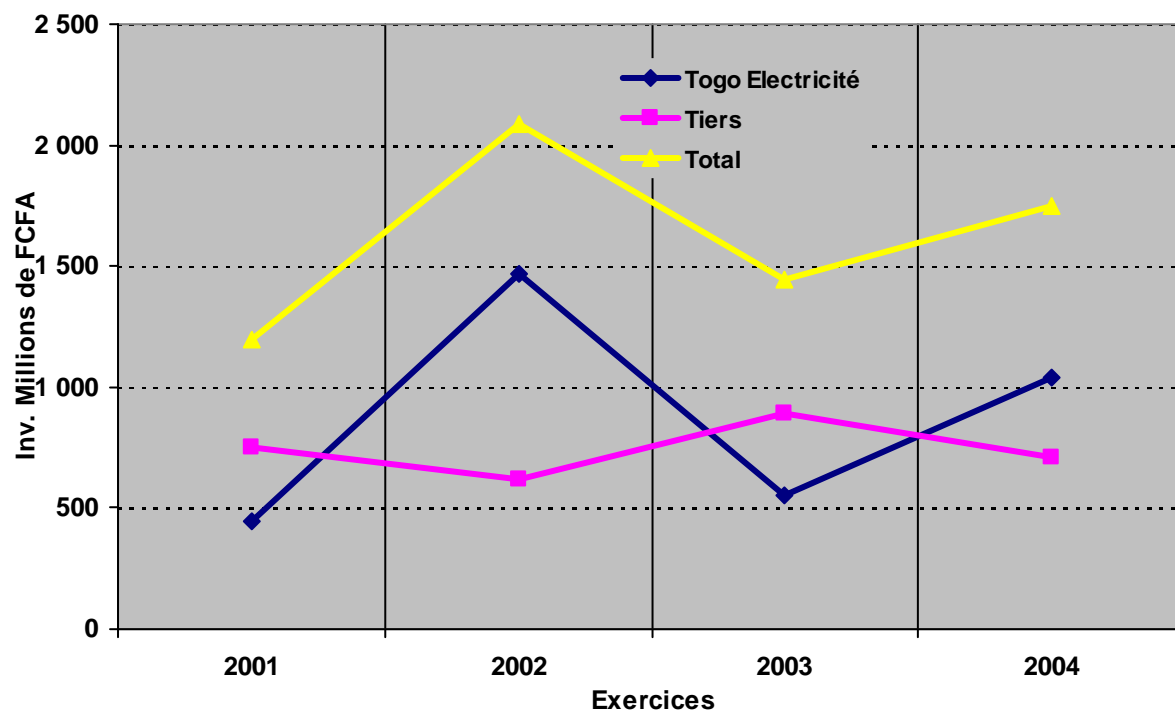
En 2004 le montant des investissements dans le domaine des extensions et renforcement/réhabilitation de réseau se chiffre à 1,748 milliards FCFA dont 40,6% de participation des tiers.

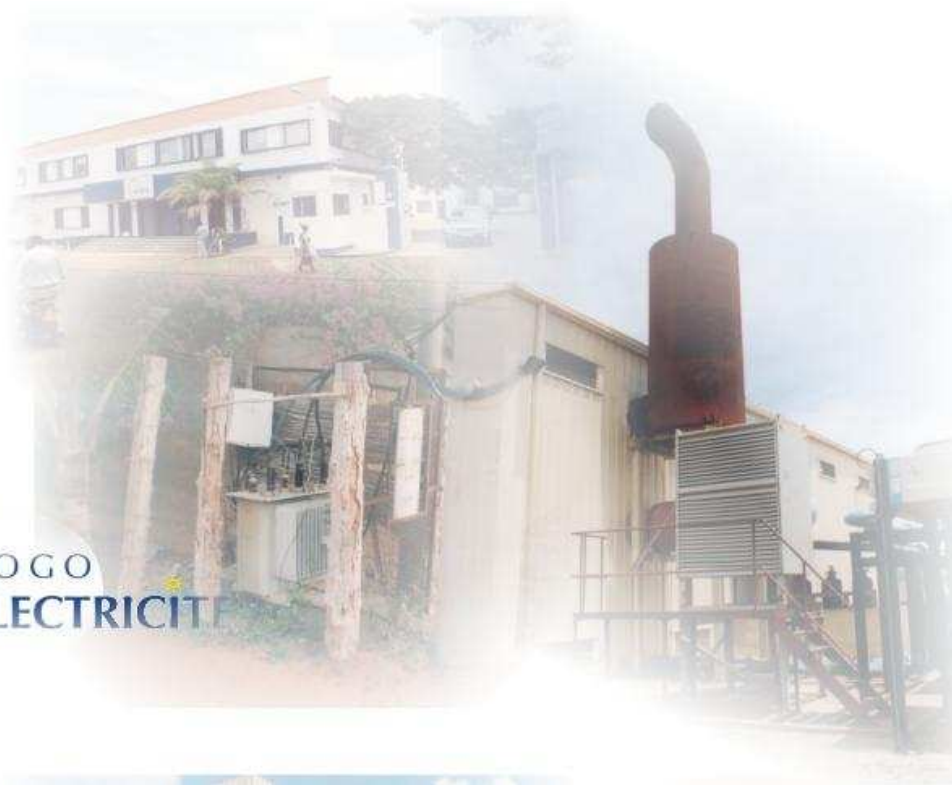
Les investissements dans le domaine privé du concessionnaire se sont élevés à 731 millions de FCFA contre 546 millions de FCFA en 2003.

Le total des investissements dans le secteur s'élève à 3,046 milliards de FCFA en 2004 contre 2,206 milliards de FCFA en 2003 et 2,988 milliards de FCFA en 2002. La chute considérable des investissements connue en 2003 a été améliorée en 2004.

| Col | | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
|----------|---|--------------|--------------|--------------|--------------|------|
| a | Investissement de Togo Electricité sur le réseau | 477 | 1 468 | 556 | 1 038 | |
| b | Investissement de Togo Electricité en production | 554 | 52 | 152 | 459 | |
| c | Autres Investissement de Togo Electricité sur les ouvrages concédés | 217 | 103 | 63 | 108 | |
| d | Investissement de Togo Electricité sur le matériel privé | 1 603 | 747 | 546 | 731 | |
| e | Investissement des tiers (branchement+extension) | 749 | 618 | 889 | 710 | |
| f= a+b+c | TOTAL Investissement Togo Electricité sur les ouvrages concédés | 1 248 | 1 623 | 771 | 1 605 | |
| g= f+d | TOTAL Investissement Togo Electricité | 2 851 | 2 370 | 1 317 | 2 336 | |
| h=g+e | TOTAL INVESTISSEMENT | 3 600 | 2 988 | 2 206 | 3 046 | |

Investissements sur le réseau de distribution





III.1.3 La Communauté Electrique du Bénin

III.1.3.1 *Analyse de la structure financière :*

Le total du bilan de la CEB a connu une augmentation de 8% en passant de 120 milliards FCFA en 2003 à 130 milliards FCFA en 2004.

| EVOLUTION DES POSTES DU BILAN | | | |
|---|------------------------|------------------------|-------------------|
| | 2003 | 2004 | VAR. 03-04 |
| ACTIF | | | |
| Actif Immobilisé | 68 546 313 518 | 70 074 728 621 | 2,23 |
| <i>Charges immobilisées</i> | 1 173 661 198 | 882 160 000 | -24,84 |
| <i>Immo. incorporelles</i> | 4 234 998 581 | 4 706 294 864 | 11,13 |
| <i>Immo. corporelles</i> | 57 872 349 768 | 60 801 269 736 | 5,06 |
| <i>Immo. Financières</i> | 5 265 303 971 | 3 655 247 760 | -30,58 |
| Actif Circulant | 25 604 311 836 | 32 885 964 421 | 28,44 |
| <i>dont clients</i> | 22 401 197 632 | 26 501 585 550 | 18,30 |
| Trésorerie - Actif | 21 827 126 905 | 25 080 975 175 | 14,91 |
| Ecart de conversion - Actif | 4 657 134 679 | 2 103 274 228 | |
| TOTAL ACTIF | 120 634 886 938 | 130 144 942 445 | 7,88 |
| PASSIF | | | |
| Capitaux propres | 32 944 811 198 | 40 348 998 239 | 22,47 |
| <i>dont subvention d'investissement</i> | 4 647 482 650 | 3 772 575 768 | -18,83 |
| <i>dont provisions réglementées</i> | 12 014 387 532 | 12 014 387 532 | 0,00 |
| Dettes financières | 73 903 087 676 | 69 530 451 930 | -5,92 |
| <i>dont emprunts</i> | 61 850 563 964 | 59 480 956 288 | -3,83 |
| <i>dont provisions financières</i> | 7.167.339.544 | 7.808.702.851 | 8 |
| Passif circulant | 13 086 499 410 | 15 634 695 703 | 19,47 |
| <i>dont fournisseurs d'exploitation</i> | 12 166 567 467 | 14 488 061 005 | 19,08 |
| Trésorerie - Passif | 0 | 3 742 201 711 | |
| Ecart de conversion - Passif | 700 488 654 | 888 594 862 | 26,85 |
| TOTAL PASSIF | 120 634 886 938 | 130 144 942 445 | 7,88 |

Sources: Etats financiers - CEB

L'actif immobilisé se chiffre à 70,074 milliards de FCFA au 31 décembre 2004 et est essentiellement constitué des charges immobilisées pour 882 millions de FCFA, des immobilisations incorporelles pour 4 milliards de FCFA, des immobilisations corporelles représentant les installations et agencements, des matériels et des bâtiments pour un total de 60 milliards de FCFA et des immobilisations financières de 3,6 milliards de FCFA.

L'actif circulant se chiffre à 32,886 milliards de FCFA au 31 décembre 2004. Il est constitué essentiellement des stocks de pièces de rechange pour 1,557 milliards de FCFA, des créances sur clients pour 26,5 milliards.

La trésorerie nette se chiffre à 22 milliards de FCFA au 31 décembre 2004. Elle est constituée des dépôts en banque, caisses, aussi que des garanties de crédits documentaires dans le cadre des règlements de factures relatives à l'exécution de divers projets.

Les écarts de conversion-actif d'un montant 2.milliards de FCFA représentent la différence entre le coût historique des dettes de la CEB libellées en devises et leur valeur de conversion aux cours des devises à la clôture de l'exercice.

Les capitaux propres sont constitués du fonds de dotation mise à la disposition de la CEB par les Etats Béninois et Togolais à raison de 25 millions de FCFA par Etat lors du démarrage de activités de la CEB en 1968, des subventions d'investissement pour un montant de 3 milliards de FCFA et des provisions réglementées correspondant à la provision spéciale de réévaluation des immobilisations pour un montant 12 milliards de FCFA au 31 décembre 2004.

Les dettes financières sont essentiellement constituées des emprunts directes et obligataires pour un montant de 59 milliards de FCFA et des provisions financières pour risque et charges pour 7 milliards de FCFA

Le passif circulant se chiffre à 15,634 milliards de FCFA et contient fondamentalement des fournisseurs d'énergie et les fournisseurs de biens d'équipements et services pour 14,488 milliards de FCFA au 31 décembre 2004.

Les écarts de conversion- passif représentent les gains de change générés par les dettes en devises sur les fournisseurs, principalement la VRA en raison de la baisse du cours de dollar US.

III.1.3.2 Analyse du compte des résultats

| EVOLUTION DES POSTES DU RESULTAT | | | |
|---|-----------------------|-----------------------|-------------------|
| | 2003 | 2004 | VAR. 03-04 |
| CHARGES | 55 319 422 460 | 62 818 998 408 | 13,56 |
| Activités ordinaires | 52 096 665 652 | 62 338 358 123 | 19,66 |
| Exploitation | 47 184 337 950 | 53 960 580 096 | 14,36 |
| Financières | 4 912 327 702 | 8 377 778 027 | 70,55 |
| Hors activités ordinaires | 3 222 756 808 | 480 640 285 | -85,09 |
| PRODUITS | 66 021 881 356 | 71 098 092 331 | 7,69 |
| Activités ordinaires | 64 136 770 662 | 70 355 386 310 | 9,70 |
| Exploitation | 59 728 631 163 | 66 853 409 361 | 11,93 |
| Financières | 4 408 139 499 | 3 501 976 949 | -20,56 |
| Hors activités ordinaires | 1 885 110 694 | 742 706 021 | -60,60 |
| RESULTATS | 10 702 458 896 | 8 279 093 923 | -22,64 |
| Activités ordinaires | 12 040 105 010 | 8 017 028 187 | -33,41 |
| Exploitation | 12 544 293 213 | 12 892 829 265 | 2,78 |
| Financières | -504 188 203 | -4 875 801 078 | 867,06 |
| Hors activités ordinaires | -1 337 646 114 | 262 065 736 | -119,59 |

Sources: Etats financiers - CEB

L'exercice 2004 s'est soldé par un bénéfice de 8, 279 milliards de francs CFA contre un, bénéfice 10,702 milliards de FCFA en 2003.

Malgré cette baisse par rapport à l'exercice précédent, ce résultat est demeuré élevé et s'explique par :

- La baisse des cours du dollar US qui a rendu moins onéreuse les coûts d'importation de l'énergie ;
- Les reprises de provision sur les créances de la SCO ;
- les reprises des provisions financières liées aux écarts de conversion conséquence de la baisse des cours de devises.

L'analyse des données du tableau d'évolution des postes du résultat ci-dessus montre que :

- les charges sont passées de 55,319 milliards de FCFA en 2003 à 62,819 milliards de FCFA soit une augmentation de 13,56 % ;
- les produits sont passés de 66,021 milliards de FCFA en 2003 à 71,098 milliards de FCFA en 2004 soit une augmentation de 7,69 %.

Le détail de l'évolution des charges et des produits est donné dans les tableaux ci-dessous :

| EVOLUTION DES CHARGES | | | |
|--|-----------------------|-----------------------|-------------------|
| CHARGES | 2003 | 2004 | VAR% 03-04 |
| Achats d'énergie et de matières premières | 30 545 653 357 | 35 305 413 798 | 15,58 |
| Autres achats consommés | 5 557 784 742 | 5 717 772 162 | 2,88 |
| Transport | 117 763 543 | 146 580 792 | 24,47 |
| Services extérieurs | 2 493 266 795 | 2 292 495 757 | -8,05 |
| Impôts et taxes | 8 929 736 | 2 500 842 | -71,99 |
| Autres charges | 322 764 320 | 367 714 335 | 13,93 |
| Charges de personnel | 2 281 462 056 | 2 599 233 831 | 13,93 |
| Dotations aux amortissements et aux provisions | 5 856 713 401 | 7 528 868 579 | 28,55 |
| Total charges d'exploitation | 47 184 337 950 | 53 960 580 096 | 14,36 |
| Charges financières | 4 912 327 702 | 8 377 778 027 | 70,55 |
| Total charges activités ordinaires | 52 096 665 652 | 62 338 358 123 | 19,66 |
| Charges hors activités ordinaires | 3 222 756 808 | 480 640 285 | -85,09 |
| TOTAL GENERAL CHARGES | 55 319 422 460 | 62 818 998 408 | 13,56 |

Sources: Etats financiers - CEB

| EVOLUTION DES PRODUITS | | | |
|--|-----------------------|-----------------------|-------------------|
| PRODUITS | 2003 | 2004 | VAR. 01-04 |
| Ventes de marchandises (énergie) | 43 475 785 720 | 51 808 600 102 | 19,17 |
| Production vendue - | 15 184 911 070 | 10 732 346 142 | -29,32 |
| Production immobilisée | 304 526 047 | 465 723 880 | 52,93 |
| Produits accessoires | 157 551 944 | 272 909 531 | 73,22 |
| Chiffre d'affaires | 59 122 774 781 | 63 279 579 655 | 7,03 |
| Subvention d'exploitation | 59 086 574 | 3 308 720 | -94,40 |
| Autres produits | 126 094 258 | 3 250 213 844 | 2 477,61 |
| Variation de stocks | 241 378 019 | 61 211 856 | -74,64 |
| Transfert de charges d'exploitation | 179 297 531 | 259 095 286 | 44,51 |
| Total produit d'exploitation | 59 728 631 163 | 66 853 409 361 | 11,93 |
| Produits financiers | 4 408 139 499 | 3 501 976 949 | -20,56 |
| Total produits activités ordinaires | 64 136 770 662 | 70 355 386 310 | 9,70 |
| Produits hors activités ordinaires | 1 885 110 694 | 742 706 021 | -60,60 |
| TOTAL GENERAL PRODUITS | 66 021 881 356 | 71 098 092 331 | 7,69 |

Sources: Etats financiers - CEB

III.1.3.3 Analyse du Financement des Ressources et Emplois

| EVOLUTION DES EMPLOIS ET RESSOURCES | | | |
|--|-----------------------|-----------------------|------------------|
| | 2003 | 2004 | VAR.03-04 |
| EMPLOIS | | | |
| Investissement | 3.191.023.075 | 6.557.871.396 | |
| Variation BFE | 4.094.535.283 | 2.055.983.711 | |
| Emplois/Ressources (BF HAO) | 42.122.536 | -64.494.078 | |
| Remboursement d'emprunts | 8.335.198.727 | 14.013.999.053 | |
| Total emplois à financer | 15.662.879.621 | 22.563.360.082 | 44% |
| RESSOURCES | | | |
| Financement interne (autofinancement) | 16.162.505.822 | 13.208.269.677 | |
| Financement par les capitaux propres | 133.263.036 | -133.263.036 | |
| Financement par nouveaux emprunts | 16.065.531.624 | 9.000.000.000 | |
| Total ressources de financement | 32.361.300.482 | 22.075.006.641 | -32% |
| SOLDE | 16.698.420.861 | -488.353.441 | - |

Sources: Etats financiers - CEB

Le niveau des investissements connaît une hausse de 51,34 % entre l'exercice 2003 et 2004 lié essentiellement aux travaux de l'interconnexion Nord Togo/Nord Bénin, les travaux de ligne ONIGBOLO-BOHICON et divers travaux d'aménagements.

La variation du besoin de financement de 2,05 milliards de FCFA (emplois) indique que la CEB n'a pas eu de difficultés de financement à court terme au cours de l'exercice 2004.

Le remboursement des emprunts a connu une hausse de 68,13% et est passé de 8 milliards en 2003 à 14 milliards de FCFA en 2004.

Le total des emplois à financer en 2004 se chiffre à 22,563 milliards de FCFA contre 15,662 milliards de FCFA en 2003, soit une augmentation de 44 %.

L'autofinancement a connu une baisse de 18 % passant de 16,162 milliards de FCFA en 2003 à 13,208 milliards de FCFA en 2004. Cela montre qu'actuellement la CEB peut rembourser ses dettes sans grandes difficultés.

Le financement par nouveaux emprunts est passé de 16 milliards de FCFA en 2003 à 9 milliards de FCFA en 2004, soit une diminution de 44 %.

Le total des ressources de financement a connu une diminution de 32% en passant de 32 milliards FCFA en 2003 à 22 milliards de FCFA en 2004, entraînant un déficit de ressources de financement de 488 millions de FCFA.

III.1.3.4 Evolution des ratios

i.) Ratios d'endettement

Les ratios déterminés montrent que sur les quatre années ce ratio s'améliore d'année en année mais le rapport capitaux propres et ressources assimilées sur ressources stables reste inférieur au référentiel du secteur.

ii.) Ratios de liquidité ou d'équilibre financier

L'équilibre et la solvabilité à court terme de l'entreprise sont analysés à partir de ces ratios.

- Le ratio de financement supérieur à 1 pour les quatre années indique que le fonds de roulement est positif. Ce ratio est fortement détérioré en 2001 et s'est légèrement amélioré à partir de 2003.
- Le ratio de liquidité générale indique que la solvabilité à court terme de la CEB est assurée. Les dettes à court terme sont couvertes par les actifs à court terme
- Le ratio de trésorerie immédiate indique qu'en 2003 et 2004 les dettes à court terme sont totalement couvertes par les disponibilités.

iii.) Ratios de Rentabilité

Les performances économiques et financières de l'entreprise mesurées à partir des ratios de rentabilité indiquent qu'en 2004, le bénéfice réalisé par la CEB se chiffre respectivement à 12% et 21% des immobilisations nettes et des capitaux propres engagés dans l'activité d'exploitation. Ces ratios montrent une amélioration de la rentabilité de la CEB par rapport aux exercices précédents.

iv.) Evolution des ratios

Tableau 14 Evolution des ratios de 2001 à 2004

| EVOLUTION DES RATIOS | | | | | Norme |
|--|-------|-------|------|------|----------------------------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | |
| RATIOS D'ENDETTEMENT | | | | | |
| $\frac{\text{Dettes Financières et Ressources assimilées}}{\text{Ressources Stables}}$ | 0,76 | 0,73 | 0,69 | 0,63 | 0,5 |
| $\frac{\text{Capitaux propres et Ressources Assimilées}}{\text{Ressources Stables}}$ | 0,24 | 0,27 | 0,31 | 0,37 | |
| LIQUIDITE | | | | | |
| Ratio de Financement : $\frac{\text{Ressources Stables}}{\text{Immos Nettes}}$ | 1,107 | 1,25 | 1,56 | 1,56 | > 1 |
| Ratios de liquidité Générale : $\frac{\text{Actif Circulant + Trésorerie Actif}}{\text{Passif Circulant + Trésorerie Passif}}$ | 0,63 | 1,34 | 1,96 | 2,10 | > 1 |
| Ratios de Trésorerie Immédiate : $\frac{\text{Fonds Disponible}}{\text{Dettes à Court Terme}}$ | 0,15 | 0,20 | 1,46 | 1,36 | >=20 |
| RENTABILITE | | | | | |
| Rentabilité Economique : $\frac{\text{Résultat de l'exercice}}{\text{Immos Nettes}}$ | -0,15 | 0,062 | 0,16 | 0,12 | Compris entre 0,08 et 0,12 |
| Rentabilité Financière : $\frac{\text{Résultat de l'exercice}}{\text{Capitaux propres et Ressources Assimilées}}$ | -0,53 | 0,18 | 0,32 | 0,21 | |

Sources : Rapport d'Activités 2004

III.1.4 Togo Electricité

III.1.4.1 Analyse de la structure financière :

Le total du bilan de TOGO ELECTRICITE a connu une augmentation sur les 4 ans de 22% en passant de 46 milliards de FCFA en 2001 à 56 milliards de FCFA en 2004.

Tableau 15 Evolution des postes du bilan de 2001 à 2004

| EVOLUTION DES POSTES DU BILAN | | | | | |
|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | VAR. 01-04 |
| ACTIF | | | | | |
| Actif Immobilisé | 33 983 415 764 | 34 782 053 229 | 34 565 659 312 | 34 988 315 245 | 2,96 |
| <i>dont domaine privé</i> | 1 465 263 668 | 1 957 466 191 | 2 162 577 907 | 2 367 331 696 | |
| <i>dont domaine concédé</i> | 32 518 152 096 | 32 824 587 038 | 32 403 081 405 | 32 620 983 549 | |
| Actif Circulant | 11 036 976 378 | 14 318 551 224 | 15 632 450 525 | 20 480 293 269 | 85,56 |
| <i>dont Etat</i> | 3 846 071 102 | 4 984 263 197 | 7 111 792 926 | 11 001 525 086 | |
| Trésorerie - Actif | 1 305 185 007 | 1 870 610 938 | 2 372 565 788 | 1 343 427 511 | 2,93 |
| TOTAL ACTIF | 46 325 577 149 | 50 971 215 391 | 52 570 675 625 | 56 812 036 025 | 22,64 |
| PASSIF | | | | | |
| Capitaux propres | 33 172 251 184 | 32 532 325 262 | 31 795 225 949 | 31 000 496 057 | -6,55 |
| <i>dont droit du concédant</i> | 30 577 330 614 | 28 668 430 233 | 26 745 924 638 | 24 837 585 071 | |
| <i>dont subvention tiers</i> | 5 634 708 | 1 326 551 783 | 2 197 491 684 | 2 818 776 856 | |
| Dettes financières | 5 395 115 238 | 7 532 747 685 | 7 791 151 294 | 6 642 833 372 | 23,13 |
| <i>dont provisions financières</i> | 2.495.800.233 | 4 294 759 737 | 4 123 498 431 | 2 558 753 288 | 0,00 |
| Passif circulant | 7 739 194 455 | 9 385 635 741 | 12 977 846 766 | 18 456 506 785 | 138,48 |
| <i>dont l'Etat</i> | 1 583 433 066 | 1 772 978 324 | 3 585 156 540 | 8 031 397 054 | |
| <i>dont ELYO</i> | 856 189 469 | 1 512 531 590 | 1 340 012 090 | 1 337 616 674 | |
| <i>dont CEB</i> | 316 505 426 | 3 572 961 000 | 5 702 099 700 | 6 221 393 102 | |
| Trésorerie - Passif | 19 016 272 | 1 520 506 703 | 6 451 616 | 712 199 811 | 3 645,21 |
| TOTAL PASSIF | 46 325 577 149 | 50 971 215 391 | 52 570 675 625 | 56 812 036 025 | 22,64 |

Sources : Etats financiers - TOGO ELECTRICITE

L'actif immobilisé se chiffre à 34,988 milliards de FCFA au 31 décembre 2004 et est essentiellement constitué des immobilisations rentrant dans le domaine concédé pour un montant de 32,620 milliards de FCFA, et des immobilisations acquises par TOGO ELECTRICITE mais qui ne concourent pas au service concédé (biens privés) pour un montant de 2,367 milliards de FCFA.

L'actif circulant se chiffre à 20,480 milliards de FCFA au 31 décembre 2004 est constitué essentiellement des sommes dues par les clients au titre des facturations d'énergie électrique et de divers travaux pour un montant net de 18,030 milliards de FCFA au 31 décembre 2004.

Toutefois il faut noter que la part de ses créances sur l'Etat reste à confirmer par un travail actuellement en cours entre l'Administration fiscale et TOGO ELECTRICITE.

La trésorerie nette de la société a évolué au cours des quatre années comme suit :

| Année | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Trésorerie | 1 286 | 350 | 2 366 | 631 |

Le capital social n'ayant connu aucune augmentation durant la période sous revue, l'augmentation constatée au niveau des capitaux propres est essentiellement liée aux subventions d'investissement représentant la quote-part non encore amortie de la participation des tiers aux travaux d'extension de réseau et du résultat positif des exercices 2003 et 2004.

Les dettes financières sont essentiellement constituées, des droits du concédant représentant le montant net de la contrepartie des immobilisations apportées par le concédant pour un montant de 24 milliards de FCFA au 31 décembre 2004, des avances sur consommation versées par les clients pour 4 milliards de FCFA à la date du 31 décembre 2004 et des provisions financières pour risques et charges pour 2 milliards de FCFA.

Le Passif Circulant se chiffre à 18,456 milliards de FCFA au 31 décembre 2004. Ils représentent les sommes dues aux fournisseurs, à l'administration fiscale et sociale, non encore payées à la date du 31 décembre 2004.

III.1.4.2 Analyse du compte des résultats

Le résultat de la société s'élève à 492 millions de FCFA en 2004 contre 314 millions de FCFA en 2003 soit une augmentation de 56%. Ce résultat positif permet à la société de dégager globalement sur la période 2001 à 2004 un bénéfice cumulé de 345 millions de FCFA.

Tableau 16 Evolution des postes du résultat de 2001 à 2004

| EVOLUTION DES POSTES DU RESULTAT | | | | | |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | VAR. 01-04 |
| CHARGES | 33 449 526 760 | 35 796 164 060 | 39 125 817 091 | 42 837 242 635 | 28,07 |
| Activités ordinaires | 33 115 015 231 | 34 951 463 191 | 38 547 742 493 | 42 035 890 328 | 26,94 |
| Exploitation | 32 700 313 305 | 34 949 823 748 | 38 546 177 966 | 42 023 632 106 | 28,51 |
| Financières | 414 701 926 | 1 639 443 | 1 564 527 | 12 258 222 | -97,04 |
| Hors activités ordinaires | 334 511 529 | 760 085 485 | 338 074 598 | 10 651 507 | -96,82 |
| Impôts sur Bénéfice | 0 | 84 615 384 | 240 000 000 | 790 700 800 | - |
| PRODUITS | 33 038 812 622 | 35 744 221 444 | 39 440 283 472 | 43 329 567 138 | 31,15 |
| Activités ordinaires | 31 776 497 816 | 35 068 471 577 | 39 254 478 396 | 43 223 971 019 | 36,02 |
| Exploitation | 31 700 846 308 | 34 599 647 748 | 39 213 080 003 | 43 186 079 251 | 36,23 |
| Financières | 75 651 508 | 468 823 829 | 41 398 393 | 37 891 768 | -49,91 |
| Hors activités ordinaires | 1 262 314 806 | 675 749 867 | 185 805 076 | 105 596 119 | -91,63 |
| RESULTATS | -410 714 138 | -51 942 616 | 314 466 381 | 492 324 503 | 219,87 |
| Activités ordinaires | -1 338 517 415 | 117 008 386 | 706 735 903 | 1 188 080 691 | 188,76 |
| Exploitation | -999 466 997 | -350 176 000 | 666 902 037 | 1 162 447 145 | 216,31 |
| Financières | -339 050 418 | 467 184 386 | 39 833 866 | 25 633 546 | 107,56 |
| Hors activités ordinaires | 927 803 277 | -84 335 618 | -152 269 522 | 94 944 612 | -89,77 |

Sources : Etats financiers - TOGO ELECTRICITE-

L'analyse des données du tableau d'évolution des postes du résultat ci-dessus montre que :

- Les charges sont passées de 39,13 milliards de FCFA en 2003 à 42,84 milliards de FCFA en 2004 soit une augmentation de 10%. Sur la période la progression est de 28%.
- Sur la période 2001-2004, les charges d'exploitation ont représentées 98,02% du total des charges, les charges financières 0,28% les charges hors activités ordinaires 0,95% et les impôts sur les sociétés 0,74%.
- Les produits sont passés de 39,44 milliards de FCFA en 2003 à 43,33 milliards de FCFA en 2004 soit une augmentation de 10%. Sur la période la progression est de 31,15%.
- Les produits d'exploitations ont représenté 98,12% du total des produits contre 0,41% pour les produits financiers et 1,47% pour les produits hors activités ordinaires.
- Les deux premiers exercices ont dégagé un résultat déficitaire cumulé de 462.67 millions de FCFA, soit 410 millions de FCFA pour 2001 et 52 millions de FCFA pour 2002. Ce déficit est dû à d'importantes provisions constituées au cours desdits exercices, provisions qui se sont avérées par la suite irréalistes.
- Les deux autres exercices ont pu dégager un profit cumulé de 806 millions de FCFA soit 314 millions de FCFA pour 2003 et 492 millions de FCFA pour 2004. Ces bénéfices sont dus essentiellement aux reprises des provisions d'exploitation irréalistes constituées lors des précédents exercices et qui s'élèvent à 3,509 milliards de FCFA en 2003 et 4,123 milliards de FCFA en 2004.

Le détail de l'évolution des charges et des produits est donné dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 17 Evolution des postes de charges de 2001 à 2004

| EVOLUTION DES CHARGES | | | | | |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------|
| CHARGES | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | VAR. 01-04 |
| Achats d'énergie et de matières premières | 18 463 193 643 | 20 963 440 176 | 24 355 732 446 | 26 714 982 031 | 44,69 |
| Autres achats consommés | 2 354 558 735 | 3 244 685 607 | 2 673 477 008 | 3 085 942 854 | 31,06 |
| Transport | 105 443 730 | 106 902 833 | 72 807 480 | 92 966 588 | -11,83 |
| Services extérieurs | 4 507 158 309 | 3 720 726 227 | 2 458 038 371 | 3 069 568 458 | -31,90 |
| Impôts et taxes | 294 342 276 | 296 981 715 | 307 642 772 | 359 318 523 | 22,08 |
| Autres charges | 1 648 362 471 | 951 691 500 | 1 450 473 618 | 2 009 349 497 | 21,90 |
| Charges de personnel | 3 009 929 354 | 3 094 847 487 | 3 297 664 594 | 3 469 321 893 | 15,26 |
| Dotations aux amortissements et aux provisions | 2 317 324 787 | 2 570 548 203 | 3 930 341 677 | 3 222 182 262 | 39,05 |
| Total charges d'exploitation | 32 700 313 305 | 34 949 823 748 | 38 546 177 966 | 42 023 632 106 | 28,51 |
| Charges financières | 414 701 926 | 1 639 443 | 1 564 527 | 12 258 222 | -97,04 |
| Total charges activités ordinaires | 33 115 015 231 | 34 951 463 191 | 38 547 742 493 | 42 035 890 328 | 26,94 |
| Charges hors activités ordinaires | 334 511 529 | 760 085 485 | 338 074 598 | 10 651 507 | -96,82 |
| Participations et impôts | 0 | 84 615 384 | 240 000 000 | 790 700 800 | |
| TOTAL GENERAL CHARGES | 33 449 526 760 | 35 796 164 060 | 39 125 817 091 | 42 837 242 635 | 28,07 |

Sources : Etats financiers - TOGO ELECTRICITE-

Tableau 18 Evolution des postes de produits de 2001 à 2004

| EVOLUTION DES PRODUITS | | | | | |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------|
| PRODUITS | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | VAR. 01-04 |
| Ventes de marchandises (électricité) | 28 002 809 025 | 29 264 842 762 | 31 489 160 828 | 34 523 259 682 | 23,28 |
| Travaux et services vendus | 1 931 701 173 | 1 837 543 857 | 1 946 145 280 | 2 101 500 268 | 8,79 |
| Produits accessoires | 408 975 079 | 303 821 373 | 258 804 092 | 181 820 892 | -55,54 |
| Chiffre d'affaires | 30 343 485 277 | 31 406 207 992 | 33 694 110 200 | 36 806 580 842 | 21,30 |
| Production immobilisée | 1 331 176 222 | 1 486 732 050 | 1 013 649 238 | 1.056.085.337 | -20,67 |
| Autres produits | 26 184 809 | 21 989 633 | 35 286 562 | 27.691.642 | 5,75 |
| Reprise charges provisionnées | 0 | 1 609 798 606 | 896 175 702 | 1.136.225.567 | |
| Transfert de charges d'exploitation | 0 | 16 772 923 | 64 355 445 | 36.115.615 | |
| Reprise de provision d'exploitation | 0 | 17 323 934 | 3 509 502 856 | 4.123.380.248 | |
| Reprise d'amortissements | 0 | 40 822 610 | 0 | 0 | |
| Total produit d'exploitation | 31 700 846 308 | 34 599 647 748 | 39 213 080 003 | 43 186 079 251 | 36,23 |
| Produits financiers | 75 651 508 | 468 823 829 | 41 398 393 | 37 891 768 | -49,91 |
| Total produits activités ordinaires | 31 776 497 816 | 35 068 471 577 | 39 254 478 396 | 43 223 971 019 | 36,02 |
| Produits hors activités ordinaires | 1 262 314 806 | 675 749 867 | 185 805 076 | 105 596 119 | -91,63 |
| TOTAL GENERAL PRODUITS | 33 038 812 622 | 35 744 221 444 | 39 440 283 472 | 43 329 567 138 | 31,15 |

Sources : Etats financiers - TOGO ELECTRICITE

III.1.4.3 Analyse du Financement des Ressources et Emplois

L'examen du tableau de financement des ressources et emplois montre une variation négative de la capacité de financement qui est passée de 2, 6 milliards de FCFA en 2001 à -503 millions de FCFA en 2004.

| EVOLUTION DES EMPLOIS ET RESSOURCES | | | | | |
|--|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-------------------|
| | 2001* | 2002 | 2003** | 2004 | VAR. 02-04 |
| EMPLOIS | | | | | |
| Investissement | 36.285.700.204 | 2 997 953 524 | 2 556 595 423 | 2 989 146 509 | -0,29 |
| Variation BFE | 3 356 322 209 | 1 725 529 803 | -2 399 838 587 | -430 004 334 | -124,92 |
| Emplois/Ressources (BF HAO) | -58 540 286 | -90 396 243 | -24 534 779 | -200 812 941 | -122,15 |
| Remboursement d'emprunts | 7 734 600 021 | 93 973 670 | 63.923.643 | 87 278 106 | -7,12 |
| Total emplois à financer | 47 318 082 148 | 4 727 060 754 | 196.145.700 | 2.445.607.340 | -48,26 |
| RESSOURCES | | | | | |
| Financement interne (autofinancement) | 2 628 372 349 | 2 026 381 478 | 829 159 314 | -503 253 031 | -124,84 |
| Financement par les capitaux propres | 3 005 634 708 | 1 331 968 160 | 889 407 765 | 710 268 572 | -46,68 |
| Financement par nouveaux emprunts | 41 211 245 640 | 432 646 616 | 493 588 558 | 503 705 327 | 16,42 |
| Total ressources de financement | 46 845 252 697 | 3 790 996 254 | 2 212 155 637 | 710 720 868 | -81,25 |
| SOLDE | -472 829 451 | -936 064 500 | 2.016.009.937 | -1.734.886472 | 85,34 |

Sources : Etats financiers - TOGO ELECTRICITE

* Les données sur les emplois et ressources de l'exercice 2001 tel que présentées dans les états financiers de Togo Electricité fait ressortir un déséquilibre au niveau du TAFIRE ce qui dénature la réalité du traitement de ces données et nous amène à axer nos commentaires sur les informations de 2002 et 2004.

** Le rapprochement entre les investissements figurant dans le TAFIRE et ceux figurant dans le tableau de variation des immobilisations présente un écart d'environ 272 millions non encore justifié à la production dudit rapport. L'existence de cet écart ne permet d'apporter un commentaire fiable sur les données ci-dessus présentées.

Le tableau de financement des emplois et ressources présenté ci-dessus se résume comme suit :

- Le niveau des investissements connaît un accroissement de 15% entre l'exercice 2003 et 2004 après la baisse de 15% connu entre l'exercice 2002 et 2003.
- Le niveau de variation du besoin de financement connaît une tendance décroissante ce qui indique que TOGO ELECTRICITE aura des difficultés à court terme pour ses besoins de financement; il en est de même pour ses besoins de financement hors activités ordinaires.
- Le remboursement des emprunts représente l'amortissement des participations des tiers aux ouvrages de TOGO ELECTRCITE sur les branchements et extensions de réseau principalement.
- Le total des emplois à financer en 2004 se chiffre à 2,445 milliards de FCFA soit un accroissement de 250% par rapport au niveau de l'exercice 2003.
- Le cumul des ressources de financement sur la période 2001-2004 se chiffre à 53,559 milliards (dont 46 milliards en 2001, 3,7 milliards en 2002, 2,2 milliards en 2003 et 710 millions en 2004).
- L'autofinancement négatif dégagé au cours de l'exercice 2004 montre que TOGO ELECTRICITE ne peut rembourser ses dettes sans grandes difficultés et son évolution décroissante ne garantie pas une croissance autonome sur le long et moyen terme.
- Le solde des ressources de financement sur les quatre années n'a pas pu couvrir les emplois à financer faisant ressortir une insuffisance de ressources de 1,127 milliard de FCFA.

III.1.4.4 Analyse des Ratios

i.) Ratios d'endettement

Ces ratios mesurent l'importance du financement propre par rapport à l'endettement et permettent d'apprécier l'autonomie financière de l'entreprise.

Les ratios déterminés montrent que sur les quatre années le niveau se dégradent d'année en année et le rapport capitaux propres sur les ressources stables reste inférieur à la normale ce qui explique que les capitaux propres ne couvrent pas la moitié des ressources stables d'où la conclusion que l'entreprise dépend trop des ressources extérieures.

ii.) Ratios de liquidité ou d'équilibre financier

Les ratios d'équilibre financier permettent de porter un jugement sur l'équilibre et la solvabilité à court terme de l'entreprise.

- Le ratio de financement supérieur à 1 pour les quatre années indique que le fonds de roulement est positif. Ce ratio bien que supérieur à la normale connaît une légère baisse en raison des difficultés de trésorerie que connaît la société.
- Le ratio de liquidité générale indique que la solvabilité à court terme de l'entreprise est très précaire avec une légère amélioration en 2004.

- Le ratio de trésorerie immédiate indique que, depuis 2001, les dettes à court terme ne sont jamais totalement couvertes pas les fonds disponibles et que ce ratio n'a jamais atteint la norme.

iii.) Ratios de Rentabilité

Ces ratios mesurent les performances économiques et financières de l'entreprise.

Les ratios calculés indiquent qu'en 2004, le bénéfice réalisé par TOGO ELECTRICITE se chiffre respectivement à 1% et 8% des immobilisations nettes et des capitaux propres engagés dans l'activité d'exploitation. Ces ratios montrent que la rentabilité a été inexistante au cours de l'exercice 2001 et 2002 aussi bien sur le plan économique que sur le plan financier, mais avec des signes d'une légère amélioration à partir de l'exercice 2003.

iv.) Evolution des ratios

Tableau 19 Evolution des ratios de 2001 à 2004

| EVOLUTION DES RATIOS | | | | | Norme |
|--|-------|-------|------|------|----------------------------|
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | |
| RATIOS D'ENDETTEMENT | | | | | |
| $\frac{\text{Dettes Financières et Ressources assimilées}}{\text{Ressources Stables}}$ | 0,93 | 0,90 | 0,87 | 0,84 | 0,5 |
| $\frac{\text{Capitaux propres et Ressources Assimilées}}{\text{Ressources Stables}}$ | 0,07 | 0,10 | 0,13 | 0,16 | |
| LIQUIDITE | | | | | |
| Ratio de Financement : $\frac{\text{Ressources Stables}}{\text{Immos Nettes}}$ | 1,13 | 1,15 | 1,15 | 1,08 | > 1 |
| Ratios de liquidité Générale : $\frac{\text{Actif Circulant + Trésorerie Actif}}{\text{Passif Circulant + Trésorerie Passif}}$ | 0,70 | 0,78 | 0,74 | 1,14 | > 1 |
| Ratios de Trésorerie Immédiate : $\frac{\text{Fonds Disponible}}{\text{Dettes à Court Terme}}$ | 0,17 | 0,17 | 0,18 | 0,07 | >=20 |
| RENTABILITE | | | | | |
| Rentabilité Economique : $\frac{\text{Résultat de l'exercice}}{\text{Immos Nettes}}$ | -0,01 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | Compris entre 0,08 et 0,12 |
| Rentabilité Financière : $\frac{\text{Résultat de l'exercice}}{\text{Capitaux propres et Ressources Assimilées}}$ | -0,16 | -0,01 | 0,06 | 0,08 | |

ANNEXES

IV ANNEXES

1. Résumé des obligations de TOGO ELECTRICITE
2. Etat de contrôle des revenus autorisés et calcul de la redevance
3. Tarif de vente de l'électricité
4. Bilan énergétique simplifié
5. Répartition des ventes d'énergie par catégorie de client
6. Bilans et comptes de résultat de l'ARSE
7. Bilans et comptes de résultat de TOGO ELECTRICITE
8. Bilans et comptes de résultat de la CEB
9. Carte électrique du Togo
10. Résumé des rencontres et réunions de l'ARSE

1.1 Obligations générales

- 1.1.1 Le Concessionnaire s'engage à réaliser l'inventaire des **Biens du Domaine Public du Concédant** au plus tard avant la fin du douzième mois suivant la date d'entrée en vigueur de la Convention de Concession. Le Concessionnaire s'engage à mettre à jour cet inventaire chaque année en précisant notamment, l'identification cartographique des zones desservies, les longueurs de lignes, la localisation des postes de transformation, le nombre d'abonnés, la typologie des abonnés, les nouveaux Branchements par zones et les modifications intervenues sur les éléments chiffrés.

L'inventaire a été fait et remis au Concédant en février 2002. Le document transmis comporte également la valorisation proposée par le concessionnaire. La partie cartographique n'est pas réalisée, de même certains ouvrages semblent ne pas avoir suffisamment été bien appréciés. En 2004, Togo Electricité a adressé une lettre à l'ARSE qui confirme cette assertion (lettre n°107/DEX/TE/2004 du 14 juin 2004.

- 1.1.2 Le Concessionnaire s'engage à prendre les dispositions d'une part pour respecter les valeurs relatives au taux de recouvrement et au rendement global du réseau telles qu'elles figurent dans son offre financière et d'autre part pour entreprendre et mener à terme à l'issue de la première année d'exploitation les investissements sur les ouvrages existants permettant d'atteindre les volumes prévisionnels de production d'énergie thermique propre.

Les valeurs du taux de recouvrement et du rendement global du réseau ne sont pas respectées. De même les investissements devant permettre d'atteindre les volumes prévisionnels de production d'énergie thermique propre n'ont pas été réalisés.

- 1.1.3 Au plus tard douze (12) mois après l'entrée en vigueur de la Convention de Concession et au début de chaque période quinquennale, le Concessionnaire doit présenter au Concédant ses programmes en matière de formation professionnelle préalablement à leur mise en place. Il doit également informer le Concédant de l'état d'exécution de ces programmes.

Un programme de formation a été remis le 6 février 2002. L'état de mise en œuvre de ce programme n'a jamais été transmis au Concédant.

- 1.1.4 Le Concessionnaire doit remettre au Concédant sa proposition de Règlement du Service Concédé, qui doit être conforme aux stipulations de la Convention de Concession et intégrer les Exigences Minimales de Standards de Qualité, de Service et de Performance, ainsi que son extrait, dans un délai de trois (3) mois à compter du début d'exploitation du Service Concédé. Le Règlement du Service Concédé, ainsi que l'extrait sont approuvés par arrêté du Ministre sur avis conforme de l'Autorité de Régulation. Un extrait du Règlement du Service Concédé doit être obligatoirement remis à chaque Consommateur au moment de la demande d'abonnement.

Le Règlement du service Concédé a été soumis au Concédant le 6 février 2002. Il a été approuvé par arrêté du ministre le 22 mai 2002.

A l'instar des autres exercices, l'extrait du RSC n'est pas systématiquement remis à tout nouveau client au moment de la demande d'abonnement comme le prévoit la Convention de Concession.

- 1.1.5 Les travaux relatifs aux Biens du Service Concédé et les études réalisées préalablement à la proposition ou à l'exécution de ces travaux, de quelque nature que ce soit, sont soumis au contrôle du Concédant quelles que soient la personne qui en a eu l'initiative, les modalités de leur réalisation ou de leur financement.

A l'achèvement de tous Travaux de Renouvellement, de Travaux neufs d'Extension et/ou de Renforcement effectués par le Concessionnaire ou pour son compte au titre de la Convention de Concession et portant sur les Biens du Service Concédé ou destinés à y être incorporés, **le Concédant doit dresser un procès-verbal de conformité qui est signé par le Concessionnaire pour valoir remise des biens à ce dernier** et qui ne peut pas être invoqué par le Concessionnaire pour limiter ou écarter ses responsabilités ou celles du ou des entrepreneurs, concernant les études, la conception, la réalisation et la réception des travaux. Ces biens seront immédiatement incorporés dans la comptabilité du Concessionnaire et intégrés à l'inventaire.

Ces dispositions ont été difficilement appliquées. Pour la première année aucun investissement n'a respecté les dispositions ci-dessus. Ce qui rend difficile l'appréciation des travaux par le Concedant. Un litige existe sur la plupart des travaux effectués en méconnaissance de cette disposition. Pour la deuxième année les mesures sont prises pour mieux respecter les dispositions ci-dessus. Pour la troisième et la quatrième année les dispositions ont été quasi respectées. Toutefois les procès-verbaux de réception des travaux ne sont signés.

1.1.6 Le Concessionnaire s'engage à préparer, dans un délai de douze (12) mois à compter de l'entrée en vigueur de la Convention de Concession sous le contrôle du Concedant, un Bordereau de Prix Unitaires qui s'appliquera à tous les travaux réalisés conformément aux stipulations de la Convention de Concession.

Le bordereau de prix a été remis au Concedant le 4 décembre 2001.

1.1.7 Chaque année avant le 1er octobre, le Concessionnaire présentera au Concedant, le programme des travaux qu'il se propose de réaliser pendant l'exercice suivant pour l'exécution du Plan d'Investissement en vigueur. Le Concedant et le Concessionnaire devront s'accorder sur un programme de travaux définitif avant le 30 novembre de l'année en cours, à défaut d'accord, c'est le programme de travaux prévisionnel annuel, décidé dans le cadre du Plan d'Investissement correspondant, qui sera appliqué durant l'année suivante.

Pour l'exercice 2002, le programme des travaux n'a été reçu que le 6 février 2002. Pour l'exercice 2003 le projet de programme a été transmis dans les délais. Pour l'exercice 2004, le programme a été reçu en mars 2004 après une mise en demeure envoyée par l'Autorité. Pour l'exercice 2005, le programme n'a été reçu que le 12 janvier 2005 après une mise en demeure du 14 décembre 2004.

1.1.8 Pour permettre la vérification et le contrôle technique et financier du Service Concedé, le Concessionnaire s'oblige à remettre au Concedant, chaque année, les documents suivants :

- dans un délai de trois (3) mois à compter de la clôture de l'exercice, un arrêté du bilan, du compte d'exploitation et du tableau de financement de l'exercice clos;
- dans le délai de un (1) mois à compter de l'approbation par l'assemblée générale des actionnaires du Concessionnaire des comptes de clôture de l'exercice comptable, un compte rendu annuel de gestion accompagné :
- le cas échéant, dans le délai de un (1) mois à compter de son dépôt, le rapport du cabinet d'audit commis à cet effet;
- des comptes de gestion intermédiaires mensuels/trimestriels dans les dix (10) jours suivant la fin de chaque mois/trimestre calendaire.
- dans un délai de trois (3) mois à compter de la clôture de l'exercice comptable, un compte rendu technique annuel qui doit obligatoirement comprendre les éléments suivants décomposés entre le réseau de distribution moyenne tension et le réseau de distribution basse tension, ainsi que leur évolution par rapport aux trois (3) exercices antérieurs :
 - (i) le nombre d'abonnés par catégories tarifaires;
 - (ii) l'énergie facturée décomposée par catégories tarifaires, par tranches de consommation et par postes horaires;
 - (iii) le nombre de Branchements établis au cours de l'exercice et décomposé par catégories d'abonnés;
 - (iv) la longueur des réseaux décomposée par niveaux de tension;
 - (v) le rendement du réseau.
- Le Concessionnaire remettra par ailleurs des comptes rendus mensuels d'exploitation au Concedant qui devront exposer:
 - (i) le nombre d'abonnés par catégories tarifaires;
 - (ii) l'énergie facturée décomposée par catégories tarifaires, par tranches de consommation et par centres de distribution.
- au moins une fois par an et au plus tard le 31 octobre, les programmes prévisionnels d'entretien des ouvrages du Service Concedé, par type d'ouvrage;
- au moins une fois par trimestre, un rapport relatif aux incidents et avaries sur les ouvrages, étant précisé que tout incident ou avarie majeur doit faire l'objet d'une communication au Concedant dans un délai de quarante-huit (48) heures à compter de sa survenance;

- chaque trimestre, les documents ou rapports relatifs aux accidents corporels;
- avant le 31 mars de chaque année, les inventaires à jour mentionnés aux articles 5.6 et 7.2 de la Convention de Concession.
- avant le 31 mars de chaque année, l'état de mise en œuvre des engagements prévus à l'article 9.1.11 de la Convention de Concession.

La remise des documents par le concessionnaire s'est faite avec beaucoup de difficultés. D'une manière générale aucun des délais précités n'est respecté. La situation a commencé à s'améliorer à partir du quatrième trimestre 2002. Elle s'est largement améliorée en 2003. Elle s'est dégradé en 2004.

1.2 Obligations en matière de normes de qualité de service et de la fourniture à respecter

Les normes à respecter découlent essentiellement du règlement du service concédé. Les principaux points

- 1.2.1 Examen des comptes : deux (2) jours ouvrables à compter de la date de réception de ladite demande par le Concessionnaire.
- 1.2.2 Respect des rendez-vous : Si le Concessionnaire prend rendez-vous avec un Client, il garantit de respecter ce rendez-vous ou de contacter le Client au moins deux (2) jours à l'avance en cas de problème.
- 1.2.3 Réponse à une réclamation écrite : cinq (5) jours ouvrables à compter de la date de réception de ladite réclamation. Cette disposition devra être respectée dans au moins 95% des cas sur une base annuelle.
- 1.2.4 Rétablissement de l'alimentation : L'objectif est que le Concessionnaire rétablisse l'alimentation dans les cinq (5) heures suivant la détection de l'origine du défaut, dans 95% des cas.
- 1.2.5 Interruptions d'alimentation : le Concessionnaire s'engage à informer les Clients par voie de presse ou tout autre moyen adéquat avec un préavis d'au moins 48 heures.
- 1.2.6 Dépannage chez le Client :
 Dans les localité où le Concessionnaire dispose d'un centre d'exploitation, le Concessionnaire doit envoyer les agents de dépannage dans les deux (2) heures sur appel des Clients, entre 07h00 et 20h00 et dans les trois (3) heures pour les appels reçus après 20h00.

 Dans les localités où le Concessionnaire ne dispose pas d'un centre d'exploitation, le Concessionnaire doit envoyer les agents de dépannage dans les vingt quatre heures (24) heures sur appel des Clients.
- 1.2.7 Demande de branchement : au plus tard huit (8) jours calendaires, à partir de la date de réception de la demande.
- 1.2.8 Mise en service d'un nouveau Branchement : sept (7) jours calendaires, à partir de la date de règlement des frais de branchement.
- 1.2.9 Remise en service d'un Branchement existant : cinq (5) jours calendaires, à partir de la date de règlement des frais de remise en service du branchement ou de paiement de l'avance sur consommation.
- 1.2.10 Vérification de compteur : deux (2) jours ouvrables à partir de la date de réception de la demande.
- 1.2.11 Interruption et rétablissement pour non paiement des factures d'électricité :
 Le Client n'ayant pas payé sa facture à la date limite s'expose à une interruption de fourniture d'énergie électrique. Le Concessionnaire s'engage à :
- (i) Donner au moins quinze (15) jours de délai pour le paiement de la facture
 - (ii) Donner au moins quinze (15) jours ouvrables de préavis aux Clients moyenne tension n'ayant pas payé leur facture arrivée à échéance avant coupure.
 - (iii) Ne pas effectuer les coupures les week-ends et les jours fériés
 - (iv) Rétablir tout Client ayant payé sa facture ou ayant conclu un accord de paiement dans la même journée.

1.2.12 Indemnisation des Clients

Le Concessionnaire est tenu d'indemniser la victime des dommages électriques subis par ses appareils résultant du non respect des obligations mis à sa charge par la Convention de Concession et ce à concurrence du montant dûment justifié de ces dommages. Seuls les dommages directs sont pris en compte pour l'application du présent article.

Dans toutes les circonstances, le Client dispose de deux (2) jours ouvrables pour signaler les dommages au Concessionnaire. Le Concessionnaire devra prendre toutes les dispositions pour que le Client soit, si sa requête est recevable, indemnisé dans un délai maximum de deux (2) mois suivant la date de réception de la requête.

1.2.13 Contestation de la facture

Le Client dispose d'un délai de sept (7) jours calendaires à compter de la date de réception de sa facture pour déposer toute réclamation concernant l'inexactitude de ladite facture. En cas d'inexactitude dûment constatée, la facture erronée fait l'objet d'une rectification par le Concessionnaire. La facture rectifiée est exigible dans les mêmes conditions que la facture normale.

1.2.14 Tension d'alimentation

La tension nominale en BT : 230 volts entre phase et neutre et de 410 volts entre phases.

La tension nominale en MT : 5,5 kV, 20 kV ou 33 kV entre phases.

Tolérances :

- (i) en basse tension
 - 244 V à 207 V phase et neutre;
 - 434 V à 369 V entre phases;

- (ii) en moyenne tension :
 - 36 kV à 30 kV ou
 - 22 kV à 18 kV ou
 - 6 kV à 5 kV

1.2.15 Fréquence

La valeur nominale de la fréquence du réseau est de 50 Hz.

Dans les conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence mesurée sur 10 secondes doit être :

- pour des systèmes à connexion synchrone avec un système interconnecté, comprise dans un champ de :

| | | | |
|-------|---------|-------------------------|-----------------|
| 50 Hz | +/- 1% | (c.à.d. 49,5 – 50,5 Hz) | 95% du temps ; |
| 50 Hz | -6%/+4% | (c.à.d. 47 – 52 Hz) | 100% du temps ; |

- pour des systèmes sans connexion synchrone avec un système interconnecté :

| | | | |
|-------|--------|-------------------------|-----------------|
| 50 Hz | +/- 2% | (c.à.d. 49 – 51 Hz) | 95% du temps ; |
| 50 Hz | +/-15% | (c.à.d. 42,5 – 57,5 Hz) | 100% du temps ; |

1.2.16 Tolérance des mesures des compteurs

Un compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire de $\pm 3\%$ en BT et de $\pm 2\%$ en MT.

Il n'existe pas encore de structure de comptabilisation des données permettant de mesurer le degré de satisfaction des normes techniques et de qualité de service ci-dessus énumérées.

ANNEXE 2 : Etat de contrôle des revenus autorisés et calcul de la redevance

Le Concessionnaire doit au Concédant, une Redevance de Concession HTVA qui est présentée selon le Tableau de Calcul de la Redevance de Concession dont les éléments sont basés sur l'application de la formule ci-après à l'intérieur de laquelle tous les paramètres sont également hors TVA :

$$RD_n = REV_n - (PCEB_n \times QCEB_n) - (PPP_n \times QPP_n) - RDIST_n^* - RAR_n - DCEB$$

Où :

RD_n : représente la redevance annuelle que le Concessionnaire payera au Concédant sur les recettes qu'il aura perçues au titre de l'année n ;

REV_n : représente le montant total (en FCFA) de l'énergie facturée par le Concessionnaire pour les ventes d'énergie électrique au titre de l'année n ($RVENTES_n$) aux taux et tarifs fixés par l'autorité compétente, auquel seront ajoutées toutes les autres recettes d'exploitation du Concessionnaire au titre de l'année n ($RAUTRES_n$), de telle sorte que :

$$Rev_n = Rventes_n + Rautres_n;$$

$PCEB_n$: représente le prix unitaire (en FCFA/kWh) payé par le Concessionnaire pour ses achats d'énergie électrique à la CEB au titre de l'année n, conformément au contrat de cession d'énergie électrique conclu entre eux ;

$QCEB_n$: représente la quantité d'énergie électrique (en kWh) délivrée sur le réseau de distribution du Concessionnaire par la CEB au titre de l'année n;

PPP_n : représente les coûts unitaires (en FCFA/kWh) réputés couvrir tous les éléments du compte d'exploitation du Concessionnaire destinés à l'exploitation de ses moyens de production thermique propres. Pour la première période quinquennale, les valeurs retenues pour PPP_{n0} sont les suivantes :

| Années | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| PPP_{n0} (FCFA/Kwh) | 53,00 | 27,29 | 27,38 | 27,45 | 27,52 |

Pour chacune des années de la première période quinquennale la variation de PPP_n sera calculée selon la formule suivante :

$$PPP_n = PPP_{n0} * (0,15 + 0,10 * CHUIL_n / CHUIL_0 + 0,75 * CCOMB_n / CCOMB_0)$$

Dans laquelle :

PPP_n représente le coût unitaire applicable pour l'année n ;

PPP_{n0} représente la valeur initiale retenue figurant dans le tableau ci-avant, pour l'année n ;

$CHUIL_n$ représente le prix d'achat moyen de l'huile pour le fonctionnement des centrales isolées, en FCFA/Litre, pour l'année n. $CHUIL_n$ est obtenu en divisant le prix total HTVA d'achat d'huile, en FCFA au cours des douze (12) mois de l'année n, par le volume total en litres d'huile achetée au cours de la même année;

$CHUIL_0$ représente le prix d'achat moyen de l'huile pour le fonctionnement des centrales isolées, en FCFA/Litre au titre de l'année 1999. $CHUIL_0 = 792$ FCFA/litre ;

$CCOMB_n$ représente le prix d'achat moyen du combustible pour le fonctionnement des centrales isolées, en FCFA/Litre, pour l'année n. $CCOMB_n$ est obtenu en divisant le prix total HTVA d'achat de combustible, en FCFA au cours des douze (12) mois de l'année n, par le volume total en litres de combustible acheté au cours de la même année;

CCOMB₀ représente le prix d'achat moyen du combustible pour le fonctionnement des centrales isolées, en FCFA/Litre au titre de l'année 1999. CCOMB₀ = 153 FCFA/litre ;

QPP_n : représente la quantité d'énergie électrique (en kWh) produite par les moyens de production thermique propres du Concessionnaire, durant l'année n, telle que mesurée après déduction de l'énergie consommée par lesdits moyens de production propres;

RDIST_n* : représente la part des recettes totales de l'exploitation du Service Concédé (en FCFA), collectées au titre de l'année n, que le Concessionnaire est autorisé à retenir pour son compte afin de couvrir les coûts de gestion du Service Concédé exposés au titre de l'année n, y compris tous les impôts et taxes auxquels est assujéti le Concessionnaire conformément à la législation en vigueur, ainsi qu'un taux de retour sur investissement raisonnable, déterminé selon la formule suivante :

$$RDIST_n^* = \alpha_n \times RDIST_n$$

où :

α_n : représente, au titre de l'année n, le ratio du montant total des recettes (en FCFA) encaissé des abonnés et consommateurs du Service Concédé par le Concessionnaire, pour les ventes d'énergie électrique durant l'année n, sur le montant total des ventes d'énergie électrique facturé par le Concessionnaire. Pour la détermination de α_n le taux d'encaissement relatifs aux consommations de l'Administration Centrale ne sera pris en considération que lorsque ce taux d'encaissement est supérieur à celui des autres catégories de consommateurs.

RDIST_n : est déterminée selon la formule de contrôle de recettes exposée ci-dessous.

RAR_n : représente le montant de la redevance de financement que le Concessionnaire doit payer annuellement à l'Autorité de Réglementation, conformément à la Loi.

DCEB : représente le montant annuel du remboursement du solde des arriérés dus par la CEET à la CEB, au titre de la dette à long terme.

La composante RDIST_n représente les recettes autorisées de la Convention de Concession au titre de l'année n, telle que déterminée par la formule suivante :

$$RDIST_n = A_n + (PBT_n \times QBT_n) + (PMT_n \times QMT_n) + (PC_n \times C_n) - (PP_n \times QP_n)$$

où:

A_n: représente le montant de l'évaluation qu'a fait le Concessionnaire du montant des revenus nécessaires pour gérer le Service Concédé et bénéficier d'un taux de retour raisonnable sur investissement. Ce montant prend en compte les obligations d'investissement, de reprise des dettes fournisseurs de la CEET, de performance et des standards de qualité et de service stipulés dans la Convention de Concession ainsi que des risques inhérents à la gestion du Service Concédé, dont en particulier les variations du niveau des ventes de l'énergie électrique. Au titre de l'année 2001, A_n devient A₁ et est égale à trois milliards trois cent quatre-vingt trois millions (3 383 000 000) de Francs CFA. Pour chacune des quatre années suivantes A_n est obtenu par la formule suivante :

$$A_n = A_{n-1} \times \Pi_n$$

et où:

$$\Pi_n = 1 + 0.30 * k_1 * \left(\frac{IPCL_{n-1}}{IPCL_{n-2}} - 1 \right) + 0.70 * k_2 * \left(\frac{IPCE_{n-1}}{IPCE_{n-2}} - 1 \right) - \frac{X_n}{100}$$

où:

IPCL_n: représente l'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation au Togo, INDICE GLOBAL (IHPC), tel qu'il est publié par la Direction de la Statistique du Ministère de la Planification et du Développement de la République Togolaise et/ou par l'Union

Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA) au titre du mois de Décembre de l'année n ;

L'indice de base $IPCL_0$ servant de référence étant celui publié au titre du mois de mars 2000, soit $IPCL_0 = 110,1$ (cent dix virgule un) ;

$IPCE_n$: représente l'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation (IHPC), indice global pour la zone EURO, publié par l'Office Statistique de l'Union Européenne (indice HICP) pour le mois de Décembre de l'année n ;

L'indice de base $IPCE_0$ servant de référence étant celui publié au titre du mois de mars 2000, soit $IPCE_0 = 105,6$ (cent cinq virgule six).

k_1 : représente le coefficient de pondération de l'indice des prix à la consommation locale et est inférieur ou égal à un (1). Pour la première période quinquennale k_1 est égal à un (1) ;

k_2 : représente le coefficient de pondération de l'indice des prix à la consommation à l'étranger et est inférieur ou égal à un (1). Pour la première période quinquennale k_2 est égal à un (1) ;

X_n : représente un facteur de gain d'efficacité, correspondant au montant des améliorations d'efficacité que le Concessionnaire est supposé apporter au Service Concédé, X_n a les valeurs ci-après pour chacune des cinq premières années suivant la date d'entrée en vigueur de la Convention de Concession.

| Année | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
|-------|------|------|------|------|------|
| X_n | 0 | 1 | 2 | 3 | 3 |

PBT_n : représente un montant forfaitaire unitaire attribué au Concessionnaire pour les ventes d'énergie électrique Basse Tension. Au titre de la première année d'exploitation de la Concession PBT_n devient PBT_1 et est égal à vingt (20) francs CFA par kWh. Pour chacune des quatre années suivantes PBT_n est obtenu par la formule suivante

$$PBT_n = PBT_{n-1} \times \Pi_n$$

QBT_n : représente la quantité de kWh facturée par le Concessionnaire aux abonnés BT durant l'année n ;

PMT_n : représente un montant forfaitaire unitaire attribué au Concessionnaire pour les ventes d'énergie électrique Moyenne Tension. Au titre de la première année d'exploitation de la Concession PMT_n devient PMT_1 et est égal à dix (10) francs CFA par kWh. Pour chacune des quatre années suivantes PMT_n est obtenu par la formule suivante :

$$PMT_n = PMT_{n-1} \times \Pi_n$$

QMT_n : représente la quantité de kWh facturée par le Concessionnaire aux abonnés MT durant l'année n ;

PC_n : représente un montant forfaitaire unitaire annuel attribué au Concessionnaire pour la gestion des abonnés. Pour la première année d'exploitation de la Concession, PC_n devient PC_1 et est égal à deux mille cinq cent (2.500) francs CFA par abonné pour l'année. Pour les quatre autres années suivantes PC_n est obtenu par la formule suivante :

$$PC_n = PC_{n-1} \times \Pi_n$$

C_n : représente le nombre moyen d'abonnés actifs facturés durant l'année n. C_n est obtenu en divisant la somme des abonnés actifs facturés au cours de chacun des mois de l'année par douze (12) ;

PP_n : représente un montant forfaitaire unitaire appliqué au Concessionnaire en déduction de sa rémunération pour les pertes d'énergie électrique en distribution. Pour la première année d'exploitation de la Concession, PP_n devient PP_1 et est égale à dix (10) francs CFA par kWh. Pour les quatre autres années suivantes PP_n est obtenu par la formule suivante :

$$PP_n = PP_{n-1} \times \Pi_n$$

QP_n : est égal à la quantité totale de kWh perdue au titre de l'année n, calculée en déduisant la quantité d'énergie électrique distribuée (telle qu'elle résulte de la consommation relevée sur les compteurs) durant l'année n, de la quantité d'énergie électrique étant entrée sur le réseau du Service Concédé durant l'année n. Lorsque QP_n s'avère inférieur ou égal à sept pour cent (7%) de la quantité d'énergie électrique étant entrée sur le réseau au titre de ladite année n, le montant PP_n correspondant sera ramené à zéro (0).

Le résultat de l'application de la formule pour les trois exercices donne le tableau résumé ci-après :

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Revenus Totaux | 30.369.670.086 | 31.428.197.626 | 33 729 396 775 | 36 834 272 338 |
| Charges totales Autorisées | 28.140.892.499 | 29.826.338.495 | 33 067 562 724 | 35 812 928 599 |
| * Achat Energie | 16.133.173.290 | 18.772.528.848 | 21 303 235 304 | 23 181 598 308 |
| * Production propre | 2.505.793.283 | 1.194.414.982 | 1 602 663 423 | 1.791.155.080 |
| * Rémunération distribution | 8.635.757.970 | 8.076.501.060 | 8.341.665.247 | 8.817.855.595 |
| * Autres rémunération | 866.167.956 | 1.782.893.605 | 1.820.001.750 | 2.022.319.616 |
| Redevances totales | 2.228.777.587 | 1.601.859.131 | 661.834.051 | 1 021 343 739 |
| * Redevance Concédant | 529.610.920 | 0 | 0 | 0 |
| * Dette CEB | 1.320.000.000 | 1.251.859.131 | 311.834.051 | 671.343.739 |
| * Redevance Autorité | 379.166.667 | 350.000.000 | 350.000.000 | 350.000.000 |

Les chiffres de l'exercice 2004 sont donnés à titre indicatif.

ANNEXE 3 Tarifs de vente de l'électricité

3.1 Tarifs de la CEB

Client TOGO ELECTRICITE : Tarif unique 50 F/kWh

Clients WACEM et IFG/OTP : Tarif unique 54 F/kWh

3.2 Tarifs TOGO ELECTRICITE

Les tarifs applicables sont fixés par le décret n°2 002-075/PR du 12 juillet 2002. Ils sont résumés dans les tableaux ci-après.

Tarif Basse Tension

| | Catégories | Redevance Puissance | Location Compteur | Entretien Branchement | Energie [F/kWh] | | |
|------------------|--------------|---------------------|-------------------|-----------------------|-----------------|-------|-------|
| | | | | | Tr. S. | Tr. 1 | Tr. 2 |
| Domestique | PS < 2,2 kVA | 200 | 500 F/mois | 500 F/mois | 60 | 75 | 91 |
| | PS > 2,2 kVA | F/KVA/mois | | | - | 75 | 91 |
| Professionnel | Unique | 1200 | | | - | 76 | 91 |
| Eclairage Public | Unique | 1500 | | | 90 | | |

Tr. S. : Tranche sociale

Tr. 1: Tranche 1

Tr. 2 : Tranche 2

Tarif Moyenne Tension

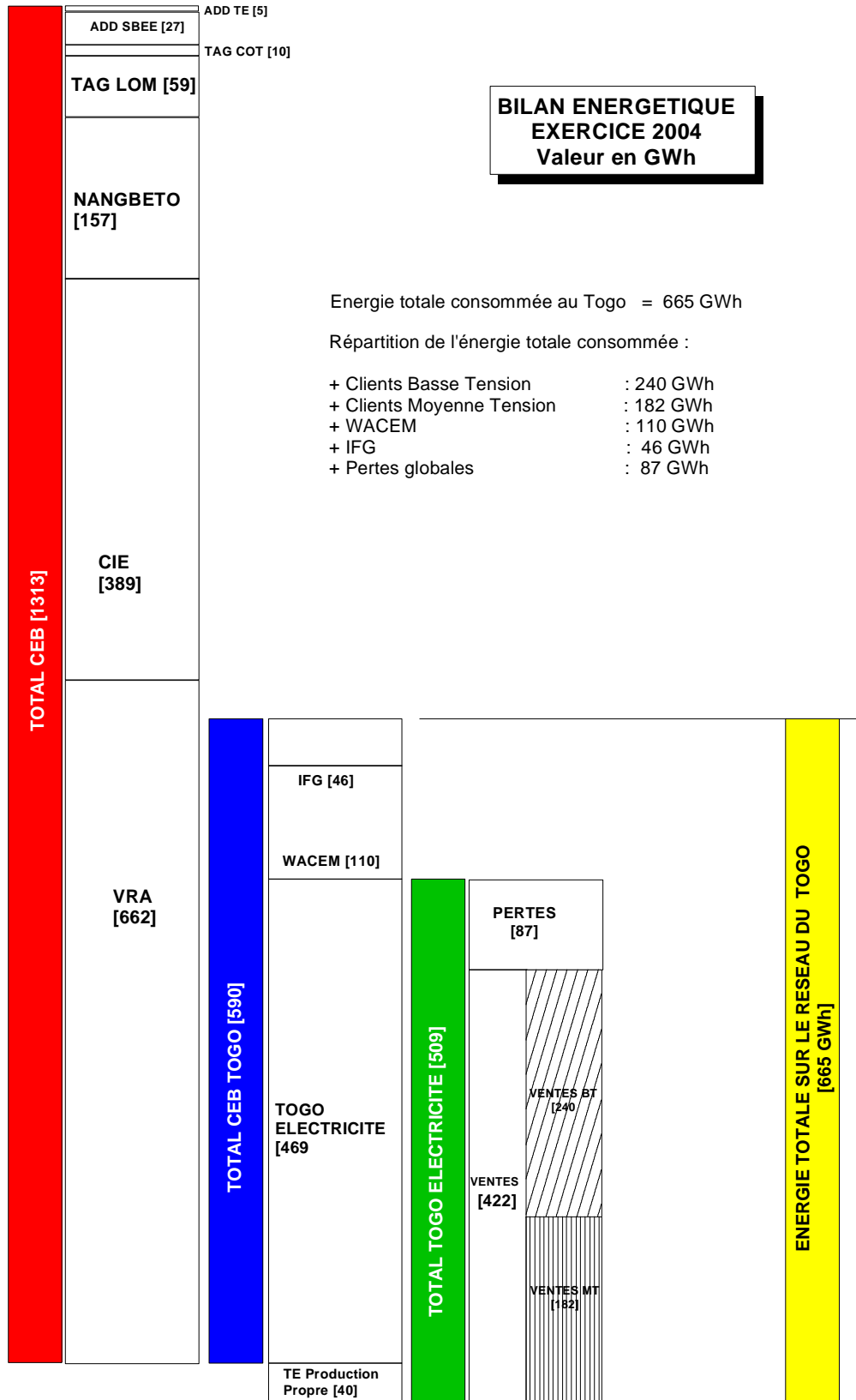
| Catégories | Redevance Puissance | Entretien Compteur | Entretien Branchement | Energie [F/kWh] | | | |
|-------------------------|---------------------|--------------------|-----------------------|-----------------|-----|-----|-------|
| | | | | HC | HPI | HPo | Tr. U |
| PS ≤ 500 kVA | 1800 F/KVA/mois | 4500 F/mois | 5000 F/mois | 55 | 67 | 75 | 69 |
| 500 kVA < PS ≤ 1000 kVA | | | | 55 | 62 | 73 | 67 |
| PS > 1000 kVA | | | | 52 | 60 | 72 | 65 |
| Zone Franche | | | | 52 | | | |

Pour tous les clients Moyenne Tension l'énergie réactive n'est pas facturée pour un facteur de puissance (Cos ϕ) supérieur ou égal à 0,92.

Pour des valeurs de facteur de puissance inférieures à 0,92, l'énergie réactive est facturée au tarif heures creuses.

- Les périodes de tarification sont définies comme suit:
 - Heures pleines [HPI] : de 06 heures à 18 heures
 - Heures de pointe [HPo]: de 18 heures à 23 heures
 - Heures creuses [HC] : de 23 heures à 06 heures
- Les clients ne disposant pas de compteurs à triple tarif sont facturés au tarif unique [Tr. U]

ANNEXE 4 : Bilan énergétique simplifié



ANNEXE 5 : Répartition de l'énergie vendue par catégorie de clients en 2004

| 5.1 Nombre de clients et consommation en basse tension (BT) | | | | | | | | |
|--|-------------|---------------|------------------|--------------|-----------|------------|------------|-------------|
| | Domestique | Professionnel | Eclairage Public | Zone Franche | Agent TE | Concession | Cash power | Total |
| Nombre de client | 109 304 | 7 455 | 140 | 37 | 911 | 66 | 900 | 118 813 |
| Consommation (kWh) | 181 707 895 | 50 416 388 | 1 555 922 | 528 889 | 3 373 583 | 804 791 | 1 348 866 | 239 736 334 |
| Cons. Spécifique [kWh/CI] | 1 662 | 6 763 | 11 114 | 14 294 | 3 703 | 12 194 | 1 499 | 2 018 |
| Cons. Spéc. Année 2003 | 1 559 | 6 221 | 11 309 | 12 403 | 3 625 | 14 394 | 1 604 | 1 886 |

| 5.2 Nombre de clients et consommation en moyenne tension (MT) | | | | | | | | |
|--|-------------|-------------|------------|--------------|--|------------|--|-------------|
| | PS<=500 kVA | 500<PS<1000 | PS>1000 | Zone Franche | | Concession | | Total |
| Nombre de client | 332 | 21 | 14 | 35 | | 2 | | 404 |
| Consommation (kWh) | 58 037 758 | 29 218 284 | 70 033 874 | 22 995 375 | | 1 218 830 | | 181 504 121 |
| Cons. Spécifique [kWh/CI] | 174 813 | 1 391 347 | 5 002 420 | 657 011 | | 609 415 | | 449 268 |
| Cons. Spéc. Année 2003 | 216 622 | 1 361 844 | 3 668 222 | 452 735 | | 570 425 | | 438 599 |

Répartition du Chiffre d'affaires

| Désignation | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Vente énergie pure [y compris Pfixe, dépass. Puiss., En.Réact.] | 27 756 428 520 | 28 965 423 580 | 30 887 084 952 | 34 314 753 780 |
| i) MT | 12 678 434 260 | 12 296 141 042 | 12 852 798 676 | 13 586 286 338 |
| ii) BT | 15 077 994 260 | 16 669 282 538 | 18 034 286 276 | 20 728 467 442 |
| Entretien branchement | 602 331 500 | 611 993 683 | 668 167 550 | 712 661 750 |
| i) MT | 21 771 000 | 24 571 433 | 25 481 500 | 26 213 000 |
| ii) BT | 580 560 500 | 587 422 250 | 642 686 050 | 686 448 750 |
| Location compteur | 607 169 500 | 607 526 150 | 663 534 550 | 707 895 750 |
| i) MT | 26 609 000 | 20 103 900 | 20 848 500 | 21 447 000 |
| ii) BT | 580 560 500 | 587 422 250 | 642 686 050 | 686 448 750 |
| Retard de paiement ou frais de coupure | 250 167 294 | 175 827 097 | 179 675 356 | |
| i) MT | 0 | 0 | 0 | |
| ii) BT | 250 167 294 | 0 | 0 | |
| Rappel de consommation | 317 199 901 | 318 561 894 | 154 948 205 | 89 072 006 |
| TOTAL | 29 533 296 714 | 30 679 332 404 | 32 553 410 613 | 35 824 383 286 |

Valeurs de 2001 sont sur 13 mois

ANNEXE 6 Bilans et comptes de résultat de l'ARSE

6.1 Bilans de l'ARSE

| | 2004 | 2003 | | 2004 | 2003 |
|---|--------------------|--------------------|--|--------------------|--------------------|
| ACTIF IMMOBILISE | 98 814 840 | 69 045 780 | I - CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES | 838 976 049 | 741 253 401 |
| Charges immobilisées | | | Capital social | | |
| Immobilisations incorporelles | 8 411 921 | 215 621 | Actionnaires capital non appelé | | |
| Frais de recherche et de développement | | | Primes et Réserves | | |
| Brevets, licences, logiciels | 8 411 921 | 215 621 | Primes d'apport, d'émission, de fusion | | |
| Fonds commercial | 0 | 0 | Ecarts de réévaluation | | |
| Autres immobilisations incorporelles | 0 | 0 | Réserves indisponibles | | |
| Immobilisations corporelles | 59 278 022 | 53 342 159 | Réserves libres | | |
| Terrains | 0 | 0 | Report à nouveau | 741 253 401 | 544 760 789 |
| Bâtiments | 0 | 0 | Résultat net de l'exercice | 97 722 648 | 196 492 612 |
| Installations et agencements | 2 978 471 | 3 293 271 | Autres capitaux et fonds propres | | |
| Matériel | 32 909 502 | 34 885 547 | Subventions d'investissement | | |
| Matériel de transport | 23 390 049 | 15 163 341 | Provisions réglementées et fonds assimilés | | |
| Avances et acomptes versés sur immobilisations | 30 804 897 | 14 868 000 | II - DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES ⁽¹⁾ | 0 | 0 |
| Immobilisations financières | 320 000 | 620 000 | Emprunts | | |
| Titres de participation | 0 | 0 | Dettes de crédit-bail et contrats assimilés | | |
| Autres immobilisations financières | 320 000 | 620 000 | Dettes financières diverses | | |
| ACTIF CIRCULANT | 1 204 917 | 2 772 220 | Provisions financières pour risques et charges | | |
| Marchandises | | | TOTAL RESSOURCES STABLES (I + II) | 838 976 049 | 741 253 401 |
| Matières 1eres /Autres approvisionnements | | | III - PASSIF CIRCULANT | 67 215 472 | 36 357 054 |
| En-cours | | | Dettes circulantes/ressources assimilées H.A.O. | | |
| Produits fabriqués | | | Clients, avances reçues | | |
| Créances et emplois assimilés | 1 204 917 | 2 772 220 | Fournisseurs d'exploitation | 46 885 620 | 14 833 392 |
| Fournisseurs, avances versées | | | Dettes fiscales | 1 486 162 | 210 257 |
| Clients | | | Dettes sociales | 16 084 855 | 6 643 057 |
| Autres créances | 1 204 917 | 2 772 220 | Autres dettes | 2 758 835 | 14 670 348 |
| TRESORERIE - ACTIF | 806 171 764 | 705 792 455 | Risques provisionnés | | |
| Titres de placement | | | IV - TRESORERIE - PASSIF | 0 | 0 |
| Valeurs à encaisser | 75 500 000 | 0 | Banques, crédits d'escompte | | |
| Banques, chèques postaux, caisse | 730 671 764 | 705 792 455 | Banques, crédits de trésorerie | | |
| | | | Banques, découverts | | |
| Ecart de Conversion-Actif | | | Ecart de conversion Passif | | |
| TOTAL GENERAL ACTIF | 906 191 521 | 777 610 455 | TOTAL GENERAL (I + II + III + IV + V) | 906 191 521 | 777 610 455 |

6.2 Comptes de résultat de l'ARSE

| Charges | | | | Produits | | | |
|--|--------------------|--------------------|---------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------|----------------|
| CHARGES ET PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES (AO) | | | | | | | |
| | 2004 | 2003 | %tage | | 2004 | 2003 | %tage |
| Achat | | | | Ventes marchandises | | | |
| Variation de stocks | | | | Ventes de produits fabriqués | | | |
| Achat de matières premières | | | | Travaux, services vendus | | | |
| Variation de stocks | | | | Production immobilisée | | | |
| Autres achats | 12 567 971 | 6 806 048 | 84,66% | Produits accessoires | | | |
| Variation de stocks | | | | Subvention d'exploitation | 350 000 000 | 350 000 000 | 0,00% |
| Transports | 8 197 571 | 13 073 651 | -37,30% | Autres produits | 2 000 | 0 | |
| Services Extérieurs | 163 450 597 | 105 170 114 | 55,42% | Reprises de provisions | | | |
| Impôts et Taxes | 145 385 | 276 400 | -47,40% | Transferts de charges | | | |
| Autres charges | 7 300 000 | 7 450 000 | -2,01% | | | | |
| Charges de personnel | 71 827 704 | 34 035 356 | 111,04% | Total Produits d'exploitation | 350 002 000 | 350 000 000 | 0,00% |
| Frais financiers | | | | | | | |
| Amortissements-Provisions | 20 071 147 | 6 923 517 | 189,90% | Revenus financiers | 31 281 023 | 20 227 698 | 54,64% |
| Perte de Change | | | | Total Activités Ord. | 381 283 023 | 370 227 698 | 2,99% |
| Total Activités Ord. | 283 560 375 | 173 735 086 | 63,21% | Résultat Activités Ord. | 97 722 648 | 196 492 612 | -50,27% |
| | | | | | | | |
| CHARGES ET PRODUITS HORS ACTIVITES ORDINAIRES (HAO) | | | | | | | |
| Cession d'immobilisation | | | | Cession d'immobilisation | | | |
| Charges HAO | | | | Produits HAO | | | |
| Dotations HAO | | | | Reprises HAO | | | |
| Impôt sur le résultat | | | | Transfert de charges | | | |
| Total Charges HAO | 0 | 0 | | Total Produits HAO | 0 | 0 | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| Total général des Charges | 283 560 375 | 173 735 086 | 63,21% | Total général des Produits | 381 283 023 | 370 227 698 | 2,99% |
| | | | | | | | |
| | | | | RESULTAT NET | 97 722 648 | 196 492 612 | -50,27% |

Sources: Rapport Financier ARSE 2004

ANNEXE 7 Bilans et comptes de résultat de TOGO ELECTRICITE

7.1 Bilans de TOGO ELECTRICITE

| | 2004 | 2003 | | 2004 | 2003 |
|--|-----------------------|-----------------------|---|-----------------------|-----------------------|
| ACTIF IMMOBILISE | 34 988 315 245 | 34 565 659 312 | I - CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES | 31 000 496 057 | 31 795 225 949 |
| Charges immobilisées | 284 969 655 | 110 122 893 | Capital social | 3 000 000 000 | 3 000 000 000 |
| Immobilisations incorporelles | 30 099 193 | 62 012 271 | Actionnaires capital non appelé | | |
| Frais de recherche et de développement | | | Primes et Réserves | | |
| Brevets, licences, logiciels | | | Primes d'apport, d'émission, de fusion | | |
| Fonds commercial | 0 | 0 | Ecart de réévaluation | | |
| Autres immobilisations incorporelles | 30 099 193 | 62 012 271 | Réserves indisponibles | | |
| Immobilisations corporelles | 34 612 430 606 | 34 260 042 151 | Réserves libres | | |
| Terrains | 11 288 991 | 11 500 430 | Report à nouveau | -148 190 373 | -462 656 754 |
| Bâtiments | 2 262 957 270 | 2 423 858 693 | Résultat net de l'exercice | 492 324 503 | 314 466 381 |
| Installations et agencements | 26 943 393 826 | 26 965 593 843 | Autres capitaux et fonds propres | | |
| Matériel | 5 214 208 345 | 4 568 446 801 | Subventions d'investissement | 2 818 776 856 | 2 197 491 684 |
| Matériel de transport | 180 582 174 | 290 642 384 | Provisions réglementées et fonds assimilés | | |
| Avances et acomptes versés sur immobilisations | 11 437 204 | 81 061 741 | Autres fonds propres | 24 837 585 071 | 26 745 924 638 |
| Immobilisations financières | 49 378 587 | 52 420 256 | II - DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES (1) | 6 642 833 372 | 7 791 151 294 |
| Titres de participation | | | Emprunts | | |
| Autres immobilisations financières | 49 378 587 | 52 420 256 | Dettes de crédit-bail et contrats assimilés | | |
| ACTIF CIRCULANT | 20 480 293 269 | 15 632 450 525 | Dettes financières diverses | 4 084 080 084 | 3 667 652 863 |
| Marchandises | | | Provisions financières pour risques et charges | 2 558 753 288 | 4 123 498 431 |
| Matières 1ere/autres approvisionnements | 2 043 327 313 | 2 142 835 028 | TOTAL RESSOURCES STABLES (I + II) | 37 643 329 429 | 39 586 377 243 |
| En-cours | | | III - PASSIF CIRCULANT | 18 456 506 785 | 12 977 846 766 |
| Produits fabriqués | | | Dettes circulantes/ressources assimilées H.A.O. | 374 284 249 | 173 471 308 |
| Créances et emplois assimilés | 18 436 965 956 | 13 489 615 497 | Clients, avances reçues | 18 027 085 | 15 328 275 |
| Fournisseurs, avances versées | 104 488 543 | 92 593 251 | Fournisseurs d'exploitation | 9 001 617 553 | 8 221 384 214 |
| Clients | 18 030 719 242 | 12 930 533 230 | Dettes fiscales | 1 084 941 955 | 762 549 863 |
| Autres créances | 301 758 171 | 466 489 016 | Dettes sociales | 641 195 033 | 698 922 804 |
| TRESORERIE - ACTIF | 1 343 427 511 | 2 372 565 788 | Autres dettes | 6 874 023 665 | 2 820 825 343 |
| Titres de placement | 478 419 844 | 522 353 666 | Risques provisionnés | 462 417 245 | 285 364 959 |
| Valeurs à encaisser | 865 007 667 | 1 850 212 122 | IV - TRESORERIE - PASSIF | 712 199 811 | 6 451 616 |
| Banques, chèques postaux, caisse | | | Banques, crédits d'escompte | | |
| | | | Banques, crédits de trésorerie | 500 000 000 | |
| | | | Banques, découverts | 212 199 811 | 6 451 616 |
| Ecart de Conversion-Actif | | | Ecart de coversion Passif | | |
| TOTAL GENERAL ACTIF | 56 812 036 025 | 52 570 675 625 | TOTAL GENERAL (I + II + III + IV + V) | 56 812 036 025 | 52 570 675 625 |

Sources: Etats Financiers Annuels de TE

7.2 Comptes de résultat de TOGO ELECTRICITE

| Charges | | | | Produits | | | | |
|--|-----------------------|-----------------------|----------|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|---------|
| CHARGES ET PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES (AO) | | | | | | | | |
| | 2004 | 2003 | %age | | 2004 | 2003 | %age | |
| Achat | 23 460 749 016 | 21 476 334 855 | 9,24% | Ventes marchandises | 34 523 259 682 | 31 123 286 825 | 10,92% | |
| Variation de stocks | 0 | 0 | | Ventes de produits fabriqués | | | | |
| Achat de matières premières | 3 288 149 389 | 2 889 953 948 | 13,78% | Travaux, services vendus | 2 101 500 268 | 1 946 145 280 | 7,98% | |
| Variation de stocks | -33 916 374 | -10 556 357 | 221,29% | Production immobilisée | 1 056 085 337 | 1 013 649 238 | 4,19% | |
| Autres achats | 3 074 027 568 | 1 781 286 864 | 72,57% | Produits accessoires | 181 820 892 | 258 804 092 | -29,75% | |
| Variation de stocks | 11 915 286 | 892 190 144 | -98,66% | Subvention d'exploitation | | 0 | | |
| Transports | 92 966 588 | 72 807 480 | 27,69% | Autres produits | 1 163 917 209 | 1 297 336 267 | -10,28% | |
| Services Extérieurs | 3 069 568 458 | 2 458 038 371 | 24,88% | Reprises de provisions | 4 123 380 248 | 3 509 502 856 | 17,49% | |
| Impôts et Taxes | 359 318 523 | 307 642 772 | 16,80% | Transferts de charges | 36 115 615 | 64 355 445 | -43,88% | |
| Autres charges | 2 009 349 497 | 1 450 473 618 | 38,53% | | | | | |
| Charges de personnel | 3 469 321 893 | 3 297 664 594 | 5,21% | Total Produits d'exploitation | 43 186 079 251 | 39 213 080 003 | 10,13% | |
| Frais financiers | 12 258 222 | 1 564 527 | 683,51% | | | | | |
| Amortissements-Provisions | 3 222 182 262 | 3 930 341 677 | -18,02% | Revenus financiers | 37 891 768 | 41 398 393 | -8,47% | |
| Perte de Change | | | | Total Activités Ord. | 43 223 971 019 | 39 254 478 396 | 10,11% | |
| Total Activités Ord. | 42 035 890 328 | 38 547 742 493 | 9,05% | Résultat Activités Ord. | 1 188 080 691 | 706 735 903 | 68,11% | |
| CHARGES ET PRODUITS HORS ACTIVITES ORDINAIRES (HAO) | | | | | | | | |
| Cession d'immobilisation | 10 651 507 | 124 835 077 | -91,47% | Cession d'immobilisation | 15 929 472 | 12 513 101 | 27,30% | |
| Charges HAO | 0 | 213 239 521 | -100,00% | Produits HAO | 683 247 | 140 658 083 | -99,51% | |
| Dotations HAO | | 0 | | Reprises HAO | 88 983 400 | 18 467 864 | 381,83% | |
| Impôt sur le résultat | 790 700 800 | 240 000 000 | 229,46% | Transfert de charges | | 14 166 028 | -100,00% | |
| Total Charges HAO | 801 352 307 | 578 074 598 | 38,62% | Total Produits HAO | 105 596 119 | 185 805 076 | -43,17% | |
| Total général des Charges | | | | | | | | |
| | 42 837 242 635 | 39 125 817 091 | 9,49% | Total général des Produits | 43 329 567 138 | 39 440 283 472 | 9,86% | |
| | | | | | RESULTAT NET | 492 324 503 | 314 466 381 | -36,13% |

Sources: Etats Financiers Annuels de TE

NB : Les comptes de 2004 sont donnés à titre indicatif

ANNEXE 8 Bilans et comptes de résultat de la CEB

8.1. Bilans de la CEB

| ACTIF | 2003 | 2004 | PASSIF | 2003 | 2004 |
|---|------------------------|------------------------|---|------------------------|------------------------|
| I - ACTIF IMMOBILISE | 68 546 313 518 | 70 074 728 621 | I - CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES(1) | 32 944 811 198 | 40 348 998 239 |
| Charges immobilisées | 1 173 661 198 | 882 160 000 | Capital social | 50 000 000 | 50 000 000 |
| Immobilitisations incorporelles | 4 234 998 581 | 4 706 294 864 | Actionnaires capital non appelé | 0 | 0 |
| Frais de recherche et de développement | 4 215 669 491 | 4 681 393 371 | Primes et Réserves | 0 | 0 |
| Brevets, licences, logiciels | 19 329 090 | 24 901 493 | Primes d'apport, d'émission, de fusion | 0 | 0 |
| Fonds commercial | 0 | 0 | Ecarts de réévaluation | 2 475 000 | 2 475 000 |
| Autres immobilisations incorporelles | 0 | 0 | Réserves indisponibles | 5 528 007 120 | 16 230 466 016 |
| Immobilitisations corporelles | 57 872 349 768 | 60 801 269 736 | Réserves libres | 0 | 0 |
| Terrains | 72 354 000 | 78 187 000 | Report à nouveau | 0 | 0 |
| Bâtiments | 27 235 791 747 | 26 111 747 080 | Résultat net de l'exercice | 10 702 458 896 | 8 279 093 923 |
| Installations et agencements | 19 792 502 330 | 16 536 601 762 | Autres capitaux et fonds propres | | |
| Matériel | 10 669 778 422 | 17 599 877 281 | Subventions d'investissement | 4 647 482 650 | 3 772 575 768 |
| Matériel de transport | 101 923 269 | 474 856 613 | Provisions réglementées et fonds assimilés | 12 014 387 532 | 12 014 387 532 |
| Avances et acomptes versés sur immobilisations | 0 | 29 756 261 | II - DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES (2) | 73 903 087 676 | 69 530 451 930 |
| Immobilitisations financières | 5 265 303 971 | 3 655 247 760 | Emprunts | 61 850 563 964 | 59 480 956 288 |
| Titres de participation | 18 500 000 | 38 500 000 | Dettes de crédit-bail et contrats assimilés | 0 | 0 |
| Autres immobilisations financières | 5 246 803 971 | 3 616 747 760 | Dettes financières diverses | 4 885 184 168 | 2 240 792 791 |
| II - ACTIF CIRCULANT | 25 604 311 836 | 32 885 964 421 | Provisions financières pour risques et charges | 7 167 339 544 | 7 808 702 851 |
| Actif circulant HAO | 1 490 566 | 530 000 | TOTAL RESSOURCES STABLES (I + II) | 106 847 898 874 | 109 879 450 169 |
| Matières 1ere/autres approvisionnements | 1 490 007 103 | 1 557 772 881 | III - PASSIF CIRCULANT | 13 086 499 410 | 15 634 695 703 |
| En-cours | 0 | 0 | Dettes circulantes/ressources assimilées H.A.O. | 39 464 281 | 102 997 793 |
| Produits fabriqués | 0 | 0 | Clients, avances reçues | 0 | 0 |
| Créances et emplois assimilés | 24 112 814 167 | 31 327 661 540 | Fournisseurs d'exploitation | 12 166 567 467 | 14 488 061 005 |
| Fournisseurs, avances versées | 314 292 921 | 598 247 867 | Dettes fiscales | 15 410 148 | 19 744 086 |
| Clients | 22 401 197 632 | 26 501 585 550 | Dettes sociales | 311 416 809 | 435 825 006 |
| Autres créances | 1 397 323 614 | 4 227 828 123 | Autres dettes | 551 630 563 | 552 225 438 |
| III - TRESORERIE - ACTIF | 21 827 126 905 | 25 080 975 175 | Risques provisionnés | 2 010 142 | 35 842 375 |
| Titres de placement | - | 4 041 911 842 | IV - TRESORERIE - PASSIF | - | 3 742 201 711 |
| Valeurs à encaisser | 613 500 000 | - | Banques, crédits d'escompte | 0 | 0 |
| Banques, chèques postaux, caisse | 21 213 626 905 | 21 039 063 333 | Banques, crédits de trésorerie | 0 | 0 |
| | | | Banques, découverts | | 3 742 201 711 |
| IV - Ecart de Conversion-Actif | 4 657 134 679 | 2 103 274 228 | V - Ecart de coversion Passif | 700 488 654 | 888 594 862 |
| | | | | | |
| TOTAL GENERAL ACTIF (I + II + III + IV) | 120 634 886 938 | 130 144 942 445 | TOTAL GENERAL (I + II + III + IV + V) | 120 634 886 938 | 130 144 942 445 |
| | | | Soouces: RAPPORT D'ACTIVITES - CEB / 2004 | | |

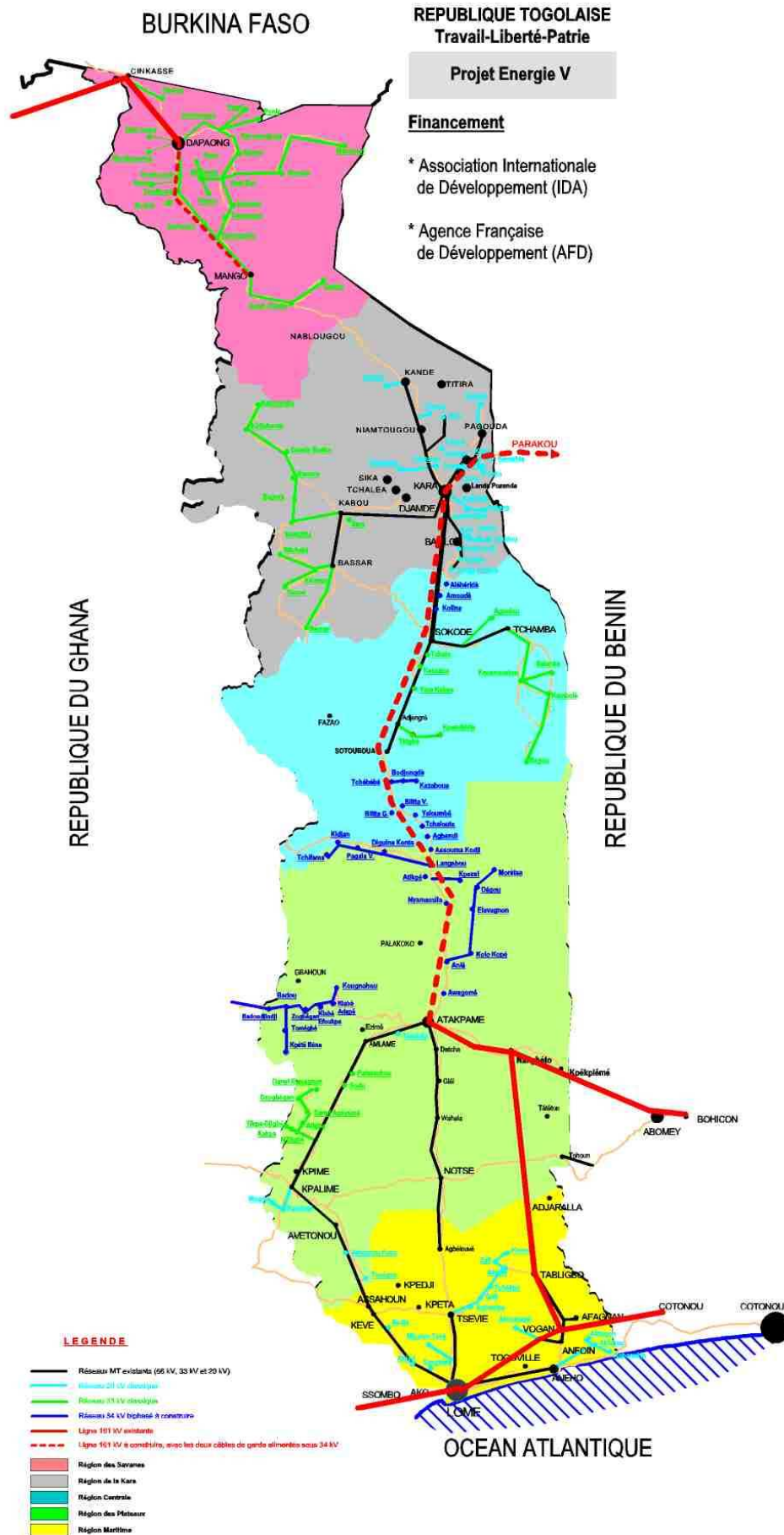
8.2. Comptes de résultat de la CEB

| Charges | 2004 | 2003 | %tage | | Produits | 2004 | 2003 | %tage |
|--|-----------------------|-----------------------|----------------|--|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|
| CHARGES ET PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES (AO) | | | | | | | | |
| Achat | 35 305 413 798 | 30 545 653 357 | 15,58% | | Ventes marchandises | 51 808 600 102 | 43 475 785 720 | 19,17% |
| Variation de stocks | 0 | 0 | | | Ventes de produits fabriqués | 10 732 346 142 | 15 184 911 070 | -29,32% |
| Achat de matières premières | 0 | 0 | | | Travaux, services vendus | 0 | 0 | |
| Variation de stocks | 0 | 0 | | | Production immobilisée | 465 723 880 | 304 526 047 | 52,93% |
| Autres achats | 5 717 772 162 | 5 557 784 742 | 2,88% | | Produits accessoires | 272 909 531 | 157 551 944 | 73,22% |
| Variation de stocks | -61 211 856 | -241 378 019 | -74,64% | | Subvention d'exploitation | 3 308 720 | 59 086 574 | -94,40% |
| Transports | 146 580 792 | 117 763 543 | 24,47% | | Autres produits | 3 250 213 844 | 126 094 258 | 2 477,61% |
| Services Extérieurs | 2 292 495 757 | 2 493 266 795 | -8,05% | | Transfert de charges | 259 095 286 | 179 297 531 | 44,51% |
| Impôts et Taxes | 2 500 842 | 8 929 736 | -71,99% | | Total Produits d'exploitation | 66 792 197 505 | 59 487 253 144 | 12,28% |
| Autres charges | 367 714 335 | 322 764 320 | 13,93% | | Transferts de charges | 536 000 000 | 755 600 000 | -29,06% |
| Charges de personnel | 2 599 233 831 | 2 281 462 056 | 13,93% | | Revenus financiers | 595 460 174 | 325 094 966 | 83,16% |
| Frais financiers | 5 665 270 421 | 3 764 935 367 | 50,47% | | Gains de change | 511 880 082 | 1 608 950 690 | -68,19% |
| Amortissements-Provisions | 7 528 868 579 | 5 856 713 401 | 28,55% | | Reprises de provisions | 1 858 636 693 | 1 718 493 843 | 8,15% |
| Perte de Change | 2 712 507 606 | 1 147 392 335 | 136,41% | | Activité Financière | 3 501 976 949 | 4 408 139 499 | -20,56% |
| | | | | | | | | |
| Total Activités Ord. | 62 277 146 267 | 51 855 287 633 | 20,10% | | Total Activités Ord. | 70 294 174 454 | 63 895 392 643 | 10,01% |
| | | | | | Résultat Activités Ord. | 8 017 028 187 | 12 040 105 010 | -33,41% |
| CHARGES ET PRODUITS HORS ACTIVITES ORDINAIRES (HAO) | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| Cession d'immobilisation | 1 649 889 | 1 490 566 | 10,69% | | Cession d'immobilisation | 1 062 175 | 3 828 165 | -72,25% |
| Charges HAO | 478 990 396 | 274 908 742 | 74,24% | | Produits HAO | 0 | 0 | |
| Dotations HAO | 0 | 2 946 357 500 | -100,00% | | Reprises HAO | 741 643 846 | 1 622 192 533 | -54,28% |
| Impôt sur le résultat | 262 065 736 | -1 337 646 114 | -119,59% | | Transfert de charges | 0 | 259 089 996 | -100,00% |
| | | | | | | | | |
| Total Charges HAO | 480 640 285 | 3 222 756 808 | -85,09% | | Total Produits HAO | 742 706 021 | 1 885 110 694 | -60,60% |
| | | | | | Résultat HAO | 262 065 736 | -1 337 646 114 | 119,59% |
| | | | | | | | | |
| Total général des Charges | 62 757 786 552 | 55 078 044 441 | 13,94% | | Total général des Produits | 71 036 880 475 | 65 780 503 337 | 7,99% |
| | | | | | | | | |
| | | | | | RESULTAT NET | 8 279 093 923 | 10 702 458 896 | -22,64% |

Sources: RAPPORT D'ACTIVITES - CEB/2004

NB : Les comptes de 2002 sont donnés à titre indicatif

ANNEXE 9 : Carte électrique du Togo



ANNEXE 10 : Résumé des rencontres et réunions de l'ARSE

ANNEXE 10 : Résumé des rencontres et réunions de l'ARSE

| Date | désignation | Ordre du jour | Principales clauses retenues |
|----------|---|---|---|
| 15/01/04 | Séminaire sur l'étude de l'impact environnemental du projet d'interconnexion Nord Togo – nord Bénin | Analyse du rapport d'étude d'impact environnemental du projet d'interconnexion nord Togo – nord Bénin | |
| 05/02/04 | Réunion de concertation entre l'ARSE et TE | Examen du dossier Dépenses Engagement Concédant (DEC) | <ul style="list-style-type: none"> • Séparation entre participation des tiers et investissements de TE ; • Contrôle du fichier variation stock |
| 08/03/04 | Réunion ARSE/ PDG de TE | <ul style="list-style-type: none"> • Toiles d'araignées • Distinction entre usagers domestiques et professionnels : cas des églises, ONG,... • Régime des petites centrales | <ul style="list-style-type: none"> • Sensibilisation des abonnés concernés ; élaboration de projet d'extension dans les zones cibles ; participation de TE au projet. • TE fera une étude en fonction de l'expérience de l'actionnaire et des cas spécifiques sur le terrain. • 8 à 12h, de 15 à 24h ; EP de 18h30 à 24h |
| 08/03/04 | Réunion de concertation entre ARSE et TE | <ul style="list-style-type: none"> • Agrément des entreprises • Production des statistiques • Immobilisations : cas de l'EP miss Togo ; armoires gays ; cellules brûlées de Lomé B | <ul style="list-style-type: none"> • Création d'une commission ARSE/TE pour élaborer une nouvelle procédure ; • Engagement de TE à fournir des statistiques plus fiable à compter d'août 04 • Ecritures comptables : dette de l'Etat à TE d'une part, subvention de TE à l'Etat d'autre part pour EP miss Togo ; sortie des immobilisations du coût des 2 armoires acquises pour compenser les brûlées ; déduction d'une partie du montant de la réhabilitation dans les immobilisations (compensation de l'assurance) |
| 16/03/04 | Réunion de concertation ARSE-TE-CEB | <ul style="list-style-type: none"> • Chutes de tension à Cinkancé • Sécurisation de l'alimentation à Dapaong • Electrification à Nadoba • Electrification de Badou | <ul style="list-style-type: none"> • Engagement de TE à fournir un projet de correction le 21/04/04 ; • TE propose trouver un transformateur 33/5.5 kV ; • Réparation du GE reviendrait à la SBEE ; CEB remettra les ouvrages à TE. • Nécessité d'intégrer les villages traversés par la ligne au projet ; clarification des responsabilités entre CEB, VRA et TE |
| 02/04/04 | Réunion au ministère Sur le projet GAZODUC | <ul style="list-style-type: none"> • Délais de finalisation du dossier financier d'investissement (DFI) • Libéralisation total du capital dans un compte séquestre ; | <ul style="list-style-type: none"> • Alignement sur la proposition du promoteur de finalisation du DFI au 31/ 07/04 au lieu du 31/03/04 • Libéralisation échelonnée du capital ; décaissement en fonction du planning des travaux ; |

| | | | |
|----------|--|---|--|
| | | <ul style="list-style-type: none"> • Sous traitants locaux • Livraison anticipée du gaz | <ul style="list-style-type: none"> • Demande de la liste des entreprises locales contactées, imposer une liste le cas échéant • Accord de principe de la CEB et Electro Togo |
| 08/04/04 | Concertation ARSE - TE | <ul style="list-style-type: none"> • Intégration de la main d'œuvre aux immobilisations ; • Reprises de provision | |
| 20/04/04 | Commission agrément ARSE/TE | <ul style="list-style-type: none"> • Planning des travaux de la commission | |
| 21/04/04 | Ministère de l'environnement | Recherche de stratégie pour la gestion des produits contenant le polychlorure de biphényle | <ul style="list-style-type: none"> • Formation future d'une commission pour élaborer une stratégie |
| 30/04/04 | Réunion de concertation ARSE - TE | <ul style="list-style-type: none"> • Reprise de provision • Intégration de la main d'œuvre aux immobilisations | |
| 06/05/04 | Concertation ARSE - CEB | Collecte des données statistiques de la CEB | <ul style="list-style-type: none"> • Périodicité : semestrielle • Délais : 1 mois fin de semestre • Séparation des données techniques et des données financières |
| 12/05/04 | Rencontre ARSE entreprises agréées en zone franche | <ul style="list-style-type: none"> • Présentation de l'ARSE • Recueils des préoccupations des entreprises | <ul style="list-style-type: none"> • Mauvaise qualité de l'énergie et de fourniture ; • Tarif élevé ; • Défaillance dans la communication entre TE et les clients |
| 18/05/04 | Réunion de concertation ARSE/TE | <ul style="list-style-type: none"> • Intégration de la main d'œuvre aux immobilisations | |
| 25/05/04 | Réunion de concertation ARSE/TE | <ul style="list-style-type: none"> • Pénalités de retard pour branchement hors délais | <ul style="list-style-type: none"> • Mode de paiement : avoir au client |
| 13/07/04 | Réunion ARSE-TE-Emergence Consult | <ul style="list-style-type: none"> • Présentation du rapport provisoire du consultant | |
| 19/07/04 | Rencontre ARSE/ATC | <ul style="list-style-type: none"> • Facturation de mai ; • Qualité de fourniture ; • Communication entre TE et la clientèle | <ul style="list-style-type: none"> • Moratoire de 3 mois accepté par TE • Détermination du trop perçu |
| 21/07/04 | Rencontre ARSE/TE/ATC | <ul style="list-style-type: none"> • Facturation du mois de mai | <ul style="list-style-type: none"> • Emission d'avoir pour le trop perçu, mode de calcul en cours d'élaboration ; • Avoir est à utiliser pour payer tout ou partie de la facture |
| 26/07/04 | Réunion ARSE/TE | <ul style="list-style-type: none"> • Les toiles d'araignée | <ul style="list-style-type: none"> • Participation de TE reste souhaitable ; • Démarrage des travaux si 50% des clients payent, promotion pour eux, démantèlement des toiles d'araignée ; • Application du droit de suite aux |

| | | | clients à venir |
|------------------|--|---|---|
| 28/07/04 | Rencontre TE/ARSE | <ul style="list-style-type: none"> • Facturation de mai | <ul style="list-style-type: none"> • Présentation de la formule de calcul des avoirs |
| 30/07/04 | Rencontre ARSE/TE/ATC | <ul style="list-style-type: none"> • Facturation du mois de mai | <ul style="list-style-type: none"> • Adoption de la formule de calcul des avoirs |
| 09/08/04 | Rencontre ARSE/TE | <ul style="list-style-type: none"> • Présentation des premiers résultats de calcul des avoirs | |
| 12/08/04 | Réunion ARSE/commission de privatisation | <ul style="list-style-type: none"> • Recueil des observations sur le rapport provisoire du consultant Emergence Consult | |
| 25/08/04 | Réunion ARSE/CEB/TE | <ul style="list-style-type: none"> • Perturbations sur le réseau au cours du mois ; • Problème de communication entre la CEB et TE ; • Dédommagement des clients • information à la clientèle | <ul style="list-style-type: none"> • Elaboration des termes de référence pour l'harmonisation de la terminologie par ARSE ; • Problème de dédommagement est à étudier ultérieurement • TE devra proposer des modèles de communiqués |
| 03/09/04 | Rencontre ARSE/TE/Sœur de la providence/Préfet du Yoto | Electrification d'Ahépé | <ul style="list-style-type: none"> • Adoption d'un planning de montage du projet |
| 10/09/04 | Rencontre ARSE/TE/Sœur de la providence/Préfet du Yoto | Electrification d'Ahépé, Kouvé | <ul style="list-style-type: none"> • Identification du tracé de la ligne : poste WACEM-Ahépé-Kouvé ; • Coût élec. Ahépé+Kouvé : 20-25 million ; • Engagement de TE pour 15 million |
| 24/09/04 | Rencontre ARSE/TE/Sœur de la providence/Préfet du Yoto | Electrification d'Ahépé, Kouvé, Zaphie | <ul style="list-style-type: none"> • Coût additionnel =100 million pour prendre en compte Zaphie et tout Kouvé • Exonération ~30 million • Engagement TE 15 million • Reste à mobiliser =55 million (contribution de la population) |
| 19/11 – 10/12/04 | Rencontres hebdomadaires ARSE/CKA/TE | Etat d'avancement des travaux d'audit de CKA | |
| | | | |