

Energy Sector Management Assistance Programme

ESM136

Tunisie

Etude de l'Amélioration de l'Efficacité du Système Electrique

Rapport No. 136/91

PROGRAMME CONJOINT PNUD/BANQUE MONDIALE D'ASSISTANCE A LA GESTION DU SECTEUR ENERGETIQUE (ESMAP)

OBJECTIF

Le Programme conjoint PNUD/Banque mondiale d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) a été lancé en 1983 pour compléter le Programme d'évaluation énergétique, créé trois ans auparavant. L'objectif initial d'ESMAP était d'aider à la mise en oeuvre des recommandations clés des évaluations énergétiques et de faire en sorte que les investissements envisagés dans le secteur de l'énergie représentent l'utilisation la plus efficace de ressources nationales et extérieures limitées. En 1990 une Commission internationale a examiné le rôle d'ESMAP dans les années 1990 et, compte tenu de l'importance vitale d'un approvisionnement énergétique adéquat et à un coût raisonnable, a conclu que le Programme devait intensifier ses efforts pour aider les pays en développement à gérer leur secteur énergétique plus efficacement. La Commission a également recommandé qu'ESMAP se concentre sur un nombre plus réduit de pays pour y poursuivre un effort de longue haleine. Le rapport de la Commission a été entériné lors de la réunion annuelle d'ESMAP en novembre 1990, provoquant une importante réorganisation et une réorientation du Programme. Aujourd'hui ESMAP conduit des évaluations énergétiques, réalise des études de pré-investissement et de pré-justification économique et fournit des conseils institutionnels ou de politique énergétique dans des pays en développement. A travers ces efforts, ESMAP aide les gouvernements, les bailleurs de fonds et les investisseurs potentiels en leur permettant d'identifier, de financer et de mener à bien des stratégies énergétiques économiquement et écologiquement saines.

GESTION ET OPERATIONS

ESMAP est gouverné par un Groupe consultatif (GC ESMAP) composé de représentants du PNUD et de la Banque mondiale, des Etats et institutions qui soutiennent financièrement le Programme et de représentants des bénéficiaires de son aide. Le GC ESMAP est présidé par le Vice Président, Opérations et Politique Sectorielle de la Banque mondiale et reçoit les conseils d'un Groupe consultatif technique (TAG) d'experts en énergie indépendants, qui examine la stratégie générale d'ESMAP, son programme de travail et les autres questions relatives à son activité. Le Manager d'ESMAP, placé sous l'autorité du Vice Président, Opérations et Politique sectorielle de la Banque mondiale administre le Programme. Il est assisté d'un Secrétariat, dirigé par un Secrétaire Exécutif, au service du GC ESMAP et du TAG, et chargé des relations avec les donateurs et de la mobilisation des fonds nécessaires à la conduite des activités du Programme. Le Manager supervise les deux divisions d'ESMAP. La Division de la Stratégie et des programmes donne un avis sur la sélection des pays à aider, conduit les évaluations énergétiques, prépare les programmes d'assistance technique nécessaires et assiste le Secrétariat pour les questions de financement. La Division des Opérations, dans le cadre des programmes d'ESMAP d'assistance par pays, est responsable de la formulation des stratégies sous-sectorielles, des études de pré-investissement, de l'assistance technique et de la formation.

FINANCEMENT

ESMAP représente un effort de coopération qui a reçu l'appui de la Banque mondiale, du PNUD et d'autres institutions des Nations Unies, de la Communauté économique européenne (CEE), de l'Organisation des Etats américains (OEA), de l'Organisation d'Amérique latine pour l'énergie (OLADE) et de pays comme l'Allemagne, l'Australie, la Belgique, le Canada, le Danemark, les Etats-Unis, la Finlande, la France, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, la Nouvelle-Zélande, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède et la Suisse.

INFORMATION SUPPLEMENTAIRE

Pour de plus amples informations ou obtenir des exemplaires des rapports d'ESMAP on peut contacter:

Le Manager
ESMAP
Banque mondiale
1818 H Street, N.W.
Washington, D.C. 20433
Etats-Unis

ou

Le Secrétaire Exécutif
ESMAP
Banque mondiale
1818 H Street, N.W.
Washington, D.C. 20433
Etats-Unis

TUNISIE

**ETUDE DE L'AMELIORATION DE L'EFFICACITE
DU SYSTEME ELECTRIQUE**

FEVRIER 1992

Division des Opérations ESMAP
Banque Mondiale
Washington, D.C. 20433

Le présent document fait l'objet d'une diffusion restreinte. Sa teneur ne peut être divulguée sans l'autorisation du Gouvernement, du PNUD ou de la Banque Mondiale.

AVANT-PROPOS

Cette étude, entreprise à la demande de la Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG) en accord avec la Division Industrie et Energie du Département EM2 de la Banque, a été, dès le départ, considérée comme un défi, compte tenu de la bonne performance de la STEG comparativement à la quasi totalité des pays en voie de développement: pertes totales de l'ordre de 13 à 14% contre 30 à 40% pour un très grand nombre d'entreprises de même taille.

Dépassant le simple cadre de la réduction des pertes dans le réseau électrique, l'étude a été étendue à l'identification de toutes les mesures, techniques, organisationnelles et institutionnelles, qui permettraient d'accroître l'efficacité globale du système électrique en Tunisie et à la recommandation d'actions et/ou d'études complémentaires pour leur mise en oeuvre.

Cette étude a été financée dans le cadre de la procédure spéciale "Trust Funds-Extended Agreement" grâce à l'aide efficace de Mme. J. Ferry de la Division d'Aide Multilatérale du Ministère des Affaires Etrangères français.

L'étude a été menée dans le cadre d'un contrat signé entre ESMAP et Electricité de France (EdF, le consultant) avec la participation active d'un groupe de travail regroupant toutes les directions concernées et coordonné par la Direction de Planification et des Etudes Générales, pour le compte de la Direction Générale de la STEG. Le rapport préliminaire de l'étude a été examiné lors du Conseil d'Administration de la STEG du 6 novembre 1990 et certaines de ses recommandations adoptées.

Composition de l'équipe EdF: MM. Henri Boyé (chef de projet), Gérard Aubert (spécialiste production), Jean-Paul Barret (spécialiste transport), Jean-François Bruel (spécialiste informatique distribution), Raymond Sinus (spécialiste exploitation distribution), Marie-Line Marcin (spécialiste distribution technique), Olivier Gourlay (spécialiste gestion clientèle), Alain Polvent (spécialiste gestion clientèle).

Composition du groupe de travail STEG: MM. Hédi Turki, Hassen Mahmoud (Direction Etudes et Planification), Mahmoud Lakhoua, Mekki Ayed, Chekib Ben Rayana, Lamjed Fekih, Mohamed El Kamel (Direction Exportation), Khaled Hammou, Hédi Turki, Chedly Jeddi, Taoufik Barbouche, Belgacem Ghariani (Direction Distribution).

La supervision du projet a été assurée par Noureddine Berrah (économiste, chargé de projet, ESMAP). Ce rapport a été rédigé par N. Berrah sur la base des rapports soumis par le consultant et des remarques du groupe de travail STEG. F. Jouve (ingénieur électricien, ESMAP) a activement participé à la mise en forme finale du rapport.

ACRONYMES ET ABREVIATIONS

AME	Agence de Maîtrise de l'Energie
BCC	Bureau central de conduite
BDM	Bureau des méthodes
BT	Basse tension
CEM	Consommation expliquée en marche
COB	Consommation optimale de base
COMELEC	Comité maghrébin de l'électricité
CS	Consommation spécifique déclarée
DEX	Direction de l'exploitation
DPTG	Département des techniques générales
EdF	Electricité de France
GTD	Gestion technique des ouvrages
HT	Haute tension
MSI	Mise en service industrielle
MT	Moyenne tension
NORDEL	Nord Electricité
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
STEG	Société tunisienne d'électricité et du gaz
TG	Turbine à gaz
TV	Turbine à vapeur
UCPTE	Union de coordination des producteurs et transporteurs d'électricité

MESURES D'ELECTRICITE

GWh	gigawatt heure
J	joule
kcal	kilocalorie
kV	kilovolt
kVA	kilovolt ampère
kW	kilowatt
MJ	mega joule
MVA	megavolt ampère
MW	megawatt
tep	tonne équivalent pétrole
TJ	tera joule

TAUX DE CHANGE

1 dollar EU = 0.9 Dinar tunisien

ANNEE FISCALE

1er janvier - 31 décembre

TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
RESUME ET CONCLUSIONS	i
I. INTRODUCTION	1
Structure de la Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz	1
Croissance de la demande	2
Objectif et méthodologie de l'étude	2
Participation locale et transfert de méthodes	3
Plan du rapport	4
II. LA PRODUCTION ELECTRIQUE	5
Turbines à vapeur	7
Suivi des consommations spécifiques	7
Analyse des écarts	9
Mise en place d'un contrôle économique dans les centrales de la STEG ...	13
Indisponibilités	14
Maintenance	15
Gestion des stocks	16
Turbines à combustion	18
Consommation spécifique	18
Maintenance	18
Indisponibilités	20
Production hydraulique	20
Rendement/Disponibilité	21
Maintenance	21
Conclusions et recommandations	21
A court terme	22
A moyen terme	22
III. TRANSPORT ET MOUVEMENT D'ENERGIE	25
Simulation du fonctionnement du réseau de transport	25
Actions pour réduire les pertes	27
Conduite du réseau	27
Niveau de tension	28
Compensation	29
Exploitation	30
Actions complémentaires pour l'amélioration de l'efficacité du réseau de transport	32

Formation	33
Interconnexion	34
IV. DISTRIBUTION	35
Collecte des données et méthode d'évaluation des pertes	36
Constat de l'existant	37
Recommandations	38
Méthode d'évaluation des pertes	38
Réduction des pertes dans les réseaux MT	39
Evaluation des pertes MT	39
Réduction des pertes MT	41
Réduction des pertes dans les réseaux BT	42
Evaluation des pertes BT	42
Réduction des pertes BT	43
Evaluation et réduction des pertes dans les transformateurs	46
Pertes dans les transformateurs HT/MT	46
Réduction des pertes dans les transformateurs HT/MT	47
Amélioration du coefficient d'utilisation du parc de transformateurs	48
Pertes dans les transformateurs MT/BT	49
Compensation de l'énergie réactive	50
La facturation de l'énergie réactive	51
Problèmes complémentaires liés à l'exploitation des réseaux MT/BT	52
La maintenance	52
Prévention des risques liés à l'utilisation du PCB	53
V. GESTION DE LA CLIENTELE	54
Le comptage	54
Absence de comptage	54
Facturation de la clientèle	58
Prise en charge de nouveaux clients	58
La relève	59
Suivi des clients à tarifs particuliers	59
L'émission de factures et la rectification des anomalies	60
La distribution des factures	60
Le recouvrement	60
Politique tarifaire	63
VI. CONCLUSIONS	64
Principales actions proposées	64
Impact sur l'environnement	65
Consommation de l'électricité au niveau de l'utilisation finale	65

ANNEXES

1	Structure de la STEG	67
2	Valorisation des pertes	69
3	Conversion taux de rentabilité immédiate en taux de rentabilité interne	88
4	Consommations spécifiques des centrales thermiques vapeur	89
5	Contrôle économique	95
6	Contrôle de l'économie de fonctionnement en ligne des centrales thermiques à flamme	100
7	Taux d'indisponibilité et statistiques de disponibilité des tranches thermiques classiques	108
8	Les concepts classiques de maintenance	110
9	Calculs de répartition - hypothèses et résumé des résultats	113
10	Impact de la compensation sur le niveau des pertes	117
11	Etude de la compensation de l'énergie réactive	120
12	Analyse économique de la compensation	124
13	Choix de l'échantillon pour les réseaux de l'étude	128
14	Changement de section	143
15	Exploitation des transformateurs dans les postes HT/MT	155
16	Guide pour la préparation de procédures de maintenance	156

TABLEAUX

1	Réduction des pertes dans les réseaux MT	vii
2	Réduction du réseau BT	vii
1.1	Bilan électrique	2
2.1	Le parc de production de la STEG en 1991	6
2.2	Consommations spécifiques des centrales thermiques vapeur en 1988	9
2.3	STEG- Statistiques des turbines à combustion 1988-1990	19
4.1	Principales caractéristiques des zones de distribution de la STEG	35
4.2	Pertes des réseaux MT de l'échantillon	40
4.3	Réduction des pertes dans les réseaux MT	42
4.4	Pertes de puissance en pointe sur l'échantillon des départs BT considérés	43
4.5	Estimation de l'opération de généralisation du 220v dans le réseau BT STEG	44
4.6	Renforcement du réseau BT sur l'échantillon étudié	45
4.7	Renforcement du réseau BT	45
4.8	Pertes dans les transformateurs HT/MT	46
4.9	Pertes sur les transformateurs MT/BT	49
4.10	Gains réalisés pour la réduction du stock de transformateur MT/BT	50
5.1	Evolution des impayés de la STEG	61
6.1	Principales actions proposées	64
A2.1	Récapitulation des investissements des postes MT	78
A2.2	Récapitulation des investissements des postes MT/BT	79
A2.3	Récapitulation des investissements des postes BT	81
A2.4	Coût annuel d'un km de pertes à la pointe	85

A2.5	Coût annuel total d'un km de pertes fer dans les transformateurs	86
A2.6	Coût annuel d'un km de perte	87
A3.1	Conversion taux de rentabilité immédiate en taux de rentabilité interne	88
A5.1	Exemples de variation pour des paramètres de fonctionnement et incidence sur la CS pour un groupe de 125 MW	96
A6.1	Mesures nécessaires pour la mise en place d'un contrôle économique dans les centrales thermiques	100
A6.2	Estimation du coût de mise en place de contrôle économique pour 2 tranches	102
A7.1	Tranches thermiques classiques 100-199 MW	109
A9.1	Sommets: puissance active et réactive	113
A9.2	Etat des groupes de production	114
A9.3	UNOM \pm 10%	115
A9.4	Unités de production supposées en fonctionnement en 1993	116
A10.1	Pertes en % sur le réseau HT de la STEG seul (pointe du soir)	117
A10.2	Pertes en % sur le réseau HT de la STEG (pointe du matin)	118
A10.3	Pertes en % sur le réseau HT de la STEG (creux de nuit)	119
A11.1	Liste des postes 150 kV et 90 kV pour lesquels la tangente phi est supérieure à 0,5	120
A11.2	Compensation à prévoir par poste pour ramener la tangente phi à 0,5	121
A11.3	Mesure de l'effet de la compensation supplémentaire proposée	121
A13.1	Réseau de distribution MT/BT	129
A13.2	Ratios techniques de distribution	130
A13.3	Répartition régionale	131
A13.4	Evolution du réseau	131
A13.5	Vente d'électricité HT/MT par secteur	132
A13.6	Vente d'électricité aux abonnés HT	132
A13.7	Définition des zones	134
A13.8	District Tunis-ville, poste source: Tunis Sud	136
A13.9	District Tunis-ville, poste source: Tunis Centre	137
A13.10	District Tunis-ville, poste source: Tunis Ouest 1	138
A13.11	District Tunis-ville, poste source: Tunis Ouest 2	139
A13.12	District Tunis-ville, poste source: Tunis Nord	139
A13.13	District Tunis-ville, poste source: Zharouni	140
A13.14	District Nabeul, poste source: Hammamet	140
A13.15	District Nabeul, poste source: Grombalia	141
A13.16	District Nabeul, poste source: Korba	141
A13.17	Critères croisés, district Tunis-ville	142
A13.18	Critères croisés, district Nabeul	142
A14.1	Coûts d'investissements pour les différents types de conducteurs	144
A14.2	Renforcement du départ MT de Haouria (district de Nabeul)	145
A14.3	Renforcement du départ MT de Belli (district de Nabeul)	146
A14.4	Renforcement du départ MT de Lakmès (district de Siliana)	147
A14.5	Passage au 35 ² Alu - réseau triphasé B2	149
A14.6	Passage au 70 ² Alu - réseau triphasé B2	150
A14.7	Renforcement du départ BT d'El Djazira, district de Tunis-ville	151

A14.8	Renforcement du départ BT d'Enzzitouna, district de Tunis-ville	151
A14.9	Renforcement du départ BT d'Onas, district d'Ezzahra	152
A14.10	Renforcement du départ BT d'Indépendance, district d'Ezzahra	152
A14.11	Renforcement du départ de Kahena, district d'Ezzahra	152
A14.12	Renforcement du départ BT d'Ecart Nord A1, district de Nabeul	153
A14.13	Renforcement du départ BT d'Ecart Nord A2, district de Nabeul	153
A14.14	Renforcement du départ BT d'Ecart Nord A3, district de Nabeul	153
A14.15	Renforcement du départ BT d'Ecart Nord A4, district de Nabeul	154
A14.16	Renforcement du départ BT de Kaounia, district de Nabeul	154
A14.17	Renforcement du départ BT monophasé de Karsoline district de Nabeul	154
A15.1	Liste des postes pour lesquels il est plus économique de ne mettre en service qu'un seul transformateur HT/MT	155

FIGURES

1	Monotones de charge 1989	72
2	Calcul des coûts annuels de combustibles	74
3	Ecart de consommation dûs à la mise hors service du poste d'eau	99
3	Réseau 1989	122
4	Réseau horizon 1993	123

CARTE

IBRD 23592

RESUME ET CONCLUSIONS

1. La Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG) a accompli durant ces dernières années des progrès importants dans la maîtrise de l'exploitation et la réduction des pertes dans le réseau électrique. La consommation de combustible par GWh produit a été réduite de 23% environ en cinq ans (309 tep/GWh en 1985 à 278 tep/GWh en 1987 et 251 tep/GWh en 1989) et le rendement global du réseau de transport a été amélioré d'environ 2,5% en cinq ans (83% en 1985 à 85,5% en 1989) ^{1/}.

2. L'étude diagnostic, menée dans le cadre du programme conjoint Banque Mondiale/PNUD, ESMAP (Energy Sector Management Assistance Programme), avec la participation active des experts de la STEG et le support de la Division Industrie et Energie du Département Maghreb (EM2IE), a montré que:

- (a) les progrès accomplis par la STEG dans l'exploitation du réseau électrique et la gestion des abonnés font que le taux de pertes d'électricité en Tunisie compte parmi les plus bas des taux observés dans les pays en voie de développement surtout en ce qui concerne les pertes non techniques; cependant, le maintien de cet acquis dépend de la continuité des efforts d'amélioration de la gestion, de la rigueur dans l'application des procédures et de l'amélioration du système statistique et du contrôle interne;
- (b) des gains supplémentaires sont possibles par l'introduction de méthodes d'exploitation plus modernes et d'investissements, économiquement rentables, dans le domaine de la production (réduction de la consommation spécifique des centrales) et dans le domaine du transport et de la distribution de l'électricité (réduction des pertes techniques et non techniques).

3. La production électrique. L'audit de la fonction production a confirmé la bonne maîtrise de cette fonction par la STEG, malgré quelques faiblesses. Les principales recommandations de l'étude portent:

- (a) à court terme, sur (i) la poursuite par la STEG des actions de réhabilitation et de rénovation des anciennes centrales thermiques vapeur pour en améliorer la disponibilité et le rendement, et (ii) la normalisation et l'amélioration de l'information statistique relative à la consommation de combustibles dans les centrales et à la disponibilité des unités de production;
- (b) à moyen terme, sur (i) des mesures organisationnelles pour assurer une meilleure coordination de l'exploitation et de la maintenance, et (ii) l'introduction de méthodes de gestion nouvelles pour améliorer l'efficacité des moyens de production existants et futurs, surtout que l'entreprise a toujours à faire face à un rythme d'investissement important.

^{1/} Le rendement global du réseau est défini comme le rapport de l'énergie facturée à l'énergie produite mesurée aux bornes des centrales.

4. Réhabilitation et rénovation des centrales thermiques anciennes. La STEG a débuté des actions de rénovation des anciennes unités de production thermique vapeur qui ont amélioré significativement le rendement des unités concernées. Il est recommandé de poursuivre ces actions et d'établir un programme de réhabilitation et de rénovation de toutes les unités des centrales de La Goulette et de Ghannouch. Il faut noter que l'expérience STEG a confirmé les conclusions observées par ESMAP dans plusieurs pays, à savoir que les investissements de rénovation et réhabilitation, bien conçus, ont des taux de rentabilité économique élevés. Les investissements consentis à Goulette II pour l'amélioration de la régulation et l'installation de réchauffeurs du fuel, ont été récupérés en neuf mois par les seuls gains d'énergie réalisés, sans tenir compte du fait que ces rénovations prolongent la durée de vie et améliorent la disponibilité de ces équipements, différant ainsi des investissements en moyens de production nouveaux.

5. Amélioration de la qualité et de la disponibilité des informations. Cette action doit s'inscrire dans le cadre d'une révision globale du système statistique de l'entreprise et du schéma directeur informatique de l'entreprise, après un audit mené par la Direction de la Planification. Cependant, certaines mesures telles que l'amélioration des comptages gaz pour plus de transparence dans les rapports entre la Direction du Gaz et la Direction de l'Exploitation, la normalisation et l'amélioration des statistiques relatives aux consommations spécifiques et disponibilités des unités de production produites mensuellement et annuellement par les centrales, sont urgentes et nécessaires à un meilleur suivi de la performance du système de production électrique.

6. Mesures organisationnelles. Il est recommandé trois légères modifications de structure au niveau de la Direction de l'Exploitation (DEX) afin d'améliorer la coordination et préparer la mise en oeuvre de méthodes de maintenance plus performantes:

- (a) création d'un poste de responsable de la production thermique vapeur à un niveau de responsabilité identique aux postes existants de production turbines à gaz et production hydraulique. La création de ce poste, non hiérarchique, améliorerait la coordination et la normalisation des procédures entre les centrales et renforcerait le rôle d'arbitrage et de direction du directeur de l'Exploitation;
- (b) création d'une cellule "Bureau des Méthodes" (BDM) pour faciliter et coordonner les opérations de maintenance et d'exploitation des turbines à combustion. Cette cellule pourrait être intégrée dans le BDM existant pour les centrales thermiques vapeur et située à La Goulette de façon à bénéficier du concours du Département des Techniques Générales; et enfin
- (c) la création d'une cellule (1 ingénieur et 1 agent technique pour démarrer l'activité), éventuellement au sein du BDM, pour développer les doctrines de maintenance et coordonner et suivre leur mise en oeuvre à travers les programmes de maintenance.

7. Mise en place d'un contrôle économique en continu pour les turbines vapeur. Il est recommandé l'étude et la mise en oeuvre d'un contrôle économique pour les turbines à vapeur basé sur un suivi continu par ordinateur de paramètres de performance et leur comparaison aux paramètres de référence de l'unité en vue d'assurer une consommation de combustible aussi proche que possible de la

consommation optimale de base. La rentabilité économique de l'investissement est élevée puisque le temps de retour de l'investissement, en prenant en compte des hypothèses très prudentes concernant les coûts et les bénéfices, serait de l'ordre de 11 mois (cf. para. 2.50).

8. Introduction de la maintenance conditionnelle ou prédictive. Il est recommandé l'étude et la mise en place de programmes de maintenance conditionnelle ou prédictive, de plus en plus adoptés dans les pays développés et pouvant être maîtrisés par la STEG, pour chaque composant ou famille de composants s'appuyant sur des moyens d'investigations locaux et centralisés (Département des Techniques Générales). L'expérience d'ESMAP dans ce domaine démontre que de tels projets ont des taux de rentabilité interne très élevés pour des entreprises moins efficaces que la STEG. Dans le cas de la STEG la réduction des dépenses de maintenance peut être estimée de 8 à 10%, soit des gains entre 1 et 1,25 millions de dollars EU en 1990 et entre 1,2 et 1,5 millions de dollars EU en 1995.

Transport et mouvement d'énergie

9. L'étude de simulation du fonctionnement du réseau de transport conduit à deux conclusions (cf. para. 3.2 à 3.4):

- (a) les pertes théoriques en puissance sont de l'ordre de 1 à 1,2% dans tous les cas d'exploitation examinés et ne représentent que près du tiers des pertes réelles constatées en 1989, qui étaient de l'ordre de 3,6%. Les causes de cette différence doivent être recherchées: elle peut provenir soit d'anomalies dans les comptages d'énergie et/ou de la non comptabilisation de l'auto-consommation dans les postes, soit d'un écart entre la modélisation (situation de référence, caractéristiques électriques des ouvrages) et les conditions réelles d'exploitation;
- (b) les valeurs du facteur de puissance sont anormalement élevées lors de la journée et particulièrement durant la pointe du matin, de l'ordre de 0,82 en 1989 pour les cas étudiés. La situation à moyen terme se dégradera si des mesures de compensation de l'énergie réactive ne sont pas prises par la STEG.

10. L'analyse des causes des pertes techniques dans le réseau a conduit à privilégier trois types d'actions:

- (a) maintien, et même élévation, du niveau de la tension d'exploitation du réseau et renforcement sélectif des moyens de compensation de la puissance réactive;
- (b) amélioration de l'exploitation du réseau de transport et de sa maintenance; et enfin
- (c) actions de progrès participant indirectement à l'amélioration de l'efficacité du réseau de transport: renforcement de la planification et modification de l'organisation.

Amélioration du niveau de tension

11. Les simulations effectuées montrent que le passage de 210 kV à 225 kV du niveau maximal de tension diminue les pertes en puissance active de l'ordre de 2 MW environ pour une charge de 1000 MW (puissance de pointe en 1993), ce qui, valorisé au coût d'anticipation du coût du kW au niveau HT donne un gain de l'ordre de 400 kDT, soit 444.000 dollars EU.

12. Il est donc recommandé d'étudier et mettre en place des critères de surveillance du réseau en exploitation courante comme en gestion prévisionnelle (court terme) afin de détecter les points faibles du réseau et prévoir les dégradations de la tension. Ceci permettra de prendre, à temps, les mesures nécessaires pour remonter le niveau de tension et maintenir une qualité de service satisfaisante et évitera les risques de "délestages aveugles". Les bénéfices dus à l'amélioration de la qualité de service sont difficiles à quantifier mais les expériences d'autres pays montrent qu'un abaissement de 5% de la tension nominale au niveau de l'abonné conduit statistiquement à un délestage de 2% de la charge en pointe, ce qui occasionne des dommages à la clientèle et des pertes financières à l'entreprise (cf. para. 3.7 à 3.10).

13. L'étude a montré que le facteur de puissance du réseau est anormalement bas particulièrement pendant la pointe du matin et que la situation se dégraderait si des dispositions ne sont pas prises pour améliorer la compensation par:

- (a) utilisation des turbines à gaz de Tunis Sud en compensateurs synchrones, et/ou
- (b) installation de condensateurs supplémentaires; à titre d'exemple, il avait été nécessaire en 1989 d'installer de 120 à 130 MVA pour améliorer le facteur de puissance de 0.8 à 0.9. A l'horizon 1993, il serait nécessaire de disposer de 211 MVAR pour maintenir le facteur de puissance à 0.9 (cf. para. 3.19 à 3.21).

14. Il faut noter que la réduction des pertes du réseau de transport ne peut assurer à elle seule la rentabilité des investissements en moyens de compensation mais ces derniers concourent à l'amélioration du plan de tension et, par suite, à l'amélioration de la qualité de service et de la sécurité de fonctionnement du réseau. Les études détaillées pour évaluer tous les avantages d'une compensation dépassent le cadre de cette étude, il est donc recommandé que la STEG entreprenne une étude pour déterminer le niveau et les moyens de compensation assurant un fonctionnement adéquat sur le plan technique en minimisant l'investissement, et ceci pour tous les niveaux de tension.

Amélioration de l'exploitation

15. L'exploitation du réseau de transport de la STEG est satisfaisante mais pour diminuer les effets de fluage qui se font particulièrement sentir sur les lignes du réseau 150 kV et diminuer les indisponibilités dues aux pollutions chimique et marine, il est recommandé de:

- (a) mener une campagne de mesure des flèches sur le terrain et entreprendre une étude technique et économique sur la nécessité de retendre certains conducteurs; et

- (b) améliorer les méthodes de nettoyage des isolateurs dans les régions où les pollutions chimique et marine occasionnent des incidents fréquents et étudier l'opportunité d'introduire des méthodes de nettoyage des isolateurs sous tension. Dans les régions particulièrement polluées, il est souhaitable d'introduire des isolateurs plus adaptés, au moins à titre expérimental, et d'entreprendre des études technico-économiques détaillées d'introduction de postes électriques blindés.

Organisation et planification

16. Il est recommandé deux légères modifications organisationnelles pour mieux adapter la responsabilité d'exploitation et de gestion de la clientèle au découpage technique entre les fonctions transport et distribution:

- (a) séparation de la responsabilité et de la mise en oeuvre des protections respectant le découpage des réseaux; et
- (b) création d'une cellule au niveau de la Direction de l'Exploitation pour reprendre la gestion des clients HT, assurée actuellement par la Distribution.

17. Il est recommandé d'améliorer la qualité des études de réseaux et de les intégrer dans les études périodiques de planification du système électrique. Pour cela, il est nécessaire de:

- (a) renforcer les moyens informatiques de la Direction de la Planification;
- (b) améliorer la méthodologie d'évaluation économique des projets d'investissements; et
- (c) systématiser et informatiser la collecte d'informations ainsi que les études statistiques.

Interconnexion

18. L'étude du fonctionnement de l'interconnexion dépasse le cadre de cette étude; il faut cependant noter que l'interconnexion actuelle des réseaux des pays du Maghreb n'est pas utilisée de manière optimale, essentiellement à cause de l'absence d'une tarification des échanges basée sur les coûts économiques et d'un manque de coordination et d'échanges d'informations continus entre les trois réseaux actuellement interconnectés.

19. Il est recommandé que le COMELEC (Comité Maghrébin de l'Electricité) entreprenne une étude sur l'opportunité d'un centre de coordination et de surveillance en se basant sur les expériences internationales dans le domaine des interconnexions régionales telles que celles du NORDEL (Nord Electricité) et de l'UCPTE (Union de Coordination des Producteurs et Transporteurs de l'Electricité).

Distribution

20. Du fait de l'étendue et de la diversité des réseaux de distribution de la STEG, l'étude a été concentrée sur trois zones représentatives de l'ensemble des régions de distribution en se basant sur des échantillons représentatifs caractérisés par une similitude des paramètres suivants:

- (a) le rendement du réseau, défini par le rapport énergie facturée/énergie livrée;
- (b) le ratio: nombre de kilomètres MT/nombre de kilomètres BT (voir para. 4.4).

Connaissance des ouvrages

21. La collecte des données nécessaires pour l'analyse du fonctionnement des réseaux a révélé un manque de données fiables et cohérentes pour réaliser des études d'évaluation des pertes et de planification des réseaux de distribution. Il est recommandé de porter l'effort en priorité sur:

- (a) la poursuite du projet d'établissement des bases de données des réseaux (structure, caractéristiques techniques, charges); ce système unique de Gestion Technique des Ouvrages doit intégrer aussi bien les ouvrages que leurs composants (matériels);
- (b) la maintenance d'une cartographie normalisée (éventuellement informatisée);
- (c) l'amélioration du système d'information concernant les mesures effectuées sur le réseau au niveau de la collecte, la circulation et l'archivage, particulièrement dans le cas du Bureau Central de Conduite; et
- (d) la poursuite et le développement des campagnes de mesures de chutes de tensions et d'intensité sur le réseau dans le cadre du système de Gestion Technique des Ouvrages.

Réduction des pertes MT

22. Le taux de pertes estimé pour l'ensemble du réseau MT STEG est de 3,5% de la puissance de pointe totale. Il peut être ramené à près de 3% par le renforcement, par passage à une section supérieure, de 639 km de lignes MT (cf. para. 4.19 à 4.23). L'investissement global de l'opération est estimé à 3,6 MDT ou près de 4 millions de dollars EU. Le temps de récupération de l'investissement est en moyenne de 3,3 ans mais l'étude sur l'échantillon montre que près de 20% des renforcements ont des temps de récupération de l'investissement inférieur à 2 ans et doivent être engagés en priorité (cf. para. 4.25).

Tableau 1: REDUCTION DES PERTES DANS LES RESEAUX MT

Zone	1	2	3 a/	Réseau STEG
Nombre de km de réseau MT à restructurer	103	536	Néant	639
Coût de la restructuration (kDT)	996	2627	-	3623
Gains en kW de pointe	894	2190	-	3084
Gains en kDT	322	790	-	1112
Durée de récupération de l'investissement	3	3,3	-	3,3

a/ Voir para. 4.22(c): le cas particulier du départ de Charguia.

Réduction des pertes BT

23. Le taux de perte calculé pour le réseau BT de la STEG est de l'ordre de 6,8%, mais il peut être ramené à 3,8% par restructuration de 944 km de lignes BT, soit près de 3,1% de la longueur totale du réseau BT, pour un coût total de l'ordre de 8 millions de DT, soit de l'ordre de 9 millions de dollars EU. Le temps de récupération de l'investissement est de l'ordre de 3,7 années.

Tableau 2: RENFORCEMENT DU RESEAU BT

Zone	1	2	3	Réseau STEG
Nombre de km de réseau BT à restructurer	832	-	112	944
Coût de la restructuration (kDT)	7184	-	962	8146
Gains en kW de pointe	3950	-	754	4704
Gains en kDT	1862	-	355	2217
Durée de récupération de l'investissement	3,9	-	2,7	3,7

Il est recommandé de commencer par la restructuration des réseaux dont la rentabilité est la plus importante (cf. para 4.30).

24. Les réseaux de Tunis-ville constituent un cas à part car l'opération de restructuration est plus coûteuse et la rentabilité économique plus faible. Il est cependant indispensable de poursuivre le programme de changement de tension de 110V (B1) à 220V (B2) et de le terminer à brève échéance, 2 à 3 ans, car les effets indirects de cette normalisation sur les coûts des équipements de distribution, d'une part, et des équipements électro-ménagers, d'autre part, sont importants pour l'économie tunisienne et largement supérieurs au seul gain sur les pertes.

Réduction des pertes dans les transformateurs

25. Bien que les pertes dans les transformateurs HT/MT soient faibles, de l'ordre de 0,69% de la puissance de pointe, des gains de l'ordre de 3 GWh et 346 kW de puissance de pointe correspondant à 126 kDT, soit de l'ordre de 140.000 dollars EU peuvent être réalisés annuellement en changeant simplement le mode d'exploitation des huit postes HT/MT. Il est donc recommandé de:

- (a) adopter un mode d'exploitation à un seul transformateur sous tension dans les huit postes où il est démontré que ce mode d'exploitation est avantageux du point de vue économique et possible du point de vue technique sans aucun aménagement supplémentaire. Le gain escompté par réduction des pertes fer est de l'ordre de 78,5 kDT (87.000 dollars EU);
- (b) effectuer des études technico-économiques pour les cinq postes où des aménagements sont nécessaires en comparant le gain sur les pertes, de l'ordre de 47,8 kDT par an (53.000 dollars EU), au coût des travaux préalables nécessaires (télécommande des sectionneurs HT en particulier).

26. L'extrapolation des résultats de l'étude réalisée sur un échantillon de transformateurs MT/BT conduit à un taux de pertes dans l'ensemble des transformateurs MT/BT de 3,3% de la puissance de pointe transitée. La réduction de ce taux nécessite un meilleur ajustement de la puissance installée par rapport à la puissance de pointe transitée par chaque appareil. L'analyse technico-économique effectuée pour le réseau 10 kV a montré qu'il était économique de permuter environ 50 appareils de puissance 500 kVA et 50 appareils de puissance nominale 630 kVA pour un coût total de l'ordre de 11 kDT (12.100 dollars EU) et un gain annuel de l'ordre de 6 kDT (6.600 dollars EU), soit un temps de récupération de l'investissement inférieur à 2 ans (cf. para. 4.46). La normalisation des tailles de transformateurs adoptée par la STEG conduit à d'importants effets de seuils. L'échelon 400 kVA semble bien adapté et sa suppression, annoncée par la STEG, devrait faire l'objet d'un réexamen.

27. De plus, il est à noter qu'une réduction du stock de transformateurs de 10 à 5% de l'ensemble du parc (environ 1000 appareils) réduirait les coûts annexes (parc de stockage, frais d'acquisition et de possession) de près de 260 kDT (290.000 dollars EU) par an au moins.

Gestion de la clientèle

28. La STEG a entrepris depuis 1986 un programme important d'amélioration de la gestion des abonnés, axé principalement sur la réduction des pertes non techniques et l'amélioration du recouvrement des créances, par:

- (a) la formation et la sensibilisation du personnel à la recherche des fraudes;

- (b) la vérification de l'ensemble des compteurs BT entre 1986 et 1989 et leur suivi systématique depuis cette opération;
- (c) la vérification annuelle de tous les comptages MT; et
- (d) un effort important de réduction des délais de raccordement des clients et de recouvrement des créances.

29. Ces actions ont contribué à une amélioration importante de la performance globale de la STEG, la plaçant parmi les meilleures entreprises d'électricité des pays en voie de développement. Le taux de pertes non techniques est en effet estimé à moins de 4% du total des ventes d'électricité.

30. Les recommandations de l'étude complètent le programme de la STEG visant la consolidation des acquis, par:

- (a) une gestion rigoureuse et une amélioration des procédures existantes; et
- (b) l'intégration, après étude et démonstration des avantages économiques, de techniques et de méthodes de gestion utilisées dans des entreprises d'électricité plus évoluées.

Le comptage

31. L'organisation et les procédures de contrôle du comptage de la STEG sont efficaces et minimisent les risques. Elles sont basées, d'une part, sur l'incitation des agents de l'entreprise à combattre les fraudes et, d'autre part, sur la dissuasion des fraudeurs renforcée par des textes légaux assimilant clairement les fraudes à des vols d'électricité.

32. Les expériences de plusieurs pays montrent que les phénomènes de fraude sont à propagation rapide et difficiles à éradiquer une fois étendus; il est donc recommandé de:

- (a) veiller à l'application stricte des procédures et renforcer la dissuasion par l'organisation d'opérations de contrôle bien préparées par des analyses statistiques fines et bien ciblées: "opérations coup de poing" sur des zones à risque et opérations sur un type de problèmes ou une catégorie de clients particuliers (exemple, gros clients, mauvais payeurs, anomalies de facturation, etc...). Pour augmenter l'effet dissuasif sur la clientèle ces opérations doivent bénéficier d'une large publicité à travers les médias appropriés;
- (b) accroître les contrôles systématiques lors de la facturation et les traitements statistiques après chaque cycle de facturation pour la détection des consommations anormales dues à des fraudes ou des anomalies de comptage;
- (c) mettre en place une gestion informatisée du parc de compteurs;

- (d) encourager l'installation des comptages à l'extérieur; et enfin
- (e) introduire progressivement les comptages électroniques plus fiables et mieux adaptés à la multiplicité et la complexité des tarifs en cas de nécessité.

La facturation

33. La facturation est effectuée automatiquement dans deux centres informatiques, Tunis et Sfax. Elle est globalement performante puisque les factures sont portées par les agents STEG chez les abonnés dans un délai de 3 à 5 jours. Il est recommandé de:

- (a) mieux contrôler la prise en charge des clients nouveaux par l'utilisation d'un critère de gestion plus contraignant (cf. para. 5.17); et
- (b) passer à la distribution des factures par les services postaux dès que la qualité de service, testée par des courriers témoins, est jugée adéquate aux exigences de la STEG.

Le recouvrement

34. Les mesures de gestion mises en place par la STEG ont permis de réduire les impayés de 64 jours du chiffre d'affaires en 1984 à 49 jours en 1985 et à 30 jours en 1988 (cf. para. 5.26). Il est à noter que les trois quarts des impayés sont du fait d'organismes gouvernementaux, des collectivités locales et d'entreprises publiques.

35. Il est recommandé d'établir comme objectif, à terme, de réduire les impayés à 20 jours de chiffre d'affaires en:

- (a) mettant l'accent sur un meilleur recouvrement des impayés des organismes publics et para-publics: amélioration de la procédure de pré-paiement budgetisé pour éviter les difficultés de recouvrement du solde en fin d'année (cf. para. 5.25); analyse statistique des consommations des clients bénéficiant de cette procédure pour les aider à mieux estimer leurs dépenses d'électricité lors de l'élaboration des budgets, et application de la procédure de pré-paiement budgetisé aux collectivités locales en l'adaptant, si nécessaire, à leurs conditions particulières;
 - (b) incitant les clients professionnels, et plus particulièrement les sociétés nationales et offices, à domicilier leur compte; et
 - (c) intégrant dans l'application informatique, en cours de développement, un indicateur de suivi des impayés à 20, 30 et 55 jours pour mieux apprécier l'ancienneté de la dette et sensibiliser les agents responsables du recouvrement.
-

Conclusions

36. Les principaux investissements et actions proposés sont résumés dans le tableau suivant:

Tableau 3: PRINCIPALES ACTIONS PROPOSEES

Actions	Coûts (000 \$EU)	Bénéfices annuels (000 \$EU)	Temps de retour (ans)	Taux de rentabilité (%)
1. Mise en place d'un contrôle économique en continu des TV	1.000	1.250	< 1	> 100
2. Renforcement réseau MT	3.300	1.300	2.5	40
3. Renforcement réseau BT	9.000	2.500	3.6	28
4. Meilleure gestion des transformateurs HT/MT	Faible	150	-	-
5. Réduction du portefeuille client à 20 jours de chiffre d'affaires	Faible ou nul	780	-	-
6. Autres actions d'amélioration: maintenance, gestion technique et financière	Faible ou nul	1.720	-	-

37. L'estimation de l'impact économique de la réduction des émissions par les centrales électriques varie fortement, de l'ordre de 1 à 10, selon les études et les experts. En valorisant les gains considérés dans cette étude aux coûts de la réduction des émissions, on obtient une valeur indicative des bénéfices supplémentaires du programme de réduction des pertes proposé sur le plan de l'environnement de l'ordre de 7 millions de dollars EU, soit de l'ordre de la moitié des investissements à engager.

38. En complément à ce programme au niveau de l'offre, il est recommandé que la STEG mette en place un groupe de travail (task force) pour:

- (a) étudier, en association avec l'Agence de Maîtrise de l'Energie, la promotion de programmes de conservation de l'électricité au niveau de l'utilisation finale économiquement et financièrement rentables pour l'entreprise, le consommateur et la collectivité; et
- (b) participer à leur mise en oeuvre pour une meilleure information des utilisateurs et l'association éventuelle avec des partenaires, collectivités et/ou promoteurs privés, intéressés par la promotion de tels programmes.

TABLEAU DES PRINCIPALES RECOMMANDATIONS - COURT TERME

Domaine	Description	Moyens	Avantages	Remarques
Production	<p>1. Poursuite des actions techniques de rénovation (Goulette) et de modification de circuit pour économiser les fluides (Gabès).</p> <p>2. Mise en place d'un contrôle économique mensuel basé sur le suivi des écarts de consommation spécifique.</p> <p>3. Poursuite de la mise au point du logiciel de contrôle économique en continu.</p>	<p>Evaluation faite par la STEG.</p> <p>Etude STEG/consultant (6h-m, dont 2h-m consultant).</p> <p>Evaluation faite par la STEG.</p>	<p>Réduction des consommations - de combustible - d'eau (SONEDE)</p> <p>Réduction de la consommation spécifique moyenne. Suivi des problèmes de maintenance et de conduite.</p> <p>Amélioration de l'exploitation.</p>	Doit être précédé d'une réactualisation de la consommation optimale de base par tranche.
Transport	<p>4. Gestion des prises des transformateurs de groupe.</p> <p>5. Optimisation du schéma d'exploitation.</p> <p>6. Amélioration de la prévision.</p>	<p>Etude STEG.</p> <p>Etude STEG.</p> <p>Etude STEG/consultant (1h-m consultant).</p>	<p>Amélioration du plan de tension (coût très faible).</p> <p>Amélioration du facteur de puissance - réduction des pertes.</p> <p>Gain sur les combustibles. Moindres sollicitations sur les groupes.</p>	<p>Mise hors tension du transformateur. Mise sous tension des lignes à vide.</p> <p>Devra se poursuivre par la mise en place d'une cellule de gestion prévisionnelle.</p>
	<p>7. Améliorer la connaissance du réseau.</p> <p>8. Renforcement d'une première tranche de réseaux.</p> <p>9. Poursuite du passage de 127/220V à 220/380V à Tunis.</p>	<p>Etablissement d'une base de données réseau. Mise en place éventuelle d'une cartographie informatisée. Développement et amplification des campagnes de mesure.</p> <p>Coût de l'ordre de 4 MDT (4.5 millions de dollars EU).</p>	<p>Meilleure exploitation du réseau, contribuant à la réduction des pertes.</p> <p>Réduction des pertes (temps de retour de l'ordre de 2,5 ans).</p> <p>Réduction des pertes + économie nationale sur le coût des appareils.</p>	<p>Concerne le réseau BT.</p> <p>Action déjà en cours.</p>
Distribution (gestion clientèle)	<p>10. Opérations "coup de poing" sur zone à risque ou clientèle ciblée.</p> <p>11. Installation des comptages à l'extérieur.</p> <p>12. Vérification et étalonnage périodique de tous les clients MT et BT triphasés.</p> <p>13. Campagnes d'incitation à la domiciliation des clients professionnels.</p>	<p>Action localisée: très faible coût.</p> <p>Coût négligeable pour la STEG si coffret installé par le client.</p> <p>Coût négligeable.</p> <p>A mettre en oeuvre par zones pilotes.</p>	<p>Gain de productivité.</p> <p>Gains de trésorerie.</p> <p>Gains de trésorerie.</p>	Effet de dissuasion.

TABLEAU DES PRINCIPALES RECOMMANDATIONS - MOYEN TERME

Domaine	Description	Moyens	Avantages	Remarques
Production	<p>1. Mesures organisationnelles.</p> <p>2. Rédaction d'une doctrine de maintenance constitution de statistiques.</p>	<p>Création d'un poste de responsable turbines à vapeur. Création d'un Bureau des Méthodes. Création d'une section centralisée chargée de la maintenance.</p> <p>Bureau, personnel (2 personnes), moyens de calcul et d'archivage.</p>	<p>Meilleure coordination de l'exploitation et de la maintenance.</p> <p>Adaptation de la maintenance: passage de la maintenance prédictive à la maintenance conditionnelle.</p>	
Transport	<p>3. Compensation du réseau.</p> <p>4. Amélioration de l'exploitation.</p> <p>5. Amélioration de la gestion prévisionnelle et de la planification.</p> <p>6. Etude de la mise en place d'un Centre de Coordination et de Surveillance.</p>	<p>Etude de l'implantation de condensateurs près des clients HT. Etude de faisabilité de l'utilisation de turbines à gaz en compensateurs synchrones. Etude complémentaire consultant (2h-m).</p> <p>+ mesure des flèches. + résolution du problème de la pollution des isolateurs.</p> <p>Etude de valorisation de la défaillance. Détermination et suivi de la réserve tourmente. Création d'un barème d'utilisation du thermique. Renforcer la collecte et l'archivage de statistiques.</p> <p>Etude de faisabilité.</p>	<p>Réduction des pertes. Amélioration de la sécurité de fonctionnement.</p> <p>Permettra d'exploiter à un niveau de tension plus élevé (passage de 210 à 225 kV fait gagner 2MW de pertes). Améliorera la fiabilité.</p> <p>Etudes de planification plus élaborées. Gestion plus économique du parc de production.</p> <p>Amélioration de l'efficacité de l'interconnexion des pays du Maghreb.</p>	<p>Les besoins sont estimés à 130 MVAR. Une partie viendra d'une meilleure exploitation du réseau de transport.</p>
Distribution technique	<p>7. Réduction du stock de transformateurs.</p> <p>8. Compensation du réseau</p> <p>9. 2ème tranche de renforcements.</p> <p>10. Mutation de transformateurs MT/BT.</p>	<p>Recensement efficace.</p> <p>Etude d'implantation de condensateurs sur réseau MT</p> <p>Coût: 8,2 MDT (9 millions de dollars EU).</p> <p>Coût: 11.100 DT (12.300 dollars EU).</p>	<p>Gain estimé sur valeur immobilisée: 1,5 MDT (1.7 millions de dollars EU). Economie sur coût annexes: 260.000 DT/an (290.000 dollars EU).</p> <p>Réduction des pertes (TRI ~ 30%).</p> <p>Réduction des pertes: 2 MDT (2.22 millions de dollars EU).</p> <p>Réduction des pertes: 6.500 DT/an (7.250 dollars EU/an).</p>	<p>L'objectif est de ramener le stock à 5% de l'ensemble (de l'ordre de 1000 appareils).</p> <p>Renforcement MT et BT. Adaptation des tailles aux charges.</p>
Distribution (gestion clientèle)	<p>11. Amélioration de la gestion informatisée.</p> <p>12. Envoi des factures par la poste.</p> <p>13. Introduction progressive des comptages électroniques.</p> <p>14. Incitation à la généralisation de la procédure de prépaiement budgétisé pour clients publics et para-publics.</p>	<p>Détection des consommations anormales (facturation). Indicateur du taux d'impayés par nombre de jours de retard (recouvrement). Gestion informatisée du parc de compteurs (gestion abonnés).</p> <p>Coût négligeable.</p>	<p>Suivi des anomalies de mesure. Suivi de la rapidité des paiements.</p> <p>Gains de productivité.</p> <p>Meilleure souplesse d'adaptation à la complexité des tarifs.</p> <p>Amélioration de la trésorerie de l'entreprise.</p>	<p>Adapter aux contextes locaux.</p> <p>Suivre l'évolution de la qualité de la distribution du courrier.</p>

I. INTRODUCTION

1.1 La Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz (STEG) a lancé, dès 1986, un programme de réduction des pertes dans le réseau électrique qui a permis d'améliorer l'efficacité globale du système en réduisant:

- (a) la consommation spécifique des centrales thermiques de 309 tep/GWh en 1985 à 278 tep/GWh en 1987 et 251 tep/GWh en 1989; et
- (b) les pertes de transport et distribution de près de 17% de la consommation livrée en 1985 à 14,5% en 1987 et 1989.

1.2 Il est apparu, néanmoins, qu'une réflexion d'ensemble concernant à la fois les sources de pertes depuis la production jusqu'à la distribution, les méthodes de conduite des réseaux et de gestion des abonnés, permettrait de consolider et compléter les acquis de la STEG. Cette approche globale permet également d'établir les priorités pour améliorer l'efficacité globale du réseau: investissements à consentir pour la réduction des pertes, introduction de méthodes de gestion nouvelles, collecte des données nécessaires à la conduite du réseau et à un meilleur suivi de la performance du système. En accord avec la Division Industrie et Energie du Département Maghreb (EM2IE), le gouvernement tunisien a décidé d'entreprendre cette étude dans le cadre du programme commun Banque Mondiale/PNUD, ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program).

Structure de la Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz

1.3 La STEG est un établissement public à caractère commercial et industriel, créé par le décret loi de la nationalisation no. 62-8 du 3 avril 1962. Ce texte confie à la STEG la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité et de gaz combustible, sous la tutelle du Ministère chargé de l'Economie Nationale.

1.4 La structure hiérarchique de l'entreprise se compose de cinq (5) départements et dix (10) directions dépendant du Président Directeur Général et chargés de l'exploitation des systèmes électrique et gazier et de la gestion de l'entreprise. Une description plus détaillée ainsi que l'organigramme de l'entreprise sont fournis en annexe 1.

1.5 La STEG est placée sous l'autorité d'un Conseil d'Administration composé de 14 membres:

- 1 Président Directeur Général
- 1 Directeur Général Adjoint
- 8 administrateurs représentant l'Etat
- 2 administrateurs représentant le personnel
- 1 contrôleur financier
- 1 contrôleur technique.

Il est à noter la non représentation des consommateurs ou d'organisations non gouvernementales actives dans le domaine de l'énergie ou de la protection de l'environnement, susceptibles d'assurer une meilleure prise en considération des problèmes rencontrés par les utilisateurs de l'électricité et du gaz et leur association au développement du secteur.

Croissance de la demande

1.6 La consommation totale d'électricité a progressé entre 1962 et 1989 à un taux annuel moyen très élevé de l'ordre de 11%. La croissance s'est un peu ralentie depuis 1982 mais elle demeure importante puisqu'elle était de 7,5% entre 1982 et 1989, comme le montre le bilan électrique ci-après.

Tableau 1.1: BILAN ELECTRIQUE

Année	1982	1987	1989	1996
1. Production nationale (GWh)	3174	4549	5235	7400
a. STEG	2738	4016	4562	6680
b. Autoproducteurs	436	533	673	720
2. Consommation nationale (GWh)	2792	4031	4605	6660
a. Livrée par STEG	2374	3544	3987	6000
b. Autoproduite	418	487	618	660
3. Pertes réseau STEG				
a. en GWh (1a - 2a)	409	514	575	830
b. en % de la consommation livrée	17,2	14,5	14,6	13,8

Source: STEG.

1.7 Les prévisions à moyen terme de la STEG montrent que la croissance de la consommation électrique va se ralentir légèrement de 1989 à 1996 mais qu'elle demeurera importante, de l'ordre de 6% par an. D'où la nécessité pour la STEG de consolider les actions déjà entreprises pour la réduction des pertes et l'amélioration de l'efficacité du système en vue de minimiser les investissements nécessaires à la satisfaction de la demande future.

Objectif et méthodologie de l'étude

1.8 Cette étude a donc pour objectif principal d'établir un diagnostic:

- (a) des trois principales fonctions techniques de la STEG - la production, le transport et la distribution d'électricité - en vue d'identifier les actions et les investissements nécessaires à la réduction des pertes techniques liées à la nature des processus de production, transport et distribution de l'électricité; et

- (b) de la gestion des abonnés pour réduire les pertes non techniques - liées non seulement aux fraudes comme on l'entend en général mais aussi à la fiabilité du comptage et à la politique de raccordement de la nouvelle clientèle - et optimiser le cycle financier en améliorant la facturation des abonnés et le recouvrement des créances.

1.9 La méthodologie de l'étude s'articule ainsi autour des quatre tâches suivantes:

- (a) audit technique de la production basé sur des visites des principaux sites, des séances de travail avec les responsables des centrales et des services centraux, la revue des consignes d'exploitation et l'analyse des documents statistiques disponibles;
- (b) audit technique du transport basé sur des visites d'ouvrages, des entretiens avec les responsables du transport, l'analyse des consignes d'exploitation et des simulations de fonctionnement du réseau sur ordinateur;
- (c) audit technique de la distribution basé sur des enquêtes sur le terrain, des discussions avec les responsables de la distribution au niveau central et régional, des simulations sur ordinateur du fonctionnement du réseau moyenne tension et des simulations sur ordinateur du fonctionnement d'un échantillon de réseaux basse tension, représentatif de la diversité des réseaux basse tension de la STEG; et
- (d) revue des procédures de tout le cycle de la gestion des abonnés depuis le comptage et la relève jusqu'au recouvrement des factures.

1.10 Ces tâches ont pour but d'estimer les pertes dans chacun des domaines considérés et d'identifier les actions nécessaires pour les réduire à des niveaux économiquement acceptables. Pour assurer la cohérence globale de la démarche et des recommandations, une étude préalable a été effectuée pour déterminer les coûts d'anticipation des équipements aux différents niveaux considérés: production, transport et distribution, ainsi que les coûts de combustible. La méthode de calcul ainsi que les résultats fournis en annexe 2, ont été présentés aux responsables de la STEG et discutés avec eux avant l'évaluation économique afin de s'assurer de la compatibilité des recommandations proposées avec les critères de choix utilisés généralement par la STEG.

Participation locale et transfert de méthodes

1.11 La participation de la STEG a été très active et très efficace à toutes les étapes de l'étude: diagnostic, évaluation économique et revue des rapports préliminaires des consultants. Le suivi de l'étude a été confié à un groupe de travail composé de représentants de toutes les directions concernées et coordonné par la Direction de la Planification et des Etudes Générales.

1.12 Deux voyages d'études ont été organisés en France pour permettre à six membres du groupe de travail de visiter des ouvrages de transport et de distribution en France, de s'informer sur les

modèles de réseaux utilisés par le consultant et, dans le cas du transport, de participer aux simulations effectuées sur le réseau tunisien.

1.13 Pour assurer la perennité du travail entrepris dans le domaine de la réduction des pertes et renforcer la fonction étude de réseaux à la STEG, l'étude a été complétée par:

- (a) l'organisation d'un séminaire de sensibilisation aux problèmes des pertes de réseaux et la présentation des méthodes et modèles d'analyse nécessaires à leur réduction; et
- (b) le transfert d'un modèle d'étude des réseaux de distribution fonctionnant sur micro-ordinateur et la formation des ingénieurs à son utilisation.

Cette dernière action a été réalisée grâce à la participation de la STEG aux dépenses locales du projet.

Plan du rapport

1.14 Le plan du présent rapport reflète la démarche adoptée pour l'étude. Il comprend, après une brève introduction consacrée au contexte de l'étude et à la méthodologie (chapitre I), quatre chapitres présentant les résultats des diagnostics et les recommandations pour la réduction des pertes et l'amélioration de la gestion dans le domaine de la production (chapitre II), le transport (chapitre III), la distribution (chapitre IV), la gestion des abonnés (chapitre V), et enfin conclusions (chapitre VI).

II. LA PRODUCTION ELECTRIQUE

2.1 La puissance installée est passée de 273 MW en 1972 à 1179 MW en 1989 en trois étapes:

- (a) installation du thermique vapeur de taille 30 MW (Goulette, Ghannouch);
- (b) installation de turbines à gaz, surtout au sud, utilisant le gaz d'El Borma et le gazole; et
- (c) retour au thermique vapeur avec la taille 150 MW (Sousse, Radès).

La description détaillée du parc de production, fournie dans le tableau 2.1 de la page suivante, montre que bien qu'ayant doublé durant la période considérée, la capacité hydraulique demeure marginale, de l'ordre de 5% de la puissance installée.

Tableau 2.1: LE PARC DE PRODUCTION DE LA STEG EN 1991

Centrale	Groupe	Année de mise en service	Puissance nette installée (MW)	Puissance maximale développable (MW)	Combustible
1. Turbines à vapeur					
Goulette 2	TV1	1965	28	22	Fioul
	TV2	1965	28	22	Fioul
	TV3	1968	28	22	Fioul
	TV4	1968	28	22	Fioul
Ghannouch (Gabès)	TV1	1972	30	28	Fioul/Gaz
	TV2	1972	30	28	Fioul/Gaz
Sousse	TV1	1980	150	140	Fioul/Gaz
	TV2	1980	150	140	Fioul/Gaz
Radès	TV1	1985	160	150	Fioul/Gaz
	TV2	1985	160	150	Fioul/Gaz
Total TV			790	724	
2. Turbines à gaz					
Ghannouch	TG1	1971	15	15	Gaz
	TG2	1973	22	20	Gaz
	TG3	1973	22	20	Gaz
	TG4	1983	34	30	Gaz
Bouchemma	TG1	1977	31	25	Gaz
	TG2	1977	31	25	Gaz
Tunis Sud	TG1	1975	22	20	Gaz
	TG2	1975	22	20	Gaz
	TG3	1978	22	20	Gaz
Sfax	TG1	1977	22	20	Gazole
	TG2	1977	22	20	Gazole
M. Bourguiba	TG1	1978	22	20	Gazole
	TG2	1978	22	20	Gazole
Metlaoui	TG1	1978	22	20	Gazole
Korba	TG1	1978	22	20	Gaz
	TG2	1984	34	30	Gaz
Kasserine	TG1	1984	34	30	Gaz
	TG2	1984	34	30	Gaz
Robbana	TG1	1984	34	30	Gazole
Total TG			489	435	
3. Hydraulique					
Nebeur	1	1956	6,5		Hydraulique
	2	1956	6,5		Hydraulique
El Aroussia	1	1956	4,9		Hydraulique
Fernana	1	1958	9,7		Hydraulique
Kesseb	1	1969	0,7		Hydraulique
Sidi Salem	1	1983	36,0		Hydraulique
Total hydraulique			64,3	20	
Total général			1343,3	1179	

Turbines à vapeur

2.2 L'examen du parc thermique vapeur de la STEG fait apparaître deux générations d'équipements distinctes :

- (a) un palier 30 MW (6 groupes), ne comportant qu'un corps turbine (Ghannouch 1 et 2 - La Goulette 3 et 4) ou deux corps turbine (La Goulette 1 et 2); et
- (b) un palier 150 MW (4 groupes), de conception plus récente, comportant 3 corps turbine (Sousse 1 et 2 - Radès 1 et 2).

La différence d'âge et de conception entre ces deux familles d'équipement fait que l'on observe des différences assez sensibles de consommation spécifique de référence (valeurs relevées à la mise en service, au moment des essais de réception). De 2950 kcal/kWh environ pour le palier 30 MW, on passe à 2350 kcal/kWh pour les groupes 150 MW les plus récents (Radès avec du gaz naturel comme combustible). Cette différence de performance entre les paliers 30 MW et 150 MW est essentiellement due à :

- l'amélioration des caractéristiques vapeur à l'admission de la turbine (on passe de 500°C à 540°C pour la température et de 66 bar à 145 bar pour la pression);
- adjonction d'une surchauffe de vapeur; et
- l'augmentation du nombre de soutirages;

d'où une augmentation du rendement du cycle et donc une diminution de la consommation spécifique.

Suivi des consommations spécifiques

2.3 Les consommations spécifiques sont suivies régulièrement dans les centrales et reportées dans des documents d'exploitation à jour et bien tenus dans les centrales visitées. Des statistiques sont produites mensuellement et annuellement par tranche, centrale et palier de puissance. Les écarts de consommation spécifique par rapport aux essais de performance sont alors analysés et figurent dans le rapport mensuel dont un exemplaire est transmis à la Direction de l'Exploitation (DEX).

2.4 Le service Recherche Développement de la STEG procède actuellement à la mise au point d'un logiciel de contrôle économique à la centrale de Sousse et compte le mettre à la disposition des autres centrales dès qu'il sera opérationnel.

2.5 Ce logiciel, traitant des grandeurs physiques d'exploitation, fournit des résultats calculés dont les principaux sont: le rendement chaudière, le rendement turbine, le rendement alternateur et la

consommation spécifique. Ces essais ont lieu, pour l'instant, pour des fonctionnements en palier de durée limitée. Les valeurs de consommation spécifique relevées sont comparées, après corrections, aux valeurs de référence correspondantes. Il est à noter que la centrale de Radès dispose d'un calculateur par tranche qui édite, à la demande, des listes de valeurs avec la possibilité d'effectuer des calculs tels que intégration, dérivation, moyenne, et que la centrale de La Goulette dispose de moyens de calcul en ligne par l'intermédiaire du poste centralisé des 4 tranches (système Bailey micro Z).

2.6 L'analyse des consommations spécifiques fournies par les différents relevés d'exploitation et regroupées dans le tableau 2.2 montre que:

- (a) les performances des centrales de Sousse et Radès, qui représentent près de 80% de la puissance installée en thermique vapeur et de l'ordre de 50% de la puissance installée totale, sont très bonnes. Les consommations spécifiques des deux centrales sont très proches des valeurs de référence surtout si l'on tient compte des écarts dus aux variations de charge et des consignes d'exploitation nécessitant le maintien en température de l'ensemble des circuits fuel lorsque les unités fonctionnent au gaz, surtout à Radès. A Sousse, il faut cependant noter la dispersion importante des consommations spécifiques mensuelles par rapport à la moyenne annuelle (cf. annexe 4);
- (b) la performance de Gabès est assez médiocre puisque la consommation spécifique moyenne en 1988 est supérieure à la valeur de référence de 17,4%, écart important même si l'on tient compte de l'ancienneté des machines et de la variation de charge; et
- (c) les résultats concernant la consommation spécifique à la centrale de la Goulette sont en nette voie d'amélioration depuis les importants travaux de rénovation entrepris sur les tranches: (i) nouvelles chaînes régulation chaudière; (ii) mise en service de chaînes de chauffage et de compression du fuel plus performantes; (iii) remplacement de tubes vaporisateurs (tranche 2), du surchauffeur intermédiaire et de l'économiseur (tranche 4); et (iv) révision générale des groupes 2 et 3 et travaux de réfection turbine (ailettes, étanchéité...).

Tableau 2.2: CONSOMMATIONS SPECIFIQUES DES CENTRALES THERMIQUES VAPEUR EN 1988

Centrale		Consommation spécifique annuelle (kcal/kWh)	Consommation spécifique de référence (kcal/kWh)	Ecart	
				en kcal/kWh	en %
Sousse	1	2630	2565	65	2,5
	2	2613	2565	48	1,9
Radès	1	2428	2350	78	3,3
	2	2437	2350	87	3,7
Gabès	1	3357	2860	497	17,4
Goulette	1	3215	2889	326	11,3
	2	3215	2889	326	11,3
	3	3215	2958	257	8,7
	4	3215	2958	257	8,7

N.B.: Il est important de noter que les consommations spécifiques annuelles ne sont pas directement comparables aux valeurs spécifiques de référence car la consommation spécifique de référence a été mesurée à la puissance nominale à la réception et ne tient donc pas compte des variations de charge. L'écart calculé est cependant indicatif de la performance de l'unité considérée.

Analyse des écarts

2.7 Les écarts de consommation spécifique par rapport aux valeurs contractuelles sont habituellement classés en 3 catégories.

- (a) Écarts internes dus à la conduite. Ils sont dus au non respect éventuel des consignes d'exploitation par les équipes de quart;
- (b) Écarts internes dus au matériel. Ils ont pour cause l'état du matériel (vieillesse de certains composants, indisponibilités partielles...).
- (c) Écarts externes. Ce sont essentiellement les écarts qui résultent des variations climatiques de l'environnement qui ont une incidence directe sur le rendement du cycle (température de l'air, température de la source froide, etc...). On classe également dans les écarts externes ceux qui ont pour origine le mode d'exploitation imposé par le Dispatching (les variations de charge et les démarrages sont très pénalisants pour la consommation spécifique).

Les écarts internes dus à la conduite de même que ceux dus à l'état du matériel (Maintenance) sont caractéristiques de la qualité de l'exploitation des installations, mais l'exploitant n'a aucune possibilité d'action sur les écarts externes et la seule amélioration possible est le fait du gestionnaire (Dispatching).

2.8 Le bilan d'un groupe s'écrit alors :

$$\begin{aligned} \text{Consommation spécifique} &= \text{Consommation contractuelle actualisée} \\ &+ \text{écarts externes} + \text{écarts internes de conduite} \\ &+ \text{écarts internes matériel} + \text{écarts inexpliqués} \end{aligned}$$

Il faut cependant noter que le système d'information actuel de la STEG ne permet pas de différencier les écarts par catégorie et que l'analyse des écarts ci-après est plus qualitative que quantitative; elle est basée sur les visites de centrales et les entretiens de l'expert avec les exploitants.

2.9 Écarts internes dûs à la conduite/formation des agents. Ils sont minimes à la STEG car la visite détaillée des salles de commande ainsi que les divers entretiens avec les équipes de conduite ont montré que:

- (a) les chefs de quart, ainsi que les opérateurs responsables du pupitre, ont bien conscience de l'incidence économique du respect des valeurs de consigne des principaux paramètres de conduite (pression et température vapeur vive, pression restante au condenseur, excès d'oxygène...);
- (b) les consignes d'exploitation ainsi que les schémas et notices sont connus et tenus à jour;
- (c) les indications des appareils de tableau dont les valeurs sont manifestement aberrantes ou non cohérentes avec d'autres paramètres sont signalées au Service Technique pour dépannage ou étalonnage; et enfin
- (d) le recrutement et la formation des agents de conduite est satisfaisante dans l'ensemble.

2.10 Cependant, pour pallier les difficultés de suivi de formation et de perfectionnement dans les équipes de service continu, du fait des horaires, il est recommandé les améliorations suivantes au niveau de la formation continue :

- (a) constitution de "dossiers pédagogiques" comportant textes et schémas organisés. Chaque dossier a pour sujet un thème précis (l'alternateur, le poste d'eau, la turbine...) et l'ensemble des dossiers constitue le contenu de la formation suivant la fonction et le niveau de l'agent. Les dossiers sont ensuite répartis entre les divers agents des équipes qui les étudient individuellement. La restitution des connaissances se fait en groupe (équipe de quart). La gestion de l'ensemble est placée sous la responsabilité du Chef de Service; et
 - (b) retours fréquents en exploitation du personnel enseignant des centres de formation de façon à maintenir, au niveau de la fonction maîtrise, un juste équilibre entre la technicité et l'aptitude au transfert des connaissances.
-

2.11 Écarts internes dûs au matériel. De nombreux problèmes techniques locaux peuvent expliquer partiellement les valeurs élevées ou aléatoires des consommations spécifiques relevées sur certains groupes:

- (a) fuites d'air importantes aux réchauffeurs d'air à Sousse;
- (b) encrassement fréquent des condenseurs par les algues et animaux marins, provoquant une augmentation de la pression restante au condenseur d'où une baisse de rendement. Ce problème est particulièrement important à Gabès où se produit de surcroît un colmatage fréquent des tubes condenseur par le phosphogypse, substance visqueuse rejetée par les sociétés qui traitent les phosphates lors du lavage du minerai; et enfin
- (c) dégradation importante de la qualité du fuel lourd (viscosité). Du fait de l'amélioration des processus de distillation et de cracking, les fuels destinés aux centrales thermiques ont une viscosité plus importante (augmentation du pourcentage de produits lourds) et nécessitent maintenant la mise en place de nouvelles chaînes de chauffage du fuel avant brûleur plus performantes, d'où une augmentation de la consommation de vapeur auxiliaire et une légère augmentation de la consommation spécifique.

2.12 De nombreuses actions en cours, notamment sur les équipements plus anciens, permettront de réduire les écarts internes dûs au matériel et par suite améliorer les performances des centrales:

- (a) en dehors des importantes actions de rénovation effectuées à La Goulette (voir para. 2.6-c), des modifications de circuits et des améliorations sont réalisées ou en voie d'achèvement à Ghannouch et à La Goulette;
- (b) l'amélioration du réchauffage fuel à La Goulette permet d'utiliser des combustibles au standard international (viscosité de 310 à 380 cst au lieu de 110 à 310 cst), d'où des économies à l'achat;
- (c) l'amélioration de la qualité des chaînes de régulation à La Goulette permet de fonctionner à faible excès d'air, d'où des améliorations du rendement des chaudières par diminution sensible des pertes de gaz secs; et
- (d) la réparation systématique des fuites d'eau traitée (prises d'échantillons, fuites de presse-étoupe ...) permet de diminuer les écarts par perte d'eau.

2.13 Il est à signaler également qu'à la centrale de Ghannouch des économies substantielles d'eau de forage ont été réalisées par :

- (a) régénération des résines cationiques du circuit d'adoucissement à l'eau de mer filtrée (au lieu de l'eau de saumure);

- (b) utilisation de l'eau de mer pour assurer l'étanchéité des pompes de circulation; et
- (c) utilisation de l'eau de mer pour le nettoyage du condenseur principal.

2.14 Le contrôle des appareils de mesure est effectué par le Service Technique à la demande des exploitants. Ainsi les indications des oxygènemètres sont contrôlées sur place avec un appareil portatif d'analyse des gaz de combustion très simple et donnant rapidement des résultats de précision suffisante. Cet appareil (de type ORSAT) est basé sur le principe d'absorption des différents composants d'un échantillon connu du gaz de combustion par barbotage dans différentes solutions de caractéristiques appropriées. Ces contrôles, effectués à la demande des exploitants, assurent une bonne fiabilité des appareils de mesure des centrales.

2.15 Pour assurer la pérennité des actions entreprises par la STEG et améliorer les résultats déjà obtenus, il est préconisé de systématiser, selon une périodicité à déterminer, les essais sur l'ensemble des matériels (routine tests), notamment les composants dont le fonctionnement a une incidence sur la consommation spécifique (recherche de fuites, contrôle de rendement des pompes, consommations d'auxiliaires électriques et vapeur, combustion etc...). Les résultats doivent être consignés au fur et à mesure dans des registres prévus à cet effet et exploités régulièrement pour anticiper et planifier les opérations de maintenance.

2.16 Ecarts inexplicables. La valeur élevée ou la dispersion des valeurs relevées des consommations spécifiques pour les groupes de Ghannouch ou de Sousse (quand ils consomment du gaz) ne peut s'expliquer uniquement par les problèmes de conduite ou d'état du matériel. Des investigations menées par la DEX ont montré que les mesures de débit du gaz dans ces centrales étaient entachées d'erreur. Il existe de plus, pour Gabès (alimenté en gaz provenant d'El Borma) un problème de constance du pouvoir calorifique supérieur (PCS). Des mesures régulières effectuées à Gabès avec des chromatographes en phase gazeuse montrent que la composition du gaz varie en fonction des quantités de propane extraites par l'usine de liquéfaction située en amont de la centrale, d'où des variations correspondantes du PCS du gaz.

2.17 Pour améliorer la fiabilité des mesures de débit gaz, la STEG envisage d'installer des compteurs gaz côté HP (avant détente), en plus du comptage de la centrale pour les installations de Sousse et de Radès (comptage réservé aux gros clients). Ces mesures ne régleront pas les difficultés, liées au comptage gaz, qui diminuent la précision de tout calcul de consommation spécifique. Même en cas d'installation du double comptage il est recommandé de mener des campagnes d'étalonnage des compteurs de gaz à l'aide de compteurs étalon comportant des calculateurs associés chargés des corrections de débit en fonction des conditions de pression et de température et des variations de masse volumique. Ces campagnes devraient être précédées par un relevé du débit gaz par un enregistreur de précision pour une charge constante pendant une période assez longue (plusieurs jours). Cette méthode permettrait simultanément de dépister les variations anormales de débit du gaz et de calculer les consommations spécifiques sur un intervalle de temps significatif.

2.18 Pour ce qui concerne les mesures en continu du PCS gaz, une solution consisterait en l'installation d'un chromatographe en ligne donnant régulièrement des valeurs moyennes de PCS sur 20 minutes. Le prix élevé de cet équipement et les réserves limitées du gaz en provenance d'El Borma nécessitent une étude économique complémentaire pour éventuellement justifier cet investissement.

Mise en place d'un contrôle économique dans les centrales de la STEG

2.19 Le calcul des consommations spécifiques, à partir de l'énergie électrique recueillie aux bornes du transformateur principal et de l'énergie thermique correspondante contenue dans le combustible, tel que pratiqué à la STEG, fournit des indicateurs comptables, indispensables à la gestion des installations de production. Les résultats obtenus ne constituent cependant pas des indicateurs précis de la qualité de l'exploitation parce qu'ils:

- (a) ne mettent pas en évidence l'impact des différents aspects de la maintenance du matériel ni ceux de la conduite (écarts internes); et
- (b) intègrent des éléments extérieurs à l'exploitation comme les écarts dûs aux variations de programme imposées par le Dispatching.

2.20 Consciente de l'importance du problème de la gestion optimale des consommations de combustible et de son impact économique, la STEG a entamé une action de suivi des valeurs de consommation spécifiques dans les centrales. Ainsi, les paramètres habituels de gestion (de même que les consommations spécifiques des groupes) font l'objet de contrats programmes annuels entre la Direction et les centrales.

2.21 De plus, un logiciel de calcul "contrôle économique" est en cours de mise au point dans les centrales. Ce logiciel devrait permettre une évaluation de la consommation spécifique en se basant sur des normes internationales par l'évaluation des différents composants de l'unité, chaudière, turbine et alternateurs, et de la propreté du condenseur.

2.22 Cette action, bien qu'importante, ne permettrait pas de suivre en continu les différents écarts des consommations spécifiques observés par rapport à des consommations optimales de base (cob) et de contrôler ainsi la qualité de l'exploitation des installations. Il est donc recommandé de:

- (a) évaluer le logiciel en cours de développement et estimer les ressources nécessaires pour le compléter et l'adapter à la méthode de contrôle économique en continu dont une description succincte est fournie en annexe 5;
- (b) évaluer les logiciels de contrôle économique disponibles pouvant s'adapter à la situation de la STEG;

- (c) comparer les trois solutions possibles (développement par moyens propres, achat et adaptation d'un logiciel et enfin solution mixte) en prenant en compte les coûts, les ressources à mettre en oeuvre dans chaque cas, la rapidité de la mise en oeuvre, etc...
- (d) mettre en oeuvre la méthode retenue dans une centrale du palier 30 MW et une centrale du palier 160 MW, dans une première phase; et enfin
- (e) étendre l'action aux autres centrales dans une seconde phase.

Des termes de référence, spécifiant ces tâches et indiquant les besoins en assistance technique pour les mener à terme, sont fournies en annexe 6.

Indisponibilités (1988)

2.23 Conformément aux définitions éditées par l'UNIPEDE en 1977 (voir annexe 7), les taux d'indisponibilité considérés pour les centrales de la STEG en 1988 sont la somme de deux termes :

- (a) taux d'indisponibilité pour travaux sur programme d'entretien; et
- (b) taux d'indisponibilité divers, c'est-à-dire, pour toute cause imputable à l'exploitation de la centrale.

2.24 L'indisponibilité s'établit comme suit dans les différentes centrales visitées:

- (a) Sousse. La moyenne des taux d'indisponibilité relevés pour les deux groupes de Sousse est de 13,5 % en 1988.
- (b) Radès. Une fuite vapeur au plan de joint du corps HP de la tranche 1 est à l'origine d'une limitation de disponibilité en puissance de 15 à 20% depuis avril 1988 jusqu'à la révision de tranche de l'année suivante.
- (c) Ghannouch. La moyenne des taux d'indisponibilité relevés pour les deux groupes à vapeur de Ghannouch en 1988 est de 18,13% si l'on ne considère que les indisponibilités imputables à l'exploitation.
- (d) La Goulette. La faible valeur du taux d'indisponibilité de la tranche 1 (13,6% en 1988) est partiellement due à la révision et aux travaux de rénovation de l'année précédente. Par contre, pour ce qui concerne les autres groupes, les taux d'indisponibilités sont les suivants: tranche 2: 55,5%; tranche 3: 88%; tranche 4: 69%. La valeur élevée de ces chiffres a essentiellement pour origine l'arrêt prolongé des tranches pour travaux de rénovation (travaux analogues à ceux effectués précédemment sur la tranche 1).

Bien que certains résultats ponctuels soient du même ordre de grandeur que les valeurs moyennes relevées sur 5 ans, sur des groupes analogues, aux Etats-Unis et en Europe, le manque de données statistiques limite la comparaison. Il est à noter que la MSI (Mise en Service Industrielle) de certains groupes tels que Radès 1 et 2 est trop récente pour que les statistiques de disponibilité soient considérées comme des indicateurs significatifs de la qualité de l'exploitation. Sur d'autres sites l'utilisation encore récente des tranches avec possibilité de transfert de chaleur d'un groupe à l'autre ou encore la présentation des résultats d'exploitation sous forme de moyenne rendent difficile, voire aléatoire, la mise en évidence des performances par groupes.

2.25 En vue d'améliorer la disponibilité et la qualité des statistiques relatives à l'indisponibilité des équipements, il est recommandé la création d'un modèle unique de présentation du rapport annuel d'activités pour toutes les centrales de la STEG, de façon à faciliter le dépouillement et la comparaison des résultats par paliers. Il serait souhaitable, par ailleurs, de présenter les résultats par mois et par groupe sous forme de tableaux et d'histogrammes ou de courbes et d'éviter les moyennes globales (consommations spécifiques, indisponibilités, taux d'utilisation ...).

Maintenance

2.26 La politique de maintenance pratiquée actuellement dans les centrales de la STEG est du type systématique corrigé au fur et à mesure de l'expérience acquise (cf. définitions adoptées en annexe 8). Un logiciel "Maintenance" est en cours d'élaboration par un groupe composé de représentants des unités et de la Direction des Etudes à la centrale de Sousse et sera mis à la disposition des autres centrales dès qu'il sera au point. Ce logiciel est conforme à la politique de maintenance adoptée par la STEG; il est prévu pour programmer les interventions systématiques, prendre en compte celles faisant suite aux demandes de travaux en cours, et tenir compte de l'historique des machines pour modifier les intervalles d'intervention systématique.

2.27 Les interventions systématiques de maintenance sont également conditionnées par des résultats de suivi en continu de paramètres significatifs ou des grandeurs physiques représentatives de l'évolution d'un composant vis-à-vis de ses performances ou de son usure:

- (a) suivi vibratoire des principales machines tournantes suivant les normes constructeur (à l'aide de matériel portatif ou à demeure);
- (b) analyse d'échantillons d'huile (turbine, diesels ...) dont les résultats sont parfois représentatifs de l'état des pièces internes; et
- (c) analyse vibratoire des ailettes de turbine par le DPTG (pour les turbines à vapeur et les turbines à gaz) de façon à détecter les fissures.

Ce type de maintenance "modulée" par l'historique de la machine et par l'auscultation permanente en service ou pendant les arrêts programmés est de plus en plus pratiqué dans les pays développés, et plus particulièrement aux Etats-Unis sous la dénomination "maintenance conditionnelle ou prédictive".

2.28 Les doctrines de maintenance élaborées par les entreprises d'électricité dépendent du type de matériel considéré en tenant compte de la sécurité du personnel et de l'impact de l'indisponibilité sur la qualité de service globale du système. L'expérience internationale montre que la maintenance conditionnelle est avantageuse pour les moyens de production, et plus particulièrement pour les paliers de puissance importants; à titre d'exemple, la maintenance conditionnelle a permis de réduire jusqu'à près de 30% le coût de la maintenance de certains composants (tels que la robinetterie) des tranches nucléaires et des unités thermiques vapeur de 500 à 300 MW dans les pays développés, et plus particulièrement aux Etats-Unis.

2.29 Dans le cas de la Tunisie, il est recommandé de créer, au niveau central, une cellule légère qui serait chargée d'élaborer des doctrines de maintenance spécifiques au matériel de la STEG et d'adapter les procédures de maintenance à l'évolution de ces doctrines, de façon à améliorer la disponibilité du matériel et à réduire le coût global de la maintenance.

2.30 En ce qui concerne les moyens de production, compte tenu de l'introduction de paliers de puissance de plus en plus importants, il est recommandé de développer la maintenance conditionnelle par:

- (a) l'extension et la systématisation des relevés vibratoires sur les machines tournantes, au moins les plus récentes, celles des paliers 150 MW et plus, et l'adoption des méthodes d'investigation systématique (analyses d'huiles, suivi de l'état des isolants, etc...) nécessaires à un meilleur suivi de l'évolution des différents composants; et
- (b) une meilleure utilisation des capacités techniques et humaines du DPTG en introduisant des méthodes d'investigation systématique (ultra-sons, thermographie, etc...) pour les turbines à gaz.

2.31 Il faut noter que l'introduction des méthodes de maintenance conditionnelle est complémentaire à la mise en place du contrôle économique dans les centrales et que les investissements consentis pour suivre le comportement de certains composants du matériel serviront aux deux fonctions. Le suivi systématique de certains composants pourrait être intégré ultérieurement à des systèmes informatiques plus évolués (systèmes experts) en vue de déterminer les travaux à effectuer lors des arrêts et éviter l'intervention systématique sur les composants qui ne nécessitent pas de maintenance.

Gestion des stocks

2.32 Un logiciel de gestion des stocks dans les centrales est en cours de développement. Il s'agit d'un modèle classique de gestion des stocks avec:

- (a) répertoire et classement du matériel;
- (b) demande d'approvisionnement du magasin dès que le stock descend au-dessous d'un seuil fixé à l'avance; et
- (c) modification du seuil en fonction du taux de renouvellement observé.

Ce logiciel est actuellement expérimenté à Sousse et sera prochainement étendu aux autres centrales.

2.33 Il faut noter que les niveaux des stocks dans les centrales sont élevés par rapport à ceux observés dans les entreprises d'électricité des pays développés car le temps moyen observé entre la commande et la livraison du matériel peut atteindre 2 ans dans certains cas. Ce délai, excessivement long, occasionne:

- (a) une mobilisation importante de personnel pour le suivi des commandes, les dépouillements techniques et les relances; et
- (b) une immobilisation financière importante du fait des achats de "précaution" effectués par les exploitants de façon à se prémunir contre les risques de prolongation d'indisponibilité lors des révisions de tranche par suite d'un manque de pièce (rupture de stock).

2.34 Tout en notant que certaines opérations sont incontournables ou incompressibles, il est recommandé d'entreprendre une analyse approfondie des différentes opérations depuis la décision d'approvisionnement jusqu'à la rentrée du matériel en magasin pour identifier les causes de retard. Cette analyse devra déboucher:

- (a) au plan interne, sur l'élimination des opérations inutiles, le changement de certaines règles administratives et/ou la modification éventuelle des pouvoirs de signature; et
- (b) au plan externe, sur la préparation d'un dossier à discuter avec les pouvoirs publics en vue de réduire les délais d'importation en chiffrant les avantages attendus des simplifications de procédures.

2.35 En ce qui concerne les achats de consommables (magasin central), il est recommandé de standardiser davantage les fournitures de façon à simplifier les opérations d'approvisionnement sans hypothéquer la capacité de l'entreprise à faire jouer la concurrence entre les différents fournisseurs pour bénéficier des meilleures conditions financières.

Turbines à combustion

Consommation spécifique

2.36 Par conception même (température des gaz à l'échappement), le rendement des turbines à combustion à cycle ouvert est naturellement limité. Les baisses de rendement observées sur les machines en service sont principalement dues aux encrassements des préfiltres et des filtres d'air. Le suivi des rendements est assuré en permanence par les équipes de conduite. Les filtres sont changés régulièrement et les ailettes compresseur nettoyées manuellement ou par injection de carboplast. Les consommations spécifiques moyennes sont différenciées selon les sites et les années (cf. tableau 2.3), ce qui démontre la nécessité d'investigations plus poussées pour déterminer les facteurs expliquant ces différences et utiliser les résultats pour mettre en oeuvre un programme de réduction des consommations de combustible. A titre d'exemple, une réduction de la consommation de 1% en 1989 aurait permis un gain en combustible de l'ordre de 15 millions de thermies ou 1500 tep.

Maintenance

2.37 Du fait de leur utilisation marginale, les turbines à combustion sont installées au coup par coup aux endroits où la production fait défaut. Malgré des consommations spécifiques élevées ^{2/}, cette solution est souvent adoptée, dans la mesure où elle est rapide et qu'elle nécessite des investissements plus faibles que pour des unités thermiques à vapeur. Cette dispersion géographique d'unités de faible puissance provoque également la dispersion des moyens de maintenance, d'où la difficulté de planifier les opérations de maintenance pour l'ensemble du parc des turbines à gaz, de gérer les stocks et d'intervenir rapidement. Les moyens matériels dévolus à la maintenance des turbines à combustion au niveau de la STEG sont insuffisants:

- (a) un magasin général à La Goulette 1 (sur le site de l'ancienne centrale);
- (b) un bureau de maintenance à la DEX; et
- (c) des équipes de conduite et d'entretien préventif sur le site.

^{2/} A noter toutefois les progrès constants réalisés en matière de fiabilité et de consommation spécifique des turbines à combustion et l'intérêt de la solution technique consistant à leur associer un cycle vapeur.

Table 2.3: STEG - STATISTIQUES DES TURBINES A COMBUSTION 1988-1990

Centrale	TG	Puiss. MW	1988					1989					1990					Cumul des N. de marche fin août 1990	Cumul des N. de démarrage fin août 1990
			HM	ND	CS	TD	Fiab D	HM	ND	CS	TD	Fiab D	HM	ND	CS	TD	Fiab D		
Ghannouch TG	1	15	3064,3	100	3853	51,1	73	755	39	3311	65,2	31,5	104,1	23	4311	75,7	33,6	82736	-
	2	22	494	38	3450	10	94,7	3200,7	226	3468	93,7	36,7	1638,3	134	3550	98,5	92,2	74547,6	2775
	3	22	4758	172	3565	96,9	89,5	4642,3	165	3481	97,2	95,7	370,2	24	3753	43,4	95,3	90324,9	3135
	4	34	-	-	-	-	-	399,1	22	3754	93	100	2360,6	123	3740	99,7	93,3	20280,8	570
Bouchemma	1	31	4118	54	3913	76	98,1	1530	26	3735	19,3	88,4	1808,1	37	3797	94,6	100	67877,8	841
	2	31	4016,8	75	3861	96,3	83,5	4780	34	3915	93,4	100	39,1	4	3707	100	100	64301,2	983
Tunis Sud	1	22	261,3	30	4445	68,8	98,7	390,5	151	3850	96,9	93,3	363,2	108	3880	99,5	100	26196,7	5803
	2	22	413,2	154	3833	66,8	84,8	329,7	133	4519	91,8	96,2	415,3	130	3758	93,1	100	24273,1	3775
	3	22	623,1	144	3635	99,5	97,7	397,3	155	3754	99,1	98,7	253	89	3645	83	93	23635	3474
Korba	1	22	809,1	173	3527	93,6	94,4	597,3	1661	3543	92,6	92,3	590,2	161	3485	94,9	35,4	19693,8	3418
	2	34	1433,9	229	3550	93,3	95,6	1934,8	322	3328	94,2	89,5	1565,7	226	3777	94,9	90,2	14457,2	1370
Kasserine	1	34	1260	193	3705	89,3	89,5	1110,9	203	3771	97	91,3	1278,7	204	3743	73,7	85,8	12170,3	1436
	2	34	1417	210	3450	93,1	88,1	1305,7	221	3572	96,3	96,5	1417,5	203	3509	99,3	94,9	10235,8	1104
M. Bourguiba	1	22	22,3	22	4531	93,5	86,4	29,3	33	4637	64	85,9	11,3	9	4042	75,3	93,4	12132,3	2173
	2	22	55,4	53	4740	67,8	67,3	41	52	4389	93,6	100	43,1	14	4127	63,2	100	12254,3	2001
SFAX	1	22	55	68	4970	70,6	73,5	33	21	3889	98,7	95,2	25,6	19	3875	98,7	78,9	8490,2	1480
	2	22	76	57	4648	78,9	79	32,8	24	4302	79,7	83,3	19,6	12	4041	99,1	100	6782,9	1990
Metlaoui	1	22	49,2	28	4848	99,7	100	26,5	17	4383	98,8	100	51	13	4058	96,4	100	5634,5	1254
Robbena	1	34	175,8	50	5231	95	100	83,7	26	4683	99,6	92,3	37,2	22	4223	97	68,2	1700	496

HM: Heures de marche - ND: Nombre de démarrages - CS: Consommation spécifique (kcal/kWh)
TD: Taux de disponibilité (%) - Fiab. D: Fiabilité au démarrage (%)

De plus, l'effectif affecté à la maintenance des turbines à gaz et l'expérience professionnelle des agents sont insuffisants: sur 15 agents de maintenance, 10 ont moins de deux ans d'expérience.

2.38 Pour faciliter les opérations de maintenance et de planification pour l'ensemble des installations de turbines à combustion, il est recommandé la création d'une cellule "Bureau des Méthodes" (BDM) ayant les mêmes prérogatives que le BDM des centrales thermiques à vapeur. Cette cellule pourrait être située à proximité du magasin général de La Goulette de façon à pouvoir également bénéficier du concours éventuel de la DPTG (laboratoires et ateliers). Elle devrait également être dotée d'un bureau de dessin et d'un responsable documentation chargé de constituer peu à peu un ensemble complet de documentation technique concernant les différentes machines et comprenant notamment les schémas de principe, les schémas de dépannage, l'historique et les gammes d'intervention.

2.39 Sur le plan de la formation, il est proposé que les agents bénéficiant de stages de formation à l'étranger (chez les constructeurs) diffusent les connaissances acquises par l'organisation de séminaires avec l'assistance éventuelle du centre de Khledia.

Indisponibilités

2.40 Une amélioration des moyens mis à disposition de la maintenance, ainsi que de la formation du personnel, seraient certainement de nature à améliorer la disponibilité du parc ainsi que de la fiabilité au démarrage. Ce dernier chiffre, d'une valeur moyenne d'environ 88% pour les années 1988 et 1989 est manifestement trop faible. (Une situation normale devrait se traduire par des valeurs situées entre 95 et 100%).

Production hydraulique

2.41 La vocation première des équipements hydrauliques de l'ouest tunisien est avant tout:

- (a) la régularisation du débit des oueds au moment des fortes crues;
- (b) l'irrigation des terres; et
- (c) l'adduction en eau potable des grandes villes.

Le complément est turbiné sous forme d'un quota horaire géré en accord avec le Dispatching National (essentiellement aux heures de pointe de façon à éviter le démarrage des installations plus coûteuses telles que les turbines à gaz).

Rendement/Disponibilité

2.42 Le rendement des installations hydrauliques est habituellement moins bon pour des installations avec prise d'eau en pied de barrage avec des eaux fortement chargées. En effet, dans ce cas, on observe une érosion des pales des turbines (cas de Nebeur) et on procède au rechargement. Ces problèmes techniques sont généralement bien maîtrisés par la STEG et il n'y a pas de véritable problème d'indisponibilité des équipements.

Maintenance

2.43 L'ancienneté et la rareté des matériels sont la source des principaux problèmes de maintenance. Cette situation conduit l'exploitant à une grande autonomie dans la réalisation des tâches de maintenance. La maintenance périodique est effectuée par les exploitants tandis que le gros entretien et les révisions sont effectués par des équipes renforcées par le personnel des autres centrales et avec l'appui, si nécessaire, du DPTG.

Conclusions et recommandations

2.44 L'audit de la fonction production de la STEG a confirmé la bonne maîtrise de cette fonction par l'entreprise malgré certaines faiblesses. Ces dernières peuvent être surmontées par l'amélioration des méthodes de gestion et d'exploitation du parc et l'élévation du niveau du personnel d'exploitation pour consolider les importants progrès réalisés ces dernières années et améliorer encore l'efficacité des moyens de production existants et futurs, surtout que l'entreprise a toujours à faire face à un rythme d'investissement important.

2.45 La STEG est consciente de la nécessité d'améliorer l'efficacité globale du système et a entrepris plusieurs actions de progrès ces dernières années pour:

- (a) réduire la consommation de combustible dans les centrales par: (i) des rénovations et modifications de circuits des unités anciennes, plus particulièrement dans les centrales de Ghannouch et La Goulette; et (ii) le développement d'une application informatique pour un meilleur contrôle des consommations de combustibles dans les centrales à vapeur; il faut noter que l'expérience de la STEG confirme les conclusions observées pour ESMAP dans plusieurs pays, à savoir que les investissements de rénovation ont une rentabilité économique importante; à Gabès, les modifications et les améliorations de circuits effectués par le personnel d'entretien de la centrale ont permis des gains de l'ordre de 105 kDT/an, de l'ordre de 117.000 dollars EU, par réduction des pertes d'eau et que les investissements consentis à Goulette II pour améliorer la régulation et l'installation des réchauffeurs du fuel ont été récupérés en neuf mois par les gains d'énergie réalisés;

- (b) améliorer la gestion et l'exploitation par la modification des procédures et le développement d'applications informatiques susceptibles de permettre une meilleure maîtrise de la maintenance des centrales à vapeur (projet pilote à la centrale de Sousse) et de la gestion des stocks dans les centrales.

A court terme

2.46 Il est recommandé de:

- (a) poursuivre les actions de rénovation des anciennes unités de production thermique vapeur dont la rentabilité économique a été démontrée par les études STEG en tenant compte simplement de la réduction des pertes d'eau (Gabès) et des économies de combustibles réalisées (Goulette). Il faut noter que de plus ces rénovations prolongent la durée de vie de ces équipements et diffèrent des investissements en moyens de production nouveaux;
- (b) évaluer les applications de "contrôle économique des consommations de combustible" et "maintenance" dans les centrales thermiques à vapeur pour s'assurer de la possibilité de leur adaptation à des méthodes de gestion plus évoluées tel que le "contrôle économique en ligne" basé sur un suivi permanent des écarts de consommations de combustibles des unités concernées par rapport à une consommation optimale de base et la "maintenance prédictive" basée sur un suivi continu du comportement des unités en fonctionnement; et
- (c) améliorer la disponibilité et la qualité des informations nécessaires à l'introduction des méthodes de gestion et d'exploitation des centrales plus évoluées; cette action peut s'inscrire dans une révision complète du système statistique de l'entreprise mais certaines mesures telles que l'amélioration du comptage gaz dans les centrales de Ghannouch et de Sousse sont urgentes.

A moyen terme

2.47 La poursuite et la consolidation des actions en cours permettront à la STEG de passer à un niveau qualitatif de gestion supérieur et d'adopter les méthodes les plus avancées d'exploitation et de contrôle de la performance des unités de production.

2.48 Mesures organisationnelles. Il est recommandé trois modifications minimales de structure au niveau de la DEX afin d'améliorer la coordination et préparer la mise en oeuvre de méthodes de maintenance plus performantes:

- (a) création d'un poste de responsable de la production thermique vapeur à un niveau de responsabilité identique aux postes de production turbines à gaz, production hydraulique et transport/dispatching. La création de ce niveau intermédiaire entre les chefs de

centrales et le Directeur de l'exploitation assurerait (i) une séparation entre les fonctions de direction et d'exploitation; (ii) une représentation individualisée des centrales thermiques vapeur au niveau de la DEX, à l'instar des autres fonctions de production; et enfin (iii) un renforcement du rôle d'arbitrage du Directeur de l'Exploitation;

- (b) création d'une cellule Bureau des Méthodes (BDM) pour faciliter et coordonner les opérations de maintenance et d'exploitation des turbines à combustion. Cette cellule, qui devrait jouer le même rôle que le BDM des centrales thermiques vapeur, pourrait être située à La Goulette de façon à bénéficier éventuellement du concours du Département des Techniques Générales; et enfin
- (c) la création d'une cellule légère (1 ingénieur et 1 agent technique pour démarrer cette activité) qui serait chargée de développer les doctrines et les programmes de maintenance et de les maintenir à jour en se basant sur un historique alimenté par les rapports d'exploitation des différentes centrales de production, d'une part, et sur les résultats d'analyse et de surveillance du matériel en fonctionnement, d'autre part.

2.49 Formation individualisée pour les exploitants des turbines à vapeur. Il est recommandé la mise en oeuvre d'une stratégie de formation individualisée pour les équipes de quart par la création d'un ensemble de dossiers pédagogiques s'appuyant sur les documents d'exploitation (consignes, notices, etc...). Cette stratégie a pour avantage d'assurer l'accès des agents techniques à des programmes de formation et de perfectionnement bien synchronisés malgré les problèmes liés au roulement des équipes.

2.50 Mise en place d'un contrôle économique en ligne pour les turbines à vapeur. Il est recommandé la mise en oeuvre d'un contrôle économique pour les turbines à vapeur basé sur un suivi continu par ordinateur de paramètres de performance et leur comparaison aux paramètres de référence de l'unité en vue d'assurer une consommation de combustible aussi proche que possible de la consommation optimale de base.

2.51 Le coût de préparation et de mise en oeuvre du projet serait, d'après les estimations fournies par le consultant et confirmées par les études effectuées auparavant par ESMAP, de l'ordre de 1 million de dollars EU. Les bénéfices en cas d'implantation du projet serait de l'ordre de 1,1 million de dollars EU en 1991 même en prenant en compte des hypothèses très prudentes à savoir:

- (a) gain de consommation spécifique pour le parc thermique vapeur de la STEG de 1%, soit 2,6 tep/GWh en se basant sur les conditions d'exploitation de 1988; et
- (b) coût de la tep/fioul au niveau des prix de 1988-1989, à savoir 100 dollars EU/tep.

Le temps de retour de l'investissement, de l'ordre de 11 mois aux conditions estimées par ESMAP, démontre l'intérêt certain du projet qui devrait être mieux défini et préparé par la STEG selon les termes de référence de l'annexe 6.

2.52 Mise en place de programmes de maintenance conditionnelle (ou prédictive). Il est recommandé la mise en place de programmes de maintenance conditionnelle ou prédictive, de plus en plus adoptés dans les pays développés, pour chaque composant ou famille de composants en s'appuyant sur des historiques à jour et sur le développement de moyens d'investigation et de surveillance locaux et centralisés (Département des Techniques Générales). Un tel programme permettrait une meilleure connaissance du vieillissement des composants et réduirait de façon importante les coûts de maintenance en diminuant la maintenance systématique. L'opportunité économique est difficile à évaluer car les coûts de la maintenance ne sont pas individualisés au niveau de la comptabilité de la STEG. Une estimation fiable des gains à attendre du projet nécessiterait une analyse très détaillée de la maintenance, tant sur le plan technique que financier, ce qui dépasse le cadre de cette étude. L'expérience d'ESMAP dans ce domaine démontre cependant que de tels projets ont des taux de rentabilité internes très élevés (de l'ordre 45% dans le cas de la Syrie: refonte totale du système de gestion de la maintenance). A titre d'illustration, on peut dans le cas de la Tunisie estimer les dépenses de maintenance pour le parc thermique à 11,25 millions de DT, soit 12,5 millions de dollars EU, en 1989, et à 13,5 à 14,5 millions de DT, soit 15 à 16 millions de dollars EU, en 1995, en se basant sur la norme de 10 dollars EU/kW observée dans plusieurs pays développés. Il s'ensuit qu'un gain de 10% seulement sur les dépenses de maintenance réduirait les dépenses d'exploitation de la STEG de 1,25 millions de dollars EU en 1990 et de 1,5 millions de dollars EU en 1995.

III. TRANSPORT ET MOUVEMENTS D'ENERGIE

- 3.1 Le réseau de la STEG comportait en 1989:
- (a) 2.852 km de lignes réparties entre trois tensions d'exploitation: 920 km en 220 kV, 1.256 km en 150 kV et 676 km en 90 kV; et
 - (b) 41 postes de transformation avec une puissance totale installée de 3.805 MVA pour 92 transformateurs de tailles variant de 15 MVA à 200 MVA.

Un schéma simplifié de ce réseau est fourni par la carte en fin de rapport.

Simulation du fonctionnement du réseau de transport

- 3.2 Une étude approfondie de certains cas d'exploitation du réseau de transport, choisis en étroite collaboration avec les experts tunisiens, a été menée en trois phases:
- (a) collecte et préparation des données pour permettre une représentation du réseau compatible avec le modèle de calcul informatique utilisé;
 - (b) simulation du fonctionnement du réseau et détermination des pertes en fonction des cas d'exploitation retenus, différenciés par le niveau de consommation, le plan de production, le niveau de compensation et le plan de tension du réseau; et
 - (c) analyse des pertes et recherche des solutions adaptées aux problèmes rencontrés.

Les données concernant les réseaux existant et futur, utilisées dans l'étude, sont fournies en annexe 9.

- 3.3 Les analyses du fonctionnement du réseau ont été effectuées pour les années 1989 et 1993 pour plusieurs états de fonctionnement du réseau en fonction des paramètres suivants:
- (a) niveau de consommation: trois niveaux de charge ont été considérés: (i) pointe extrême ou pointe du soir, dépassée une ou deux heures pendant l'année considérée: 700 MW en 1989 et 1000 MW en 1993; (ii) pointe moyenne ou pointe du matin, dépassée environ 1000 heures pendant l'année considérée: 646 MW en 1989 et 829 MW en 1993; et (iii) creux de nuit, dépassé environ 7600 heures pendant l'année considérée: 420 MW en 1989 et 542 MW en 1993;

- (b) niveau de tension: la plage des tensions admissibles sur le réseau à 225 kV est de 200 kV pour la tension minimale. Pour la tension maximale trois valeurs ont été retenues dans l'étude: 210, 225, 235 kV, afin d'évaluer la sensibilité de la compensation de puissance réactive et des pertes au plan de tension;
- (c) niveau de compensation 1989: trois états de compensation ont été considérés pour 1989 (situation au moment de l'étude): (i) absence totale de compensation; (ii) compensation en utilisant les moyens existants uniquement; et (iii) compensation supplémentaire en installant des équipements nouveaux pour obtenir une tangente phi globale égale à 0.5 vue du réseau HT;
- (d) niveau de compensation 1993: deux états de compensation ont été considérés pour 1993: (i) absence totale de compensation; (ii) compensation nécessaire pour obtenir une tangente phi globale égale à 0,5 vue du réseau HT.

La tangente phi a été fixée à 0,5 car cette valeur permet d'obtenir un fonctionnement satisfaisant du réseau; elle évite les transits importants de puissance réactive et garantit une marge de sécurité importante vis-à-vis des écroulements de tension;

- (e) état du parc de production: trois cas de production et/ou d'échange de puissance avec l'Algérie ont été considérés: (i) importation d'Algérie sans compensation; (ii) fourniture jusqu'à 250 MW par une centrale thermique installée au Cap Bon; et (iii) installation de 200 MW supplémentaires en turbines à gaz (cf. annexe 9, p. 4). Ces deux derniers cas ont été étudiés avec et sans compensation supplémentaire en 1993.

Il faut noter qu'un apport de puissance en 1993 par une centrale au Cap Bon est hypothétique, sinon impossible, mais que ce cas théorique, étudié à la demande de la STEG, est intéressant pour appréhender les problèmes de fonctionnement du réseau à plus long terme, en cas de mise en service de cette unité.

3.4 La simulation du fonctionnement du réseau de transport, dont les résultats sont fournis en annexe 9, conduit à deux conclusions importantes:

- (a) les pertes théoriques en énergie, en 1989, sont de l'ordre de 0,9 à 1,3% dans les cas de fonctionnement étudiés; elle ne représentent que le tiers environ des pertes réelles constatées qui étaient de l'ordre de 3,6%. Ces pertes ne devraient pas augmenter, à moyen terme, dans tous les cas étudiés si des mesures d'amélioration de la tg phi, par une meilleure compensation, sont prises par la STEG. L'étude de sensibilité montre que ces pertes varient: (i) pour la pointe du matin de 1989, la somme des pertes est de l'ordre de 7 MW, la sensibilité des pertes à la compensation est de 0,2%, soit 1,6 MW pour 170 MVAR de compensation; et (ii) pour la pointe du matin de 1993, la somme des pertes varie de 6 à 18 MW selon l'hypothèse de production considérée; la sensibilité des

pertes à la compensation est de l'ordre de 0,15%, soit 1,2MW pour 218 MVAR de compensation;

- (b) les valeurs des tg phi sont anormalement élevées lors de la journée et particulièrement durant la pointe matinale, de l'ordre de 0,7 en 1989 pour les cas étudiés. La situation à moyen terme ne s'améliore pas et se dégradera même si des dispositions ne sont pas prises pour améliorer la compensation; en effet, il faut, à l'horizon 1993, disposer de 211 MVAR (soit 171 MVAR en plus des 40 MVAR actuels) pour maintenir la tg phi à son niveau global de 1989 quelle que soit l'hypothèse de production.

Actions pour réduire les pertes

3.5 La séparation des causes directes et indirectes des pertes techniques dans les réseaux de transport est difficile du fait de la complexité et de l'interaction des phénomènes électriques. Les résultats de l'étude, les travaux complémentaires effectués ainsi que les discussions avec les exploitants et les responsables du réseau de transport STEG, ont cependant conduit à privilégier trois types d'actions concourant à:

- (a) une meilleure conduite du réseau grâce à une optimisation des transits d'énergie favorisant le maintien d'un plan de tension élevée assurant une bonne sécurité d'alimentation, et une bonne gestion et un renforcement des moyens de compensation;
- (b) une amélioration de l'exploitation du réseau de transport et de sa maintenance en examinant particulièrement la gestion des transformateurs, l'état du réseau de transport et la maintenance des matériels; et enfin
- (c) la mise en place d'actions de progrès participant indirectement à l'amélioration de l'efficacité du réseau de transport: renforcement des moyens de planification et d'études du réseau de transport, modification de l'organisation et enfin formation du personnel d'exploitation et de maintenance.

Conduite du réseau

3.6 Le système mis en place par la STEG pour la conduite du réseau est satisfaisant et permet de collecter les données nécessaires pour pouvoir répondre en temps réel à tous incidents ou aléas. L'étude de fonctionnement du réseau a cependant démontré que l'efficacité du système de transport pouvait être significativement améliorée par des aménagements de la conduite du réseau ainsi que des investissements dans le domaine de la compensation.

Niveau de tension

3.7 Pour les tensions 150 kV et moins, les régulateurs en charge des transformateurs garantissent une tension d'exploitation correcte, à condition qu'ils ne soient jamais en butée; mais la valeur de 225 kV, retenue par la STEG pour l'exploitation du premier niveau de tension du réseau, est très basse et favorise la dégradation du plan de tension lors d'incidents ou de conditions d'exploitation difficiles.

3.8 Il faut noter que, d'après les simulations de fonctionnement du réseau, un relèvement de la tension maximale possible de 210 à 225 kV diminue les pertes actives en puissance de 2 MW environ pour une charge de 1000 MW (puissance maximale appelée en 1993), ce qui, valorisé au coût d'anticipation du coût du kW au niveau HT (cf. annexe 2), donne un gain de l'ordre de 400 kDT, soit 444,000 dollars EU.

3.9 L'amélioration du plan général de tension améliore aussi la qualité de service et permet de réduire les risques de "délestage aveugle" consécutif à une dégradation de la tension et non démarrage de moteurs, par exemple. Un abaissement de 5% de la tension nominale conduit statistiquement à un délestage de 2% de la charge en pointe, ce qui occasionne des dommages aux clients et des pertes financières à l'entreprise.

3.10 Il est donc recommandé que la STEG:

- (a) étudie des critères précis pour aider à la surveillance du réseau en exploitation courante comme le calcul des tensions critiques et des écarts avec les tensions prévues en gestion prévisionnelle (gestion à court terme). La mise en place de tels critères permettrait de:
(i) connaître les points faibles du réseau, surtout lors d'éventuels changements de schéma d'exploitation ou de perte de moyens de production réactive; (ii) s'assurer des possibilités en puissance réactive des machines tournantes par rapport à leurs diagrammes de fonctionnement aux bornes de l'alternateur; et (iii) prévoir les dégradations lentes du réseau en vue de prendre, à temps, les mesures nécessaires pour remonter le niveau de tension: enclenchement de condensateurs, mise hors service de selfs, demande de production réactive supérieure de la part des machines tournantes, blocage des régulateurs des transformateurs THT/HT, délestage;
- (b) maintienne les procédures manuelles de réglage secondaire de la tension. Car même si théoriquement, le réglage secondaire automatique de la tension permet du point de vue de la puissance réactive de réaliser une augmentation de la qualité du réglage de tension et d'assurer l'harmonisation du fonctionnement des machines tournantes, il est plus urgent pour la STEG, du point de vue de la tenue de la tension, de réaliser la compensation de la puissance réactive.

Compensation

3.11 Pour assurer une qualité de service acceptable et satisfaire la demande au moindre coût, c'est-à-dire, limiter les chutes de tension et réduire les pertes de puissance active, il est nécessaire de disposer de moyens de compensation (selfs et condensateurs) suffisants et de les exploiter correctement pour pouvoir produire ou consommer de la puissance réactive, au moins aux points critiques du réseau, d'une manière contrôlée. Les simulations de fonctionnement du réseau ainsi que les discussions avec les exploitants, lors de la mission principale, ont montré que beaucoup de progrès peuvent être accomplis par la STEG dans le domaine de la compensation par une meilleure exploitation des selfs existantes, l'utilisation éventuelle des turbines à gaz en compensateur synchrone, la gestion des prises des transformateurs élévateurs des groupes de production, et enfin, l'installation de condensateurs supplémentaires.

3.12 Exploitation des selfs. L'exploitation des selfs à la STEG n'est pas toujours compatible avec l'objectif de contrôle permanent de la production et de la consommation d'énergie réactive et par suite de maintien d'un plan de tension permettant une qualité de service adéquate et une minimisation des pertes. A titre d'exemple, toutes les selfs sont mises hors service manuellement de 7h à 23 h, soit 16h par jour, sauf la self de 6 MVAR, au poste de Ghannouch-départ de Robbana qui ne possède pas de disjoncteur. Cela veut dire que pendant la pointe du matin, où il y a déficit d'énergie réactive (cf. annexe 10), les 6 MVAR de consommation supplémentaire occasionnent des pertes supplémentaires. L'annexe 12 montre cependant que la seule réduction des pertes ne suffit pas à justifier économiquement l'installation d'un disjoncteur.

3.13 Utilisation des turbines à gaz de Tunis Sud en compensateurs synchrones. En cas de problèmes de tenue de tension mettant en danger la sécurité de fonctionnement du réseau, une solution au problème consisterait à utiliser les turbines à gaz installées à Tunis Sud en compensateurs synchrones représentant un volant de 3 x 20 MVAR. Les résultats de l'annexe 10 montrent que le gain obtenu sur les pertes est inférieur à la consommation de ces équipements (0,8 MW). Leur utilisation ne peut donc se justifier que pour résoudre des contraintes locales de tenue de la tension.

3.14 Gestion des prises des transformateurs élévateurs de groupes de production. La gestion actuelle de ces prises n'est pas homogène car le choix de la prise est effectué lors de la mise en service, ce qui conduit, dans certains cas, à un déséquilibre de prises sur un même site, sans possibilité d'intervention par le Service des Mouvements d'Energie. Comme les prises ne peuvent se passer que l'ouvrage hors service, il est recommandé que le Service des Mouvements d'Energie ait la responsabilité de la gestion des prises et qu'il mette en place une procédure de gestion saisonnière qui permettrait des gains en réactif et contribuerait à l'amélioration du plan de tension pour un coût quasi-nul (coût de la main-d'oeuvre environ deux fois par an). Il faut noter que dans les prévisions d'exploitation 1989 de la STEG, une pré-étude sur ce sujet a été faite mais qu'elle n'a pas été suivie d'effets. Il est recommandé de la compléter par une étude similaire pour les prises des auto-transformateurs qui sont toujours manuelles.

3.15 Installation de condensateurs supplémentaires. L'étude de simulation du fonctionnement du réseau de transport a montré, qu'en 1989, il aurait fallu disposer de 130 MVAR (124 MVAR au cas où la self de Ghannouch serait équipée d'une cellule avec disjoncteur) supplémentaires pour ramener la tg phi globale de 0,7, valeur observée, à 0,5, valeur normalement admise, pour les réseaux analogues au réseau tunisien, comme limite pour assurer au réseau une bonne sécurité et garantir un niveau de pertes raisonnable. En ce qui concerne le moyen terme, il est nécessaire à l'horizon 1993, de disposer de 211 MVAR pour maintenir la tg phi globale à 0,5.

3.16 Une analyse plus fine a été faite pour l'année 1989 en considérant les postes où la tg phi est comprise entre 0,6 et 1,3 et en déterminant les moyens de compensation théorique nécessaires pour ramener tg phi à 0,5 dans les postes qui semblent les plus importants. Les résultats de ce travail sont fournis dans les tableaux et schémas du réseau fournis en annexe 10.

3.17 L'examen des résultats obtenus, en particulier ceux des études de sensibilité, montre que les seuls gains sur les pertes du réseau de transport grâce aux moyens de compensation de la puissance réactive ne justifient pas l'installation de moyens de compensation sur les réseaux THT et HT (voir annexe 12). Par contre, les compensations sont utiles pour maintenir un plan de tension élevée en régime normal et perturbé, ce qui améliore notablement la sécurité de fonctionnement. De plus, l'installation de moyens de compensation au plus près de la charge, c'est-à-dire près des clients HT ayant un mauvais tg phi (cimenteries) ou dans les postes MT peut être justifié par des études précises menées au cas par cas. Il est recommandé que la STEG accroisse, préalablement à toute décision d'investissement, l'incitation tarifaire, pour que les clients eux-mêmes fassent l'investissement des moyens de compensation.

3.18 Mise hors service d'ouvrages en heures creuses. La mise hors tension d'ouvrages, en particulier de lignes de transport, pendant les heures creuses assure une meilleure maîtrise du plan de tension. Cela permet également de maintenir sur les groupes de production, une marge de manoeuvre plus grande en ce qui concerne les possibilités d'échange de puissance réactive. Ces mesures, pour être valables ne doivent pas compromettre la sécurité du réseau en régimes normal et dégradé (n-1). La mise hors service de transformateurs THT/HT ou HT/MT peut limiter en cas de faible charge, les pertes dues à ces transformateurs (pertes fer). Toutes ces mises hors tension ne peuvent se faire que dans le cadre du respect de la règle n-1 (maîtrise des scénarios de secours en cas d'indisponibilité incidentelle ou prévue, consignation par exemple). Une remise en service rapide doit être assurée afin de répondre à une augmentation de la charge, ou de procéder à une restauration du n-1.

Exploitation

3.19 L'exploitation du réseau de transport de la STEG est satisfaisante dans l'ensemble mais des mesures complémentaires doivent être prises pour la gestion des transformateurs THT/HT, l'amélioration de la tension mécanique de certaines lignes, la réduction des effets de la pollution sur les isolateurs et enfin l'amélioration de la gestion des stocks.

3.20 Gestion des transformateurs THT/HT. Un certain nombre de ces matériels apparaissent surdimensionnés par rapport à la charge qu'ils transitent. La faiblesse des transits remarquée à certaines périodes, devrait conduire les dispatchers à une gestion plus rigoureuse, telle que

- (a) mise hors tension de certains transformateurs; et
- (b) leur mise en parallèle (quand il y en a plusieurs), en évitant une circulation tournante du réactif par l'installation de balances ou d'automates.

Malgré les contraintes existantes: utilisation du ring-bus dans la conception de la plupart des postes de transport et type d'exploitation en distribution, il semble (i) possible d'obtenir aisément un plan de gestion de ces ouvrages, là où c'est techniquement possible (nouvelles consignes d'exploitation). Une étude de réalisation et de mise en place devrait être faite; (ii) d'autre part, le choix technique des transformateurs doit se faire en tenant compte des pertes pour la durée de vie espérée de l'ouvrage. Le coût actualisé de ces pertes vient s'ajouter à l'investissement du transformateur.

3.21 Tension mécanique de certaines lignes. Les flèches de certaines lignes paraissent importantes et les effets de fluage se font particulièrement sentir sur le réseau 150 kV. Il est recommandé de mener une campagne de mesure des flèches sur le terrain en vue de disposer des éléments pour entreprendre une étude technique et économique sur la nécessité de retendre certains conducteurs.

3.22 Effet de la pollution sur les isolateurs. Les pollutions chimique et marine ainsi que les effets des vents de sable conduisent la STEG à certaines périodes à réduire la tension d'exploitation du réseau dans les zones polluées. En plus du nettoyage manuel des isolateurs ainsi que leur siliconage, méthodes déjà utilisées en Tunisie, il est recommandé d'étudier, en cas de disponibilité de l'eau, la possibilité de lavage sous tension des isolateurs. De plus, la STEG s'intéresse aux recherches en cours sur les nouvelles formes d'isolateurs adaptés aux zones où l'auto-nettoyage par la pluie est insuffisant ou inexistant et a mis en place un comité pour étudier les problèmes de pollution et l'opportunité d'introduction des postes électriques blindés dans certaines régions.

3.23 Maintenance. Un programme de réorganisation des méthodes de travail et des moyens de maintenance est en cours au niveau de la Direction de l'Exploitation. Cette réorganisation basée sur la décentralisation, création de magasins régionaux, et sur la mise en place de méthodes de gestion informatisée des stocks, devrait améliorer la maintenance du réseau de transport et par la suite la disponibilité des équipements. Il est recommandé de mener à terme ce travail en mettant plus d'accent sur:

- (a) la décentralisation sauf pour les matériels chers ou sensibles au climat; un magasin climatisé resterait à Tunis. Il faut noter que la gestion des stocks actuelle est trop centralisée sans aucune justification pour certains matériels comme les protections;
- (b) la compétence et la qualité du personnel; et

- (c) le développement de l'échange d'informations entre les magasins en développement et l'interconnexion des moyens informatiques de gestion.

Actions complémentaires pour l'amélioration de l'efficacité du réseau de transport

3.24 En plus de mesures de conduite et d'exploitation déjà présentées, l'amélioration de l'efficacité globale du réseau de transport nécessite de légères modifications de l'organisation existante, l'amélioration des méthodes de planification du réseau, une amélioration et un accroissement de la formation du personnel et enfin une plus grande coordination avec les autres pays du Maghreb pour une amélioration significative de l'efficacité de l'utilisation de l'interconnexion par la création d'un centre de coordination et de surveillance des interconnexions du Maghreb.

3.25 Organisation. Il est recommandé deux légères modifications organisationnelles pour mieux adapter les responsabilités d'exploitation et de gestion de la clientèle au découpage technique entre les fonctions transport et distribution:

- (a) séparation de la responsabilité et de la mise en oeuvre des protections respectant le découpage des réseaux car: (i) les politiques d'exploitation et les techniques sont différentes entre le transport et la distribution; et (ii) la responsabilisation sur la politique de protection de ses réseaux devrait améliorer la capacité d'exploitation et de coordination de la Distribution;
- (b) création d'une cellule au niveau de la Direction de l'exploitation pour reprendre la gestion des clients HT, assurée actuellement par la Distribution. La création de cette cellule devrait instaurer la concertation entre la Direction de l'exploitation et les clients importants au niveau technique et commercial. Cette cellule s'occuperait de la facturation et de la gestion des contrats des clients HT, y compris les centres de distribution qui seraient considérés comme des clients HT, créant un environnement propice à: (i) une meilleure responsabilisation sur la gestion dans chaque centre; (ii) une transparence des rapports; et (iii) une plus grande incitation à l'efficacité.

3.26 Planification. Les études de réseau effectuées ne sont faites que pour les pointes prévisionnelles annuelles. Ceci est insuffisant car les problèmes de fonctionnement importants peuvent apparaître pendant d'autres moments. Les études de planification, notamment l'évaluation des pertes sur le réseau, nécessitent l'étude du fonctionnement du réseau pour différents types de répartition de la demande, saisonniers, journaliers et même horaires. A titre d'exemple, les simulations de fonctionnement de réseaux effectuées ont montré que les consommations excessives d'énergie réactive sont plus préoccupantes pendant la pointe du matin que pendant la pointe du soir. Il est donc recommandé de renforcer les moyens informatiques de la Direction de la Planification pour pouvoir faire face à la charge de travail nécessaire pour des études de réseaux permettant une meilleure planification à moyen et long

termes. A noter qu'il existe aujourd'hui des modèles de planification probabilistes bien adaptés à ce type de problèmes et qui permettent de déterminer un schéma directeur du développement du réseau servant de guide pour les études décisionnelles à court terme.

3.27 Il est donc recommandé:

- (a) que la cellule économique de la STEG étudie et mette en place des méthodes d'évaluation économiques homogènes des projets d'investissements et/ou options de développement; entre autres, la STEG doit inclure dans ses évaluations économiques un coût de la défaillance, définissant l'effort qu'elle est disposée à consentir pour améliorer la qualité de service; et
- (b) que la cellule s'occupant de données statistiques systématise et informatise la collecte d'informations et les études statistiques, pour renforcer les progrès accomplis par la STEG dans ce domaine.

Formation

3.28 La STEG consent actuellement des efforts importants pour la formation et l'amélioration du niveau technique de ses agents. La plupart des formations s'effectuent sur le terrain par compagnonnage qui, contrairement aux idées reçues, s'est avéré, à l'expérience, comme le type de formation le plus cher et le plus imparfait. Il conduit de plus à une hétérogénéité du niveau des exploitants puisque les habilitations sont délivrées sans évaluation objective et cohérente à l'échelle de l'entreprise.

3.29 Il est recommandé de mieux cibler l'effort de formation en étudiant et mettant en place un planning de formation assurant aux agents une formation plus homogène, en tenant compte de leur évolution de carrière et des besoins de l'entreprise en personnel qualifié. Pour les formations techniques et technico-économiques, il est souhaitable qu'un certain nombre de formateurs, issus des unités opérationnelles, soient désignés. Ces derniers recevront alors à l'étranger dans plusieurs sociétés électriques ou gazières, ou chez les constructeurs un complément de formation technique et pédagogique. A leur retour en Tunisie, il leur appartient de mettre en place des formations répondant aux objectifs de la STEG et de les diffuser.

3.30 Exemple de formation à mettre en place. Les habilitations actuelles à manoeuvrer dans les postes sont délivrées en fonction des individus et de leur ancienneté. Il est possible d'améliorer la situation et de diminuer les fausses manoeuvres et leurs conséquences en instituant des stages courts de formation centralisés au Centre de Formation Professionnelle de Khledia. A l'aide de matériels et de formateurs compétents, ces agents se verront attribuer une habilitation à manoeuvrer à la suite des tests nationaux identiques pour tous.

Interconnexion

3.31 L'étude de fonctionnement de l'interconnexion dépasse le cadre de cette étude; cependant, on peut noter que l'interconnexion des réseaux des trois pays du Maghreb (actuellement Tunisie, Algérie et Maroc, puis ultérieurement la Lybie et éventuellement la Mauritanie) n'est pas utilisée de façon optimale, essentiellement à cause de l'absence d'une tarification des échanges basée sur les coûts économiques et d'un manque de coordination et d'échanges d'informations continus entre les trois réseaux actuellement interconnectés.

3.32 La création d'un centre de coordination et de surveillance des interconnexions, considéré comme centre de regroupement d'informations et d'observations sans pouvoir opérationnel sur la conduite des réseaux des pays concernés, pourrait améliorer l'utilisation de l'interconnexion sur le plan économique, mais surtout centraliser les informations techniques et les faire circuler rapidement. A titre d'exemple, l'analyse des incidents passés, et particulièrement celui du 17 janvier 1990, fait apparaître que les réserves primaires et secondaires sont fixées à des valeurs trop faibles, ce qui conduit souvent à des délestages de charges sur baisse de fréquence (déstage par relais fréquence-métrique). Pour remédier à cette situation, ce "dispatching central" pourrait:

- (a) établir un indicateur pour surveiller le réglage primaire global maghrébin. Lors de perturbations significatives, il examinerait la variation de fréquence résultante et communiquerait à chaque partenaire une estimation du gain statique du réglage primaire (en MW/Hz) du réseau interconnecté. Cet indicateur, utilisé comparativement, permettrait d'évaluer la mise en oeuvre de la réserve primaire, au moins sur les variations de fréquence observées;
- (b) coordonner et optimiser en temps réel la valeur du réglage secondaire puisqu'il est par définition réparti entre tous les pays. Des échanges de télémessures et de téléseignalisations entre pays permettraient l'optimisation des réseaux équivalents dans le modèle de calcul de réseaux des exploitants.

3.34 Il est clair que la participation aux réglages primaire et secondaire, dans l'exemple considéré, aussi bien que les autres mesures d'exploitation, ont un coût qu'il faut déterminer et affecter aux réseaux de manière optimale pour minimiser les coûts de fourniture de l'électricité. Il est donc recommandé que le COMELEC (Comité Maghrébin de l'Electricité) entreprenne une étude sur l'opportunité et la rentabilité économique de la création d'un "dispatching maghrébin", en se basant sur les expériences de coopération internationale dans le domaine des interconnexions électriques telles que celles du NORDEL (Nord Electricité) et de l'UCPTE (Union de Coordination des Producteurs et Transporteurs de l'Electricité).

IV. DISTRIBUTION

4.1 Le réseau de distribution de la STEG comporte quatre niveaux de tension: 30, 15 et 10 kV pour la moyenne tension (MT) et 400/230V pour la basse tension (BT).

4.2 Le réseau MT est à structure arborescente et est constitué de:

- (a) 13.000 km de réseau 30 kV aérien triphasé et 4.000 km d'antennes monophasées à 17,3 kV. Le réseau triphasé aérien est à neutre distribué et mis à la terre, c'est donc un réseau "4 fils";
- (b) 1.000 km de réseau 10 kV en majorité souterrain et alimentant les villes du nord telles que Tunis et Bizerte; et
- (c) 354 km de réseau 15 kV alimentant certaines grandes villes du sud telles que Gabès et Gafsa.

4.3 Ce réseau moyenne tension alimente, à travers 17.000 postes de transformation MT/BT (dont 6.700 postes clients), un réseau basse tension, de 30.600 km, à 97% aérien. Suite à une importante campagne de changement de tension, la quasi-totalité (98%) des postes MT/BT ont actuellement une tension secondaire de 400V et le reste (2%), dont plus des deux tiers concentrés dans la région de Tunis, ont une tension secondaire de 230V. L'annexe 13 fournit une description détaillée du réseau de distribution de la STEG.

4.4 Du fait de l'étendue et de la diversité des réseaux de distribution de la STEG, il n'était pas possible, dans le cadre de cette étude, de procéder à une analyse globale comparable à celle du réseau de transport. Il a donc été décidé, en accord avec le groupe de travail STEG, de concentrer l'analyse sur trois zones représentatives de l'ensemble des régions de la Tunisie qui se répartissent en trois catégories homogènes comme le montre le tableau 4.1 ci-dessous.

Tableau 4.1: PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DES ZONES DE DISTRIBUTION DE LA STEG

Zones	Rendement <u>a/</u>	Nombre de mBT par abonné BT	Nombre de mMT par abonné BT et MT	Ratio mMT/mBT
Tunis	0,907	15	6	0,40
Nord	0,911	27	14	0,52
Nord-ouest	0,960	30	26	0,87
Centre	0,890	25	14	0,56
Sud	0,870	34	17	0,50
Sud-ouest	0,970	29	31	1,07

a/ Rendement = énergie facturée/énergie livrée.

- (a) la première catégorie correspond aux régions caractérisées par un rendement (Energie facturée/Energie livrée) faible et un rapport nombre de mMT/nombre de mBT de l'ordre de 0,5. Cette catégorie comprend les régions Nord, Centre et Sud (zone 1);
- (b) la deuxième catégorie correspond aux régions caractérisées par un rendement (Energie facturée/Energie livrée) élevé bien que le rapport nombre de mMT/nombre de mBT par abonné soit grand. Cette catégorie comprend les régions Nord-ouest et Sud-ouest (zone 2);
- (c) finalement, on constate que Tunis représente une catégorie à part (zone 3) caractérisée par un faible rendement (Energie facturée/Energie livrée) et un rapport nombre de mMT/abonné/nombre de mBT/abonné faible. A priori, ces caractéristiques laissent prévoir que les pertes non techniques sont plus élevées dans cette zone (zone 3).

4.5 Dans chacune des catégories définies ci-dessus, un district a été retenu:

- (a) Nabeul, district à forte activité agricole, touristique et industrielle, représentatif de la première catégorie;
- (b) Siliana, district rural, représentatif de la deuxième catégorie; et enfin
- (c) Tunis-ville, district urbain, et Ezzahra, district suburbain, représentatifs de la troisième catégorie.

Il est à noter de plus que ces districts répondent également, du point de vue électrique, aux critères de représentativité suivants: niveaux de tension 10 et 30kV; structure de réseau aérien et souterrain; système de distribution triphasé et monophasé et utilisation de l'énergie en moyenne et basse tensions. Une description technique détaillée des districts retenus est fournie en annexe 13.

Collecte des données et méthode d'évaluation des pertes

4.6 La collecte des informations nécessaires pour l'analyse des réseaux de distribution est une tâche préliminaire et primordiale pour l'établissement d'un diagnostic relatif à l'exploitation et la gestion des réseaux de distribution. A cet effet, un questionnaire détaillé a été établi et remis au groupe de travail STEG pour la collecte d'information concernant:

- (a) l'architecture, les caractéristiques physiques et électriques des réseaux moyenne et basse tensions: nature, longueur et section des conducteurs, la puissance au départ de chaque feeder;

- (b) les caractéristiques des transformateurs HT/MT et MT/BT: technologie utilisée, pertes fer, pertes Joule;
- (c) l'organisation de l'exploitation, de la conduite et de la maintenance des réseaux;
- (d) la politique en matière de normalisation;
- (e) la planification; et finalement
- (f) l'organisation des approvisionnements.

Pour les districts étudiés, la cartographie de l'ensemble des réseaux moyenne tension a été recueillie et examinée ainsi que celle de quelques départs basse tension caractéristiques. De plus, afin de permettre une estimation des pertes sur les réseaux MT et BT, il a été demandé aux services de la distribution des injections sur les départs moyenne tension ainsi que des mesures dans les postes MT/BT et sur les départs basse tension représentatifs.

Constat de l'existant

4.7 Cette collecte de données ainsi que les discussions avec les différents services de la distribution ont révélé un manque de données fiables et cohérentes pour réaliser des études de planification des réseaux de distribution et un suivi régulier des pertes au niveau de la moyenne et basse tensions.

4.8 L'examen de la cartographie a montré que les cartes n'étaient pas à jour et que le type de cartes et renseignements disponibles varient selon les zones considérées. Ceci implique que la politique de normalisation de la cartographie ainsi que les procédés de mise à jour ne sont pas totalement opérationnels.

4.9 L'archivage des télémesures est insuffisant dans le Bureau Central de Conduite (BCC) de Tunis. En effet, la capacité de stockage journalier de ce centre, unique en Tunisie, n'est que de 20 télémesures (soit 20 grandeurs différentes) et sa capacité d'archivage réduite à 20 grandeurs sur 5 jours. Ce volume total de 400 valeurs est évidemment insuffisant, d'une part, pour effectuer des études sur une situation donnée, d'autre part, pour effectuer, si nécessaire, une reconstitution d'incident. Il est donc impossible de disposer des pointes journalières de chaque départ MT pour ce district important alors que de telles données sont disponibles pour les autres districts, par relève et archivage des charges horaires sur tous les départs MT par les gardiens de postes HT/MT.

4.10 On constate aussi un manque de mesures d'énergie réactive sur l'ensemble du réseau de distribution.

4.11 En ce qui concerne les transformateurs, les pertes à puissance nominale sont connues grâce aux catalogues des constructeurs mais les pertes en charges ne sont connues que partiellement à l'occasion de campagnes de mesures ponctuelles.

Recommandations

4.12 La STEG a démarré la mise en place d'une banque de données techniques sur le réseau de distribution moyenne tension sous le nom de Gestion Technique des Ouvrages (GTD). Cette action doit être poursuivie et complétée en s'assurant de la fiabilité des informations collectées:

- (a) type, section, longueur et nombre de conducteurs non seulement pour les réseaux MT mais aussi pour les réseaux BT;
- (b) puissance installée, type de matériel, année d'installation et dimension des transformateurs MT/BT complétés par la puissance souscrite des clients alimentés par chaque transformateur et par la dimension des postes (afin de connaître la place disponible pour d'éventuelles mutations de transformateurs).

4.13 Il est plus généralement recommandé d'améliorer le suivi et la mise à jour de la cartographie et du système d'information technique et d'étudier l'informatisation éventuelle de la cartographie, au moins par l'acquisition dans un premier temps d'un système de Dessin Assisté par Ordinateur pour la représentation schématique des réseaux. La réflexion pour l'amélioration du système d'information technique et l'informatisation de la cartographie peut être démarrée dès l'acquisition, dans le cadre de cette étude, d'un modèle de planification et d'analyse des réseaux de distribution.

4.14 Il est recommandé d'étendre la capacité d'archivage informatique des télémesures au niveau du BCC de Tunis et des Centres Régionaux de Commande pour l'ensemble des postes sources pour permettre d'archiver l'ensemble des télémesures par départ et disposer ainsi de données complètes pour des études d'exploitation et de planification des réseaux de distribution. A terme, il faudra généraliser la télémesure et le stockage des informations sur des disques optiques mais, dans une phase transitoire, il est nécessaire au moins de stocker sur support informatique les données relevées manuellement par les gardiens des postes sources.

4.15 Au niveau du réseau BT, les campagnes de mesure systématique des chutes de tension pour les zones urbaines doivent être continuées mais il serait intéressant qu'une partie de ces mesures se fassent sur un échantillon fixe et représentatif pendant une longue période (de l'ordre de 5 ans) afin de pouvoir suivre l'évolution des pertes sur le réseau.

Méthode d'évaluation des pertes

4.16 Suite à la collecte des données, l'évaluation des pertes techniques a été effectuée en trois étapes:

- (a) estimation des pertes pour les districts retenus au niveau du réseau MT, du réseau BT et des transformateurs MT/BT;
- (b) détermination des pertes au niveau du réseau de distribution STEG par extrapolation des résultats obtenus; et
- (c) détermination des pertes au niveau des transformateurs.

Les simulations de fonctionnement du réseau ont été effectuées à l'aide d'un modèle opérant sur gros ordinateurs mais basé sur les mêmes algorithmes et méthodologie que le modèle PRAO opérant sur micro-ordinateur, qui a été cédé à la STEG dans le cadre de cette étude pour développer et assurer la pérennité des études de distribution.

Réduction des pertes dans les réseaux MT

Evaluation des pertes MT

4.17 Les résultats des calculs de pertes sur les lignes MT sont fournis dans le tableau 4.2 où apparaissent le taux de perte de puissance du départ considéré ainsi que le pourcentage d'utilisation de la ligne, c'est-à-dire, le rapport puissance appelée à la pointe/somme des puissances installées. On constate que:

- (a) Les pertes du départ de Charguia, dans le district de Tunis-ville, sont nettement supérieures à la moyenne du district qui est de l'ordre de 1,22%. Ceci s'explique par le fait particulier que ce départ, équipé en 30 kV, est exploité en 10 kV et que toute la charge est reportée en bout de feeder. Ce départ ne sera donc pas pris en compte pour l'estimation du taux de perte en puissance de pointe du district de Tunis-ville qui s'établit donc à:

$$\frac{334.6}{25007} \times 100 = 1,34\%$$

- (b) Le fort taux de perte du départ de Haouaria, dans le district de Nabeul, s'explique par la longueur excessive de ce départ qui est de 250 km alors que la longueur moyenne d'un départ dans le district est de l'ordre de 81 km; ce départ ne sera donc pas pris en compte dans le calcul du taux de perte en puissance de pointe du district de Nabeul qui s'établit à:

$$\frac{1156.8}{28867} \times 100 = 4,01\%$$

- (c) La dispersion des résultats dans le district de Siliana provient de phénomènes courants dans les réseaux ruraux. Le départ de Kesra est faiblement chargé et nettement moins

long que le départ Lakmès (135 km contre 547 km). Cette structure particulière peut s'expliquer (et se justifier dans le cas des réseaux ruraux) par le fait que les postes sources sont optimisés par rapport au réseau de transport et non par rapport au barycentre des charges du réseau de distribution. Ceci implique dans certaines zones un déséquilibre du point de vue charge et longueur des départs MT, comme c'est le cas du district de Siliana. Les deux départs sont donc retenus pour le calcul du taux de perte en puissance de pointe du district qui s'établit à:

$$\frac{11,1 + 0,67}{2} \times 100 = 5,89\%$$

Tableau 4.2: PERTES DES RESEAUX MT DE L'ECHANTILLON

District/départ	Puissance appelée à la pointe (kW)	Pertes de puissance à la pointe (kW)	% de perte de puissance	% d'utilisation de la ligne
Tunis-ville				
Tanit	2146	20,1	0,83	42
Imer	3082	98,1	3,18	54
B. Miled	1936	19,0	0,98	34
BCT	2912	23,1	0,79	43
Agricultor	1595	8,2	0,51	26
Turquie	1626	7,2	0,44	24
El Hafir	2958	38,8	1,31	43
Dandet	3206	52,6	1,64	56
Avenir 11	2256	23,5	1,04	33
Avenir 22	3020	44,0	1,46	44
Chargaia	4290	447,0	10,43	76
Nabeul				
B. Argoub (1201)	6912	240,3	3,48	48
Mazraa (1302)	8319	227,9	2,74	69
Kelibia (1304)	5751	263,5	4,58	31
Haouria (1305)	5691	607,9	10,68	32
Belli (5001)	7885	425,1	5,39	49
Siliana				
Lakmès	6125	623,2	11,1	24,3
Kesra	868	5,8	0,7	20,7

4.18 Le taux de perte à la pointe pour l'ensemble du réseau MT STEG est ensuite estimé en calculant la moyenne des taux de perte par zone pondérés par les consommations moyenne tension de la zone (cf. annexe 13). Il s'établit donc à:

$$\frac{(4,01 \times 1312,4) + (5,89 \times 743,3) + (1,34 \times 1125,4)}{3181,1} = 3,5\%$$

Réduction des pertes MT

4.19 Meilleur positionnement des postes sources. En ce qui concerne le réseau MT, il est recommandé de réduire la longueur des départs et de rapprocher les postes sources des barycentres des charges des réseaux de distribution. Pour cela, il est nécessaire d'intégrer dans les études technico-économiques de localisation des postes sources les coûts des pertes des réseaux de transport et de distribution.

4.20 Changement de section. Le passage à un câble de section supérieure, donc de résistance linéique plus faible, réduit les pertes à puissance transitée égale. La méthode de calcul des "puissances seuils", c'est-à-dire, puissances transitées à partir desquelles le passage à une section supérieure est rentable pour le réseau STEG est fournie en annexe 14.

4.21 Cette méthode est ensuite appliquée sur l'ensemble des départs MT étudiés pour déterminer les segments dont la puissance transitée est supérieure à la "puissance seuil" du renforcement le plus rentable. Pour chaque renforcement envisagé, on évalue ensuite les gains en valorisant le kW MT à 360,5 DT (cf. annexe 2), et on calcule le taux de rentabilité immédiate ^{3/}, défini comme le rapport des gains escomptés en DT au coût total de l'investissement en DT. Les résultats détaillés de ces calculs sont fournis en annexe 14.

4.22 Ces résultats montrent que pour les échantillons étudiés, il faut:

- (a) pour le district de Nabeul, restructurer 13,34 km sur les 695,47 km étudiés, soit près de 1,92% du réseau pour réduire les pertes d'un peu plus de 0,3%. Le taux de rentabilité immédiate moyen pour les renforcements proposés est de 32%, soit un délai de récupération de l'investissement légèrement supérieur à 3 ans;
- (b) pour le district de Siliana, il faut restructurer 29,5 km des 682 km étudiés, soit près de 4,3% du réseau pour réduire les pertes de près de 1,5%. Le taux de rentabilité immédiate pour les renforcements proposés est de 30% , soit un délai de récupération de l'investissement légèrement supérieur à 3 ans; et
- (c) pour le district de Tunis, le réseau est beaucoup mieux adapté à la demande. Le seul changement à considérer est le passage du premier tronçon de Charguia en souterrain

^{3/} *Le temps de récupération de l'investissement (investissement initial/gain annuel) ou son inverse, le taux de rentabilité immédiate, est l'indicateur généralement utilisé par les entreprises électriques pour évaluer l'intérêt économique de ce type d'investissement. On donne en annexe 3 un tableau comparatif des critères taux de rentabilité immédiate et taux de rentabilité interne pour des durées de vie de l'investissement de 10, 20 ou 30 ans. Il faut noter que les investissements pour la réduction des pertes doivent avoir des effets immédiats dans les réseaux où l'arrivée des nouveaux groupes de production et les extensions modifient rapidement le contexte. Un investissement dans ce domaine peut être considéré comme ayant une "durée de vie" de l'ordre de 10 ans. Sous cette hypothèse, il est déconseillé d'effectuer un investissement de taux de rentabilité immédiate inférieur à 18%, ou de temps de récupération supérieur à 6 ans, ce qui correspond à un taux de rentabilité interne de l'ordre de 12%.*

pour ramener les pertes de ce départ de 10,43 à 6,21% pour un investissement de l'ordre de 407 milliers de DT, récupérable en un peu plus de 6 ans.

4.23 En extrapolant les résultats obtenus pour les échantillons étudiés aux zones qu'ils représentent on obtient les résultats pour l'ensemble du réseau de la STEG.

Tableau 4.3: REDUCTION DES PERTES DANS LES RESEAUX MT

Zone	1	2	3 a/	Réseau STEG
Nombre de km de réseau à restructurer (km)	103	536	Néant	639
Coût de la restructuration (kDT)	996	2627	-	3627
Gains en kW de de pointe	894	2190	-	3084
Gains en kDT	322	790	-	1112
Durée de récupération de l'investissement (annexe 3)	3	3,3	-	3,3

a/ Voir para. 4.22(c): le cas particulier du départ de Charguia.

Ces actions de restructuration réduiraient le taux de perte du réseau MT STEG de l'ordre de 0,5% (3,02% contre 3.5% actuellement) avec un temps de retour moyen de l'investissement de l'ordre de 3 ans, mais il faut noter que beaucoup de renforcements (près de 20%), ont des temps de retour de l'investissement inférieur à 2 ans et doivent être engagés en priorité (cf. annexe 14).

Réduction des pertes dans les réseaux BT

Evaluation des pertes BT

4.24 L'évaluation des pertes techniques sur le réseau BT de la STEG a été effectuée pour un certain nombre de départs BT représentatifs des réseaux des districts retenus selon la méthode présentée en annexe 13. Les districts étant représentatifs des réseaux de distribution STEG, le taux de perte global du réseau BT est alors estimé par la moyenne des taux calculés pour les districts pondérés par leurs parts de la consommation BT.

4.25 Les résultats obtenus par départ sont présentés dans le tableau 4.4.

Tableau 4.4: PERTES DE PUISSANCE EN POINTE SUR L'ECHANTILLON DES DEPARTS BT CONSIDERES

Districts	Noms du départ BT	Mode de distribution	Puissance maximale (kW)	Pertes (kW)	Pertes %
Tunis-ville	Hiver	B1 tri	48,0	5,70	11,9
	Ezzitouna	B2 tri	155,0	5,40	3,5
	El Djazira	B2 tri	41,5	0,80	1,9
Ezzahra	Onas	B2 tri	50,0	1,80	3,6
	Indépendance	B2 tri	77,0	4,30	5,6
	Ghandi	B2 tri	16,5	0,40	2,4
	Kahena	B2 tri	39,0	0,70	1,8
Nabeul	Ecart Nord A1	B2 tri	53,0	5,90	11,1
	Ecart Nord A2	B2 tri	55,6	5,30	9,5
	Ecart Nord A3	B2 tri	35,0	4,30	12,3
	Ecart Nord A4	B2 tri	63,8	5,70	8,9
	Kaounia	B2 tri	80,3	13,55	16,9
	Karsoline	B2 mono	20,9	2,10	10,0
Siliana	Gabre Ghoul 341-A1	B2 mono	7,3	0,21	2,9
	Gabre Ghoul 341-A2	B2 mono	2,4	0,03	1,3
	Gabre Ghoul 342	B2 mono	7,9	0,16	2,0
	Gabre Ghoul 343	B2 mono	8,4	0,41	4,3

4.26 Le taux de perte du district est alors estimé par la relation suivante: somme des pertes des départs BT/somme des puissance maximales. Les résultats obtenus s'établissent comme suit:

<u>District</u>	<u>Taux de perte</u>
Tunis-ville	4,9%
Ezzahra	3,9%
Nabeul	11,4%
Siliana	3,1%

On en déduit un taux de pertes BT pour le réseau STEG de 6,8%.

Réduction des pertes BT

4.27 Equilibrage des phases. Il est recommandé, dans les réseaux BT triphasés, de procéder à une meilleure répartition des charges entre les trois phases pour éviter la circulation de courant dans le neutre et réduire les pertes qui sont proportionnelles au carré de l'intensité. A titre d'exemple, le départ de Kaounia du district de Nabeul est trop déséquilibré puisque l'intensité sur la deuxième phase est supérieure au triple de l'intensité de la troisième phase ($I_1 = 100A$, $I_2 = 200A$ et $I_3 = 65A$). Une meilleure répartition des charges entre les trois phases, action simple et peu coûteuse, réduirait le taux de perte sur ce départ de 16,9% à 10,1%.

4.28 Changement de tension. Il est recommandé de poursuivre le changement de tension dans la ville de Tunis, puisque le passage de B1 à B2 permet, à puissance transitée égale, de réduire les pertes du réseau BT de près de deux-tiers. Ainsi dans l'échantillon étudié, l'élévation de la tension du départ Hiver de B1 (110V) en B2 (220V) ramènerait les pertes de 11,9% actuellement à 3,96%. Plus généralement, si tous les départs B1 du district de Tunis étaient exploités en B2, les taux de perte du district seraient de l'ordre de 3,3% contre 4,9% actuellement.

4.29 Une telle opération suppose le changement des transformateurs MT/BT, mais également l'adaptation du matériel électrique des clients BT. Le coût total de l'opération est fourni par le tableau 4.5 en se basant sur un coût estimatif de 150 DT/client BT.

Tableau 4.5: ESTIMATION DE L'OPERATION DE GENERALISATION DU 220V DANS LE RESEAU BT STEG

Régions	Nombre de postes MT/BT STEG 110v	Nombre d'abonnés BT par poste STEG	Coût (DT)	Coût (dollars EU)
Tunis	168	204	5.140.800	5.710.500
Nord	10	126	189.000	210.000
Nord-ouest	0	76	0	0
Centre	26	121	471.900	524.200
Sud	0	79	0	0
Sud-ouest	43	98	632.100	702.200
Total	247	-	6.433.800	7.146.900

Il est supposé que le passage de B1 en B2 de tous les départs considérés entraîne un gain de puissance équivalent à celui constaté sur le départ Hiver, soit 37 W/abonnés, d'où une réduction de la puissance totale de pointe de 1587 kW. Les gains escomptés seraient donc de l'ordre de 748.114 DT, soit 831.237 dollars EU, et le temps de retour l'investissement se situerait entre 8 et 9 ans. Il faut cependant noter que ce calcul ne tient pas compte de l'amélioration de la qualité de service consécutive au changement et du fait que beaucoup des matériels à remplacer sont vétustes et doivent être remplacés indépendamment de la nécessité de la réduction des pertes. De plus, le programme de changement de tension est bien avancé et son achèvement rapide permettrait de normaliser le matériel électrique en Tunisie avec un impact favorable sur l'économie tunisienne, largement supérieur au gain sur les pertes.

4.30 Comme pour la moyenne tension, le passage à une section supérieure est justifié dès que le gain sur les pertes par kilomètre est supérieur ou égal au rapport de l'annuité de l'investissement consenti (à un taux d'actualisation de 10%), exprimé en DT/kW au coût de valorisation des pertes sur le réseau BT, exprimé en DT/kW. Pour chacun des conducteurs étudiés, on calcule la "puissance seuil" de transit à partir de laquelle il est rentable de passer à une section supérieure choisie. Dans le cas du réseau BT de la STEG, ces calculs ont été effectués en n'envisageant les changements de sections que par passage à deux sections normalisées: 35² alu et 70² alu. Le tableau 4.6 fournit les résultats des calculs détaillés en annexe 14.

Tableau 4.6: RENFORCEMENT DU RESEAU BT SUR L'ECHANTILLON ETUDIE

District	Nom de départ BT	Puissance maximum (kW)	Pertes après renforcement (W)	Coût (DT)	Temps de retour l'investissement (années)
Tunis-ville	Hiver	48,0	1.900	15.300	8,3
	Ezzitouna	155,0	4.823	520	1,9
	El Djazira	41,0	459	852	5,3
Ezzahra	Onas	50,0	1.248	1.053	4,1
	Indépendance	77,0	2.050	2.081	2,0
	Ghandi	16,5	-	-	-
	Kahena	39,0	602	347	7,5
Nabeul	Ecart Nord A1	53,0	3.331	5.679	4,8
	Ecart Nord A2	55,6	4.055	3.121	5,3
	Ecart Nord A3	35,0	1.830	4.769	4,2
	Ecart Nord A4	63,8	2.658	6.589	4,7
	Kaounia	80,3	9.324	3.685	1,9
	Karsoline	20,9	1.206	2.409	5,6
Siliana	Gabre Ghoul 337				
	Gabre Ghoul 342-A1	7,3			
	Gabre Ghoul 342-A2	2,4	aucun renforcement		
	Gabre Ghoul 342	7,9	" "		
	Gabre Ghoul 343	8,4	" "		

4.31 En extrapolant les résultats obtenus pour les échantillons étudiés aux zones dont ils sont représentatifs, on obtient une réduction des pertes pour le réseau BT STEG de près de 3% après une restructuration de 944 km, soit près de 3,1% du réseau BT, pour un coût total de 8.146 kDT et un temps de retour de l'investissement de l'ordre de 3,7 années (cf. tableau 4.7).

Tableau 4.7: RENFORCEMENT DU RESEAU BT

Zone	1	2	3	Réseau STEG
Nombre de km réseau BT à restructurer	832	-	112	944
Gains en kW de pointe	3950	-	754	4704
Coût de la restructuration (kDT)	7184	-	962	8146
Gains en kDT	1862	-	355	2217
Durée de la récupération des investissements (années)	3,9	-	2,7	3,7

Il est recommandé de commencer par la restructuration des réseaux dont la rentabilité est la plus importante.

Evaluation et réduction des pertes dans les transformateurs

4.32 Les transformateurs installés sur le réseau de distribution occasionnent des pertes de deux sortes:

- (a) les pertes de fer ou pertes à vide qui correspondent aux pertes par hystérésis et courants de Foucault dans les noyaux magnétiques dès que l'appareil est mis sous tension. Elles ne dépendent pas de la charge de l'appareil; et
- (b) les pertes de cuivre ou pertes Joule sont les pertes induites par effet Joule dans les conducteurs composant les enroulements. Les constructeurs fournissent les pertes par effet Joule à la puissance nominale. Pour calculer les pertes à une puissance appelée donnée, il faut pondérer le taux de perte à la puissance nominale par le coefficient d'utilisation du transformateur au carré, le coefficient d'utilisation du transformateur étant égal au rapport de la puissance appelée à la puissance nominale.

Pertes dans les transformateurs HT/MT

4.33 Le parc de transformateurs HT/MT compte 74 unités réparties comme suit:

Puissance MVA	15	20	25	30	40	50
Nombre	12	2	3	19	37	1

Comme les caractéristiques des transformateurs de 20, 25 et 50 MVA ne sont pas connues, le calcul des pertes a été fait en considérant que leurs caractéristiques sont indentiques à celles des unités de tailles voisines; d'où le parc retenu pour le calcul:

Puissance MVA	15	30	40
Nombre	14	22	38

4.34 Le tableau 4.8 fournit les pertes fer, PF, et les pertes Joule, PJ, pour les trois tailles retenues en fonction des caractéristiques des transformateurs installés.

Tableau 4.8: PERTES DANS LES TRANSFORMATEURS HT/MT

Transformateurs	PFi (kW)	Nombre	PF (kW)	PJi (kW)	Nombre	PJ (kW)
15 MVA	18	14	252	100	14	513
30 MVA	23	22	506	160	22	824
40 MVA	26	16	416	195	38	2087
	34	22	748	-	-	-
Total	-	74	1922	-	74	3424

Les pertes totales s'élèvent à 5.346 kW pour une puissance totale de pointe de 771 MW, d'où un taux de perte dans les transformateurs HT/MT de 0.69%.

Réduction des pertes dans les transformateurs HT/MT

4.35 Afin de réduire les pertes dans les transformateurs HT/MT, il est recommandé de revoir:

- (a) la méthode d'exploitation du parc existant pour réduire les pertes fer; et
- (b) les critères de renforcement et d'installation de nouveaux appareils afin d'améliorer le coefficient d'utilisation des transformateurs.

4.36 Exploitation du parc. Le mode d'exploitation des transformateurs HT/MT à la STEG prévoit de maintenir un transformateur en "stand-by", c'est-à-dire, sous tension à vide, même lorsque la puissance de pointe est inférieure à la puissance nominale d'un des deux transformateurs disponibles dans le poste. Cette disposition résulte essentiellement du fait que pour un quart environ des postes sources, le jeu de barres HT est construit selon les techniques de "ring bus", c'est-à-dire, que la mise hors tension des transformateurs nécessite l'ouverture de plusieurs disjoncteurs, côté lignes, et que les sectionneurs HT des transformateurs ne sont pas télécommandés.

4.37 Or, sous l'angle strict de la réduction des pertes, lorsqu'un seul appareil est suffisant pour fournir la puissance, le second appareil doit être hors tension pour éviter les pertes à vide. Si pour une raison quelconque, le second appareil ne peut être hors tension, il est alors plus économique de mettre en service les deux transformateurs pour équilibrer les charges et réduire de moitié les pertes par effet Joule, à puissance appelée égale. De plus, la mise hors tension n'occasionne aucun inconvénient d'exploitation, sauf en période de grand froid peu probable en Tunisie, et assure même une meilleure protection de l'appareil en cas de surtensions dues à la foudre.

4.38 Les deux modes d'exploitation, à un ou deux transformateurs, ont été comparés. L'application de la méthode au réseau STEG, en prenant en compte les données de l'année 1989 et un cos phi égal à 0,9, a permis de déterminer la liste des postes HT/MT pour lesquels l'exploitation à un seul transformateur est la plus avantageuse du point de vue économique (cf. annexe 15).

4.39 Les gains théoriquement possibles sont importants, de l'ordre de 3 GWh et 346 kW de puissance de pointe pour l'année 1989, ce qui correspond à 126 kDT, soit 140.000 dollars EU. Près de deux tiers de ces gains ne nécessitent aucun investissement et peuvent être réalisés en changeant simplement le mode d'exploitation dans huit postes HT/MT. Un peu plus du tiers de ces gains nécessitent des aménagements techniques des cinq postes équipés d'un "ring-bus". Il est donc recommandé de:

- (a) adopter un mode d'exploitation à un seul transformateur sous tension dans les huit postes où il est démontré que ce mode d'exploitation est avantageux du point de vue économique et possible du point de vue technique sans aucun aménagement supplémentaire. Le gain

annuel escompté par réduction des pertes fer est de l'ordre de 78,5 kDT, soit 87.200 dollars EU;

- (b) effectuer des études technico-économiques pour les cinq postes où des aménagements sont nécessaires en comparant le gain annuel sur les pertes, de l'ordre de 47,8 kDT par an, soit 53.000 dollars EU, au coût des travaux préalables nécessaires (télécommande des sectionneurs HT en particulier).

Amélioration du coefficient d'utilisation du parc de transformateurs

4.40 Le coefficient d'utilisation des transformateurs HT/MT de la STEG est de l'ordre de 2,85 en se basant sur les données recueillies pour l'année 1989 ^{4/}. Bien que satisfaisant, ce coefficient d'utilisation peut être amélioré par:

- (a) une optimisation du parc par des mutations de transformateurs entre postes; et
- (b) un affinement des critères de renforcement et d'installation d'appareils dans les postes nouveaux.

4.41 La mutation de transformateurs entre postes est difficile vu la diversité des appareils du parc actuel de la STEG: 20 types différents pour 74 appareils. La normalisation décidée devrait améliorer cette situation.

4.42 Les critères de renforcement des postes doivent tenir compte des possibilités de manoeuvres sur le réseau MT permettant de reporter la charge sur d'autres postes, en cas d'incident sur un transformateur, et admettre qu'à la pointe on puisse dépasser la puissance nominale du transformateur restant. Les normes internationales admettent en général une surcharge momentanée des transformateurs de 1,20 à 1,25 de l'intensité nominale. Il est clair que le calcul économique doit tenir compte des pertes Joule dues à la surcharge des appareils.

4.43 Enfin, il est recommandé d'améliorer la prise en compte de la valeur capitalisée des pertes fer et Joule sur 20 ou 30 ans, lors de la comparaison des offres pour l'acquisition de transformateurs. La valorisation des pertes doit être faite au coût d'anticipation du kW au niveau HT/MT. A titre d'exemple, le coût des pertes de fer capitalisées sur 20 ans d'un transformateur de 40 MVA, du type installé au poste de La Goulette, est supérieur de près de 40.000 DT, soit 44.000 dollars EU, au coût des pertes d'un transformateur de 40 MVA du type installé au poste de Oued Zarga. Cette valeur n'est pas négligeable et doit être comparée à la différence du coût d'achat des deux appareils.

4/
$$\text{Coefficient d'utilisation des transformateurs} = \frac{\text{somme des puissances installées} \times \cos \phi}{\text{somme des puissances de pointe}}$$

Pertes dans les transformateurs MT/BT

4.44 L'évaluation des pertes des transformateurs MT/BT a été menée sur les mêmes districts sélectionnés pour l'étude des réseaux MT et BT: Tunis-ville, Nabeul, Siliana et Ezzahra (cf. annexe 13). Les caractéristiques des transformateurs et plus particulièrement les pertes fer et les pertes Joule sont fournies par la STEG.

4.45 Les pertes fer et les pertes Joule ont été calculées selon les mêmes formules que les transformateurs HT/MT 5/ pour l'ensemble des transformateurs des districts de Nabeul, Siliana et Ezzahra et pour les transformateurs installés sur 11 départments sélectionnés pour Tunis-ville. Les résultats obtenus sont fournis dans le tableau 4.9.

Tableau 4.9: PERTES SUR LES TRANSFORMATEURS MT/BT

District	Nabeul	Siliana	Tunis-ville	Ezzahra	Total STEG
Pertes en MW	1.2	0.4	0.6	5.6	23.1
% de la puissance maximale	3,0	5,6	2,1	2,1	3%

4.46 Pour minimiser les pertes, il est recommandé de réaliser la mutation des transformateurs qui ne sont pas utilisés optimalement. Pour un transformateur de type donné, la méthode utilisée consiste à calculer les pertes en kWh sur une année puis à comparer la valeur de ces pertes aux coûts de mutation du transformateur. La mutation est rentable si son coût est inférieur à la différence des coûts des pertes entre le transformateur muté et le nouveau transformateur. Les calculs ont été effectués pour neuf catégories de transformateurs MT/BT STEG. Ils montrent que, pour le 10 kV, une meilleure gestion des transformateurs 500 et 630 kVA procurerait des gains annuels de l'ordre de 6.685 DT, soit 7.500 dollars EU. Ces calculs n'ont cependant pas pu être effectués pour toutes les catégories de transformateurs car les coefficients d'utilisation par catégories, surtout pour le 30 kV, n'étaient pas disponibles. Il est recommandé que ces calculs soient effectués par la STEG sur la base de coefficients d'utilisation déterminés à partir d'une campagne de mesure. L'élimination du palier 400 kVA en 10 kV, décidée par la STEG, devrait être réexaminée et mieux justifiée au vu de la répartition des puissances appelées dans les postes MT/BT et de la durée de vie du réseau 10 kV.

5/ Pour les transformateurs clients la formule utilisée diffère légèrement de la formule utilisée pour les réseaux STEG:

$$PJ = \text{pertes Joule à puissance nominale} \left(\frac{\text{puissance souscrite du client}}{\text{somme des puissance installées du client}} \right)^2$$

4.47 Les informations collectées sur les transformateurs MT/BT en stock sont très différentes: de 2050 (10% du parc) à 7852 (38% du parc). Ces deux valeurs sont trop élevées et un ajustement adéquat permettrait de réaliser des économies substantielles. Il est recommandé de limiter le stock à 5% du parc installé, ce qui permettrait de réaliser un gain annuel de 263.000 DT à 1.740.000 DT, soit 290.000 à 1.900.000 de dollars EU, selon la taille retenue pour le stock actuel.

Tableau 4.10: GAINS REALISES POUR LA REDUCTION DU STOCK DE TRANSFORMATEUR MT/BT

Parc actuel	Stock actuel	Stock préconisé	Stock superflu	Coût de stock superflu (DT)	Gain annuel (DT)
20361	7852	1018	6834	10.251.000	1.740.000
20361	2052	1018	1032	1.548.000	263.000

Le coût du stock superflu est estimé sur un coût moyen de 1.500 DT par transformateur, soit près de 1.700 dollars EU (en tenant compte de l'âge de l'appareil) et les gains annuels à 17% de la valeur totale du stock (15% de frais de possession et 2% de frais d'acquisition).

Compensation de l'énergie réactive

4.48 Tout processus de transmission d'énergie utilisant un courant alternatif est caractérisé par une puissance transitée active ou puissance utile et une puissance transitée réactive non utilisable, qui représente la différence entre les puissances échangées par la source avec les champs magnétiques et électriques et représente l'énergie magnétisante.

4.49 Les réseaux de distribution sont toujours consommateurs d'énergie réactive en raison:

- (a) des utilisations qui font souvent appel aux propriétés des champs magnétiques (statiques ou tournants) plutôt qu'à ceux des champs électriques; et
- (b) de la structure du réseau même, du fait que l'énergie réactive consommée par les lignes et transformateurs est supérieure à l'énergie produite par les câbles.

4.50 Le but de toute politique de compensation est d'éviter la mise à contribution des réseaux par le transit parasite d'énergie réactive et diminuer ainsi les pertes des réseaux et les chutes de tension. Du point de vue technique, la solution idéale consiste à produire l'énergie réactive sur son lieu de consommation. Du point de vue économique, la solution optimale est celle qui assure l'égalité entre le coût de l'annuité d'investissement au moyen de compensation d'un MVAR supplémentaire et le coût des pertes d'énergie active engendrées sur l'année par la production et le transport d'un MVAR supplémentaire à la pointe en respectant les niveaux de tension aux différents points du réseau.

4.51 Les politiques de compensation de l'énergie réactive reposent sur deux types d'actions:

- (a) techniques, mises en oeuvre par le producteur distributeur en fonction de leur rentabilité économique; et
- (b) réglementaires et tarifaires, en général mises en oeuvre pour inciter les gros consommateurs d'énergie réactive à produire cette énergie par leurs propres moyens ou à diminuer leur consommation en améliorant le rendement électrique de leurs installations.

4.52 L'énergie réactive, par son transit, sollicite l'ensemble des réseaux amont. L'étude des actions techniques a donc été réalisée, dans le cas de STEG, au niveau du réseau de transport et a mis en évidence des besoins de compensation supplémentaires de l'ordre de 124 MVAR dès que possible pour ramener $\text{tg } \phi$ à 0,5 (cf. justification technique et économique, para. 3.16).

4.53 En ce qui concerne les mesures tarifaires, la facturation de l'énergie réactive appliquée aux clients haute et moyenne tensions par la STEG, est peu incitative à la compensation au niveau des abonnés. En effet, l'exonération de la facturation de l'énergie réactive aux clients HT et MT jusqu'à concurrence de 75% de leurs consommations d'énergie active, ainsi que les majorations (ou pénalités) appliquées à ces consommations au delà de $\text{tg } \phi = 0,75$ ne sont pas en cohérence avec la tangente optimale recherchée au niveau du transport, $\text{tg } \phi = 0,5$.

La facturation de l'énergie réactive

4.54 Au point de livraison, le distributeur d'énergie fournit, dans le cas de la France, gratuitement l'énergie réactive:

- (a) jusqu'à concurrence de 40% de l'énergie active consommée ($\text{tg } \phi = 0,4$) pendant les heures de pointe fixe, de pointe mobile et les heures pleines d'hiver, de novembre à mars;
- (b) sans limitation pendant les heures creuses d'hiver et pendant la totalité de l'été tarifaire, soit d'avril à octobre inclus.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive consommée au delà de $\text{tg } \phi = 0,4$ est facturée mensuellement au tarif mentionné dans les barèmes de prix en vigueur (exemple: 12,65 centimes/kVARh pour un tarif "vert" (250 kVA à 10 MW).

La facturation s'applique de la façon suivante:

- soit W_a (kWh) l'énergie active consommée mensuellement pendant la période soumise à limitation;

- soit W_r (kVArh) l'énergie réactive consommée mensuellement pendant la période soumise à limitation;
- soit $W_{gr} = 0,4 W_a$ la quantité d'énergie réactive livrée gratuitement.

La quantité d'énergie réactive facturée W_g sera égale à: $W_f = W_r - W_{gr} = W_a (\text{tg } \phi - 0,4)$. Le montant de la facture s'élève à: $W_f \times a$, a étant le prix de l'énergie réactive.

4.55 L'étude du réseau MT a montré que le réseau MT de la STEG n'est pas surchargé et qu'une décision de changement de tension, particulièrement de 10 kV en 15 kV, n'était pas urgente. Cependant, vu l'importance de la croissance de la consommation MT et BT en Tunisie, le changement de tension et plus particulièrement l'opportunité de passage du 10 kV au 15 kV doit être étudiée et s'inscrire dans une stratégie de développement du réseau MT à plus ou moins long terme pour éviter la saturation du réseau et l'accroissement des pertes. Ces études de planification du réseau de distribution ne sont pas actuellement menées par la STEG, faute d'outils (modèles de distribution) et de moyens informatiques.

4.56 Il est donc recommandé de développer, grâce au modèle et aux moyens informatiques acquis dans le cadre de ce projet, des études de planification des réseaux de distribution à moyen et long termes. Ces études, menées à un niveau centralisé dans une première phase, devraient être décentralisées par la suite au niveau des régions et/ou des districts en ayant préalablement défini le cadre de cohérence au niveau de l'entreprise et assuré la disponibilité des compétences nécessaires, au niveau régional.

Problèmes complémentaires liés à l'exploitation des réseaux MT/BT

4.57 Deux problèmes complémentaires, liés à l'exploitation des réseaux MT et BT, méritent d'être mentionnés: la maintenance des ouvrages MT/BT et les problèmes d'environnement et de sécurité liés aux transformateurs et condensateurs utilisant le pyralène comme diélectrique.

La maintenance

4.58 La maintenance des ouvrages MT et BT est en général assez bien faite mais de manière différenciée selon les districts du fait de l'absence d'une politique de maintenance de l'entreprise et faute de procédures écrites relatives aux différents types d'ouvrages.

4.59 Il est recommandé, comme pour les autres fonctions de la STEG, d'étudier et mettre en oeuvre, au niveau de l'entreprise, une politique de maintenance des ouvrages MT et BT qui garantirait un niveau de fiabilité acceptable au moindre coût et d'établir des procédures écrites à l'usage des exploitants des réseaux MT et BT. Les considérations à prendre en compte pour une telle étude sont développées en annexe 16. Une telle étude constitue une bonne opportunité d'évolution de la gestion de

la STEG vers une plus grande décentralisation de la décision au niveau des responsables opérationnels. Une attention particulière sera portée sur le niveau de compétence requis, et le dispositif de contrôle interne a posteriori.

Prévention des risques liés à l'utilisation du PCB

4.60 L'étude des problèmes d'environnement, menée par la Banque en Tunisie, ainsi que les discussions avec les responsables de la STEG ont démontré que les risques liés à des appareils utilisant des isolants à base de PCB (polychlorobiphényle) ou PCT (polychloroterphénile) sont correctement appréciés à la STEG et que l'entreprise a mis en place des mesures de prévention et de sensibilisation de la clientèle disposant de ce type d'appareil. Il est recommandé de systématiser et renforcer les actions de prévention en cas d'accident pour les appareils en place et d'intensifier les efforts d'information et de sensibilisation de la clientèle. A l'avenir, il est recommandé d'éviter l'installation de ce type d'appareils.

V. GESTION DE LA CLIENTELE

5.1 La réduction des pertes techniques, objet des chapitres précédents, doit être nécessairement accompagnée par une amélioration de la gestion de la clientèle pour minimiser les pertes financières supportées par l'entreprise à partir du moment où l'électricité est effectivement consommée. Ces pertes, appelées non techniques par opposition aux précédentes, couvrent:

- (a) l'enregistrement des consommations (comptage);
- (b) la facturation de la clientèle; et
- (c) le recouvrement des créances.

5.2 Le programme mis en oeuvre par la STEG depuis quelques années pour améliorer la gestion des abonnés fait que les pertes non techniques sont faibles. En effet, au niveau de la distribution, l'étude a montré que les pertes techniques étaient de l'ordre de 7,2% en 1989, d'où une estimation des pertes non techniques à 3,1% puisque les pertes globales étaient de 10,3%. La performance de la STEG dans ce domaine est comparable à celles d'entreprises d'électricité plus évoluées. Il s'agit donc de consolider les acquis par une gestion rigoureuse du système existant et même de réaliser certains progrès, toujours possibles, par l'intégration de techniques et de méthodes de gestion nouvelles en Tunisie.

Le comptage

5.3 Les causes possibles de pertes au niveau du comptage sont de trois sortes:

- (a) l'absence de comptage dans le cas de raccordements illégaux ou d'installations provisoires;
- (b) l'intervention des tiers sur les comptages existants; et enfin
- (c) la défaillance des compteurs pour des raisons techniques.

Absence de comptage

5.4 Les visites effectuées sur le terrain, l'examen des procédures de raccordements ainsi que les discussions avec les responsables de la gestion clientèle ont montré que, bien qu'existants, les risques de consommation sans comptage sont minimisés.

5.5 Les branchements illégaux. Pour éviter ce phénomène souvent observé dans les zones de développement incontrôlé des banlieues des grandes villes, la STEG a mis en place une politique très dissuasive, basée sur:

- (a) un contrôle régulier du réseau et des compteurs, effectué par les releveurs qui doivent signaler dans leurs rapports d'activité toutes les anomalies techniques et de gestion observées lors de leurs tournées;
- (b) la permutation régulière des releveurs pour éviter les risques éventuels de collusion avec la clientèle;
- (c) l'intéressement des releveurs à la détection des fraudes par une prime financière incitative de 5 DT, soit environ 50% du salaire moyen journalier des agents de maîtrise, par fraude signalée;
- (d) la réalisation des réseaux et branchements en câbles isolés augmentant la difficulté des branchements clandestins; et enfin
- (e) une réglementation interne stricte de répression des fraudes basée sur le constat des fraudes par des agents assermentés suivie par des actions en justice puisque les fraudes sont assimilées par la code pénal tunisien à des vols d'électricité.

5.6 Pour prévenir et éviter la propagation des branchements illégaux et des fraudes, il est recommandé de renforcer la politique de dissuasion de la STEG par des opérations "coup de poing" sur le terrain destinées à sensibiliser la clientèle, et prévenir les fraudes. Pour être efficace et avoir un impact important, ces opérations doivent être préparées par des analyses statistiques fines (cf. para 5-12(a)), bénéficier d'une large publicité à travers les média appropriés, bien ciblées sur les zones géographiques et les types de clientèle à haut risque et enfin concentrées dans le temps par la mobilisation des moyens humains et matériels nécessaires.

5.7 Ces opérations ne sont pas coûteuses; à titre d'exemple:

- (a) une "opération coup de poing" d'une demi-journée menée par dix agents (1 cadre, 2 agents de maîtrise et 7 agents d'exécution) coûterait de l'ordre de 104 DT; et
- (b) une équipe anti-fraude intervenant sur un type de problème particulier, (gros clients, mauvais payeurs, anomalies de facturations) pendant 400 heures au total coûterait 1.800 DT.

Le coût serait récupéré par la réduction des fraudes en moyenne de 1,5 MWh, dans le premier cas, et de 28 MWh, dans le deuxième cas.

5.8 Mais le bénéfice le plus important de ces actions est d'ordre psychologique pour prévenir les fraudes et dissuader les "fraudeurs potentiels". Les expériences de plusieurs pays montrent que les phénomènes de fraude sont à propagation rapide et difficiles à éradiquer une fois étendus. L'analyse systématique des bilans des actions menées jusque là devrait permettre à la STEG de mieux apprécier leur efficacité et déterminer les modalités organisationnelles pour les poursuivre et les intégrer dans les activités de contrôle interne de l'entreprise.

5.9 Les installations provisoires. L'analyse approfondie de la procédure mise en place à la STEG pour éviter les branchements sans comptage (à cause de rupture de stocks de compteurs ou mise en service accélérée à la demande des autorités) est assez précise et complète. Elle semble être bien appliquée au niveau des districts de distribution. Il est important qu'elle continue à être appliquée avec rigueur pour éviter des pertes financières à l'entreprise.

5.10 L'intervention des tiers. Les fraudes sur comptage sont en recrudescence dans de nombreux pays. Elles consistent généralement à modifier ou détériorer le compteur pour diminuer ou annuler la quantité d'énergie enregistrée par des méthodes simples (compteurs détériorés volontairement, blocage des disques, utilisation d'aimants, etc...) du simple fait de l'abonné, mais aussi par des méthodes nécessitant plus de technicité (shuntage des compteurs, alimentation en cascade avec revente d'énergie pour bénéficier d'un tarif particulier) et la complicité d'agents de la société ou d'électriciens professionnels.

5.11 La STEG fait des efforts importants pour éviter ce genre de pratiques par:

- (a) un contrôle régulier par les releveurs (cf. para. 5.5);
- (b) des campagnes de visites systématiques des compteurs;
- (c) l'édition des cartes de relève même pour les abonnés coupés dont les index sont relevés comme pour les autres clients pour la constatation éventuelle de consommations frauduleuses qui sont automatiquement signalées lors du traitement informatique; et
- (d) l'édition et l'exploitation d'un état informatique des abonnés à consommations nulles ou anormalement faibles.

5.12 Il est recommandé trois actions pour consolider les acquis de la STEG, faciliter la relève et améliorer le contrôle et enfin introduire des techniques nouvelles de comptage:

- (a) utilisation accrue des traitements informatiques pour la détection des consommations anormales dues à des fraudes ou à des anomalies de comptage par des contrôles systématiques lors de la facturation, au niveau central par (i) comparaison du niveau de consommation à l'historique de consommation de l'abonné s'il est disponible dans le fichier et/ou à la consommation moyenne de la catégorie à laquelle appartient le client

(ce qui suppose la définition de catégories homogènes de consommateurs avec des profils types de consommation) et/ou (ii) des contrôles sur l'utilisation de la puissance souscrite. Les résultats peuvent être utilisés selon des critères, modulés par district, et pouvant entraîner le rejet de la relève avec obligation de contrôle du comptage et/ou la mise de la facture dans un lot spécial, l'édition d'un message d'erreur à l'intention du service gestionnaire qui déciderait, selon les conditions locales, de la conduite à suivre. Ce dispositif de contrôle pourrait être complété par l'accès sélectif des gestionnaires locaux aux fichiers des abonnés, à l'aide d'une interface d'utilisation simple, pour mieux préparer et cibler les contrôles locaux. Dans une première phase, on peut mettre à la disposition des districts des fichiers d'abonnés réduits pouvant être traités et utilisés sur micro-ordinateurs. Les traitements à effectuer, la consistance des configurations à mettre en place aux niveaux locaux ainsi que le coût de cette opération doivent être définis dans le cadre du plan informatique de la STEG en liaison étroite avec les gestionnaires locaux;

- (b) installation des comptages à l'extérieur pour diminuer l'absence des relèves, dissuader les fraudeurs et faciliter la détection des fraudes et des anomalies de comptage en facilitant l'accès des agents STEG aux compteurs. La STEG doit, même si ce problème ne semble pas se poser aujourd'hui avec acuité, étudier une politique d'accessibilité permanente aux compteurs en tenant compte des problèmes économiques et sociaux spécifiques à la Tunisie et des techniques de comptage disponibles (des informations techniques sont annexées au rapport du consultant remis à la STEG). Il faut noter que le surcoût de gestion entraîné par l'inaccessibilité a pu être estimé en France à 250 F/an/compteur inaccessible, soit 5% d'une facture annuelle moyenne (ce qui donc pour la Tunisie est de l'ordre de 4 DT aux conditions tarifaires de 1989);
- (c) l'introduction progressive de comptages électroniques qui permettent le téléport d'index. Ces comptages sont plus fiables et plus sûrs puisqu'ils assurent le contrôle de l'intensité maximum, réduisent les fraudes et enfin s'adaptent à la multiplicité et la complexité des tarifs en cas de nécessité.

5.13 Défaillance technique du comptage. Les défaillances techniques du comptage sont minimisées au niveau de la STEG par une politique rigoureuse de surveillance assurée par les releveurs et des campagnes d'étalonnage des compteurs sans périodicité déterminée. Il est recommandé de:

- (a) formaliser la procédure de vérification des comptages selon une périodicité clairement affirmée en tenant compte des risques de pertes de recettes, d'une part, et de la capacité de centres régionaux d'étalonnage, d'autre part. Il est proposé une périodicité d'une année pour les gros clients et une périodicité à déterminer de manière réaliste pour le reste de la clientèle;
- (b) mettre en place une gestion informatisée du parc de compteurs pour une détection statistique d'anomalies de comportement sur des séries de compteurs afin d'organiser et

préparer les actions de remplacement, de réparation et d'étalonnage. La mise en oeuvre d'une telle application doit être étudiée dans le cadre du plan informatique STEG pour déterminer les informations qu'il est nécessaire d'y intégrer et assurer le lien avec le fichier clients. Si cette mise en oeuvre s'avère trop lourde ou trop coûteuse à cause de l'importance du parc de compteurs, des solutions alternatives doivent être examinées telle que la mise en place progressive d'un fichier des compteurs des nouveaux abonnés ou un fichier des nouveaux compteurs et des compteurs révisés qui permettrait à moyen terme de disposer d'une base statistique suffisante pour une gestion rigoureuse des compteurs. A la limite, en cas de difficulté de mise en oeuvre d'une de ces solutions alternatives, il est au moins nécessaire d'établir un fichier sur micro-ordinateur pour les "gros comptages" MT et les comptages complexes à plusieurs tarifs, dont l'élaboration nécessiterait approximativement 2 homme-mois.

Facturation de la clientèle

5.14 La facturation de la clientèle est traitée automatiquement dans deux centres à Tunis (deux mini-ordinateurs) et Sfax (un mini-ordinateur). La facturation est globalement performante puisque les factures sont portées par des agents STEG chez les abonnés dans un délai de 3 à 5 jours. La distribution par le service postal est évitée pour des raisons de fiabilité du service. Une nouvelle application informatique clientèle est en cours d'élaboration et permettra d'améliorer le système de facturation actuel. Les causes possibles des pertes ainsi que les améliorations souhaitées sont passées en revue ci-après depuis la prise en compte du client jusqu'à l'émission de la facture.

Prise en charge de nouveaux clients

5.15 Le retard de prise en charge d'un client (compteur) mis en service dans le fichier de facturation ou dans la mise à jour du fichier lors d'un changement des coefficients de comptage ou d'adresse peut occasionner des retards de paiement pour non facturation ou même un manque à gagner financier pour l'entreprise.

5.16 La procédure mise en place par la STEG est fiable et devrait éviter de telles situations pour ce qui est des abonnés ordinaires; il est nécessaire de veiller à tous les niveaux hiérarchiques à l'application stricte de la procédure et il serait souhaitable de l'étendre à toute la clientèle y compris les collectivités locales et les administrations. Il est aussi recommandé d'utiliser comme indicateur de gestion au niveau des districts "le nombre d'abonnés en attente de classement depuis plus de deux mois" au lieu "du nombre d'abonnés en attente de classement depuis plus de quatre mois" pris en compte actuellement. Ce nouveau critère, plus contraignant pour les gestionnaires, améliorerait la trésorerie de l'entreprise et permettrait un gain financier de l'ordre de 2.300 DT/an, soit 2.500 dollars EU.

La relève

5.17 Les pertes au niveau de la relève peuvent être occasionnées par des erreurs de lecture, saisie ou transmission des index, la collusion entre le releveur et le client et enfin l'absence du client lors de la relève. Il faut noter que la STEG a mis en place des procédures et méthodes de gestion qui ont amélioré la qualité et la fiabilité de la relève:

- (a) abandon du graphitage manuel remplacé par la saisie des index sur écran clavier au niveau des districts;
- (b) attention particulière lors du recrutement et formation complémentaire systématique des releveurs;
- (c) rotation des releveurs sur les zones de relève pour éviter la collusion, la routine, etc...; et
- (d) suivi individuel de la qualité de la relève.

Il faut noter cependant que la non accessibilité au comptage commence à poser des problèmes (cf. para. 5.12).

5.18 Il est recommandé de maintenir et développer les actions menées par la STEG pour la formation des releveurs et la qualité de la relève mais aussi de commencer à étudier et introduire, même à titre expérimental, des méthodes de gestion de la clientèle plus avancées telle que la relève sur terminal de saisie portable.

Suivi des clients à tarifs particuliers

5.19 Les causes essentielles des pertes résident dans le contrôle insuffisant des clients bénéficiant de tarifs particuliers et l'accès de certains clients à ces tarifs sans autorisation (exemple, des clients bénéficiant de deux comptages sur un même lieu dont un bénéficie d'une tarification exceptionnelle tel que le tarif pour usages agricoles offert par la STEG). La STEG a mis en place des procédures et des contrôles hiérarchiques pour éviter les erreurs et les fraudes, mais il est recommandé de:

- (a) de compléter le contrôle interne hiérarchique par un suivi statistique particulier des clients bénéficiant de tarifs exceptionnels (cf. para. 5.12 (a)); et
- (b) à terme, de supprimer les tarifs particuliers et la multiplication des comptages en un même lieu.

L'émission de factures et la rectification des anomalies

5.20 Le processus d'émission des factures ainsi que les contrôles mis en place par la STEG sont fiables et évitent, en fonctionnement normal, que l'énergie mesurée ou des arriérés dûs par un client ne soient pas facturés. Les anomalies de facturation ainsi que les rectifications de factures font l'objet d'un suivi régulier et systématique et d'un contrôle rigoureux de la hiérarchie, selon les procédures mises en place.

5.21 Il est recommandé de renforcer le contrôle interne pour l'application correcte des procédures et surtout de compléter la procédure de traitement des anomalies de facturation existante par un suivi informatique permettant de ressortir les anomalies identifiées et non traitées, c'est-à-dire, ayant donné lieu à une confirmation de la facture ou à une rectification, dans un délai à déterminer, nécessairement inférieur à la périodicité de la facturation.

La distribution des factures

5.22 La distribution des factures à la STEG est efficace puisque les factures sont portées chez les clients par les releveurs entre 3 et 5 jours après la relève mais elle est relativement coûteuse. Il ressort de la comptabilité de la STEG que le coût d'une présentation de factures est de 244.833 DT; comme il y a deux présentations par cycle, le coût par cycle est de l'ordre de 490 kDT. Le coût estimé de l'envoi des factures par la poste est estimé à seulement 390 kDT, sur la base d'un affranchissement à 0,150 DT et 0,0125 DT de frais divers par facture. L'envoi des factures par la poste procurerait donc un gain brut de 100 kDT par cycle de facturation, c'est-à-dire, 300 kDT par an, soit 330.000 dollars EU aux conditions de 1990.

5.23 Il est difficile de faire, au niveau de cette étude, un calcul plus précis tenant compte de l'effet des deux modes de distribution sur la trésorerie de l'entreprise mais le calcul simple précédent ainsi que l'accroissement rapide du nombre d'abonnés montrent que la STEG doit être attentive à l'évolution du service postal et l'utiliser dès qu'il est jugé assez performant pour répondre à ses besoins au moindre coût.

5.24 Il est recommandé de procéder à des tests réguliers par courriers témoins et de passer à l'envoi des factures par la poste dès que son coût est jugé plus avantageux, à qualité de service égale. Les zones urbaines et rurales peuvent être traitées séparément.

Le recouvrement

5.25 La STEG a mis en place, durant les dernières années, plusieurs mesures pour améliorer le recouvrement des créances:

- (a) relance informatisée des impayés, systématique et suivie;
- (b) adaptation à la clientèle particulière ou saisonnière: à titre d'exemple, la relève, la facturation et l'encaissement se font tous les quinze jours pendant la période de fonctionnement des huileries;
- (c) suivi des impayés par un indicateur spécial intégré au tableau de bord des districts donnant le nombre de jours du chiffre d'affaires impayés;
- (d) possibilité offerte aux clients de régler leurs factures par la poste;
- (e) négociation avec les administrations centrales et offices d'une disposition spéciale (pré-paiement budgétisé) prévoyant le versement par ces dernières de 80% du budget électricité à la STEG au début de l'année et 20% en fin d'année sur justificatif; la STEG pense pouvoir étendre prochainement cette disposition aux communes; et
- (f) coupure des clients dès la première facture impayée et transfert au contentieux dès la deuxième facture impayée.

5.26 Ces mesures ont permis de réduire les impayés de 64 jours du chiffre d'affaires en 1984 à 49 jours en 1985, et à 30 jours en 1988 comme le montre le tableau 5.1. Il est à noter que 75% à 78% des impayés sont du fait d'organismes gouvernementaux, des collectivités locales et d'entreprises publiques, dont la part relative croît légèrement de 1985 à 1988.

**Tableau 5.1: EVOLUTION DES IMPAYES DE LA STEG
(EN DT)**

Année	1985	1986	1987	1988
Abonnés à budget d'Etat	2.801.159	4.396.899	3.888.928	5.249.250
Abonnés à budget autonome	2.161.566	1.316.651	1.233.360	1.421.023
Collectivités locales	8.938.854	9.984.765	7.672.618	7.510.415
Sociétés nationales et offices publics	<u>6.038.607</u>	<u>4.879.219</u>	<u>4.039.243</u>	<u>2.271.364</u>
Sous-total 1	19.940.186	20.577.534	16.834.149	16.451.052
% du total	75	75	73	78
Abonnés industriels MT	1.582.874	1.509.524	683.767	428.236
Divers contentieux	1.119.451	1.578.931	1.822.955	1.826.297
Abonnés ordinaires BT	<u>3.805.282</u>	<u>3.800.294</u>	<u>3.635.867</u>	<u>2.277.088</u>
Sous-total 2	6.507.607	6.888.749	6.142.589	4.531.621
% du total	25	25	27	22
Total des impayés	26.447.793	27.466.283	22.976.738	20.983.673
Chiffre d'affaires	193.395.850	203.108.671	231.624.963	256.939.417
Ratio en jours	49	48	36	30

5.27 L'amélioration enregistrée est très sensible mais de nouveaux progrès demeurent possibles pour diminuer le ratio d'impayés à 20 jours du chiffre d'affaires - valeur moyenne observée dans certaines entreprises d'électricité plus évoluées avec des ratios de 15 jours pour les centres les mieux gérés du point de vue recouvrement. Ce gain de 10 jours sur le ratio des impayés équivaldrait à une réduction des impayés de l'ordre de 7 millions de DT, soit 7,8 millions de dollars EU, ce qui représenterait un gain de trésorerie de 700.000 DT (780.000 dollars EU).

5.28 Pour atteindre cet objectif, il est recommandé de:

- (a) préparer un dossier quantifiant les effets des retards de paiement des organismes publics et para-publics sur la situation financière et entreprendre des actions pour améliorer les recouvrements; plus particulièrement, il est nécessaire de (i) améliorer la procédure de pré-paiement budgétisé et d'assister les administrations lors de l'estimation de leur budget électricité pour éviter les difficultés de recouvrement effectif du solde annuel, problème souvent rencontré par la STEG et dû essentiellement à une sous-estimation des dépenses électricité lors de l'élaboration des budgets des organismes concernés; et (ii) étendre la procédure de pré-paiement budgétisé aux collectivités locales en l'adaptant, si nécessaire, à leurs conditions particulières;
- (b) mener des campagnes d'incitation à la domiciliation des clients professionnels pour améliorer le recouvrement des factures importantes; plus particulièrement, cette formule pourrait être avantageusement proposée aux sociétés nationales et offices; et
- (c) intégrer dans l'application informatique, en cours de développement, un indicateur de suivi des impayés à 20, 30 et 55 jours. Cet indicateur permettra d'apprécier l'ancienneté de la dette et de sensibiliser les agents responsables du recouvrement.

5.29 La STEG pourrait aussi améliorer sa trésorerie et améliorer les recouvrements en:

- (a) passant de la relève quadrimestrielle à la relève bimestrielle pour les gros clients BT; les calculs préliminaires détaillés dans le rapport du consultant montrent qu'il est avantageux de passer les clients dont la consommation annuelle est supérieure à 600 DT en relève bimestrielle et facturation intermédiaire;
- (b) mensualisant les recouvrements pour permettre aux clients qui le souhaitent d'étaler leurs dépenses d'électricité sur l'année. La mensualisation des recouvrements consiste en un paiement de 10 mensualités égales, déterminées à partir de la consommation de l'année précédente, avec une régularisation annuelle sur un ou deux mois en fonction des consommations réelles. En France, il a été estimé que chaque client ayant opté pour le paiement mensuel apportait à l'entreprise un gain de l'ordre de 0,8% de sa facture annuelle. En admettant que cette hypothèse s'applique au cas de la STEG, il est estimé

que le passage de 10% seulement des clients au paiement mensualisé procurerait à la STEG un gain annuel de l'ordre de 65 kDT, soit 72.000 dollars EU.

Ces résultats préliminaires démontrent l'intérêt pour la STEG d'approfondir les études dans ces deux domaines et de procéder, dans le cas du paiement mensualisé, à des actions expérimentales pour tester la réaction de la clientèle à ce nouveau service et en chiffrer plus précisément la rentabilité.

Politique tarifaire

5.30 Les tarifs de l'électricité de la STEG ont fait l'objet, depuis 1971, de nombreuses études qui ont abouti à neuf ajustements tarifaires durant les vingt dernières années en vue de maintenir l'équilibre financier de l'entreprise.

5.31 La politique des prix de la STEG est basée sur la tarification au coût marginal et l'adéquation des tarifs aux coûts de fourniture; cependant, certains problèmes demeurent au niveau de la basse tension par le maintien de tarifs préférentiels ou basés sur des usages particuliers.

5.32 Il est donc recommandé de:

- (a) étudier la suppression des tarifs préférentiels et particuliers pour éviter la distorsion des signaux fournis aux consommateurs et, par suite, le gaspillage. A titre d'exemple, le tarif BT usage agricole avec effacement en pointe est égal, voire inférieur, au tarif général haute tension alors que les coûts de fourniture en basse tension sont largement supérieurs aux coûts de fourniture en haute tension. Si les autorités publiques souhaitent subventionner certaines catégories de consommateurs, il conviendrait, dans un souci de cohérence économique, de bonne gestion et de transparence, de rechercher des formes de subventions directes de préférence à la distorsion des prix;
- (b) étudier rapidement un tarif horaire BT à offrir à tous les gros clients BT et aux clients bénéficiant de tarifs à usages particuliers tels que chauffage, climatisation et chauffe-eau. Il pourrait même remplacer des tarifs spécifiques tel que "huileries et moutures". Ce tarif permettrait de simplifier le système tarifaire et, par suite, la gestion des abonnés et éviterait le double comptage en un même lieu, qui est générateur de dépenses supplémentaires et éventuellement de fraudes.

VI. CONCLUSIONS

6.1 Cette étude diagnostic a montré que même dans une entreprise performante comme la STEG, des investissements et des actions pour réduire les pertes de réseaux et économiser l'énergie sont possibles et économiquement rentables. De plus, elles ont un impact bénéfique, même s'il demeure modeste, sur l'environnement.

6.2 Ces actions d'amélioration de l'efficacité au niveau de l'offre sont importantes et relativement faciles à mettre en oeuvre puisqu'elles relèvent d'une décision centralisée au niveau de l'entreprise et la STEG leur consacre une attention soutenue. Elles peuvent cependant être complétées par des actions au niveau de l'utilisation finale (certes plus difficiles à mettre en oeuvre mais la STEG dispose du niveau d'organisation adéquat pour les mener à bien) qui peuvent contribuer autant, sinon plus, à l'amélioration de l'efficacité globale du secteur électrique.

Principales actions proposées

6.3 Les principaux investissements et actions proposées sont resumés dans le tableau 6.1. Ce programme permettrait de réduire la puissance perdue à la pointe de l'ordre de 1.5%, c'est-à-dire de l'ordre de 10 MW actuellement et de 15 MW à l'horizon 1993. La réduction des pertes en énergie peut être estimée de 2 à 3% de la consommation totale d'électricité.

Tableau 6.1: PRINCIPALES ACTIONS PROPOSEES

Actions	Coûts (000 \$EU)	Bénéfices annuels (000 \$EU)	Temps de retour (ans)	Taux de rentabilité (%)
1. Mise en place d'un contrôle économique en continu des TV	1.000	1.250	< 1	> 100
2. Renforcement réseau MT	3.300	1.300	2.5	40
3. Renforcement réseau BT	9.000	2.500	3.6	28
4. Meilleure gestion des transformateurs HT/MT	Faible	150	-	-
5. Réduction du portefeuille client à 20 jours de chiffre d'affaires	Faible ou nul	780	-	-
6. Autres actions d'amélioration: maintenance, gestion technique et financière	Faible ou nul	1.720	-	-

Impact sur l'environnement

6.4 Les mesures recommandées, amélioration du rendement des groupes de production et réduction des pertes techniques sur le réseau, auront un impact bénéfique, quoique modeste, sur l'environnement;

- (a) l'amélioration d'au moins 1% du rendement des turbines à vapeur correspondrait, aux conditions de 1990, à une réduction de la consommation de combustible de l'ordre de 9.000 tep, soit près de 400 TJ, ce qui correspond à une réduction des émissions de CO₂ de l'ordre de 90.000 t et une réduction des émissions de NO_x de l'ordre de 240 t 6/;
- (b) la réduction des pertes techniques de l'ordre de 1,5% de la puissance de pointe correspond à une réduction moyenne de la consommation d'électricité de l'ordre de 2,5% et, par suite, à des économies de combustible, aux conditions de 1990, de l'ordre de 30.000 tep, soit près de 1.350 TJ. Ces gains correspondent à une réduction des émissions d'environ 300.000 t de CO₂ et 850 t de NO_x.

6.5 L'estimation de l'impact économique de la réduction des émissions par les centrales électriques varie fortement, de l'ordre de 1 à 10, selon les études et experts. En valorisant les gains considérés dans cette étude au coût de la réduction des émissions, on obtient une valeur indicative des bénéfices supplémentaires du programme de réduction des pertes proposé de l'ordre de 7 millions de dollars EU, soit de l'ordre de la moitié des investissements à engager pour la réalisation du programme.

Conservation de l'électricité au niveau de l'utilisation finale

6.6 Beaucoup d'entreprises d'électricité dans les pays développés, confrontées avec la difficulté de trouver des sites et les capitaux nécessaires pour augmenter l'offre, ont entrepris des programmes de promotion de conservation de l'électricité chez leurs abonnés. La STEG a les capacités nécessaires d'organisation et de gestion pour promouvoir ce genre de programmes qui se sont avérés économiquement et financièrement avantageux dans plusieurs pays 7/.

6.7 L'étude des conditions techniques, économiques et financières de la mise en oeuvre d'un tel programme dépasse le cadre de cette étude mais l'avantage de programmes, bien ciblés et supportés

6/ *Il faut noter que la STEG a pris décision d'installer un cycle combiné de 300 MW en vue d'améliorer le rendement du système de production électrique et réduire la consommation de combustible par GWh produit. Cette décision qui permettra à la STEG de mieux évaluer les paramètres techniques et économiques du cycle combiné aura sûrement un impact important sur le système de production STEG et, par suite, sur l'avenir de cette technologie dans la région.*

7/ *L'expérience montre que les compagnies d'électricité, et plus particulièrement aux Etats-Unis, n'ont renoncé à la solution de facilité consistant à augmenter l'offre que sous la pression des contraintes financières et de sites, d'une part, et de l'entrée en compétition avec les producteurs autonomes après la dérégulation, partielle, du secteur. La STEG peut passer à cette phase d'innovation (new thinking) sans attendre d'être confrontée à ces contraintes et réduire les besoins de financement importants auxquels elle est déjà confrontée.*

par les mécanismes financiers adéquats, a été démontré par plusieurs études et dans plusieurs pays. Il est donc recommandé que la STEG mette en place un groupe de travail (task force) pour étudier:

- (a) en association avec l'Agence de Maîtrise de l'Energie, la promotion de programmes d'économies d'électricité au niveau de l'utilisation finale économiquement et financièrement rentables pour l'entreprise, le consommateur et la collectivité, et
 - (b) leur mise en oeuvre par une meilleure information des utilisateurs et l'association éventuelle avec des partenaires, collectivités et/ou promoteurs privés, intéressés par la promotion de tels programmes.
-

STRUCTURE DE LA STEG

1. La STEG est placée sous l'autorité d'un Conseil d'Administration composé de 14 membres:

- 1 Président Directeur Général
- 1 Directeur Général Adjoint
- 8 Administrateurs représentant l'Etat
- 2 Administrateurs représentant le personnel
- 1 Contrôleur Financier
- 1 Contrôleur Technique

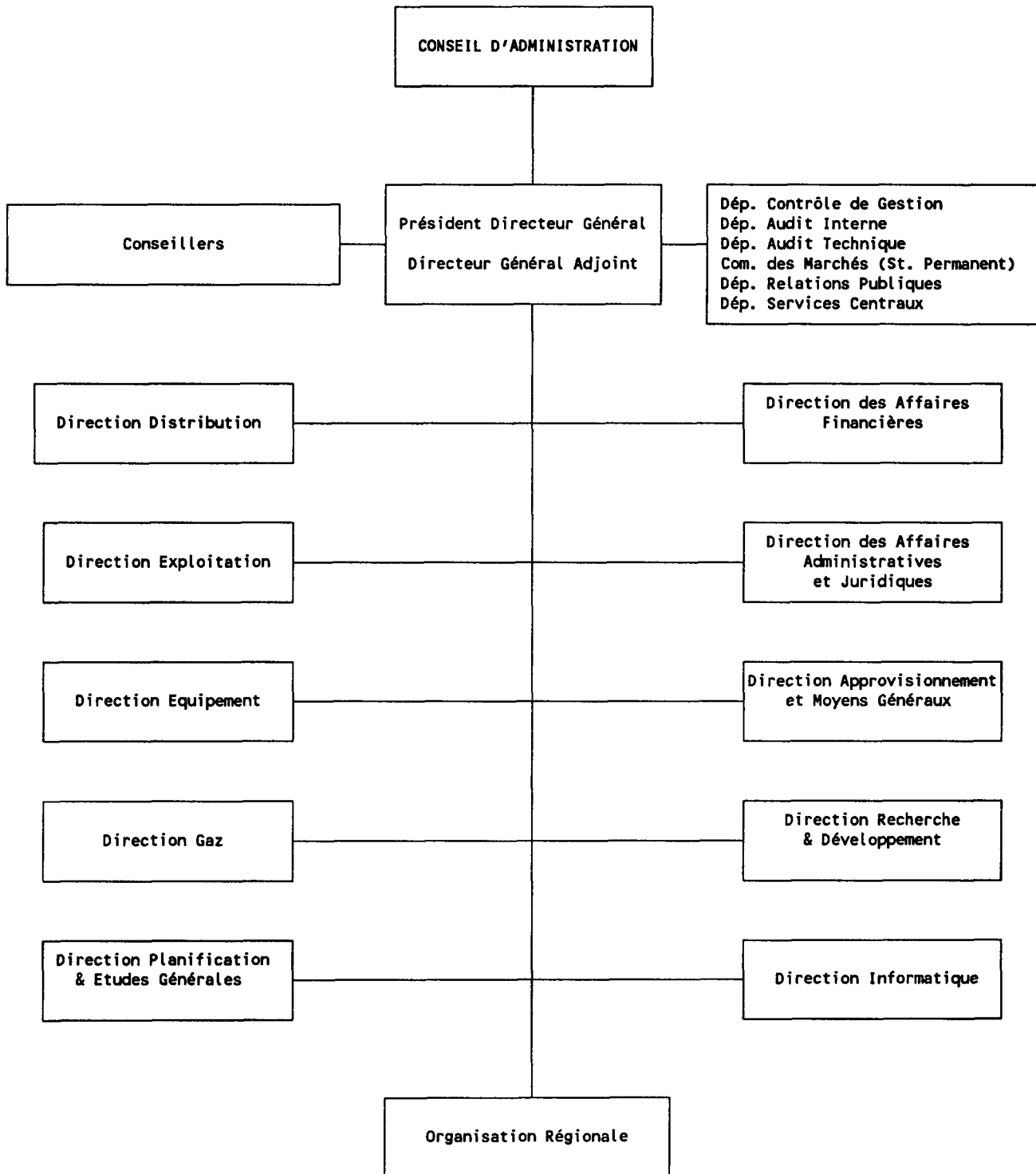
2. Dix Directions et cinq Départements, placés sous l'autorité du Président Directeur Général, forment l'ossature de la structure hiérarchique de l'entreprise.

Les cinq Départements de la STEG:

- Contrôle de Gestion
- Audit Interne
- Audit Technique
- Relations Publiques
- Services Centraux.

Les dix Directions de la STEG:

- Informatique
- Planification et Etudes Générales
- Direction de la Distribution
- Direction de l'Exploitation
- Direction de l'Equipeement
- Direction du Gaz
- Direction des Affaires Financières
- Direction des Affaires Administratives et Juridiques
- Direction des Approvisionnements et Moyens Généraux
- Direction de la Recherche et du Développement.



VALORISATION DES PERTES

RAPPELS DE LA METHODE

Le coût marginal à court terme

Définition

1. Le coût marginal à court terme est le coût supplémentaire de production, transport et distribution entraîné par la fourniture d'un kWh supplémentaire, une année donnée, lorsque le volume des équipements est fixé.

Constitution

2. Le coût marginal à court terme est basé sur la détermination d'un coût barème de combustible à partir de la courbe de charge à J-1 ou d'étude de prévisions. Ce barème tient compte du coût réel de combustible et d'un coût d'ordre. Ce coût d'ordre est destiné à tenir compte des aléas temps réel d'approvisionnement du combustible. Pour les études prévisionnelles, il est nécessaire de rajouter le coût démarrage des groupes (en général, 3/4 heure à 1 heure du coût de combustible pleine charge de la centrale) ainsi que le coût de transport. Les coûts marginaux court terme de production sont destinés à faire des prévisions d'exploitation. En France, les coûts barème sur 5 ans sont donnés à partir des prix de combustible. Ces coûts sont mis à jour en fonction de modification dues à la macroéconomie et au taux d'actualisation. Le coût marginal prévisionnel horaire ou journalier permet d'optimiser les choix de consignation en fonction des probabilités de disponibilité du réseau et défaillance des organes de production. De même, il permet de déterminer un plan de production optimum. Dans le cas de la Tunisie, une étude sur 5 ans des coûts marginaux de production comparerait l'intérêt économique de faire fonctionner les centrales en bande comme actuellement ou au contraire d'échelonner des arrêts/démarrages de groupes.

Le coût marginal à long terme

3. Le coût marginal à long terme est le coût supplémentaire de production, transport et distribution entraîné par la fourniture d'un kWh supplémentaire, une année donnée, lorsque le producteur peut ajuster le volume de ses équipements. Il prend en compte les coûts de combustible, les frais d'exploitation et les frais d'investissement. Le calcul du coût marginal à long terme se fait en introduisant la notion de coût d'anticipation. En effet, l'adaptation des équipements à la charge se fait en anticipant

d'un an l'investissement. Le coût de cette anticipation est la somme de trois termes: la charge financière annuelle calculée sur la base du taux d'actualisation, l'amortissement de la première année et les charges fixes d'exploitation et d'entretien de l'équipement pendant un an.

4. Le calcul d'évaluation des gains sur les pertes ci-après est donc effectué en prenant en compte les coûts d'anticipation des équipements aux différents niveaux de l'étude: production, transport et distribution ainsi que les coûts de combustible.

Calcul du coût de combustible

5. On utilise la monotone de charge de l'année 1989 qui a été établie pour l'ensemble de la Tunisie, les coûts calculés figurant dans l'étude tarifaire effectuée par la STEG (avril 1988).

Monotone de charge (voir figure 1)

6. Il s'agit de la courbe donnant les 8.760 puissances horaires de l'année classées par ordre décroissant depuis la valeur de la pointe maximum jusqu'à la valeur minimum. On dispose de la monotone de charge au niveau de la production de l'ensemble du pays pour l'année 1989. Elle a été établie à partir de 13 valeurs, comme il est indiqué dans le tableau de la figure 1.

7. On aurait obtenu plus de précision en se basant sur les monotones de chacun des postes HT/MT dans la mesure où le profil des consommations peut être variable selon le type de zone desservie (zones urbaines à majorité résidentielle, zones urbaines à majorité industrielle, zones agricoles, zones à faible densité de population ...). Par ailleurs, le profil de la courbe de charge des clients industriels alimentés en haute tension peut aussi différer de celui de la clientèle raccordée sur le réseau de distribution. La monotone de charge nationale correspond à une durée annuelle d'utilisation de la puissance de pointe de 5.830 heures (voir paragraphe ci-dessous). La durée annuelle d'utilisation de la puissance de pointe des postes sources examinés est voisine de 5.900 heures. La différence n'est donc pas significative.

8. Il est donc proposé d'utiliser la monotone de l'ensemble du pays pour déterminer la contribution du coût du combustible à l'établissement du coût annuel du kW de pertes à la pointe. Cette proposition reste cohérente par rapport à la précision des autres données prises en compte dans les différents calculs de pertes.

Coût marginal du combustible

9. L'étude tarifaire de la STEG donne pour les différentes périodes tarifaires: pointe, jour, nuit, les coûts marginaux de combustible à l'horizon 1994, et ceci, d'une part, en prenant en compte les prix intérieurs Tunisiens et, d'autre part, en se basant sur les prix de marché international. Ces dernières valeurs, qui reflètent le coût pour le pays, seront prises en considération.

Calcul des coûts

10. Les données disponibles ne sont pas synchrones puisque l'on dispose:

- de la monotone de charge de l'année 1989; et
- des coûts marginaux de combustible de l'année 1994.

11. Toutefois, il est vraisemblable que la forme de la courbe de l'année 1994 sera pratiquement l'homothétique de celle de 1989. En effet, aucune modification profonde du parc d'appareils d'utilisation n'est prévue à court terme et même si de nouvelles applications apparaissaient ou des modifications tarifaires étaient mises en oeuvre, les conséquences sur la forme de la monotone de charge ne pourraient être significatives dans un si court espace de temps.

12. Les coûts de combustibles de l'année 1994 correspondent au futur palier du parc de production pour le moyen terme. Ils sont donc tout à fait indiqués pour mesurer l'impact à moyen terme des actions proposées pour réduire les pertes.

Les coûts annuels de combustibles dûs aux pertes seront calculés dans deux cas:

Pertes Joule: on prendra en compte les hypothèses suivantes:

Durée d'utilisation de la puissance de pointe: 5.900 heures.

La charge varie selon le profil de la monotone de charge nationale (voir figure 1).

Les coûts de combustible dans chaque poste horaire sont ceux qui sont donnés par l'étude tarifaire de la STEG (avril 1988).

Pertes fer des transformateurs: on prendra en compte les hypothèses ci-après:

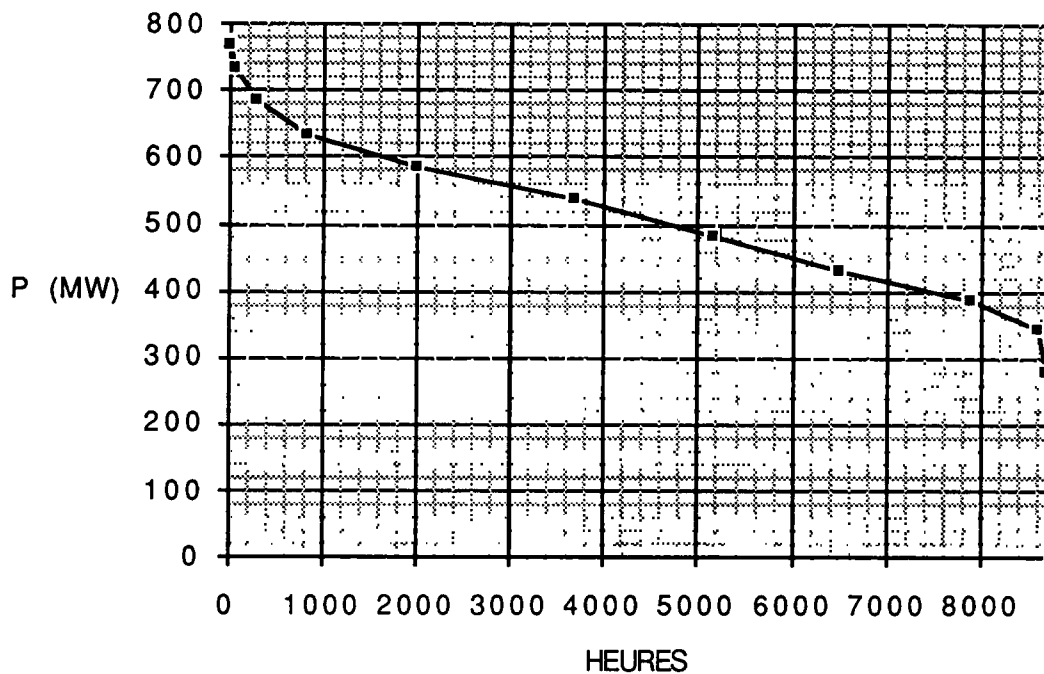
Durée d'utilisation: 8.760 heures.

Les coûts de combustible par poste horaire sont les mêmes que ceux indiqués ci-dessus.

MONOTONE DE CHARGE 1989

Puissance de pointe : 771 MW
Puissance minimum : 230 MW
Puissance moyenne : 513 MW

Figure 1



POINTS PRIS EN COMPTE

P relative	Paliers MW	Demi-heures	Heures
150	770	3	1.5
142.7	732	245	124
133.8	686	623	435.5
123.8	635	1605	1238
114.1	585	3093	2784.5
104.8	538	3584	4576
94.4	484	2273	5713
84.2	432	3093	7259.5
75.7	388	2568	8543.5
66.7	342	227	8657
54.5	280	70	8692

Calcul des coûts de combustible dans le cas des pertes Joule

13. Les pertes Joule sont proportionnelles au carré de la charge. La monotome normalisée des pertes peut donc être assimilée à la courbe dont les ordonnées sont égales au carré des ordonnées de la monotome de charge normalisée (cf. figure 2).

La courbe des pertes Joule est ensuite représentée en trois paliers:

- Un premier palier de 1.252 heures correspondant à la pointe.
- Un second palier de 4.223 heures correspondant aux heures de jour.
- Un palier de nuit dont la durée est de $9 \text{ h} \times 365 = 3.285$ heures.

14. L'énergie annuelle perdue par effet Joule pour chacune des périodes ci-dessus est déterminée de manière graphique en construisant les rectangles équivalents dont la surface est égale aux aires sous-tendues par la courbe des énergies perdues.

Les puissances moyennes obtenues par palier (voir figure 2) sont:

- 78% de la puissance perdue à la pointe pour le palier de pointe.
- 54% de la puissance perdue à la pointe pour le palier de jour.
- 32% de la puissance perdue à la pointe pour le palier de nuit.

Les énergies perdues annuelles correspondant à un kW de pertes sont donc:

- En pointe: $0,78 \times 1.252 = 976 \text{ kWh}$
- En heures de jour: $0,54 \times 4.223 = 2.280 \text{ kWh}$
- En heures de nuit: $0,32 \times 3.285 = 1.051 \text{ kWh}$.

Les coûts marginaux en millimes/kWh considérés pour l'année 1994 sont fournis par l'étude tarifaire de la STEG d'avril 1988:

- En pointe: 38,2
- En heures de jour: 30,3
- En heures de nuit: 23

CALCUL DES COUTS ANNUELS DE COMBUSTIBLE

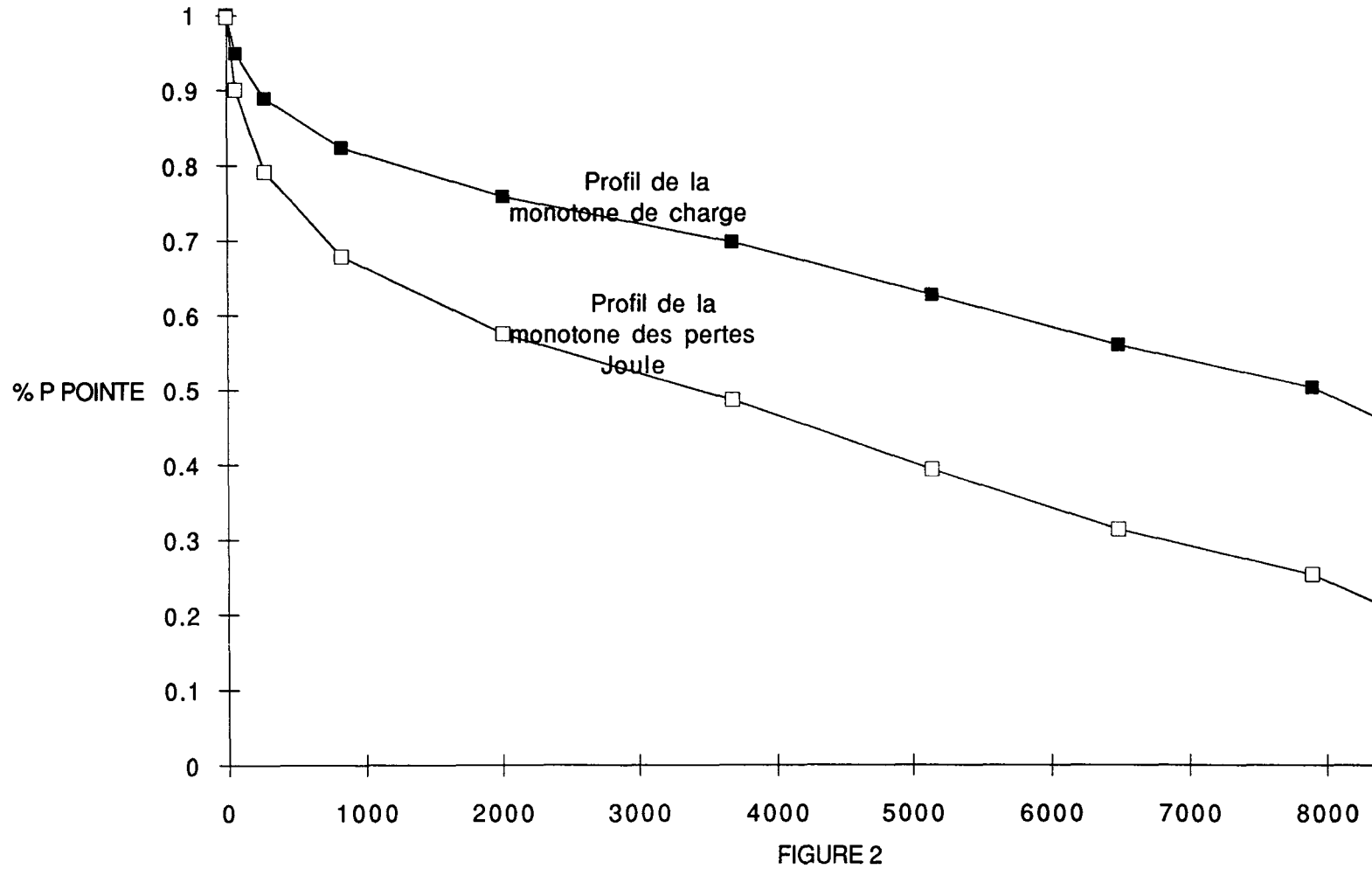


FIGURE 2

Le coût annuel de combustible pour 1 kW de pertes à la pointe est donc:

$$(976 \times 38,2) + (2.280 \times 30,3) + (1.051 \times 23) = 130.540 \text{ millimes, soit } 130 \text{ DT.}$$

Remarques. Le coût calculé ci-dessus correspond au niveau de la production. En chaque point du réseau, on tiendra compte des pertes sur la portion de réseau amont concernée. Le calcul ci-dessus correspond à la durée d'utilisation de la puissance de pointe suivante: la puissance moyenne (voir figure 2) est de 513 MW. L'énergie annuelle est donc de:

$$513 \times 8.760 = 4.493 \text{ GWh}$$

La puissance de pointe est de 771 MW; la durée d'utilisation de la puissance de pointe est donc:

$$\frac{4.493 \times 10^3}{771} = 5.828 \text{ heures}$$

Le facteur de charge Pmoyenne est alors de:
Ppointe

$$\frac{513}{771} = 0,66$$

Calcul des coûts de combustible dans le cas de pertes fer des transformateurs

15. Dans ce cas, la monotone de charge est horizontale. Pour 1 kW, les énergies par période tarifaire sont les suivantes:

- En pointe: 1 kW x 1.252 h = 1.252 kWh
- De jour: 1 kW x 4.223 h = 4.223 kWh
- De nuit: 1 kW x 3.285 h = 3.285 kWh

Le coût annuel de combustible au niveau de la production sera donc:

$$(1,252 \times 38,2) + (4.223 \times 30,3) + (3.285 \times 23) = 251,3 \times 10^3 \text{ millimes, soit } 251 \text{ DT.}$$

COUTS D'ANTICIPATION APPLIQUES A LA TUNISIE

Généralités

16. L'objet de cette étude est de proposer des valeurs de coûts d'anticipation de kilowatt afin de pouvoir estimer les gains sur les pertes. Ces coûts sont pour la plupart repris à partir de l'étude tarifaire de la STEG effectuée en avril 1988. En conséquence, les valeurs économiques ci-dessous sont exprimées en Dinars Tunisiens 1989.

Coût production

17. Le coût d'anticipation de l'équipement production est basé sur le coût d'installation du groupe de 150 MW qui sera installé à Radès. Le coût de développement brut est déterminé comme suit (sur la base d'un coût d'installation de 673 DT/kW):

Amortissement (sur 30 ans):	22,4 DT/kW
Charges financières (10%):	67,3 DT/kW
Frais fixes d'exploitation:	<u>8,0 DT/KW</u>
Total	97,7 DT/kW

18. L'économie de combustible est évaluée à 41 DT/kW, soit un coût net d'anticipation de 56,7 DT/kW arrondi à 57 DT/kW. Le nombre de kilowatts installés par kilowatt supplémentaire à la pointe est de 1,25 (cf. courbe de charge de la STEG). Le coût d'anticipation est donc de 57 x 1,25, soit: coût d'anticipation production: 71 DT/kW.

Coût transport

Coût d'anticipation du transport HT

19. Le programme d'investissement transport prévu au plan 1987-1991 est de 15 millions de DT pour un volume de 117 km de lignes. Le coût d'investissement par km de lignes est de 128.000 DT.

Les éléments techniques du programme de transport indiquent une prévision de construction de 0,32 m de lignes par kVA HT/MT supplémentaire installé et de 1,825 kVA HT/MT installé par kW de pointe supplémentaire. L'investissement transport HT rapporté au kW de pointe supplémentaire est donc de: $128 \times 0,32 \times 1,825$, soit 75 DT/kW.

Le coût d'anticipation correspondant est égal à:

Amortissement (sur 30 ans):	2,5 DT/kW
Charges financières (10%):	7,5 DT/kW
Frais fixes d'exploitation:	<u>0,7 DT/kW</u>
Total	10,7 DT/kW

Coûts d'anticipation des postes HT/MT

20. Le programme d'investissement transport prévu au plan 1987-1991 est de 21 millions de DT pour un volume de 363 MVA de puissance installée. Le coût d'investissement par MVA installé est de 57.500 DT. Les éléments techniques du programme de transport indiquent une prévision de construction de 1,825 kVA HT/MT installé par kW de pointe supplémentaire. L'investissement transport HT rapporté au kW de pointe supplémentaire est donc de $57,5 \times 1,825$, soit 105 DT/kW.

Le coût d'anticipation correspondant est égal à:

Amortissement (sur 30 ans):	3,5 DT/kW
Charges financières (10%):	10,5 DT/kW
Frais fixes d'exploitation:	<u>0,9 DT/kW</u>
Total	14,9 DT/kW

Coût distribution

Moyenne tension

21. Généralités. Le volume des investissements de la distribution est donné par les directives du plan directeur de la distribution s'appliquant sur la période 1987-1991 du VIIème Plan.

Tableau A2.1: RECAPITULATION DES INVESTISSEMENTS DES POSTES MT

En milliers de dinars	Financements STEG	Financements Tiers	Total
Investissements ruraux	3.200	26.000	29.200
Investissements urbains	4.500	0	4.500
Investissements industrie	0	17.000	17.000
Investissements assainissement	17.200	0	17.200
Total	24.900	43.000	67.900

22. Coût d'anticipation. La valeur du coût marginal MT est égale au volume des investissements rapporté à l'augmentation de la puissance de pointe MT. Celle-ci est égale à 86% de l'augmentation de puissance totale, soit:

Puissance de pointe globale en 1987:	710 MW
Puissance de pointe globale en 1991:	910 MW
Différence:	200 MW
Différence sur réseau MT:	172 MW
(ratio de 86% pour la MT et la BT en puissance de pointe)	

23. Les investissements MT sur la période considérée sont de 24.900 milliers de DT financés par la STEG, 67.900 milliers de DT au total en incorporant la totalité des financements de l'économie tunisienne, quelle que soit leur origine.

- Soit un coût d'anticipation hors pertes en ne considérant que les investissements STEG de:

Investissement par kW de pointe supplémentaire:

$$\frac{24.900}{172} = 144 \text{ DT/kW de pointe}$$

Amortissement (sur 30 ans):	4,8 DT/kW
Charges financières (10%):	14,4 DT/kW
Frais fixes d'exploitation:	<u>3,0 DT/kW</u>
Coût d'anticipation	22,2 DT/kW

— Soit un coût d'anticipation hors pertes en considérant les investissements totaux de:

Investissement par kW de pointe supplémentaire:

$$\frac{67.900}{172} = 395 \text{ DT/kW de pointe}$$

Amortissement (sur 30 ans):	13,2 DT/kW
Charges financières (10%):	39,5 DT/kW
Frais fixes d'exploitation:	<u>3,0 DT/kW</u>
Coût d'anticipation	55,7 DT/kW

Postes MT/BT

24. Généralités. Le volume des investissements de la distribution est donné par les directives du plan directeur de la distribution s'appliquant sur la période 1987-1991 du VIIème Plan.

Tableau A2.2: RECAPITULATION DES INVESTISSEMENTS DES POSTES MT/BT

En milliers de dinars	Financements STEG	Financements Tiers	Total
Investissements ruraux	1.000	6.300	7.300
Investissements urbains	7.000	0	7.000
Investissements industrie	0	0	0
Investissements assainissements	8.600	0	(Cl. Ind.) 8.600
Total	16.600	6.300	22.900

25. Coût d'anticipation. La valeur du coût marginal du kW MT/BT est égale au volume des investissements rapportés à l'augmentation de la puissance de pointe BT. Celle-ci est égale à 48% de l'augmentation de la puissance totale, soit:

Puissance de pointe globale en 1987:	710 MW
Puissance de pointe globale en 1991:	910 MW
Différence:	200 MW
Différence sur les postes MT/BT:	96 MW

26. Les investissements concernant les postes MT/BT sur la période considérée sont 16.000 milliers de DT financés par la STEG, 22.900 milliers de DT au total en incorporant la totalité des financements de l'économie tunisienne, quelle que soit leur origine.

- Soit un coût d'anticipation hors pertes en ne considérant que les investissements STEG de:

Investissement par kW de pointe supplémentaire:

$$\frac{16.600}{96} = 173 \text{ DT/kW de pointe}$$

Amortissement (sur 30 ans):	5,7 DT/kW
Charges financières:	17,3 DT/kW
Frais fixes d'exploitation:	<u>2,0 DT/kW</u>
Total	25,0 DT/kW

Si l'on considère l'ensemble des investissements:

$$\frac{22.900}{96} = 239 \text{ kW de pointe}$$

Amortissement (sur 30 ans):	8,0 DT/kW
Charges financières:	23,9 DT/kW
Frais fixes d'exploitation:	<u>2,0 DT/kW</u>
Coût d'anticipation	33,9 DT/kW

N.B.: Les frais fixes d'exploitation ont été considérés identiques en MT et en BT, en accord avec l'étude tarifaire de la STEG, soit 6 DT/kW pour l'ensemble des postes MT/BT et du réseau BT. On a supposé une répartition de 2 DT/kW pour les postes MT/BT et 4 DT/kW pour le réseau BT.

Réseau basse tension

27. Généralités. Le volume des investissements de la distribution est donné par les directives du plan directeur de la distribution s'appliquant sur la période 1987-1991 du VIIème Plan.

Tableau A2.3: RECAPITULATION DES INVESTISSEMENTS DES POSTES BT

En milliers de dinars	Financements STEG	Financements Tiers	Total
Investissements ruraux	2.800	23.700	26.500
Investissements urbains	10.500	10.500	21.000
Investissements industrie	0	0	0
Investissements assainissement	17.200	0	17.200
Total	30.500	34.200	64.700

28. Coût d'anticipation. La valeur du coût marginal du kVA BT est égale au volume des investissements rapporté à l'augmentation de la puissance pointe BT. Celle-ci est égale à 48% de l'augmentation de puissance totale, soit:

Puissance de pointe globale en 1987:	710 MW
Puissance de pointe globale en 1991:	910 MW
Différence:	200 MW
Différence sur réseau BT:	96 MW (200 MW x 48%)

29. Les investissements basse tension sur la période considérée sont de 47.100 milliers de DT financés par la STEG, 87.600 milliers de DT au total (y compris les financements non STEG).

- Soit un coût d'anticipation hors pertes en ne considérant que les investissements STEG de:

Investissement par kW de pointe supplémentaire:

$$\frac{30.500}{96} = 318 \text{ DT/kW}$$

Amortissement (sur 30 ans):	10,3 DT/kW
Charges financières (10%):	31,0 DT/kW
Frais fixes d'exploitation:	<u>4,0 DT/kW</u>
Coût d'anticipation	46,4 DT/kW

- Soit un coût d'anticipation hors pertes en considérant les investissements totaux de:

Investissement par kW de pointe supplémentaire:

$$\frac{64.700}{96} = 674 \text{ DT/kW de pointe}$$

Amortissement (sur 30 ans):	22,4 DT/kW
Charges financières (10%):	67,4 DT/kW
Frais fixes d'exploitation:	<u>4,0 DT/kW</u>
Coût d'anticipation	93,8 DT/kW

Récapitulation des coûts d'anticipation

30. L'étude aboutit donc à prendre en compte deux hypothèses, suivant que l'on fait intervenir les investissements STEG ou les investissements totaux.

Coûts d'anticipation hypothèse 1

- Première hypothèse: investissements STEG seuls pris en compte

Coût d'anticipation de la production:	71,0 DT/kW
Coût d'anticipation du transport HT:	10,7 DT/kW
Coût d'anticipation des postes HT/MT	14,9 DT/kW
Coût d'anticipation de la distribution MT:	22,2 DT/kW
Coût d'anticipation des postes MT/BT:	25,0 DT/kW
Coût d'anticipation de la distribution BT:	46,4 DT/kW
(rapportés au kW de pointe marginal)	

La répartition des pertes sur l'ensemble du réseau est approximativement la suivante:

- 2,5% sur le réseau HT
- 2% pour la transformation HT/MT
- 5% sur le réseau MT
- 3% pour la transformation MT/BT
- 6% pour le réseau BT

Calcul du coût d'anticipation du kW en tenant compte des pertes amont:

- Réseau HT:	$(71 + 10,7) \times 1,015$	=	83,7 DT/kW
- Transformation HT/MT:	$(83,7 + 14,9) \times 1,02$	=	100,6 DT/kW
- Réseau MT:	$(100,6 + 22,2) \times 1,05$	=	128,9 DT/kW
- Postes MT/BT:	$(128,9 + 25) \times 1,03$	=	158,5 DT/kW
- Réseau BT:	$(158,5 + 46,4) \times 1,06$	=	217,2 DT/kW

RESULTATS

Jusqu'au niveau	HT	Transformateurs HT/MT	MT	Transformateurs MT/BT	BT
Coût d'anticipation en DT/kW (pertes incluses)	83,7	100,6	128,9	158,5	217,2

Coûts d'anticipation hypothèse 2

- Deuxième hypothèse: investissements totaux (STEG et autres) pris en compte:

Coût d'anticipation de la production:	71,0 DT/kW
Coût d'anticipation du transport HT:	10,7 DT/kW
Coût d'anticipation du transport HT:	14,9 DT/kW
Coût d'anticipation de la distribution MT:	55,7 DT/kW
Coût d'anticipation des postes MT/BT	33,9 DT/kW
Coût d'anticipation de la distribution BT:	93,8 DT/kW
(rapportés au kW de pointe marginal)	

La répartition des pertes sur l'ensemble du réseau est approximativement la suivante:

- 2,5 % sur le réseau HT
- 2% pour la transformation HT/MT
- 5% sur le réseau MT
- 3% pour la transformation MT/BT
- 6% pour le réseau BT

Calcul du coût d'anticipation du kW en tenant compte des pertes amont:

- sur le réseau HT:	$(71 + 10,7) \times 1,025$	=	83,7 DT/kW
- transformation HT/MT:	$(83,7 + 14,9) \times 1,02$	=	100,6 DT/kW
- sur le réseau MT:	$(100,6 + 55,7) \times 1,05$	=	164,1 DT/kW
- postes MT/BT:	$(164,1 + 33,9) \times 1,03$	=	203,9 DT/kW
- réseau BT:	$(203,9 + 93,8) \times 1,06$	=	315,6 DT/kW

RESULTATS

Jusqu'au niveau	HT	Transformateurs HT/MT	MT	Transformateurs MT/BT	BT
Coût d'anticipation en DT/kW (pertes incluses)	83,7	100,6	164,1	203,9	315,6

Conclusion

31. Cette deuxième hypothèse sera prise en considération pour la valorisation des pertes. En effet, elle est plus proche des coûts réels et permet de prendre en compte l'ensemble des gains pour la collectivité. D'une manière générale, l'approche de coût marginal doit inclure l'ensemble des coûts de façon à permettre à ce que les tarifs reflètent le plus exactement possible les prix de l'énergie.

Coûts totaux

32. Comme indiqué ci-dessus, on valorisera le coût annuel du kW de pertes à la pointe en faisant la somme du coût annuel de combustible (en fonction de la monotone de charge considérée), du coût d'anticipation des moyens de production et du coût d'anticipation des ouvrages amont par rapport au point considéré.

33. La répartition des pertes sur l'ensemble du réseau est approximativement la suivante:

- Réseau HT:	2,5%
- Transformation HT/MT:	2%
- Réseau MT:	5%
- Postes MT/BT:	3%
- Réseau BT:	6%

34. On retiendra deux cas: cas général suivant le profil de la monotone de charge utilisée pour le calcul (environ 5.900 heures d'utilisation de la puissance de pointe), et cas des pertes fer des transformateurs (8.760 heures d'utilisation de la puissance).

Cas général

35. Calcul du coût annuel d'un kW de pertes à la pointe. Les coûts d'anticipation du kW supplémentaire ont été calculés dans un paragraphe précédent. Il suffit donc de calculer les coûts dus au combustible, pertes incluses, à chaque niveau du réseau:

- Production:	130 DT/kW (voir ci-dessus)	
- Réseau HT:	130 x 1.025	= 133.2 DT/kW
- Transformation HT/MT:	133.2 x 1.05	= 135.9 DT/kW
- Réseau MT:	135.9 x 1.05	= 142.7 DT/kW
- Postes HT/BT:	142.7 x 1.03	= 147.0 DT/kW
- Réseau BT:	147 x 1.06	= 155.8 DT/kW

Calcul des coûts totaux:

- Réseau HT:	83.7 + 133.2	= 216.9 DT/kW
- Transformation HT/MT:	100.6 + 135.9	= 236.5 DT/kW
- Réseau MT:	164.1 + 142.7	= 306.8 DT/kW
- Transformation MT/BT:	203.9 + 147	= 350.9 DT/kW
- Réseau BT:	315.6 + 155.8	= 471.4 DT/kW

On obtient le tableau suivant:

Tableau A2.4: COUT ANNUEL D'UN KW DE PERTES A LA POINTE

Utilisation annuelle de la puissance de pointe	Coût au niveau (en DT/kW)				
	HT	Transformateurs HT/MT	MT	Transformateurs MT/BT	BT
5.900 heures	216,9	236,5	306,8	350,9	471,4

Cas des pertes fer des transformateurs

36. Les coûts d'anticipation des investissements ont été calculés précédemment. On y ajoutera le coût annuel de combustible, pertes incluses, calculé au niveau du réseau considéré.

Transformateurs HT/MT. Calcul du coût annuel de combustible:

- Production: 251 DT/kW (voir ci-dessus)
- Réseau HT: $251 \times 1.025 = 257.2$ DT/kW
- Transformation HT/MT: $257.2 \times 1.02 = 262.4$ DT/kW

Coût total:

- Réseau HT: $83.71 + 257.1 = 340.9$ DT/kW
- Transformation HT/MT: $100.6 + 262.4 = 363$ DT/kW

Transformateurs MT/BT. Calcul du coût annuel de combustible:

- Réseau MT: $262.4 \times 1.05 = 275.5$ DT/kW
- Transformation MT/BT: $275.5 \times 1.03 = 283.8$ DT/kW

Coût total:

- Réseau MT: $164.1 + 275.5 = 439.6$ DT/kW
- Transformation MT/BT: $203.9 + 283.8 = 487.7$ DT/kW

On obtient le tableau suivant:

Tableau A2.5: COUT ANNUEL TOTAL D'UN KW DE PERTES FER DANS LES TRANSFORMATEURS

Utilisation annuelle de la puissance de pointe	Coût au niveau (en DT/kW)				
	HT	Transformateurs HT/MT	MT	Transformateurs MT/BT	BT
8.760 heures (pertes fer des transformateurs)	340,9	363	439,6	487,7	-

Récapitulation

Tableau A2.6: COUT ANNUEL D'UN KW DE PERTES

Utilisation annuelle de la puissance de pointe	Coût au niveau (en DT/kW)				
	HT	Transformateurs HT/MT	HT	Transformateurs MT/BT	BT
5.900 heures	216,9	236,5	306,8	350,9	471,4
8.760 heures (pertes fer des transformateurs)	340,9	363	439,6	487,7	-

CONVERSION TAUX DE RENTABILITE IMMEDIATE EN TAUX DE RENTABILITE INTERNE

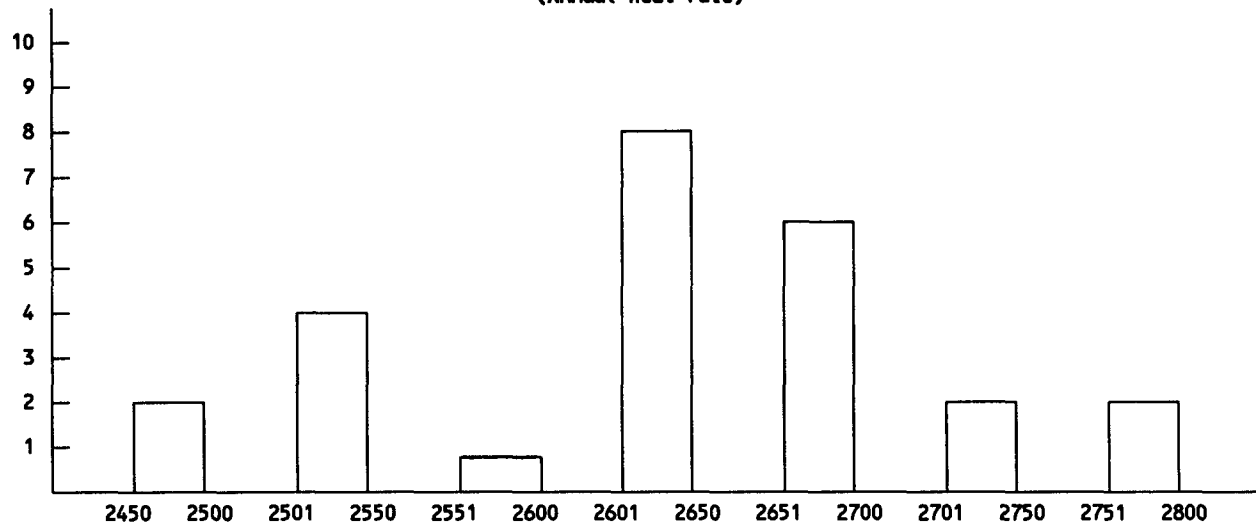
**Tableau A3.1: CONVERSION TAUX DE RENTABILITE IMMEDIATE
EN TAUX DE RENTABILITE INTERNE**

Temps de récupération de l'investissement	TRI	TRI	TRI	TRI
	Immédiate	Durée de vie: 10 ans	Durée de vie: 20 ans	Durée de vie: 30 ans
10 ans	10	0	7,8	9
	11	1,8	9	10
	12	3,5	10	11,6
	13	5	11,5	12,6
	14	6,6	12,7	13,7
	15	8	14	14,8
	16	9,6	15	15,8
	17	11	16	16,8
	18	12	17,2	17,9
	19	13,7	18,4	18,9
5 ans	20	15,1	19,4	19,9
	21	16,4	20,5	20,9
	22	11,7	21,6	21,9
	23	18,9	22,6	22,95
	24	20,2	23,4	24
	25	21,4	24,7	25
4 ans	25	21,4	24,7	25
	30	27,3	29,8	30
3 ans	35	33	34,9	35
	40	38,5	40	40
		45	43,8	45
2 ans	50	49,1	50	50
< 2 ans	55	54,3	55	55
	60	59,4	60	60
	65	64,6	65	65
	70	69,7	70	70
	75	75	75	75

CONSOMMATIONS SPECIFIQUES DES CENTRALES THERMIQUES VAPEUR

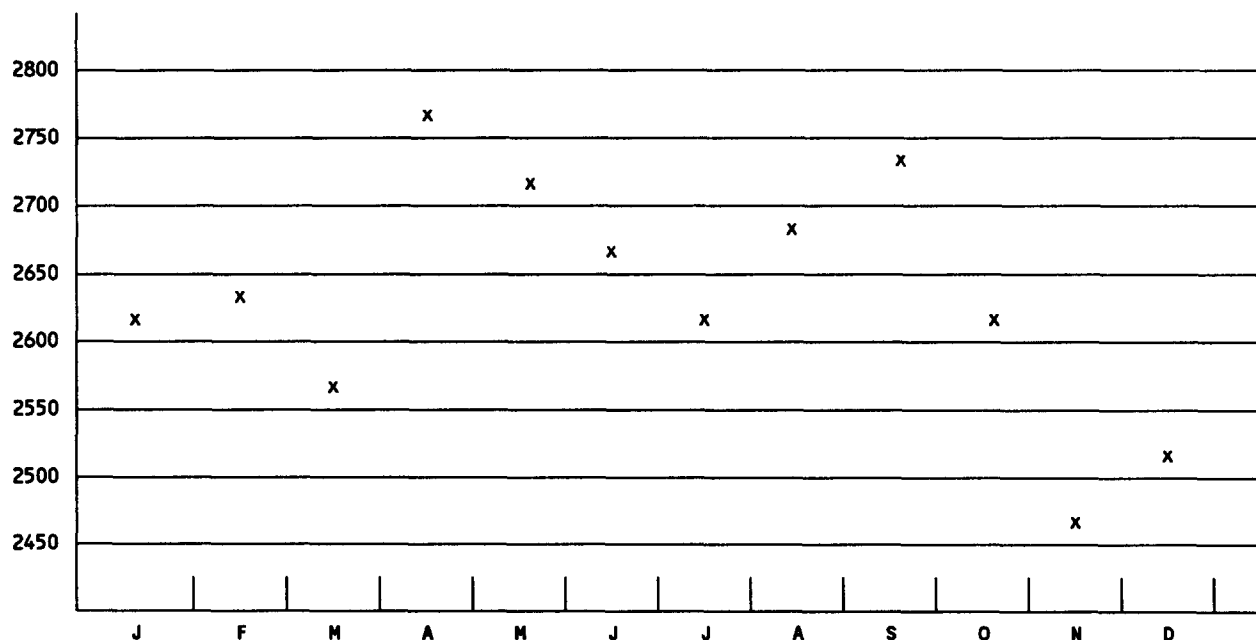
Centrale de Sousse - Tranche 1 et 2

Consommations spécifiques annuelles (1988)
(Annual heat rate)



Tranche 1

Répartition annuelle des valeurs de consommations spécifiques
(Annual heat rate data distribution)
Kcal/Kwh



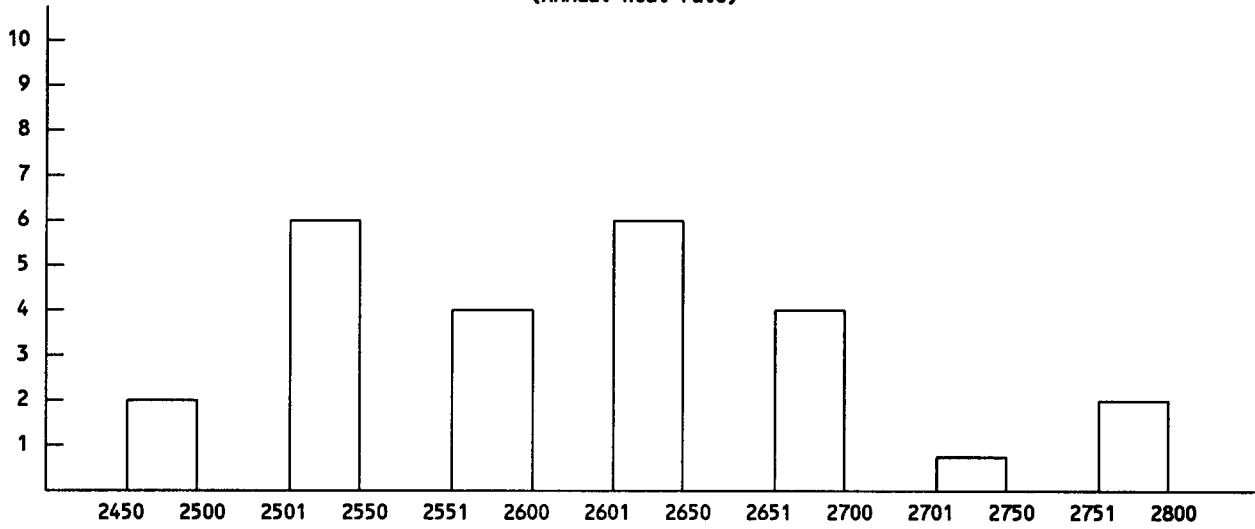
Moyenne (mean): $\bar{x}_n = 2630$ Kcal/Kwh

Ecart type (standard deviation): $\sigma_n = 86,9$

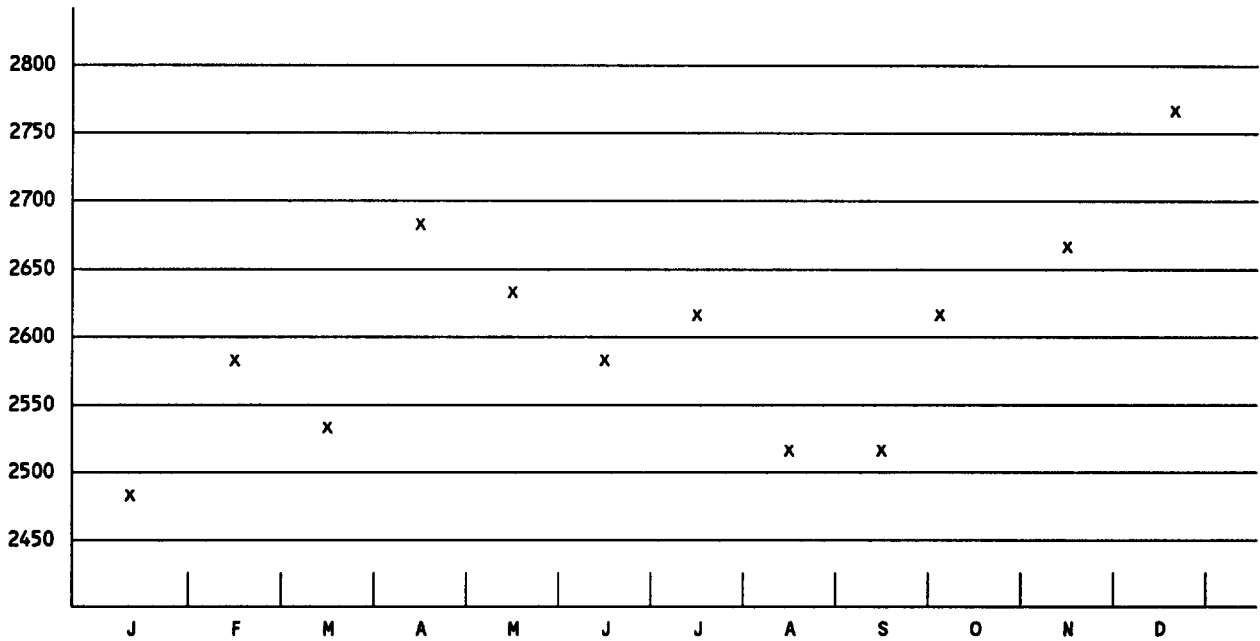
Valeur de référence (au gaz et à charge nominale): 2565 Kcal/Kwh

Centrale de Sousse - Tranche 2

Consommations spécifiques annuelles (1988)
(Annual heat rate)



Répartition annuelle des valeurs de consommations spécifiques
(Annual heat rate data distribution)
Kcal/Kwh



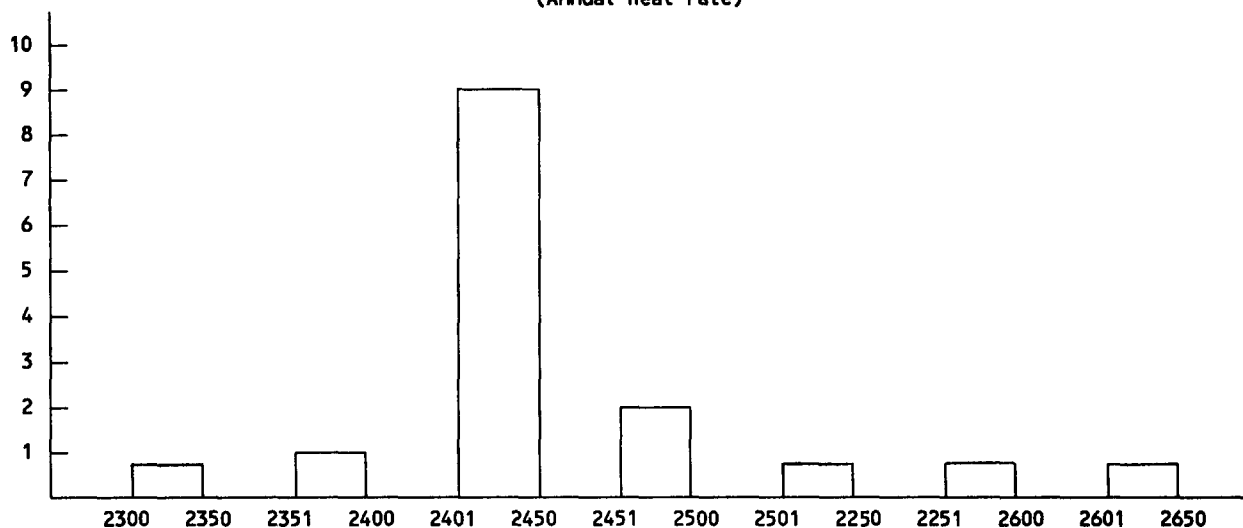
Moyenne (mean): $\bar{x} = 2613$ Kcal/Kwh

Ecart type (standard deviation): $\sigma_x = 71,4$

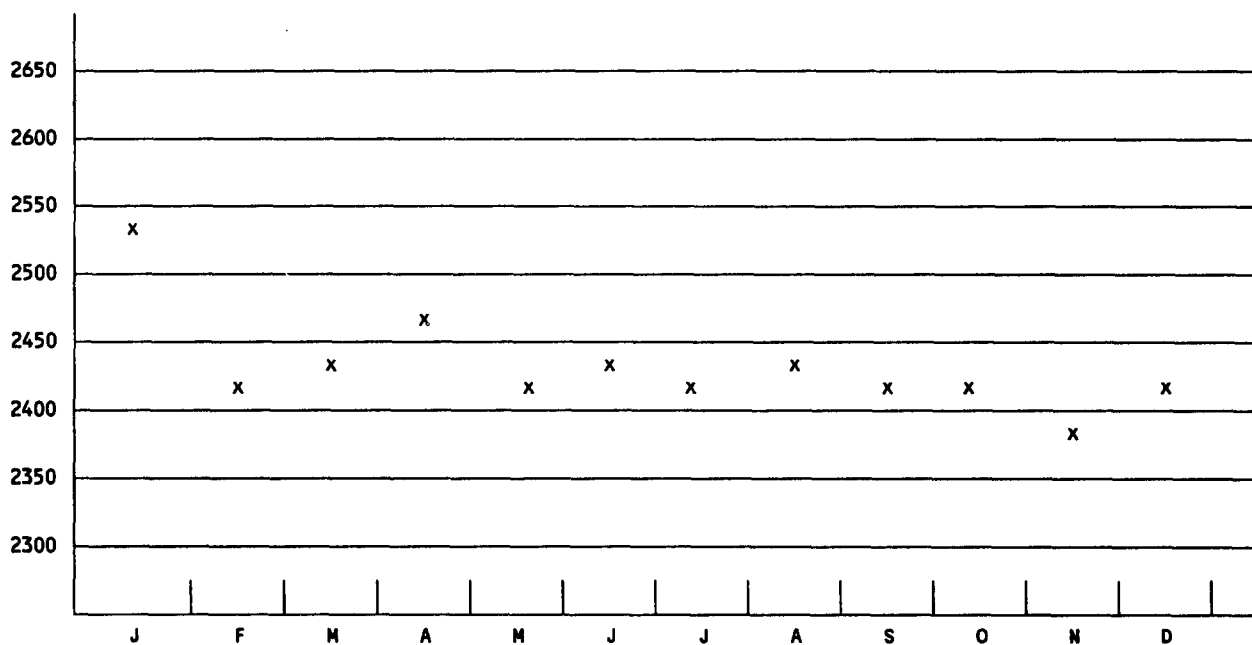
Valeur de référence (au gaz et à charge nominale): 2565 Kcal/Kwh

Centrale de Radès - Tranche 1

Consommations spécifiques annuelles (1988)
(Annual heat rate)



Répartition annuelle des valeurs de consommations spécifiques
(Annual heat rate data distribution)
Kcal/Kwh



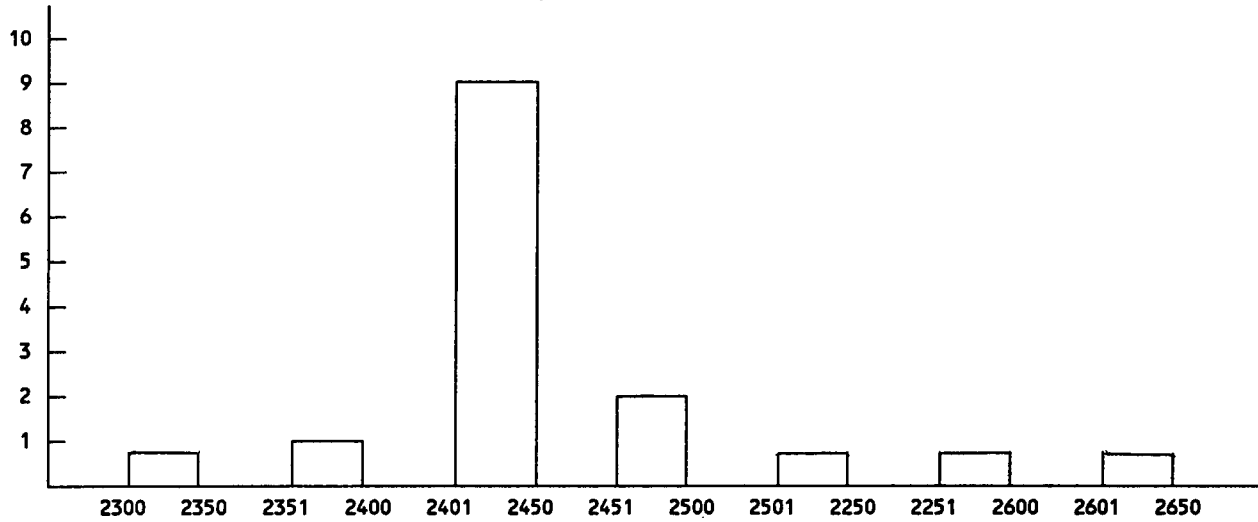
Moyenne (mean): $\bar{x}_m = 2428$ Kcal/Kwh

Ecart type (standard deviation): $\sigma_m = 28$

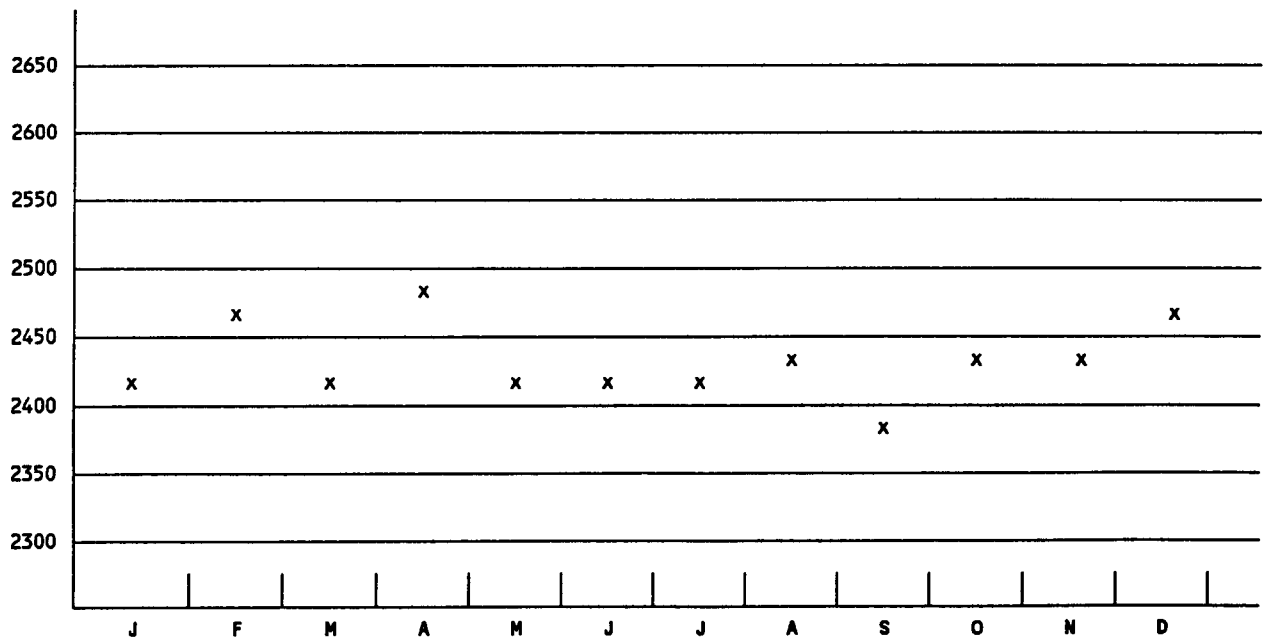
Valeur de référence (à charge nominale): 2350 Kcal/Kwh

Centrale de Radès - Tranche 2

Consommations spécifiques annuelles (1988)
(Annual heat rate)



Répartition annuelle des valeurs de consommations spécifiques
(Annual heat rate data distribution)
Kcal/Kwh



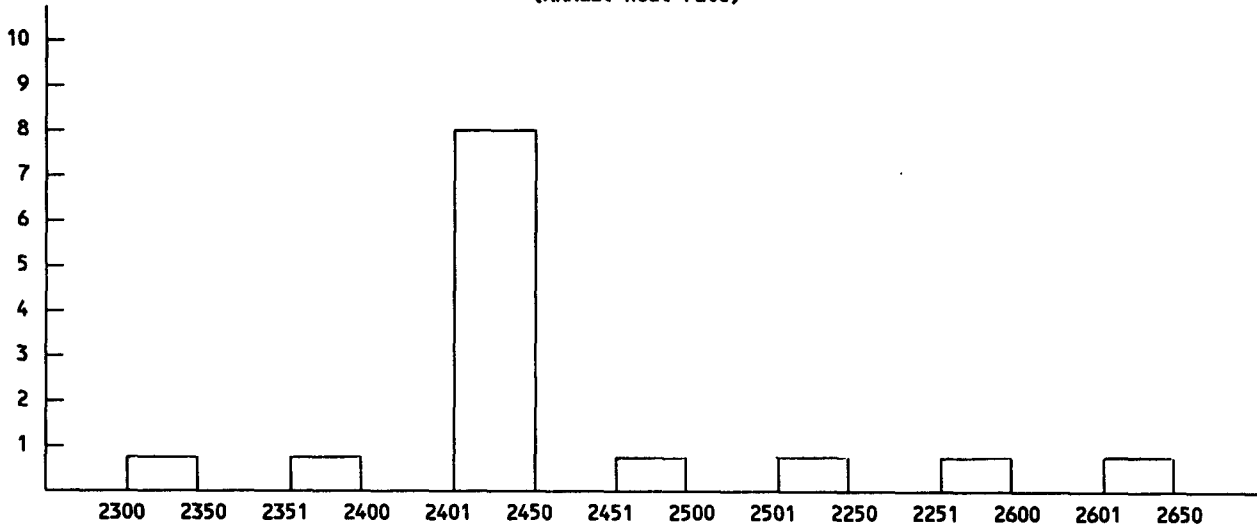
Moyenne (mean): $\bar{x}_n = 2437$ Kcal/Kwh

Ecart type (standard deviation): $\sigma_n = 17$

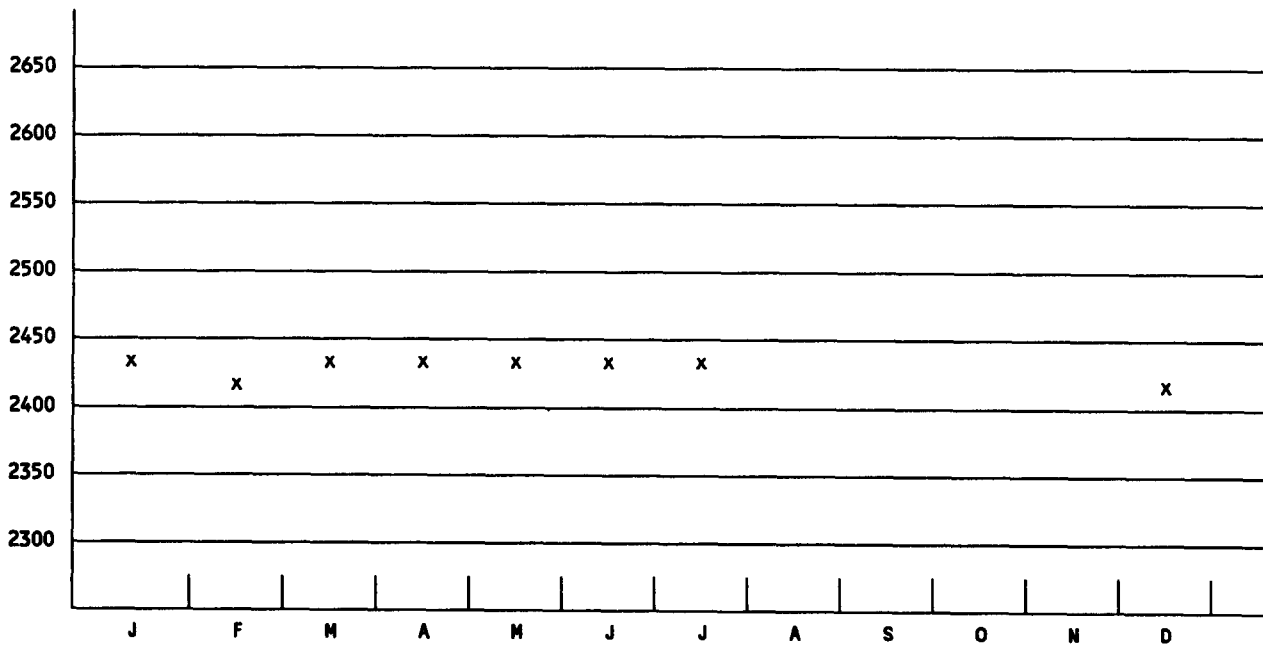
Valeur de référence (à charge nominale): 2350 Kcal/Kwh

Centrale de Radès - Tranche 1

Consommations spécifiques annuelles (1989)
(Annual heat rate)



Répartition annuelle des valeurs de consommations spécifiques
(Annual heat rate data distribution)
Kcal/Kwh



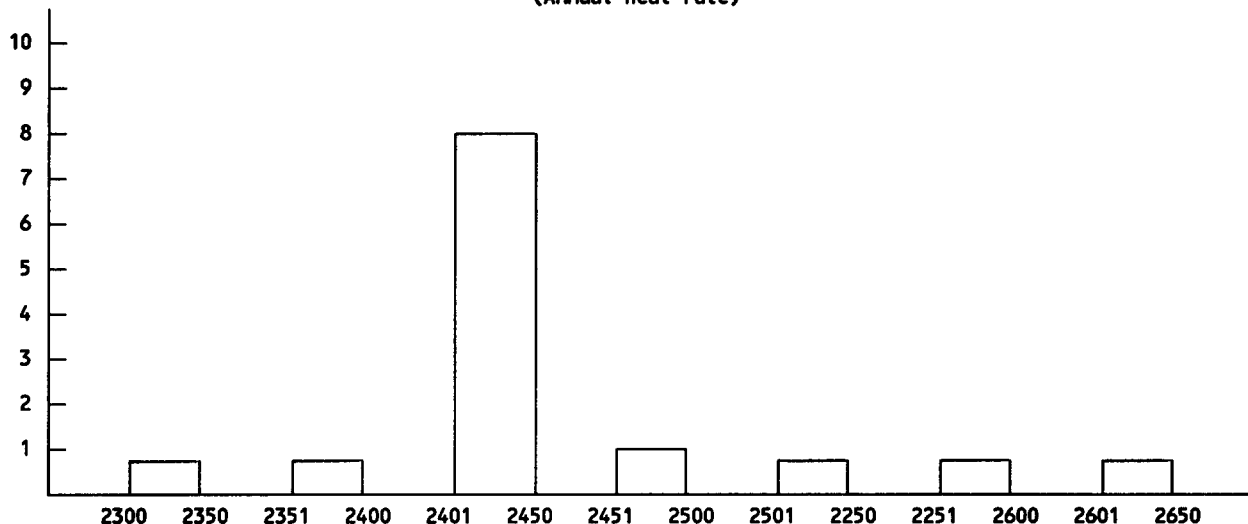
Moyenne (mean): $\bar{x}_n = 2438$ Kcal/Kwh

Ecart type (standard deviation): $\sigma_n = 13,4$

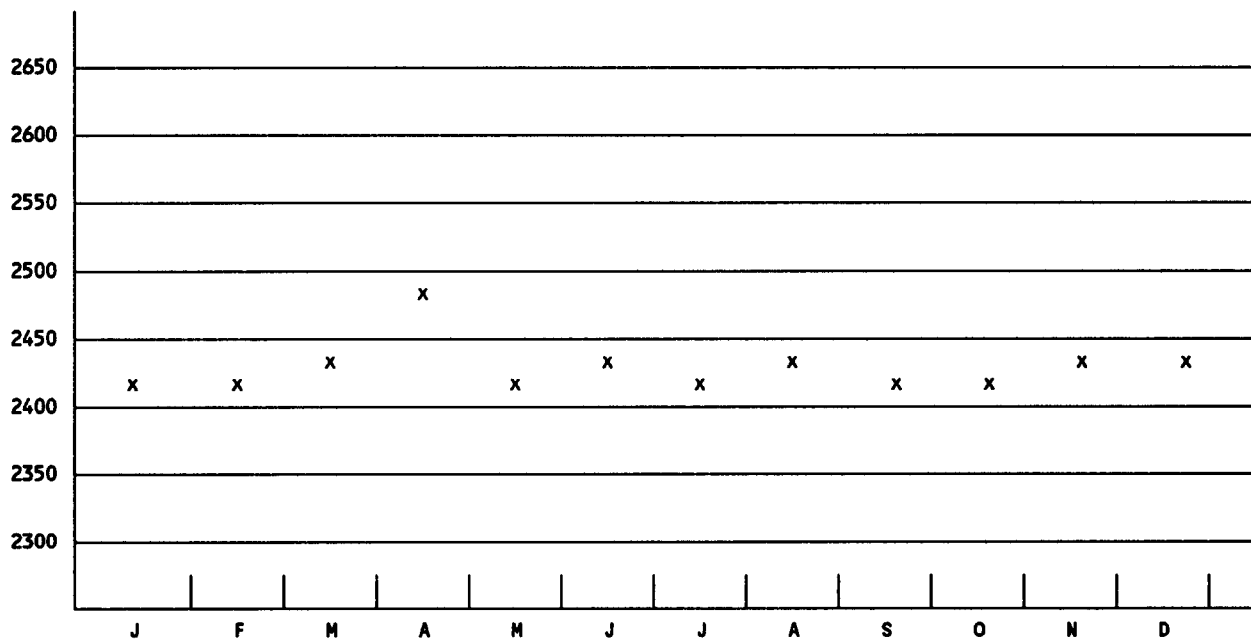
Valeur de référence (à charge nominale): 2350 Kcal/Kwh

Centrale de Radès - Tranche 2

Consommations spécifiques annuelles (1989)
(Annual heat rate)



Répartition annuelle des valeurs de consommations spécifiques
(Annual heat rate data distribution)
Kcal/Kwh



Moyenne (mean): $\bar{x} = 2434$ Kcal/Kwh

Ecart type (standard deviation): $\sigma_m = 11,7$

Valeur de référence (à charge nominale): 2350 Kcal/Kwh

CONTROLE ECONOMIQUE

Suivi des écarts de consommation

1. Le tableau de la page 2 de cette annexe donne des exemples de variation des paramètres de fonctionnement d'un groupe de 115 MW (MONTEREAU) et de l'ordre de grandeur des augmentations correspondantes de consommation spécifique.

Surconsommation annuelle de combustible due à une kcal/kWh supplémentaire

2. Palier 30 MW. En prenant une utilisation annuelle de 6.500 h, l'énergie produite est:

$$6.500 \times 30.000 = 195.000.000 \text{ kWh}$$

La surconsommation de chaleur due à 1 kcal/kWh supplémentaire est de 195.000.000 kcal. En prenant comme exemple du fuel avec un PCS d'environ 10.000 kcal/kg la surconsommation annuelle de combustible est de 19.500 kg (20 tonnes).

3. Palier 160 MW. Avec les mêmes hypothèses de calcul, la surconsommation de combustible est de:

$$\frac{6.500 \times 160.000}{10.000} = 104.000 \text{ kg (100 tonnes)}$$

4. Le suivi en continu des écarts de consommation et l'élimination progressive de leurs causes respectives permet donc des économies substantielles de combustible, surtout pour les groupes de puissance unitaire importante.

**Tableau A5.1: EXEMPLES DE VARIATION DES PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT
ET INCIDENCE SUR LA CS POUR UN GROUPE DE 125 MW
(POUR UNE COB DE 2200 kcal/kWh)**

Paramètre cause de l'écart	Valeur du paramètre physique		Ecart de CS correspondant	
	COB	Mesuré	En kcal	En % COB
Charge P	125 MW	60 MW	85	3,8
Charge Q	COS ϕ = 1	COS ϕ = 0,9	6	0,3
Eau de circulation	3,5°C	13,5°C	25	1,14
Air ambiant	26,5°C	16,5°C	10	0,45
Température condenseur · Encrassement · Entrée d'air	33,6°C	+ 3°C	10	0,45
Chaleur sensible (Excès O ₂)	5%	10%	22	1
Pression vapeur surchauffée	124,5 bar	- 10 bar	11	0,5
Température vapeur surchauffée	540°C	- 10°C	5	0,23
Température vapeur résurchauffée	540°C	- 10°C	5	0,23
Réchauffeurs HP		HS	43	2
Réchauffeurs BP		HS	71	3,2

Méthode de contrôle économique

5. Le but du contrôle économique est de suivre en permanence la consommation de combustible par unité d'énergie électrique produite afin de remédier, dès que possible, à la cause des écarts.

Définitions

6. Consommation spécifique: kcal/kWh. C'est la quantité de combustible, exprimée en pouvoir calorifique, utilisée pour produire 1 kWh.

7. Consommation spécifique déclarée: (CS). C'est la consommation spécifique réelle, obtenue dans les conditions normales d'exploitation à partir:

- des compteurs d'énergie électrique; et
- des débitmètres de combustible.

8. Consommation optimale de base: (COB). C'est la consommation théorique de la centrale lorsque toutes les conditions de fonctionnement les plus favorables se trouvent réalisées simultanément:

- matériel en parfait état;
- paramètres de conduite aux valeurs nominales;
- puissance nominale; et
- réactif nul (Cos phi = 1).

9. Ecarts. Ce sont les différents écarts de consommations attribuables aux valeurs réelles des paramètres physiques correspondants, par rapport aux conditions optimales (COB).

Remarques. Ces écarts sont toujours positifs ou nuls (sinon la COB doit être recalculée). Certains écarts de consommation sont indépendants les uns des autres (pertes d'eau vapeur, charge du groupe ...). D'autres écarts sont liés (température fumées, conditions atmosphériques ...). Pour tenir compte globalement de l'interdépendance des écarts de consommation, on emploie la méthode des écarts dépendants approchés. Si on pose:

- E_i = écart relatif de consommation rapporté à la COB
- e_i = écart absolu correspondant (en kcal/kWh)
- COB = consommation optimale de base

$$e_i = E_i \times COB \times (1 + \infty)$$

Avec CEM $\sum_{i=1}^{i=n} \frac{e_i}{2}$; ce qui permet d'écrire §/: $CS = COB + \sum_{i=1}^{i=n} e_i$

8/ *CEM: consommation expliquée en marche*

$$CS = COB (1 + E_1) (1 + E_2) \dots (1 + E_3) \dots (1 + E_n)$$

$$CS = COB + e_1 + e_2 + \dots + e_i \dots + e_n$$

La formule reliant e_i et E_i s'obtient en développant les produits et en négligeant les termes > E_iE_j.

Calcul des écarts de consommation

10. Le calcul des écarts de consommation comporte 3 étapes successives:
- le traitement des informations pour chaque palier de charge;
 - le calcul des écarts correspondant à chacun des paliers de charge; et
 - le calcul des écarts moyens pondérés correspondants.
11. Traitement des informations nécessaires au calcul des écarts. On détermine l'énergie produite pour chacun des paliers de charge:
- par planimétrage du diagramme de charge; et
 - au moyen d'un compteur comportant plusieurs tarifs (autant de tarifs que de paliers).
12. Calcul des valeurs moyennes. Mensuellement, sont effectuées les moyennes arithmétiques de chaque écart de fonctionnement à l'intérieur d'un palier de charge déterminé.
- Remarques. La détermination de ces écarts est grandement facilitée par la constitution d'un ensemble d'abaques donnant directement les écarts pour des variations des grandeurs physiques à partir de celles correspondant à la COB (voir exemple en dernières pages). Les écarts sont classés en:
- écarts externes (conditions extérieures, atmosphériques, par exemple);
 - écarts internes: état du matériel, conduite; et
 - écarts mixtes.
13. Calcul des écarts moyens pondérés. Les écarts étant calculés pour chaque palier de charge, la valeur moyenne de chaque écart s'obtient par pondération par rapport aux énergies produites dans chaque palier. On applique aux valeurs relatives des écarts, le terme correctif de la relation de dépendance et on obtient la valeur absolue de chaque écart.

ECARTS DE CONSOMMATION DUS A LA MISE HORS SERVICE DU POSTE D'EAU.

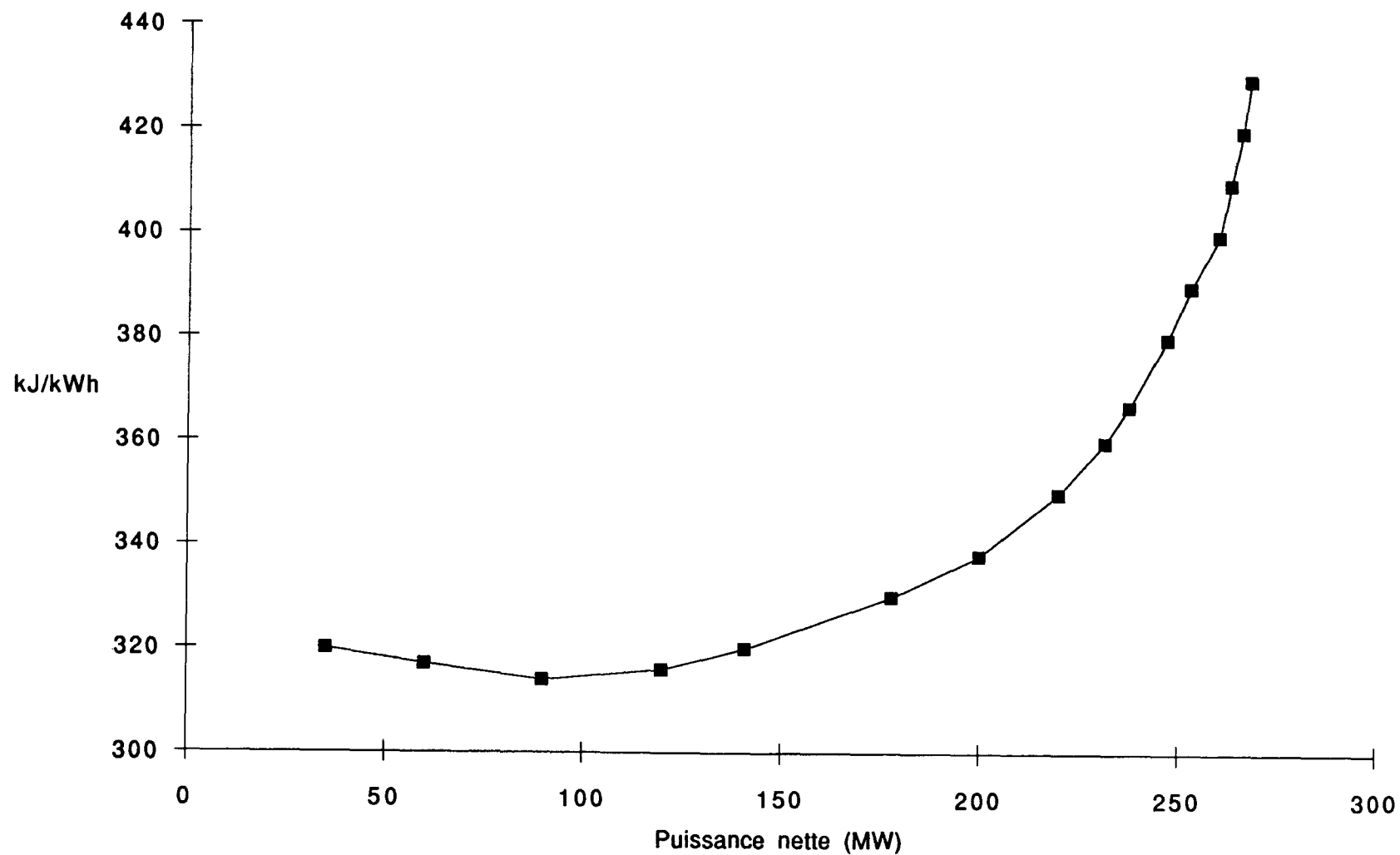


FIGURE 3

**CONTROLE DE L'ECONOMIE DE FONCTIONNEMENT
EN LIGNE DES CENTRALES THERMIQUES A FLAMME**

Rôle

1. Cette application informatique n'est pas destinée à remplacer le contrôle économique mensuel qui est un document comptable, mais à permettre à l'exploitant de déceler des dérives de rendement de son installation en temps réel, le calculateur étant placé en salle de commande.

Paramètres contrôlés

2. La liste de ces différents éléments est fournie dans le tableau ci-après.

**Tableau A6.1: MESURES NECESSAIRES POUR LA MISE EN PLACE D'UN CONTROLE ECONOMIQUE
DANS LES CENTRALES THERMIQUES**

Ecart	Paramètres contrôlés	Mesures nécessaires
Externes	Température eau de circulation Niveau de puissance Rendement alternateur Combustible utilisé Causes particulières	Température entrée condenseur Puissance active Puissance réactive Entrée manuelle Entrée manuelle
Internes	Condenseur Poste d'eau Caractéristiques vapeur Réglage combustion Générateur de vapeur Auxiliaires électriques Pertes eau-vapeur Causes particulières	Pression d'échappement turbine Température fin de poste HP Débit d'eau alimentaire Pression admission HP Température admission HP Pression échappement HP Température échappement HP Pression admission MP Température admission MP O2 sortie économiseur Entrée manuelle des imbrulés Débit de désurchauffe surchauffe Débit de désurchauffe resurchauffe O2 cheminée Température fumée sortie RA Température d'air ambiant Puissance globale prélevée Débit d'eau d'appoint Entrée manuelle

3. Le terme "mesures nécessaires" s'entend comme mesures élaborées directement exploitables pouvant faire appel à différents capteurs et algorithmes de calculs. Un organigramme succinct du logiciel utilisé est présenté en page 4.
4. Lorsqu'un paramètre s'écarte de la valeur de référence correspondant à une économie de fonctionnement optimale, le calculateur installé en salle de commande indique en temps réel la valeur de l'écart, la consommation spécifique supplémentaire correspondante et la perte financière.
5. Ces indications permanentes portent sur les principaux paramètres de conduite ayant une incidence sur l'économie de fonctionnement permettant de mettre en oeuvre à chaque instant les mesures correctives adaptées.
6. Cette application permet également d'effectuer les tests de performance permettant de vérifier les valeurs garanties par les constructeurs et de suivre l'évolution des principaux composants.
7. Cet aspect est particulièrement important pour planifier les opérations de maintenance (maintenance prédictive).

Gains attendus

8. Avec cette application, on pourra obtenir une amélioration considérable dans les domaines de la maintenance prédictive et de l'économie de fonctionnement. Cependant, il est difficile de quantifier à l'avance les gains qui seront obtenus.
9. La mise en place d'équipements analogues pour des unités de puissances comparables a montré que l'on pouvait espérer un gain global de consommation spécifique pour le parc thermique vapeur de la STEG de l'ordre de 1%, d'où un gain possible de: $\frac{260}{100} = 2,6$ Tep/GWh

$$\begin{aligned} 2,6 \times 3720 &= 9.672 \text{ Tep} \\ 260 \text{ Tep/GWh} &= \text{Consommation de combustible 1988} \\ 3.720 \text{ GWh} &= \text{Production électrique du thermique vapeur en 1988} \end{aligned}$$

Evaluation des coûts

10. Des programmes d'automatisation étant en fonctionnement (Radès) ou en cours d'étude (La Goulette II), la mise en place d'un logiciel de contrôle de l'économie de fonctionnement en ligne devra être précédée d'une mission d'étude pour:

- évaluer l'application de "contrôle économique" en essai à la STEG;

- s'assurer de leur compatibilité avec un logiciel de contrôle de l'économie de fonctionnement en ligne;
- déterminer le matériel complémentaire à fournir et le temps d'adaptation (étude + installation sur place).

11. Une première évaluation concernant une centrale à deux tranches se découpe de la façon suivante:

Tableau A6.2: ESTIMATION DU COUT DE MISE EN PLACE
DE CONTROLE ECONOMIQUE POUR 2 TRANCHES

		Coût (dollars EU)	
		Unitaire	Total
Capteurs de mesure (10)	x 2	16.500	33.000
Lignes de mesure (20)	x 2	16.500	33.000
Baie d'acquisition (40 voies)	x 2	10.000	20.000
Logiciel d'acquisition	x 1	6.500	6.500
Logiciel de traitement	x 1	10.000	10.000
Calculateur	x 2	8.900	17.800
Voyages, déplacements, frais d'étude			66.700
Sous-total			187.000
Aléas (11.5%)			21.505
Coût estimatif			208.505

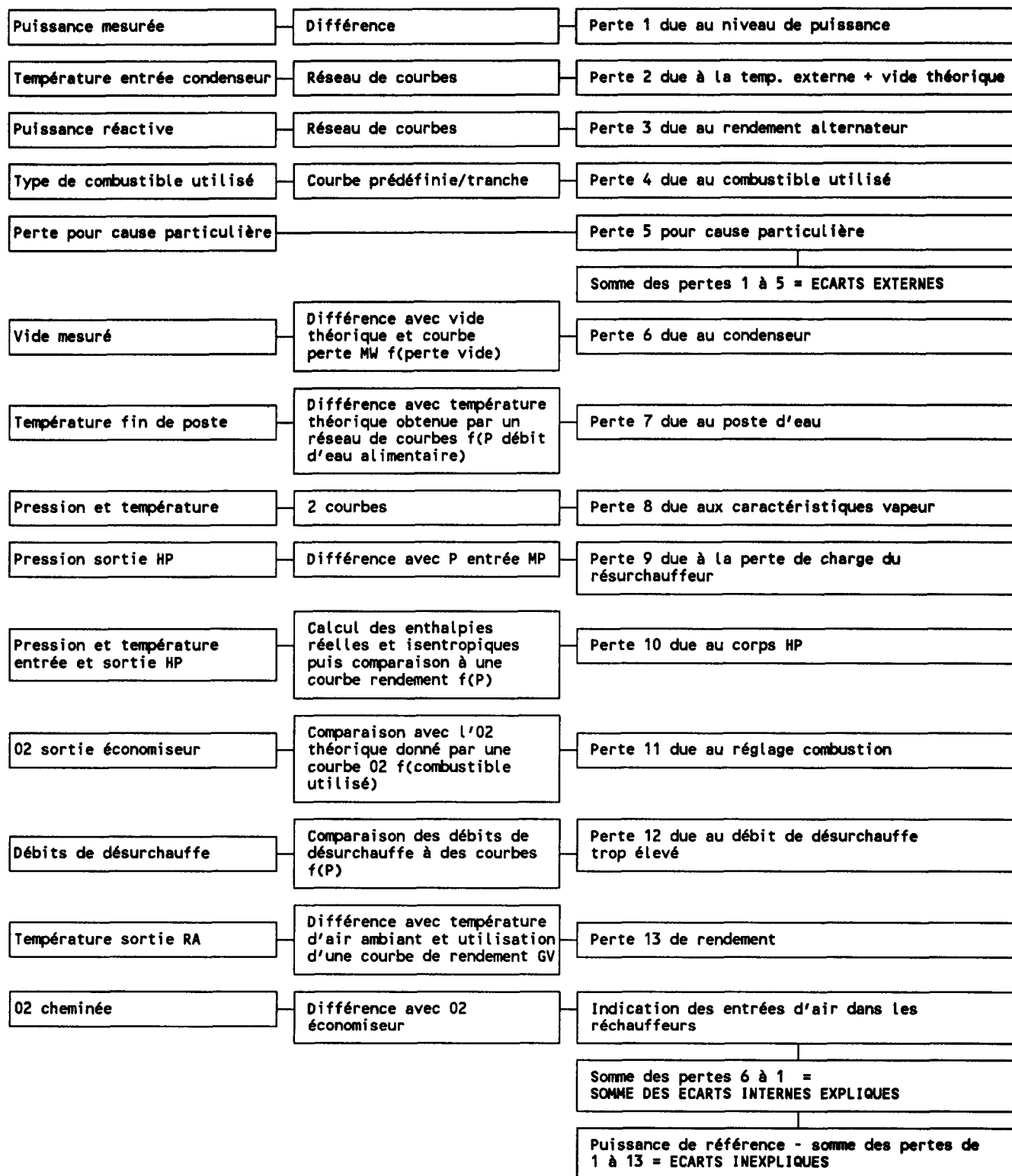
Remarques

12. Les frais d'étude comportent:

- 2 semaines sur place pour évaluation de la faisabilité (2 experts);
- 2 semaines à l'étranger pour étude et préparation du projet (2 experts);
- 4 semaines sur place pour installation, mise au point du matériel et formation des responsables locaux (2 experts).

Dans le cas de cas de matériel existant compatible avec le projet, l'évaluation devra être reprise.

Présentation succincte de l'organigramme du logiciel



TERMES DE REFERENCE

Fourniture d'un ensemble de contrôle de l'économie de fonctionnement en ligne des centrales thermiques à flamme 9/

Objectifs principaux

13. La STEG sollicite des propositions de la part de consultants (société ou établissement public) pour concevoir, fournir et adapter un ensemble de contrôle de l'économie de fonctionnement en ligne pour ses centrales thermiques à flamme.

14. L'adaptation de cet ensemble sera faite en fonction du matériel existant de chacune des unités et d'un logiciel de contrôle économique en cours d'essai à la STEG. L'objectif de ce système est de réduire les pertes de rendement des unités par un suivi permanent en salle de commande des principaux paramètres, permettant aux opérateurs une action corrective en temps réel. Ce système permet également de suivre l'état des principaux composants et d'initier des actions d'entretien dans le cadre d'une stratégie de maintenance conditionnelle.

15. Ce programme consiste en la fourniture et l'installation d'un ensemble complet de contrôle de l'économie de fonctionnement en ligne pour des groupes de 150 MW (Sousse) et des groupes de 30 MW (Gabès) tenant compte des matériels existants.

16. Ce travail comprend notamment:

- une étude de faisabilité sur place;
- une étude complémentaire à l'étranger;
- l'installation sur place de l'ensemble comprenant:
 - . le calculateur;
 - . le logiciel;
 - . les baies d'acquisition;
 - . les capteurs et lignes supplémentaires (en cas de besoin);
- la mise en service en présence de la STEG.

9/ *Dans un premier temps, ces termes de référence concernent uniquement les centrales de Sousse et de Gabès.*

Le projet est estimé nécessiter:

- 6 hommes-semaine sur les sites pour l'étude de faisabilité;
- 6 hommes-semaine à l'étranger pour l'étude et la préparation du projet;
- 16 hommes-semaine pour l'installation et la mise au point du matériel et formation des responsables locaux.

Le coût total est estimé à 2.070 kF.

Le projet est financé par

Cadre de l'étude

17. La STEG est un établissement public à caractère commercial et industriel, créé par le décret loi de la nationalisation No. 62-8 du 3 avril 1962. Ce texte confie à la STEG la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité et de gaz combustible sous la tutelle du Ministère de l'Economie Nationale.

La STEG possède 4 centrales à vapeur:

- Goulette II avec 4 unités de 30 MW consommant du fioul.
- Ghannouch avec 2 unités de 30 MW consommant du fioul ou du gaz.
- Sousse avec 2 unités de 150 MW consommant du fioul ou du gaz.
- Radès avec 2 unités de 160 MW consommant du fioul ou du gaz.

Par ailleurs, la STEG possède 19 turbines à gaz de puissances comprises entre 15 et 30 MW.

18. Ce projet d'installation d'un ensemble de contrôle de l'économie de fonctionnement en ligne est une des recommandations formulées par la mission PNUD/Banque Mondiale pour améliorer le rendement du système de production de la STEG.

Description du projet

19. Le projet comprend les moyens nécessaires pour atteindre les objectifs principaux tels que décrits précédemment. Il sera mis en application dans les centrales de Sousse et Gabès.

20. Les capteurs de mesure existants et de fonctionnement satisfaisant seront utilisés dans la mesure du possible. Une baie d'acquisition ainsi que le logiciel correspondant devront être installés de façon à rendre compatibles les signaux de mesure vis-à-vis de l'entrée du calculateur.

21. Environ 24 mesures importantes telles que puissance active, caractéristiques vapeur, caractéristiques chaudière, etc. seront utilisées par l'application. Les courbes et abaques utilisés pour le calcul des écarts seront établis à partir des essais de réception. Les divers calculs de consommation de chaleur, de pertes, seront effectués à partir des équations classiques de la thermodynamique. Le calculateur, installé en salle de commande, devra indiquer en permanence les pertes avec leurs causes, en unités de chaleur et en terme de coût.

Répartition des tâches et responsabilités

22. Le contractant sera entièrement responsable de l'exécution du projet. Elle prévoira en conséquence tous les services et les équipements nécessaires pour la bonne marche de celui-ci.

23. La proposition du contractant devra se présenter sous la forme d'une offre "clé en main" comprenant les calculateurs, les logiciels, les interfaces et l'installation. Cependant, la STEG sera responsable de l'importation des équipements et de la mise à disposition de techniciens et d'informaticiens expérimentés pour suivre les diverses opérations d'installation et participer aux travaux de câblage.

La STEG se chargera:

- des accès aux centrales et aux diverses informations nécessaires;
- des déplacements en Tunisie;
- de la mise à disposition de techniciens instrumentation et de matériel électrique divers en cas de besoin;
- de l'assistance pour l'obtention de tous les documents administratifs liés aux séjours des personnels de la société contractante en Tunisie ou à l'importation de matériel.

Contenu de la proposition

24. La proposition devra contenir les principaux éléments suivants:

- un planning de travail en concordance avec les termes de référence;
- une estimation des temps nécessaires par spécialités avec les lieux d'intervention;
- une description de la société et de son expérience dans des projets analogues;
- le personnel envisagé avec un curriculum vitae complet et son expérience antérieure.

25. La proposition comportant le prix global sera remise sous pli scellé. La société pourra néanmoins présenter des solutions différentes pour atteindre les objectifs indiqués dans les termes de référence. Toute solution alternative sera clairement définie et fera l'objet d'une proposition chiffrée séparée.

Echéancier de paiements

26. L'échéancier de paiements sera négocié. La société devra proposer un échéancier qui prenne en compte l'obtention des buts fixés concernant les performances.

Volume des prestations

- 27.
- 3 semaines sur place pour évaluation de la faisabilité (2 experts);
 - 3 semaines à l'étranger et préparation du projet (2 experts);
 - 8 semaines sur les sites pour installation, mise au point du matériel et formation des responsables locaux (2 experts).

**TAUX D'INDISPONIBILITE ET STATISTIQUES DE DISPONIBILITE
DES TRANCHES THERMIQUES CLASSIQUES 10/**

1. Le Comité Mixte UNIPEDE/CME a explicité dans le document "Taux de disponibilité et d'indisponibilité des centrales thermiques - Définitions et Modes de calcul", publié en 1977, les grandeurs caractéristiques dont l'emploi est recommandé dans ce domaine. Le taux d'indisponibilité sur une période déterminée est défini comme le quotient de l'énergie qu'aurait pu produire, pendant cette période, une puissance égale à la puissance indisponible par l'énergie qu'aurait pu produire, pendant la même période, la puissance maximale possible. La puissance électrique indisponible est la différence entre la puissance électrique maximale possible (la totalité des installations étant supposées entièrement en état de marche) et la puissance électrique disponible (puissance maximale réalisable dans les conditions réelles où se trouve le matériel).
2. Le taux d'indisponibilité globale est désigné par G et est ventilé entre le taux d'indisponibilité pour travaux sur programme d'entretien G1 et le taux d'indisponibilité pour toutes autres causes G2 (avec la relation $G1 + G2 = G$). Le taux de disponibilité (quotient des énergies qui auraient pu être produites sur une même période par la puissance disponible et par la puissance maximale possible) est le complément à 1 du taux d'indisponibilité globale G.
3. Les tranches thermiques classiques ont fait l'objet d'une répartition selon leur puissance unitaire et selon la région géographique de leur installation.

Taux annuels d'indisponibilité pour les années 1981 à 1985

4. Les taux d'indisponibilité figurent dans le tableau ci-après et distinguent l'indisponibilité sur programme d'entretien et l'indisponibilité pour toutes autres causes (indisponibilité hors programme), la somme de ces taux étant le taux global d'indisponibilité.
5. Les résultats montrent que pour une même classe de puissance unitaire des tranches, les taux d'indisponibilité sont très voisins entre l'Europe et les Etats-Unis. Par contre, pour les autres pays, on constate des écarts avec les taux calculés pour l'Europe et les Etats-Unis. L'écart est sensible dans la classe de puissance unitaire 100-199 MW où le taux d'indisponibilité globale relatif aux autres pays est supérieur en moyenne de 6 points à celui des autres régions. On peut retenir les ordres de grandeurs suivants pour les taux d'indisponibilité globale: 100-199 MW: 19% Europe et USA; 25% autres pays.

10/ Source: UNIPEDE/Conférence Mondiale de l'Energie.

Tableau A7.1: TRANCHES THERMIQUES CLASSIQUES 100-199 MW
TAUX D'INDISPONIBILITE ANNUELS EN %

Année	Europe			Etats-Unis			Autres pays		
	A	T		A	T		A	T	
1981	49.260	399		53.917	380		11.482	77	
1982	48.400	393		57.778	412		11.785	80	
1983	47.792	386		57.343	407		13.008	90	
1984	47.435	380		56.678	401		13.158	91	
1985	29.764	237					8.497	55	
	<u>G1</u>	<u>G2</u>	<u>G</u>	<u>G1</u>	<u>G2</u>	<u>G</u>	<u>G1</u>	<u>G2</u>	<u>G</u>
1981	11,4	8,8	20,2	10,7	8,2	18,9	11,9	10,6	22,5
1982	11,6	8,0	19,6	11,9	7,2	19,1	13,0	10,6	23,6
1983	10,7	7,8	18,5	11,7	6,9	18,6	17,1	10,6	27,7
1984	9,6	7,3	16,9	11,6	5,9	17,5	13,5	10,8	24,3
1985	10,4	7,5	17,9				12,7	12,3	25,0
Moyenne	10,8	7,9	18,7	11,5	7,0	18,5	13,8	10,9	24,7

Nombre de tranches au 1er janvier = T.

Puissance maximale possible des tranches au 1er janvier = A (en MW).

Taux d'indisponibilité: G1 sur programme annuel; G2 = hors programme annuel;
G = global.

LES CONCEPTS CLASSIQUES DE MAINTENANCE

<u>La maintenance</u>	Ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un équipement dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé.
<u>La maintenance corrective</u>	Maintenance effectuée après défaillance. Elle comprend:
- La détection	Action de déceler au moyen d'une surveillance accrue, continue ou non, l'apparition d'une défaillance ou l'existence d'un élément défaillant.
- La localisation	Action conduisant à rechercher précisément les éléments par lesquels la défaillance se manifeste.
- Le diagnostic	Identification de la cause probable de la défaillance à l'aide d'un raisonnement logique fondé sur un ensemble d'informations. Le diagnostic permet de confirmer, de compléter, ou de modifier les hypothèses faites sur l'origine et la cause des défaillances et de préciser les opérations de maintenance corrective nécessaires.
- Le dépannage	Action sur un bien en panne en vue de le remettre en état de fonctionnement, au moins provisoirement. Compte tenu de l'objectif, une action de dépannage peut s'accomoder de résultats provisoires et de conditions de réalisation, hors règles de procédures, de coût et de qualité, et dans ce cas sera suivie de la réparation.
- La réparation	Intervention définitive et limitée de maintenance corrective après défaillance.
<u>La maintenance préventive</u>	Maintenance effectuée suivant des critères prédéterminés, dans l'intention de réduire la probabilité de défaillance d'un équipement ou la dégradation d'un service rendu. On distingue deux types de maintenance préventive:
<u>La maintenance préventive systématique</u>	Maintenance effectuée selon un échéancier établi selon le temps ou l'utilisation effective.
<u>La maintenance préventive conditionnelle</u>	Maintenance subordonnée à un type d'événement prédéterminé (autodiagnostic information d'un capteur, mesure d'une usure ...), révélateur de l'état de dégradation du bien.

La maintenance préventive comprend différentes opérations:

- L'inspection Activité de surveillance s'exerçant dans le cadre d'une mission définie. Elle n'est pas obligatoirement limitée à la comparaison avec des données pré-établies. Pour la maintenance, cette activité peut s'exercer notamment au moyen de rondes.

- Le contrôle Vérification de la conformité à des données préétablies, suivie d'un jugement. Le contrôle peut:
 - comporter une action d'information;
 - inclure une décision: acceptation, rejet, ajournement;
 - déboucher sur des actions correctives.

- La visite de maintenance Opération de maintenance préventive consistant en un examen détaillé et prédéterminé de tout ou partie (suivant qu'il s'agit de visite générale ou limitée) des différents éléments du bien, et pouvant impliquer des opérations de maintenance de premier niveau.

Certaines opérations de maintenance corrective peuvent être effectuées suite à des anomalies constatées lors de la visite de maintenance.

- Test Opération permettant de comparer les réponses d'un système à une sollicitation appropriée et définie, avec celles d'un système de référence, ou avec un phénomène physique significatif d'une marche correcte.

Outre les actions définies plus haut, la maintenance comprend également des opérations typiques qui ne correspondent pas systématiquement à un type de maintenance. Ce sont:

- Les révisions Ensemble des actions d'examens, de contrôles, et des interventions effectuées en vue d'assurer le matériel contre toute défaillance majeure ou critique pendant un temps donné ou pour une utilisation effective donnée. Il est d'usage de distinguer suivant l'étendue de cette opération, les révisions partielles des révisions générales. Dans les deux cas, cette opération implique la dépose de différents sous-ensembles. Pour cette raison, la révision est différente de la visite de maintenance.

Une révision est une opération de maintenance préventive ou corrective selon qu'elle est déclenchée par un échancier, ou la mesure d'une usure, ou par une défaillance.

- Les modifications Opérations à caractère définitif effectuées sur un équipement en vue d'en améliorer le fonctionnement, ou d'en changer les caractéristiques d'emploi.

- L'échange standard Remplacement d'un élément, ensemble ou sous-ensemble identique, neuf ou remis en état conformément aux spécifications du constructeur.

Enfin, deux derniers concepts classiques de maintenance, la rénovation et la reconstruction, correspondent à des opérations proches de la fabrication, souvent effectuées par un constructeur, et donc dépassant le cadre de la maintenance effectuée dans les centrales.

CALCULS DE REPARTITION - HYPOTHESES ET RESUME DES RESULTATS

Tableau A9.1: SOMMETS: PUISSANCE ACTIVE ET REACTIVE

Nom	Unom/kV	(1)		(2)		(3)		(4)	
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Rades	150	0	0	0	0	0	0	0	0
Rades	225	0	0	0	0	0	0	0	0
Tunis Sud	90	60	19	62	52	43	23	64	21
Tunis Nord	90	25	13	41	24	25	1	27	14
Tunis Ouest	90	47	12	41	34	21	16	50	13
Mnila	90	0	0	0	0	0	0	0	0
Mnila	225	0	0	0	0	0	0	0	0
M. Jemil	90	16	9	13	10	8	5	17	10
Hammamet	90	0	0	0	0	0	0	0	0
Hammamet	150	23	14	24	12	17	4	25	15
Enfidha	150	20	11	17	12	7	5	21	12
Tajerouine	90	39	19	26	23	15	2	42	21
Tajerouine	150	0	0	0	0	0	0	0	0
Tajerouine	225	0	0	0	0	0	0	0	0
Aroussia	90	0	0	0	0	0	0	0	0
M. Bourguiba	90	40	13	22	14	32	13	42	14
Oued Zargua	90	10	5	8	5	6	2	11	6
Fernana	90	0	0	0	0	0	0	0	0
Jendouba	90	15	6	12	7	8	4	16	7
Nebeur	90	0	0	0	0	0	0	0	0
M'saken	150	40	11	31	26	18	11	42	12
Akouada	150	25	14	26	13	15	2	27	15
Nasen	90	0	0	0	0	0	0	0	0
Nasen	90	0	0	0	0	0	0	0	0
Nasen	225	0	0	0	0	0	0	0	0
Oueslatia	225	12	6	7	2	5	2	13	7
M. Mchergua	225	16	7	24	15	10	0	17	8
Sousse	150	15	6	12	6	12	3	16	7
Sousse	225	0	0	0	0	0	0	0	0
Grombalia	90	12	7	22	16	14	8	13	8
Korba	90	23	12	11	13	7	2	25	13
Tunis Centre	90	10	5	10	8	2	8	11	6
Tunis Centre	90	11	6	10	8	5	5	12	7
Goulette	90	30	17	19	12	11	4	32	18
Zahrouni	90	21	11	16	12	15	9	22	12
Mdhila	150	13	8	9	2	3	2	14	9
Metlaoui	150	41	17	30	19	21	8	43	18
Kasserine Nord	150	0	0	0	0	0	0	0	0
Kasserine	150	19	9	11	7	14	5	20	10
Maknassy	150	8	3	6	3	7	4	9	4
Feriana	150	3	1	3	1	3	1	4	2
Sfax	150	49	22	36	31	21	10	52	24
Bouchemma	150	0	0	0	0	0	0	0	0
Bouchemma	225	0	0	0	0	0	0	0	0
Robbana	150	25	11	14	3	10	2	27	12
Zarzis	150	15	7	6	1	5	2	16	8
Ghannouch	150	43	21	34	45	20	27	46	23
S. Mansour	150	17	7	13	2	7	2	17	8
S. Mansour	225	0	0	0	0	0	0	0	0
S. Salem	90	0	0	0	0	0	0	0	0
Kairouan	225	7	2	8	4	6	1	8	3
Moknine	150	13	5	22	12	10	3	14	6
Mateur	90	7	3	0	0	0	0	8	4
Tabarka	90	6	2	0	0	0	0	7	3
Gammart	90	5	1	0	0	0	0	6	2
SOMMETS FRONTALIERS ALGERIENS									
Elkala	90								
Aouinet	90								
Aouinet	225								
Djebel Onk	150								

Source: STEG, DEX, DPME, diverses études.

- (1) Pointe du soir (décembre 1989) Charge totale: 780 MW 342 MVAR (tg phi = 0,438)
- (2) Pointe matinale (6 septembre 1989) Charge totale: 646 MW 454 MVAR (tg phi = 0,703)
- (3) Creux de nuit (septembre 1989) Charge totale: 420 MW 196 MVAR (tg phi = 0,467)
- (4) Réseau futur (décembre 1990) Charge totale: 836 MW 382 MVAR

Remarque: Les condensateurs et les selfs sont pris en compte dans ces données.

Tableau A9.2: ETAT DES GROUPES DE PRODUCTION

Nom	Fabricant de la turbine	Fabricant de l'alternateur	Année de mise en service	Type de turbine	Cos. phi nominal	Cons. Auxil. (MW)	Cons. Auxil. (MVAR)	P. min (MW)	Sommet raccordement	Cas (1)	Cas (2)	Cas (3)
										P	P	P
Rades	GR1	MITSUBISHI	MITSUBISHI	1985	0,8	8	20	40	Rades	145	0	0
Rades	GR2	MITSUBISHI	MITSUBISHI	1985	0,8	8	20	40	Rades	140	140	130
Sousse	GR1	KWJ	KWJ	1980	0,8	7	15	40	Sousse	120	120	90
Sousse	GR2	KWJ	KWJ	1980	0,8	7	15	40	Sousse	120	120	90
Goulette	GR1	CEM	CEM	1965	0,8	2	3	7	Goulette	20	23	15
Goulette	GR2	CEM	CEM	1965	0,8	2	3	7	Goulette	20	23	15
Goulette	GR3	AEG	AEG	1968	0,8	2	3	7	Goulette	0	20	15
Goulette	GR4	AEG	AEG	1968	0,8	2	3	7	Goulette	0	0	0
K. Nord	TG1	FIAT	ALSHTOM	1984	0,8	1	1	10	K. Nord	30	30	0
K. Nord	TG2	FIAT	FIAT	1984	0,8	1	1	10	K. Nord	0	0	0
Korba	TG1	ALSHTOM	ALSHTOM	1978	0,8	0,8	0,6	5	Korba	0	0	0
Korba	TG2	FIAT	ALSHTOM	1984	0,8	1	1	10	Korba	0	0	0
Robbana	TG1	FIAT	ALSHTOM	1984	0,8	1	1	5	Robbana	0	0	0
Ghannouch	TG1	ALSHTOM	ALSHTOM	1971	0,8	0,8	0,6		Ghannouch	0	0	0
Ghannouch	TG2	ALSHTOM	ALSHTOM	1973	0,8	0,8	0,6	6	Ghannouch	0	0	0
Ghannouch	TG3	ALSHTOM	ALSHTOM	1973	0,8	0,8	0,6	6	Ghannouch	17	16	15
Ghannouch	TG4	FIAT	ALSHTOM	1973	0,8	1	1	10	Ghannouch	30	30	20
Ghannouch	TV1	CEM	CEM	1972	0,9	2	3	11	Ghannouch	28	28	20
Ghannouch	TV2	CEM	CEM	1972	0,9	2	3	11	Ghannouch	27	27	20
T. Sud	TG1	ALSHTOM	ALSHTOM	1975	0,8	0,8	0,6	5	T. Sud	20	0	0
T. Sud	TG2	ALSHTOM	ALSHTOM	1975	0,8	0,8	0,6	5	T. Sud	0	0	0
T. Sud	TG3	ALSHTOM	ALSHTOM	1978	0,8	0,8	0,6	5	T. Sud	20	20	0
Bouchemma	TG1	FIAT	FIAT	1977	0,8	1	1	10	Bouchemma	25	25	0
Bouchemma	TG2	FIAT	FIAT	1977	0,8	1	1	10	Bouchemma	0	0	0
M. Bourguiba	TG1	ALSHTOM	ALSHTOM	1978	0,8	0,8	0,6	5	M. Bourguiba	0	0	0
M. Bourguiba	TG2	ALSHTOM	ALSHTOM	1978	0,8	0,8	0,6	5	M. Bourguiba	0	0	0
Sfax	TG1	ALSHTOM	ALSHTOM	1977	0,8	0,8	0,6	5	Sfax	0	0	0
Sfax	TG2	ALSHTOM	ALSHTOM	1977	0,8	0,8	0,6	5	Sfax	0	0	0
Metlaoui	TG	ALSHTOM	ALSHTOM	1978	0,8	0,8	0,6	5	Metlaoui	0	0	0
Fernana	GH			1958	0,8	0,5	0,2	0	Fernana	5	5	0
S. Salem	GH			1982	0,9	2	3	0	S. Salem	25	25	0
Nebeur	GH1			1956	0,8	0,2	0,2	0	Nebeur	4	4	0
Nebeur	GH2			1956	0,8	0,2	0,2	0	Nebeur	4	4	0

Source: STEG, DEX, DPME, diverses études.

- (1) Pointe du soir (décembre 1989) Production totale: 800 MW
 (2) Pointe matinale (septembre 1989) Production totale: 660 MW
 (3) Creux de nuit (septembre 1989) Production totale: 430 MW

Etat des selfs et condensateurs existants

Selfs installées, en service la nuit

- sur le départ Oueslatia à Bouchema : 20 MVAR
- sur le départ Robanna à Ghannouch : 6 MVAR
(non équipée de disjoncteur)
- sur le départ Maknassy à Ghannouch : 6 MVAR
- sur le départ Tajerouine à Oueslatia : 20 MVAR
- sur le départ Mdhila à Maknassy : 6 MVAR

Total compensation en service

Nuit: - 58 MVAR (selfs seulement)

Condensateurs installés (sur les barres MT 30 kV)
en service le jour

- à Menzel Bourguiba : 9,6 MVAR
- à Tunis Ouest : 8,4 MVAR
- à Tunis Sud : 8,4 MVAR
- à M'saken : 9,6 MVAR
- à Metlaoui : 9,6 MVAR

Jour: + 40 MVAR (condensateurs et self -
Ghannouch)

Tensions admissibles

Tableau A9.3: UNOM \pm 10%

Tension KV	Min.	Max.
90	81	99
150	135	165
225	202	247

**Tableau A9.4: UNITES DE PRODUCTION SUPPOSEES EN FONCTIONNEMENT EN 1993
EN PLUS DE CELLES EN SERVICE EN 1989**

Groupes		Pointe matin	Pointe soir	Creux nuit
Metlaoui	1TG	X	X	
Sfax	2TG	X	X	
M. Bourguiba	2TG	X	X	
Robbana	1TG	X	X	
Korba	2TG	X	X	
Goulette	2TV	1 Groupe	2 Groupes	
Bouchema	1TG			X
Kasserine Nord	1TG			X
Tunis Sud	2TG			X
Sousse	2TV			X

Tableau A10.1: PERTES EN % SUR LE RESEAU HT DE LA STEG SEUL
 (Non comprises les pertes sur les interconnexions avec l'Algérie)
 Pointe du soir

	1989			1993				
	Sans compensation	Avec cond. + selfs actuels	Avec cond. supplémentaire	Sans compensation	Condensateurs		Condensateurs	
					Sans	Avec	Sans	Avec
Compensation (MVAR)	0	40	130	0	0	211	0	211
Tension: 235 kV	1,26	1,23	1,19	1,8	1,9	1,8	0,8	0,7
225 kV	1,28	1,26	1,23		2,0	1,9	0,8	0,8
210 kV	1,30	1,31	1,26		2,3	2,1	0,9	0,9
Tangente phi	0,489	0,438	0,278	0,489	0,489	0,278	0,438	0,278
Puissance appelée	780 MW			1000 MW				
Hypothèses parc de production	Turbines à vapeur : 620 MW Turbines à gaz : 140 MW Hydraulique : 40 MW			218 MW Apport d'Algérie	CAP BON P = 224 MW		TAG démarrés P = 200 MW	
Exportations vers l'Algérie	10 MW			0 MW	5 MW		12 MW	

Tableau A10.2: PERTES EN % SUR LE RESEAU HT DE LA STEG SEUL
 (Non comprises les pertes sur les interconnexions avec l'Algérie)
 Pointe du matin

	1989			1993				
	Sans compensation	Avec cond. + selfs actuels	Avec cond. supplémentaire	Sans compensation	Condensateurs		Condensateurs	
					Sans	Avec	Sans	Avec
Compensation (MVAR)	0	40	130	0	0	211	0	211
Tension: 235 kV	1,13	1,05	0,94	2,2	1,4	1,2	0,8	0,7
225 kV	1,15	1,05	0,96		1,5	1,2	0,8	0,8
210 kV	1,21	1,11	1,02		1,6	1,4	0,8	0,8
Tangente phi	0,764	0,703	0,501	0,764	0,764	0,703	0,764	0,703
Puissance appelée	646 MW			829 MW				
Hypothèses parc de production	Turbines à vapeur : 500 MW Turbines à gaz : 120 MW Hydraulique : 40 MW				CAP BON P = 224 MW	TAG démarrés P = 200 MW		
Exportations vers l'Algérie	7 MW			0 MW	40 MW	22 MW		

Tableau A10.3: PERTES EN % SUR LE RESEAU HT DE LA STEG SEUL
 (Non comprises les pertes sur les interconnexions avec l'Algérie)
 Creux de nuit

	1989		1993		
	Sans compensation	Avec selfs actuelles	Sans selfs	Sans selfs	Sans selfs
Compensation (MVAR)	0	- 58	0	0	0
Tension: 235 kV	0,95	0,90		1,0	0,9
225 kV	0,98	0,90	1,0	1,1	1,0
210 kV	1,24	1,09		1,3	1,1
Tangente phi	0,328	0,467	0,328	0,328	0,328
Puissance appelée	420 MW		542 MW		
Hypothèses parc de production	Turbines à vapeur : 395 MW Turbines à gaz : 35 MW Hydraulique : 0 MW		117 MW Apport d'Algérie	CAP BON P = 112 MW	TAG démarrés P = 125 MW
Exportations vers l'Algérie	6 MW	3MW	0 MW	Importation 7 MW	

ETUDE DE COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE

**Tableau A11.1: LISTE DES POSTES 150 kV ET 90 kV POUR LESQUELS
LA TANGENTE PHI EST SUPERIEURE A 0,5**

Pointe du matin en Septembre	
Tunis Sud	0,839
Tunis Ouest	0,829
M. Jemil	0,769
Tajerouine	0,885
M. Bourguiba	0,636
M. Saken	0,839
Grombalia	0,727
Korba	1,182
Tunis Centre 1	0,800
Tunis Centre 2	0,800
Zahrouni	0,750
Metlaoui	0,633
Kasserine	0,636
Sfax	0,861
Ghannouch	1,323

Compte tenu des condensateurs et selfs actuels.

**Tableau A11.2: COMPENSATION A PREVOIR PAR POSTE
POUR RAMENER LA TANGENTE PHI A 0,5**

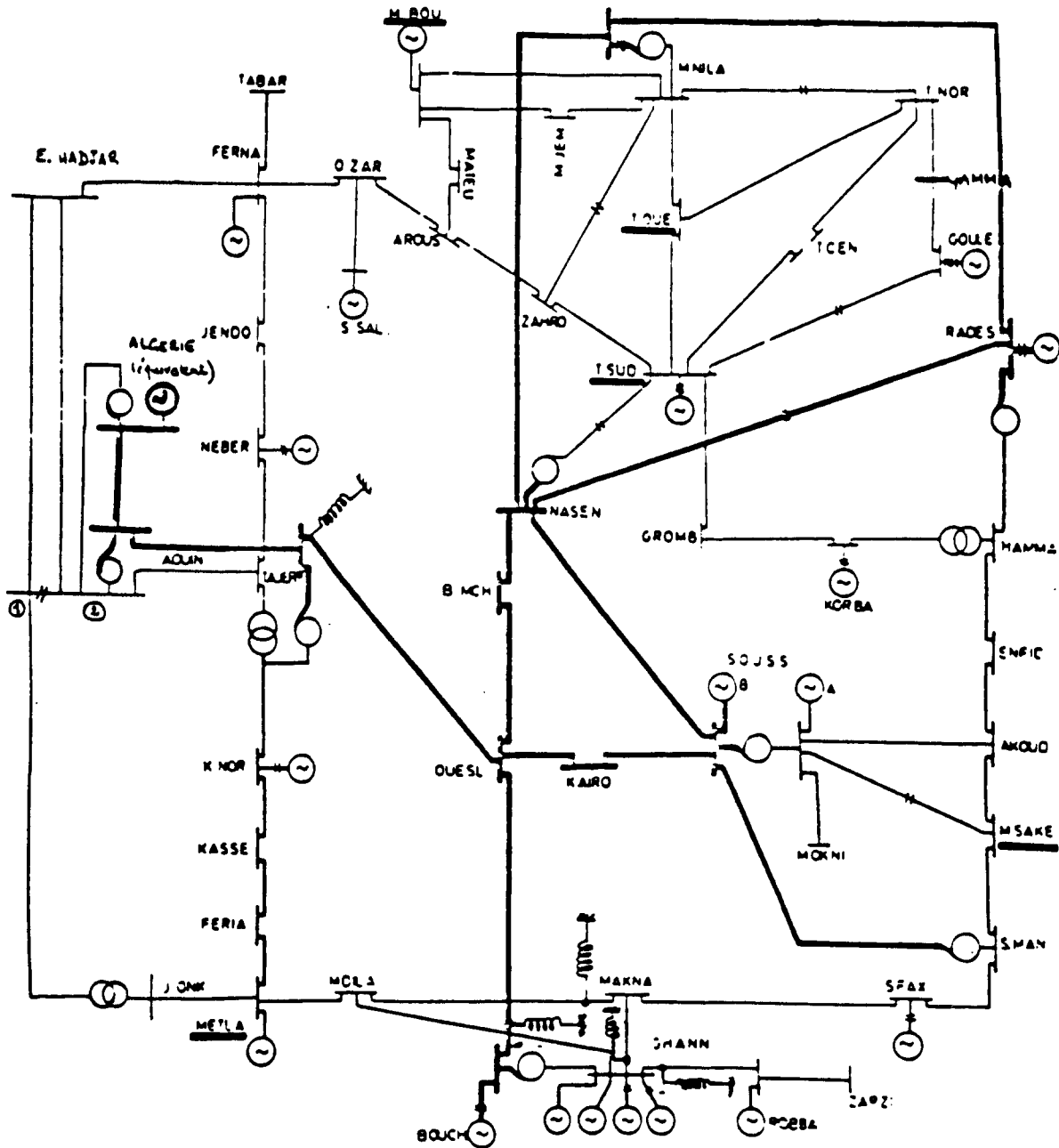
Postes	Septembre 89 Pointe du matin Consommations		Condensateurs actuels MVAR	Condensateurs pour avoir tg phi = 0,5
	MW	MVAR a/		
Tunis Sud	62	52	8,4	21
Tunis Ouest	41	34	8,4	14
M. Jemil	13	10		3
Tajerouine	26	23		10
M. Bourguiba	22	14	9,6	3
M. Saken	31	26	9,6	11
Grombalia	22	16		5
Korba	11	13		7
Tunis Centre 1	10	8		3
Tunis Centre 2	10	8		3
Zahrouni	16	12		4
Metlaoui	30	19	9,6	4
Kasserine	11	7	9,6	4
Sfax	36	11	13	
Ghannouch b/	34	45		28
Total			45,6 en service de 7h à 23 h	130

a/ Ces valeurs tiennent compte de condensateurs et de selfs actuels.
b/ Actuellement, il y a une self de 6 MVAR sur le départ Ghannouch-Robbana en service 24h/24h, car elle n'est pas munie de disjoncteur.

Tableau A11.3: MESURE DE L'EFFET DE LA COMPENSATION SUPPLEMENTAIRE PROPOSEE

	Pointe du soir			Pointe du matin			Creux de nuit	
	Pas de conden.	Cond. + selfs actuels	Cond. suppl. (0 self)	Pas de conden.	Cond. + selfs actuels	Cond. suppl. (0 self)	0 self	Avec selfs actuelles
Tg phi	0,489	0,438	0,278	0,764	0,703	0,501	0,328	0,467

RESEAU 1989



M BOU Emplacement des condensateurs actuels.

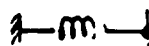
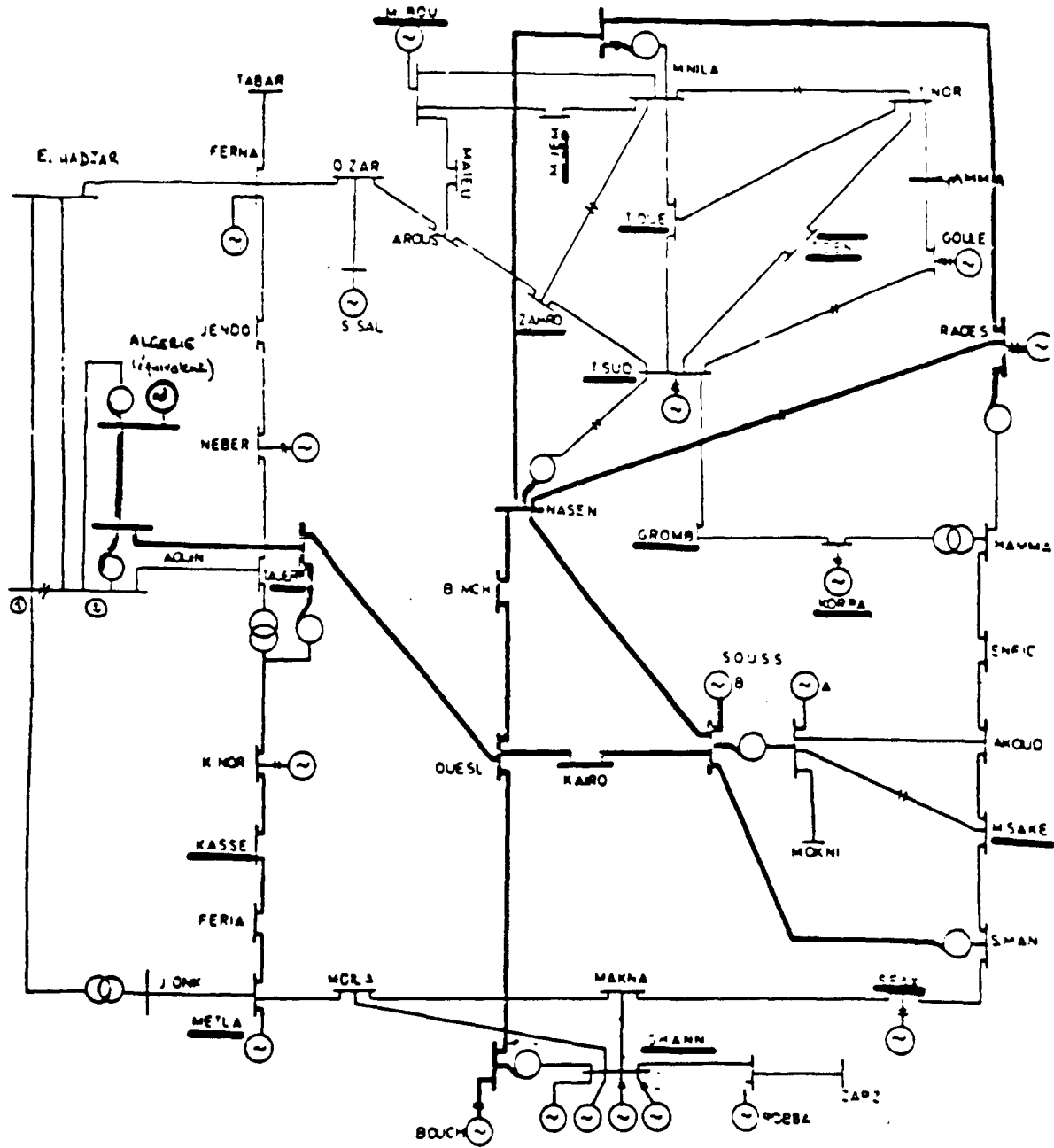
 Selfs en service actuellement.

FIGURE 4

RESEAU HORIZON 1993



M BOU

Emplacement des condensateurs supplémentaires.

FIGURE 5

ANALYSE ECONOMIQUE DE LA COMPENSATION

1. Cette étude économique est une évaluation assez sommaire des gains que pourrait apporter la compensation de la puissance réactive. L'intérêt de compenser une partie de la puissance réactive absorbée par les charges est double: technique et économique.

- (a) l'intérêt technique a été évoqué précédemment: la mise en oeuvre de moyens de compensation permet d'accroître les marges de fonctionnement du réseau et de rendre son exploitation plus aisée et plus sûre en repoussant notamment les marges d'instabilité en tension;
- (b) la compensation présente également un intérêt économique non négligeable en réduisant les pertes sur l'ensemble du réseau.

2. La présente annexe a pour objet d'évaluer les gains correspondants. Les simulations effectuées ont porté sur l'évaluation des volumes de condensateurs à installer pour améliorer le facteur de puissance des charges; ces volumes étant "vus" des postes du réseau de Transport à THT. Les quantités correspondantes de condensateurs devront ensuite être réparties entre ces postes et les postes des réseaux de tensions inférieures qu'ils alimentent (HT et MT). En particulier, ils devront principalement être installés dans les postes MT au plus près possible des charges afin de réduire au maximum les pertes sur ces réseaux MT.

Valorisation des pertes

3. Il est courant d'observer dans les réseaux, par rapport aux puissances fournies, des niveaux de pertes actives à la pointe voisins de:

- 2,5% sur les réseaux THT et HT
- 2% pour la transformation HT/MT
- 5% sur le réseau MT
- 3% pour la transformation MT/BT
- 6% pour le réseau BT

4. Sur les réseaux MT et HT, où seront de préférence installés les condensateurs, les pertes à la pointe sont en général 3 à 4 fois supérieures à celles observées sur le réseau THT.

5. Nous avons montré que la mise en oeuvre de condensateurs "vus" du réseau de Transport THT réduirait les pertes actives sur ce réseau (annexe 9). Il en est de même pour les pertes au niveau des réseaux MT et HT lorsque des condensateurs sont raccordés sur ces réseaux. Il faut cependant noter que, compte tenu de la faible taille des batteries à installer en MT et des contraintes à prendre en compte, en particulier de la place disponible dans les postes, l'installation des condensateurs ne sera pas forcément optimale en MT. Les batteries seront regroupées et installées dans les postes "au mieux" des possibilités. Il s'ensuivra une réduction intéressante mais non forcément "optimale" des pertes actives.

6. De ce fait, si les pertes actives au niveau des réseaux MT et HT sont 3 à 4 fois plus élevées que sur le réseau Transport, le gain sur ces pertes, par l'utilisation de moyens de compensation "non optimaux" n'atteindra pas la même proportion. Nous estimerons le rapport correspondant volontairement pénalisant et égal à 2 afin de tenir compte également du fait que toute la puissance fournie aux consommateurs ne transite par sur le réseau MT mais seulement 86% de cette puissance et que la puissance réactive se transporte mal (qu'il y a des pertes) entre les différents niveaux de tension (THT-HT-MT).

7. Pour chiffrer les gains sur les pertes apportés par les compensations nous reprenons les hypothèses de coûts de l'annexe 2.

COUT ANNUEL D'UN KW DE PERTES A LA POINTE
(UTILISATION 5900 H)

Niveau	HT	HT/MT	MT	MT/BT	BT
Coût en DT/kw	216,9	236,5	306,8	350,9	471,4

Etude économique simplifiée

8. Il s'agit d'examiner l'intérêt d'implanter des moyens de compensation sur le réseau de transport ainsi que sur les réseaux MT. On prend pour base un coût de la compensation, c'est-à-dire des batteries de condensateurs et des selfs de 10 kDT/MVAR, ce qui conduit à des annuités d'investissement de 1000 DT/MVAR.

Exploitation de la self de Ghannouch

9. Toutes les selfs sont débranchées 16 heures par jour. Celle de Ghannouch (6 MVAR) qui reste raccordée en permanence au réseau reste donc en service 16 heures de trop chaque jour, soit pendant les 5840 heures les plus chargées de l'année. La valorisation des pertes supplémentaires qu'elle entraîne sur le réseau (en plus des pertes internes dues à sa résistance) peut être obtenue comme suit:

10. Les simulations ont montré que 170 MVAR de compensation permettaient de gagner 1,2 MW (pointe du matin) et 0,4 MW (pointe du soir), soit en moyenne 0,8 MW. Le gain annuel peut donc être obtenu par:

$$\frac{6 \text{ MVAR}}{170 \text{ MVAR}} \times 0,8 \text{ MW} \times 216.900 \text{ DT/MW} = 6120 \text{ DT}$$

Le coût d'un disjoncteur étant estimé à $0,25 \times 10^6$ DT, il ne semble pas économiquement justifié d'installer un disjoncteur aux bornes de la self.

Installation de condensateurs sur le réseau de transport

11. Le même raisonnement que précédemment amène à déterminer un gain par MVAR de:

$$\frac{216.900 \text{ DT/MW} \times 0,8 \text{ MW}}{170 \text{ MVAR}} \approx 1 \times 10^3 \text{ DT/MVAR}$$

soit exactement l'annuité d'investissement d'un moyen de compensation. Il est donc, au niveau de précision où nous avons fait nos calculs, indifférent économiquement d'installer ou non des condensateurs sur le niveau HT. Seuls les avantages présentés par une plus grande marge de sécurité du réseau par rapport à l'écroulement de tension justifieraient d'implanter des condensateurs à ce niveau de tension.

Installation de condensateurs au niveau MT

12. Le raisonnement précédent ne s'applique bien entendu qu'aux condensateurs qui seraient implantés dans les postes THT/HT ou THT/MT, c'est-à-dire aux condensateurs directement "vus" de la THT. Les volumes de condensateurs calculés pour avoir $\text{tg } \phi = 0,5$ (170 MVAR en 1989 et 218 MVAR en 1993) doivent bien évidemment être répartis au mieux sur le réseau tout entier (THT, HT, MT ...). Il est plus intéressant de les installer du point de vue technique et économique près des charges.

13. L'installation des condensateurs en MT réduirait non seulement les pertes sur les réseaux THT et MT, mais aussi sur les réseaux HT, et ceci dans des proportions beaucoup plus importantes. On a pris ce rapport à 2 (voir p. 2, para. 1 de cette annexe), d'où le calcul du gain par MVAR:

$$\frac{0,8 \text{ MW} \times 2 \times 306.800 \text{ DT/MW}}{170 \text{ MVAR}} = 2,9 \times 10^3 \text{ DT/MVAR}$$

valeur qui permettrait d'envisager un taux de rentabilité interne de l'investissement de l'ordre de 30%.

Conclusion de l'étude économique relative à l'implantation des moyens de compensation

14. Cette étude sommaire a montré qu'il était économiquement rentable, pour réduire les pertes sur le réseau d'installer des condensateurs. Ceux-ci doivent être implantés au plus près de la charge, c'est-à-dire de préférence sur le réseau MT.

15. Cette étude n'est qu'une première approche qui donne les ordres de grandeurs des gains escomptés. Elle a été conduite en considérant un nombre minimum d'hypothèses d'exploitation du réseau et en considérant que les gains obtenus étaient une fonction linéaire des quantités de condensateurs mis en oeuvre. On a ainsi pu chiffrer ces gains en ne prenant en compte que deux hypothèses extrêmes: pas de compensation, compensation conduisant à une $\tan \phi$, au niveau des charges, égale à 0,5. En fait, les gains sont une fonction parabolique de la compensation. Pour obtenir une meilleure approche de ces gains, il faudrait procéder à une analyse plus précise prenant en compte un plus grand nombre d'hypothèses permettant de mieux modéliser la courbe de charge, de calculer pour chaque palier considéré les pertes réelles sur le réseau et de ne pas se contenter d'une évaluation forfaitaire en supposant ces pertes simplement proportionnelles au carré de la puissance consommée. Il faudrait également calculer ces pertes pour des implantations plus réalistes des condensateurs tenant compte des conditions locales (place dans les postes, taille minimale des gradins) et évaluer plus précisément, soit par enquête statistique, soit au moyen de calculs sur des réseaux "représentatifs" les pertes au niveau du réseau MT et du réseau HT et l'impact, sur celles-ci, d'une installation "réaliste" de condensateurs dans les postes MT et HT.

16. On mettrait ainsi en évidence une décroissance des gains marginaux (gain par MVAR installé) en fonction du volume de la compensation globale. La connaissance de ces "gains marginaux" permettrait d'utiliser, au mieux, les crédits qui pourront être consacrés à la compensation de la puissance réactive.

CHOIX DE L'ECHANTILLON POUR LES RESEAUX DE L'ETUDE

Présentation de la Distribution

Description générale du réseau

1. Le réseau de distribution de la STEG possède quatre niveaux de tension:
 - (a) 30 kV, 15 kV et 10 kV pour la moyenne tension; et
 - (b) 400/230V pour la basse tension.

2. La Direction de la Distribution reçoit l'énergie du réseau de Transport à partir de 41 postes sources de tensions primaires 225 kV, 150 kV et 90 kV.

3. Le réseau moyenne tension est à structure arborescente et est constitué des éléments suivants:
 - (a) 13.000 km de réseau aérien triphasé et 4.000 km d'antennes monophasées à 17,3 kV. Le réseau triphasé aérien est à neutre distribué et mis à la terre, c'est donc un réseau "4 fils";
 - (b) 1.000 km de réseau 10 kV en majorité souterrain et alimentant les villes du nord telles que Tunis, Bizerte; et
 - (c) 354 km de réseau 15 kV alimentant certaines grandes villes du sud: Gabès, Gafsa.

4. Au total, le réseau moyenne tension a une longueur de 18.400 km dont 1.500 km en souterrain. Ce réseau moyenne tension alimente 30.600 km de réseau basse tension à 97% aérien au travers de 17.000 postes de transformation MT/BT dont 6.700 postes clients. 98% de ces postes MT/BT délivrent une tension secondaire à 400V suite à une importante campagne de changement de tension. 70% des postes MT/BT délivrant une tension secondaire de 230V sont concentrés dans la région de Tunis et particulièrement dans le district de Tunis-ville.

5. Les tableaux qui suivent donnent la répartition par district des réseaux MT et BT et des postes MT/BT.

Tableau A13.1: RESEAU DE DISTRIBUTION MT/BT (1988)

Districts	Nombre de postes					Longueur de réseau en km			
	STEG		Privés		Total	Moyenne tension			Basse tension
	L1	L2	B1	B2		Mono-phasé	Tri-phasé	Total	
Tunis-ville	168	259	37	497	961	-	454	454	753
Ariana	-	383	-	245	628	-	458	458	1020
Ezzahra	9	346	-	619	974	12	493	505	896
Le Kram	-	158	5	93	256	-	189	189	535
Le Bardo	-	319	-	246	565	3	381	384	1800
Zaghouan	-	1377	-	138	275	6	346	352	295
Bizerte	10	357	14	391	772	27	779	806	1659
Nabeul	-	849	-	629	1478	140	1088	1228	2715
Beja	-	266	-	228	494	109	550	659	684
Jendouba	-	525	-	233	758	244	559	803	1163
Le Kef	-	501	-	133	634	339	631	970	1131
Siliana	-	339	-	123	462	237	445	682	694
Sousse	26	490	13	467	996	156	643	799	1698
Monastir	-	200	-	256	456	19	315	334	664
Moknine	-	205	-	148	353	56	171	227	800
Mahdia	-	379	-	122	501	162	490	652	849
Kairouan	-	435	1	242	678	205	810	1015	1261
Kasserine	-	305	-	139	444	254	515	769	729
Sidi Bouzid	-	464	-	149	613	457	479	936	904
Gafsa	-	413	-	180	593	129	909	1038	990
Tozeur	-	104	-	170	274	35	375	410	355
Sfax	43	1094	21	560	1718	604	1000	1604	4016
Gabès	-	451	-	216	667	314	666	980	979
Kebili	-	143	-	102	245	52	325	377	860
Zarzis	-	684	-	196	880	236	774	1010	2495
Tataouine	-	247	-	29	276	145	360	505	616
Total	256	10053	91	6551	16951	3941	14205	18146	30561

Tableau A13.2: RATIOS TECHNIQUES DE DISTRIBUTION

Régions	Données de l'année 1988						Part relative					
	Réseaux (km)		Nombre de postes		Nombre d'abonnés		Réseaux		Postes		Abonnés	
	MT	BT	STEG	Abonnés	MT	BT	MT	BT	STEG	Abonnés	MT	BT
Tunis	1990	5004	1642	1742	2043	334980	11	17	16	26	30	28
Nord	2386	4669	1353	1172	1240	169960	13	15	13	18	18	14
Nord-ouest	3114	3672	1631	717	651	121220	17	12	16	11	9	10
Centre	3027	5272	1735	1249	1264	211020	17	17	17	19	18	18
Sud-ouest	3153	2975	1286	638	582	101530	17	10	12	9	9	8
Sud	4486	8966	2662	1124	1098	261610	25	29	26	17	16	22
Total Tunisie	18146	30561	10309	6642	6878	1200313	100	100	100	100	100	100

Régions	Ratio			
	Nombre de km MT par poste (STEG + abonnés)	Nombre de km BT par poste STEG	Nombre de mBT par abonné BT	Nombre d'abonnés BT par poste STEG
Tunis	0,589	3,045	15	204
Nord	0,945	3,450	27	126
Nord-ouest	1,326	2,250	30	76
Centre	1,014	3,039	25	121
Sud-ouest	1,639	2,315	29	79
Sud	1,607	3,368	34	98
Total Tunisie	1,070	2,965	25	116

Zones de consommation

6. Le tableau suivant donne pour l'année 1989 la répartition régionale de l'énergie livrée à la distribution et facturée par cette direction.

Tableau A13.3: REPARTITION REGIONALE

Régions	Energie livrée (GWh)	%	Energie facturée (GWh)	%
Tunis	1240,63	28,25	1125,40	28,22
Nord	852,64	19,42	776,90	19,48
Nord-ouest	333,90	7,60	320,60	8,04
Centre	832,32	18,96	740,70	18,58
Sud	730,03	16,63	635,40	15,94
Sud-ouest	401,24	9,14	388,40	9,74
Total	4390,76	100,00	3987,40	100,00

7. Cette répartition met en évidence une zone de forte consommation constituée par les régions limitrophes Tunis et Nord avec un total de 47,70% de la consommation nationale et quelques pôles de consommation moyenne autour des villes de Sousse et Gabès, la ville de Tunis et sa banlieue participant, quant à elles, à hauteur de 28,22% de la consommation nationale.

Evolution des réseaux de distribution

8. L'évolution des réseaux moyenne tension et basse tension est fortement conditionnée par le développement de l'électrification rurale qui est l'un des éléments centraux du plan directeur de la Distribution dont l'objectif est d'arriver à un taux d'électrification de 75% en 1991 (ce taux était de 13% en 1976 et de 58% en 1987). Le tableau qui suit montre l'évolution du réseau de 1976 à 1988.

Tableau A13.4: EVOLUTION DU RESEAU

	1976	1981	1984	1985	1986	1987	1988
Réseau MT (km)	6600	11000	14872	16163	16955	17529	18146
Réseau BT (km)	7700	15100	22234	25016	27118	29234	30561
Nombre de postes MT/BT							
Publics			7354	8001	8500	9759	10309
Privés			4804	5477	5562	6229	6642
Total	3900	9030	12158	13478	14062	15988	16951

9. La répartition des ventes par secteur souligne l'importance de la consommation des industries de construction (cimenteries) avec 19,30% de l'énergie facturée, les cimenteries proprement dites représentant 64,5% de l'énergie consommée en HT.

Tableau A13.5: VENTE D'ELECTRICITE HT/MT PAR SECTEUR (1989)

Secteur économique	Consomma- tion GWh	Variation 1988/89 (%)	Chiffre d'affaires (000 DT)		Prix moyen kWh en cumul
			Cumul	Part relative	
Industries extractives	209,0	3,1	8813	7,3	42,2
Industries alimentaires et du tabac	195,8	2,0	9506	7,8	48,5
Industries textile et habillement	172,7	10,5	8680	7,1	50,3
Industrie du papier et édition	77,3	-4,2	3251	20,7	42,0
Industrie chimique et du pétrole	118,4	-4,2	6350	5,2	53,6
Industrie de la construction	769,6	8,4	30056	24,8	39,0
Industrie métallurgique de base	144,9	14,3	5810	4,8	40,1
Industries diverses	182,9	9,6	9632	7,9	53,7
Total 1	1870,6	6,3	82098	67,6	43,9
Pompage agricole	154,5	0,0	6646	55,5	43,0
Pompage (eau et service sanitaire)	166,8	10,5	7530	6,2	45,1
Transports et communications	91,2	3,6	4715	3,9	51,7
Tourisme	157,2	9,7	8097	6,7	51,5
Services	216,7	3,5	12294	10,1	56,7
Total 2	786,4	5,4	39282	32,4	49,9
Total général	2657,0	6,0	121380	100,0	45,7

Tableau A13.6: VENTE D'ELECTRICITE AUX ABONNES HT

Désignation	Code AE	Puissance (MW)	Consommation (GWh)		Chiffre d'affaires (000 DT)		Prix moyen kWh
			Cumul	Var.	Cumul	Var.	
Mine de Gafsa	300	26	131,3	0,9	4801	16,6	36,6
Cellulose Kasserine	25	10	37,8	-15,0	1364	4,7	36,1
El F. (aciérie)	220	9	76,3	4,7	2724	9,4	35,7
El F. (fours à arc)	220	7	29,4	18,1	1057	3,6	35,9
Cimenterie de Bizerte	211	10-16,5	70,4	8,3	2391	8,3	34,0
Cimenterie de Gabès	211	15	89,2	16,7	3045	10,5	34,1
Cimenterie de Kef	211	19-21	114,4	13,5	4092	14,1	35,8
Cimenterie Sousse	211	22,5-23,5	116,3	6,5	4279	14,8	36,8
Cimenterie de Zaghouan	211	23-26	102,9	14,6	3745	12,9	36,4
Méto léger Sousse	400	1,2	2,4	20,0	108	0,4	45,0
Ciment Blanc K.	211	6,6	26,8	5,9	944	3,2	35,2
SIAPE, Sfax	230	8	9,1	-9,0	429	1,5	47,1
Total		169,8	806,3	7,3	28979	100,0	35,9

Domaine technique

Choix des réseaux de référence

10. Dans cette étude, les différents foyers de pertes techniques détectés sur le réseau de distribution de la STEG sont examinés. Pour chaque type de foyer, le taux de pertes est déterminé selon une méthode dite globale et un certain nombre de recommandations à court, moyen ou long terme seront proposées selon le type de problèmes rencontrés.

11. Etant donné l'étendue et la diversité des réseaux de distribution de la STEG et du temps imparti à cette mission, il n'était pas possible de procéder à une analyse exhaustive des réseaux. Ainsi, il a été décidé de faire porter les analyses sur les réseaux de zones de consommation homogène et représentative de l'ensemble de la Distribution.

12. Une première analyse des caractéristiques des réseaux permet de définir trois grandes zones de consommation homogène. En effet, d'après le tableau A13.7, on constate que l'ensemble des régions de Tunisie se répartissent en trois catégories:

- (a) une première catégorie correspond aux régions caractérisées par un rendement, Energie facturée/Energie livrée, faible et un rapport nombre de mMT/nombre de mBT par abonné de l'ordre de 0,5. Cette catégorie est constituée des régions Nord, Centre et Sud;
- (b) on distingue une deuxième catégorie qui correspond aux régions caractérisées par un rendement, Energie Facturée/Energie livrée, élevé bien que le rapport nombre de mMT/nombre de mBT par abonné soit grand. Ceci s'explique par la structure du réseau plus récente donc certainement mieux optimisée. Les régions Nord-ouest et Sud-ouest constituent cette catégorie; et
- (c) finalement, on constate que la région de Tunis représente un cas particulier: faible rendement, Energie facturée/Energie livrée avec un rapport nombre de mMT/nombre de mBT par abonné également faible. On peut déjà penser que dans cette zone les pertes non techniques seront élevées.

Tableau A13.7: DEFINITION DES ZONES

Zones	Ratio α /	Nombre de mBT par abonné BT	Nombre de mMT par abonné BT et MT	Ratio mMT/mBT
Tunis	0,907	15	6	0,40
Nord	0,911	27	14	0,52
Nord-ouest	0,960	30	26	0,87
Centre	0,890	25	14	0,56
Sud	0,870	34	17	0,50
Sud-ouest	0,970	29	31	1,07

α / Rendement = Energie facturée/Energie livrée.

13. Dans chacune des catégories définies ci-dessus, un district caractéristique a été retenu: Nabeul, district à forte activité agricole, touristique et industrielle, pour la première catégorie; Siliana, district rural, pour la seconde, et enfin, afin de mieux cerner les particularités de la région de Tunis, représentant à elle seule plus de 28% de l'énergie livrée de la Tunisie, deux districts ont été retenus: Tunis-ville, comme district urbain et Ezzahra comme district suburbain.

14. Il est à noter, de plus, que ces districts répondent également aux critères de représentativité électriques suivants:

- (a) niveau de tension: 10 et 30 kV;
- (b) structure des réseaux: aériens et souterrains;
- (c) système de distribution: triphasé et monophasé; et
- (d) utilisation de l'énergie: moyenne et basse tension.

On trouvera la présentation technique des districts retenus dans les tableaux A13.8 à A13.18.

Critères croisés

15. La sélection d'un échantillon représentatif du réseau MT d'un district donné se fait par le croisement de trois critères qui sont:

$$\text{Critère 1} = \frac{\Sigma P \text{ inst}}{P \text{ max}}$$

$$\text{Critère 2} = \frac{\Sigma P \text{ inst}}{\text{Longueur du départ}} \quad (\text{kVA/m})$$

$$\text{Critère 3} = \frac{\Sigma P \text{ max}}{\text{Longueur du départ}} \quad (\text{kVA/m})$$

16. Pour tous les départs de la zone considérée, on calcule la valeur de chaque critère, ainsi que le produit $\Sigma P \text{ inst} \times \text{longueur du départ}$ afin de déterminer les départs présumés à fort taux de perte. On obtient alors les tableaux A13.7 à A13.12 pour le district de Tunis-ville et les tableaux A13.13 à A13.15 pour le district de Siliana. A partir de ces tableaux, on détermine la répartition des départs selon la valeur de chaque critère. On obtient alors les tableaux A13.16 à A13.18. On distingue ainsi un "intervalle prépondérant" pour chaque critère: c'est l'intervalle vérifié par le plus grand nombre de départs. On détermine ensuite l'ensemble des départs vérifiant à la fois l'intervalle prépondérant des trois critères. Afin de pondérer ce choix, un départ dans chaque intervalle voisin de l'intervalle prépondérant est également retenu, soit au maximum six autres départs choisis de manière à avoir des départs sur la majorité des postes sources.

Tableau A13.8: DISTRICT: TUNIS-VILLE
POSTE SOURCE: TUNIS SUD

Départ	Postes MT/BT	Longueur (km)	ΣPinst (kVA)	P max (kVA)	ΣPinst P max	ΣPinst Longueur (kVA/m)	P max Longueur (kVA/m)	Pinst*Long. (kVA*km)
Charguia 1	1	3,840	5000			1,30		19200
Charguia 2	1	3,840	0					
Anabib	20	10,455	8943			0,86		93499
Izdihar	20	11,170	4875			0,44		54454
B. Arous	1	2,755	?					
B. Arous	1	2,755	?					
Montfleury	0		0					
Gare	0		0					
Bellevue 2	16	7,095	4995			0,70		35440
Kabaria	1	2,100	?					
Kabaria	1	2,100	?					
Abattoirs	17	12,240	7035	2563	2,74	0,57	0,21	86108
Naassens	20	10,645	6190	2165	2,86	0,58	0,20	65893
Enpa	27	9,776	10380	3446	3,01	1,06	0,35	101475
Viollettes	20	6,210	7545	3117	2,42	1,21	0,50	46854
Bellevue 1	22	7,325	5778	1091	5,30	0,79	0,15	42324
Imer	18	8,357	6130	3446	1,78	0,73	0,41	51228
Tanit	10	5,155	4860	2095	2,32	0,94	0,41	25053
B. Miled	24	11,147	10509	2165	4,85	0,94	0,19	117144
Total	217	116,965	82240					

Tableau A13.9: DISTRICT: TUNIS-VILLE
POSTE SOURCE: TUNIS CENTRE

Départ	Postes MT/BT	Longueur (km)	Σ Pinst (kVA)	P max (kVA)	Σ Pinst P max	Σ Pinst Longueur (kVA/m)	P max Longueur (kVA/m)	Pinst*Long. (kVA*km)
T. Marine	1	0,500	?					
T. Marine	0	0,500	0					
Gare	1	9,480	?					
Montfleury	1	5,700	?					
SNTTM	0		0					
H. Congress	1	2,300	1450			0,63		3335
H. Congress	0		0					
T. Marine	15	5,960	6530	1957	3,34	1,10	0,33	38919
Sûreté	17	5,640	7515	3585	2,10	1,33	0,64	42385
Biat	16	5,527	6455	3723	1,73	1,17	0,67	35677
Turquie	11	3,425	3370	1818	1,85	0,98	0,53	11542
Bejaoui	10	3,227	3761	1818	2,07	1,17	0,56	12137
Agricultor	11	3,460	5200	1784	2,91	1,50	0,52	17992
BCT	16	5,575	10905	3256	3,35	1,96	0,58	60795
Claridge	16	5,640	9910	4676	2,12	1,76	0,83	55892
Africa	9	2,615	5393	2234	2,41	2,06	0,85	14103
Kria	27	7,500	10525	4676	2,25	1,40	0,62	78938
Total	152	67,049	71014					

Tableau A13.10: DISTRICT: TUNIS-VILLE
POSTE SOURCE: TUNIS OUEST 1

Départ	Postes MT/BT	Longueur (km)	Σ Pinst (kVA)	P max (kVA)	$\frac{\Sigma Pinst}{P \text{ max}}$	$\frac{\Sigma Pinst}{Longueur}$ (kVA/m)	$\frac{P \text{ max}}{Longueur}$ (kVA/m)	Pinst*Long. (kVA*km)
Karouan	19	5,060	5313			1,05		26884
RTT1	1	1,650	3400			2,06		5610
Mechtel	2	1,430	3630			2,54		5191
Bourricha	37	9,145	10065	4728	2,13	1,10	0,52	92044
Daudet	30	11,915	10079	3585	2,81	0,85	0,30	120091
Franceville	26	12,335	7315	4469	1,64	0,59	0,36	90231
Hilton	17	6,755	7245	4468	1,62	1,07	0,66	48940
Ben Harfa	29	12,010	10800	2511	4,30	0,90	0,21	129708
Plantation	19	5,740	7993	3793	2,11	1,39	0,66	45880
El Hafir	17	7,175	6755	3308	2,04	0,94	0,46	48467
SSSNT	3	6,170	8178	2909	2,81	1,33	0,47	50458
STIT	26	7,350	12685	3983	3,18	1,73	0,54	93235
Nettoisement	14	5,150	7215	3983	1,81	1,40	0,77	37157
Berthelot	10	3,590	4565	1766	2,58	1,27	0,49	16388
Miel	11	3,395	4360	3256	1,34	1,28	0,96	14802
Total	261	98,870	109598					

Tableau A13.11: DISTRICT: TUNIS-VILLE
POSTE SOURCE: TUNIS OUEST 2

Départ	Postes MT/BT	Longueur (km)	ΣPinst (kVA)	P max (kVA)	ΣPinst P max	ΣPinst Longueur (kVA/m)	P max Longueur (kVA/m)	Pinst*Long. (kVA*km)
RTT	0	1,550	0			0,00		0
Kartoum	2	1,380	1260			0,91		1739
CEM	1	0,085	1000			11,76		85
Filet	19	7,905	10945			1,38		86520
SNT	18	7,035	4420			0,63		31095
Carnaud	22	12,790	13880			1,09		177525
B. Saad	25	18,485	8395			0,45		155182
Romana	35	18,446	11850			0,64		218585
Frigorifique	22	9,895	6630			0,67		65604
Sidi Assica	14	8,665	4890			0,56		42372
Beaux Arts	5	3,430	2655			0,77		9107
Velwart	25	13,275	7610			0,57		101023
Nutrition	16	10,495	4180			0,40		43869
Total	204	113,436	60090					

Tableau A13.12: DISTRICT: TUNIS-VILLE
POSTE SOURCE: TUNIS NORD

Départ	Postes MT/BT	Longueur (km)	ΣPinst (kVA)	P max (kVA)	ΣPinst P max	ΣPinst Longueur (kVA/m)	P max Longueur (kVA/m)	Pinst*Long. (kVA*km)
Palestine	27	8,990	8600	1957	4,39	0,96	0,22	77314
Chebbi	15	4,385	6310	1212	5,21	1,44	0,28	27669
Syrie	7	0,520	2060	207	9,95	3,96	0,40	1071
Avenir 11	19	7,620	6340	2523	2,51	0,83	0,33	48311
Avenir 12	21	10,810	9090	3377	2,69	0,84	0,31	98263
Avenir 16	8	5,390	3255	2840	1,15	0,60	0,53	17544
Ibn Roch	12	3,958	3695	1090	3,39	0,93	0,28	14625
Mexique	44	22,060	15278	4607	3,32	0,69	0,21	337033
Charguia	41	14,650	10938	4797	2,28	0,75	0,33	160242
Tulipes	14	6,660	4505	3256	1,38	0,68	0,49	30003
Total	208	85,043	70071					

Tableau A13.13: DISTRICT: TUNIS-VILLE
POSTE SOURCE: ZAHROUNI

Départ	Postes DP	Longueur (km)	Σ Pinst (kVA)	P max (kVA)	$\frac{\Sigma Pinst}{P max}$	$\frac{\Sigma Pinst}{Longueur}$ (kVA/m)	$\frac{P max}{Longueur}$ (kVA/m)	Pinst*Long. (kVA*km)
Rais	28	14,919	10645	2979	3,57	0,71	0,20	158813
Nouablia	19	13,770	7385	2702	2,73	0,54	0,20	101691
Marabou	21	13,080	6685	4538	1,47	0,51	0,35	87440
Total	68	41,769	24715					

Tableau A13.14: DISTRICT: NABEUL
POSTE SOURCE: HAMMAMET

Départ	Postes MT/BT	Longueur (km)	Σ Pinst (kVA)	P max (kVA)	$\frac{\Sigma Pinst}{P max}$	$\frac{\Sigma Pinst}{Longueur}$ (kVA/m)	$\frac{P max}{Longueur}$ (kVA/m)	Pinst*Long. (kVA*km)
B. Argoub (1201)	120	88,384	18002	13302	1,35	0,20	0,15	1591
Enfidha (1202)	90	51,890	19773	7205	2,74	0,38	0,14	1026
Nabeul (1203)	156	72,425	50240	-	-	0,69	-	3639
Elkouin (1204)	19	-	8213	3948	2,08	-	-	-
Sultan (1205)	20	10,398	8313	3525	2,35	0,80	0,34	86
R. Jannet (1206)	19	10,469	9375	2950	3,17	0,89	0,28	98
Total	424	233,566	113916					

Tableau A13.15: DISTRICT: NABEUL
POSTE SOURCE: GROMBALIA

Départ	Postes MT/BT	Longueur (km)	Σ Pinst (kVA)	P max (kVA)	$\frac{\Sigma \text{Pinst}}{\text{P max}}$	$\frac{\Sigma \text{Pinst}}{\text{Longueur}}$ (kVA/m)	$\frac{\text{P max}}{\text{Longueur}}$ (kVA/m)	Pinst*Long. (kVA*km)
Belli (5001)	87	70,954	19464	9222	2,11	0,27	0,13	1381
E. Nord (5002)	58	43,266	16420	9260	1,77	0,38	0,21	710
Soliman (5003)	136	112,085	23419	12153	1,92	0,21	0,11	2625
Zi Gromba (5004)	66	34,211	19710	8392	2,35	0,58	0,25	674
M. Bouzel. (5005)	138	88,384	22765	8504	1,77	0,26	0,10	2012
Total	485	388,900	101778					

Tableau A13.16: DISTRICT: NABEUL
POSTE SOURCE: KORBA

Départ	Postes MT/BT	Longueur (km)	Σ Pinst (kVA)	P max (kVA)	$\frac{\Sigma \text{Pinst}}{\text{P max}}$	$\frac{\Sigma \text{Pinst}}{\text{Longueur}}$ (kVA/m)	$\frac{\text{P max}}{\text{Longueur}}$ (kVA/m)	Pinst*Long. (kVA*km)
Dressen (1301)	70	79,834	9539	2161	4,41	0,12	0,03	761
Mazraa (1302)	90	62,465	14697	10195	1,44	0,23	0,16	918
Korba (1303)	25	11,510	6275	2838	2,21	0,54	0,25	72
Kelibia (1304)	229	227,157	22265	7074	3,14	0,09	0,03	5058
Haoouaria (1305)	190	246,518	20944	6625	3,16	0,08	0,03	5163
Total	604	388,900	101778					

Tableau A13.17: CRITERES CROISES
DISTRICT: TUNIS-VILLE

Critère 1 Nombre de départs	[0,1] 0	[1,2] 10	[2,3] 20	[3,4] 7	[4,5] 3	15;∞[3
Critère 2 Nombre de départs	[0;0,5] 0	[0,5;1] 22	[1;1,5] 15	[1,5;2] 4	12;∞[2	- -
Critère 3 Nombre de départs	[0;0,25] 9	[0,25;0,5] 18	[0,5;0,75] 12	10,75;∞[4	- -	- -

Tableau A13.18: CRITERES CROISES
DISTRICT: NABEUL

Critère 1 Nombre de départs	[0,1] 0	[1,2] 4	[2,3] 7	[3,4] 3	14;∞[2
Critère 2 Nombre de départs	[0;0,25] 6	[0,25;0,5] 4	[0,5;0,75] 3	[0,75;1] 2	- -
Critère 3 Nombre de départs	[0;0,125] 6	[0,12;0,25] 7	[0,25;0,37] 2	- -	- -

17. On obtient alors, pour les districts considérés, les départs suivants:

District de Tunis-ville: Tanit - Imer - B. Miled - BCT - Agricultor - Turquie - El Hafir - Daudet - Avenir 1 - Avenir 12 - Chargaia.

District de Nabeul: B. Argoub - Mazzraa - Kelibia - Haouaria - Belli.

18. Il est à noter que pour le district de Nabeul, l'intersection des 3 critères donne un ensemble vide. Par conséquent, ont été retenus en priorité les départs présumés à fort taux de perte.

CHANGEMENT DE SECTION

Réseau moyenne tension

1. Le passage à un câble de section supérieure, donc de résistance linéique plus faible, entraîne à puissance transitée égale des pertes moins importantes. Le gain sur les pertes, exprimé en kW, est alors donné par la relation suivante:

$$\text{gain} = 1000 \times L \times (r1 - r2) S^2/V^2$$

avec:

r1 = résistance linéique du conducteur i, en ohm/km

S = puissance apparente, en kVA

U = tension entre phase, en kV

Les travaux de renforcement d'un tronçon sont justifiés dès que la relation suivante est vérifiée:

$$\frac{\text{Coût annuel de l'investissement}}{\text{gain sur pertes (kW)}} < \text{coût annuel d'un kW de perte}$$

A partir de cette relation, on détermine une puissance seuil S à partir de laquelle l'investissement est rentable.

Remarque. Le taux d'actualisation étant estimé à 10%, le coût annuel des travaux représente 10% du coût total de l'investissement.

2. Pour le réseau aérien, le coût total de l'investissement correspond à la somme des coûts suivants:

- pose du câble de section S2
- + dépose du câble de section S1
- + pose de nouveaux poteaux 11/

11/ On remplace en moyenne un tiers des poteaux existants.

3. Pour le réseau souterrain, le coût total de l'investissement se décompose ainsi:

- pose du câble de section S2
- + accessoires (jonctions et extrémités)
- + réfections
- + tranchée

4. Il est à noter que la dépose du câble initial de section S1 n'est pas rentable dans le cas du réseau souterrain, même en considérant la récupération éventuelle du cuivre des conducteurs.

5. Le tableau suivant présente le coût total de l'investissement pour les différents types de réseau et de conducteurs.

**Tableau A14.1: COÛTS D'INVESTISSEMENTS
POUR LES DIFFÉRENTS TYPES DE CONDUCTEURS**

Section du nouveau câble		Coût de l'investissement
Réseau basse tension		
	35 ² Alu	7,12 DT/m
	70 ² Alu	8,67 DT/m
Réseau moyenne tension		
Aérien	54,6 Alm	5805 DT/km
	148,1 Alm	9670 DT/km
Souterrain	240 ² Alu	64592 DT/km

6. En dédoublant la ligne, on divise par deux l'intensité transitant dans le segment, par quatre les pertes sur chaque conducteur, et donc par deux les pertes totales. L'intensité seuil à partir de laquelle cette opération est rentable est déterminée par la relation:

Gain sur pertes > Investissement annuel/coût annuel d'un kW de perte, d'où:

$$I^2 > (\text{Investissement annuel/coût annuel d'un kW de perte}) * \frac{2}{3000 r}$$

r = résistance linéique du câble, en Ω/km

7. On relève sur l'ensemble des départs étudiés les segments dont la puissance transitée est supérieure ou égale à la "puissance seuil" du renforcement le plus rentable. Dans chaque cas, on évalue le gain en DT d'un tel renforcement sachant qu'un kW de perte gagné correspond à 360,5 DT économisés annuellement pour le réseau moyenne tension (cf. "Valorisation des pertes"). On calcule alors pour

chaque segment, puis pour chaque départ, le taux de Rentabilité Immédiate (TRI) ainsi défini:

$$\text{TRI} = \frac{\text{Gains annuels escomptés en DT}}{\text{Coût total de l'investissement en DT}}$$

Pour chaque départ, on obtient les résultats suivants:

**Tableau A14.2: RENFORCEMENT DU DEPART MT DE HAOURIA
(DISTRICT DE NABEUL)**

P (kW)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
2598	80	22 Cu	148,1 Alm	388	774	18%
2557	80	22 Cu	148,1 Alm	376	774	18%
2557	520	22 Cu	148,1 Alm	2445	5028	18%
2492	810	22 Cu	148,1 Alm	3617	7833	17%
2285	1540	22 Cu	148,1 Alm	5782	14892	14%
2235	900	22 Cu	148,1 Alm	3233	8703	13%
2026	430	22 Cu	148,1 Alm	1269	4158	11%
	4360			17111	42161	15%

**Tableau A14.3: RENFORCEMENT DE DEPART MT DE BELLI
(DISTRICT DE NABEUL)**

P (kW)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
4573	80	17 Cu	148,1 AL	1607	774	75%
4507	130	17 Cu	148,1 AL	2536	1257	73%
4446	140	17 Cu	148,1 AL	2658	1354	71%
4446	670	17 Cu	148,1 AL	12720	6479	71%
4427	280	17 Cu	148,1 AL	5270	2708	70%
4349	260	17 Cu	148,1 AL	4723	2514	68%
4310	610	17 Cu	148,1 AL	10883	5899	67%
4271	310	17 Cu	148,1 AL	5431	2998	65%
4232	230	17 Cu	148,1 AL	3956	2224	64%
3533	80	17 Cu	148,1 AL	959	774	45%
3533	370	17 Cu	148,1 AL	4436	3578	45%
3494	670	17 Cu	148,1 AL	7856	6479	44%
3302	270	17 Cu	148,1 AL	2827	2611	39%
3263	310	17 Cu	148,1 AL	3170	2998	38%
3244	220	17 Cu	148,1 AL	2224	2127	38%
3205	410	17 Cu	148,1 AL	4045	3965	37%
3205	200	17 Cu	148,1 AL	1973	1934	37%
3168	720	17 Cu	148,1 AL	6940	6962	36%
3149	400	17 Cu	148,1 AL	3810	3868	36%
2843	550	29 Cu	148,1 AL	2136	5319	14%
2715	840	29 Cu	148,1 AL	2975	8123	14%
2559	810	17 Cu	148,1 AL	5094	7833	23%
2438	140	29 Cu	148,1 AL	400	1354	11%
2316	280	29 Cu	148,1 AL	722	2708	10%
	8980			99351	86837	41%

**Tableau A14.4: RENFORCEMENT DU DEPART MT DE LAKMES
(DISTRICT DE SILIANA)**

P (kW)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
6168	2430	54 Alm	148,1 Alm	42855	23498	66%
6045	450	54 Alm	148,1 Alm	7623	4352	63%
5807	860	75 Alm	148,1 Alm	7588	8316	33%
4865	280	75 Alm	148,1 Alm	1734	2708	23%
4855	1000	75 Alm	148,1 Alm	6168	9670	23%
4836	750	75 Alm	148,1 Alm	4590	7253	23%
4797	540	75 Alm	148,1 Alm	3251	5222	22%
4782	860	75 Alm	148,1 Alm	5146	8316	22%
4772	1390	75 Alm	148,1 Alm	8283	13441	22%
4741	80	75 Alm	148,1 Alm	471	774	22%
4739	1790	75 Alm	148,1 Alm	10519	17309	22%
4711	80	75 Alm	148,1 Alm	465	774	22%
4708	660	75 Alm	148,1 Alm	3828	6382	22%
4708	140	75 Alm	148,1 Alm	812	1354	22%
4708	90	75 Alm	148,1 Alm	522	870	22%
4439	1150	75 Alm	148,1 Alm	5929	11121	19%
4210	500	75 Alm	148,1 Alm	2319	4835	17%
4190	650	75 Alm	148,1 Alm	2986	6286	17%
4115	150	75 Alm	148,1 Alm	665	1451	17%
4112	440	75 Alm	148,1 Alm	1770	3868	16%
2775	130	22 Cu	148,1 Alm	720	1257	21%
2760	390	22 Cu	148,1 Alm	2136	3771	20%
2663	160	22 Cu	148,1 Alm	816	1547	19%
2563	80	22 Cu	148,1 Alm	378	774	18%
2544	300	22 Cu	148,1 Alm	1396	2901	17%
2544	600	22 Cu	148,1 Alm	2792	5802	17%
2396	5580	22 Cu	148,1 Alm	23036	53959	15%
2296	7800	22 Cu	148,1 Alm	29569	75426	14%
2296	200	22 Cu	148,1 Alm	758	1934	14%
	29490			121572	145147	30%

Réseau basse tension

8. Afin d'évaluer le taux de pertes techniques sur le réseau basse tension du réseau de distribution de la STEG, des calculs de pertes ont été effectués sur un certain nombre de départs basse tension, représentatifs des réseaux de chaque district sélectionné. Ces districts, étant eux-mêmes caractéristiques et représentatifs des réseaux de distribution de la Tunisie, on détermine le taux de perte global sur le réseau basse tension.

Calcul des pertes sur un départ BT

9. Pour ce calcul, les hypothèses sont les suivantes:

- (a) répartition uniforme de la charge le long du départ; et
- (b) pertes dans les branchements non prises en compte.

10. Connaissant la puissance appelée en tête de départ et le mode de distribution (triphase ou monophasé, B1 ou B2, c'est-à-dire, 380 V ou 220 V), on détermine successivement les grandeurs suivantes:

- (a) la contribution (i_{seg});
- (b) l'intensité transitant (I_{seg});
- (c) les pertes ($Pertes_{seg}$) pour chaque segment; puis
- (d) le taux de pertes sur le départ étudié (% Perte)

selon les relations suivantes:

$$i_{seg} = (I/L) \times l_{seg}$$

$$Pertes_{seg} = r_{seg} l_{seg} (I_{seg})^2$$

$$\% \text{ Perte} = \Sigma \text{ Pertes}_{seg} / P_{max}$$

avec:

I = Intensité en tête de départ, lue au poste MT/BT (A)

- L = Longueur totale du départ (km)
 l_{seg} = Longueur du segment (km)
 r_{seg} = Résistance linéique du segment (Ω/km)
 P_{max} = Puissance appelée en tête de départ (kW).
X = Coût des pertes réseau en DT/kW
Y = Coût annuel de l'investissement en DT/km

Ou encore:

$$S \geq U \sqrt{\left[\frac{Y}{X \cdot 1000 \cdot (r_1 - r_2)} \right]}$$

11. Cette valeur est appelée "Puissance Seuil" à partir de laquelle l'investissement est rentable.
12. Il est à noter que le taux d'actualisation étant estimé à 10%, le coût annuel des travaux représente 10% du coût total de l'investissement.
13. On obtient finalement les tableaux suivants:

Tableau A14.5: PASSAGE AU 35² ALU - RESEAU TRIPHASE B2

Section initiale	Puissance seuil (kVA)	Intensité seuil (A)
29 ² Alu	33,29	50,58
16 ² Alu	13,78	20,93
40/10 Cu	19,13	29,07
30/10 Cu	11,00	16,72
17,8 ² Cu	37,18	56,48
10 ² Cu	14,81	22,50
6 ² Cu	9,76	14,82

Tableau A14.6: PASSAGE AU 70² ALU - RESEAU TRIPHASE B2

Section initiale	Puissance seuil (kVA)	Intensité seuil (A)
50 ² Alu	37,34	56,73
40 ² Alu	27,26	41,42
38 ² Alu	25,73	39,09
35 ² Alu	23,61	35,87
29 ² Alu	19,86	30,17
16 ² Alu	12,78	19,42
40/10 Cu	15,74	23,91
30/10 Cu	10,80	16,40
17,8 ² Cu	20,46	31,09
10 ² Cu	13,44	20,42
6 ² Cu	9,79	14,88

14. On envisage également dans certains cas, le dédoublement de la ligne, en dédoublant le premier tronçon en 70²:

$$\text{Passage } 70^2 \text{ -----} > 2 \times 70^2 : I \text{ seuil} = 41,41 \text{ A}$$

15. En ce qui concerne le réseau monophasé, dans le cas des zones rurales comme Siliana, on constate qu'il est généralement correctement structuré et qu'il possède un faible taux de perte. Par conséquent, aucun renforcement n'a été envisagé pour le réseau monophasé de cette zone.

Evaluation du gain

16. On relève sur l'ensemble des départs étudiés les segments dont la puissance transitée est supérieure ou égale à la "puissance seuil" du renforcement le plus rentable. De même, dans chaque cas, on évalue le gain en DT d'un tel renforcement sachant qu'un kW de perte gagné correspond à 471,4 DT économisé (cf. "Valorisation des pertes"). On calcule alors pour chaque segment, puis pour chaque départ, le Taux de Rentabilité Immédiate (TRI) qui est défini par:

$$\text{TRI} = \frac{\text{Gains annuels escomptés en DT}}{\text{Coût total de l'investissement en DT}}$$

Ainsi, quand on atteint le seuil de rentabilité pour les deux sections possibles (35² alu et 70² alu), on retient la solution pour laquelle le TRI du tronçon est le plus élevé. De plus, le classement dans un ordre décroissant du TRI, calculé pour chaque départ, permet d'échelonner les travaux au cours du temps. On se penchera, en effet, en priorité sur les départs dont le TRI est le plus élevé. Cette méthode de calcul permet également de déterminer un taux de perte après renforcement pour chaque départ et finalement le nouveau taux de perte du district considéré.

Résultats

17. Les résultats par départ pour le réseau basse tension sont les suivants, en appliquant la méthode et les calculs définis dans l'annexe 3:

**Tableau A14.7: RENFORCEMENT DU DEPART BT D'EL DJAZIRA
(DISTRICT DE TUNIS-VILLE)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
63,00 27,95	90 10	70 ² Alu 6 ² Alu	2*70 ² Alu 35 ² Alu	287 54	780 71	17% 36%
	100			341	851	19%

**Tableau A14.8: RENFORCEMENT DU DEPART BT D'EZZITOUNA
(DISTRICT DE TUNIS-VILLE)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
235,00 47,50	10 50	70 ² 70 ²	2*70 ² 2*70 ²	497 80	87 434	270% 12%
	60			577	521	52%

**Tableau A14.9: RENFORCEMENT DU DEPART BT D'ONAS
(DISTRICT D'EZZAHRA)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
76,00	60	70 ² Alu	2*70 ² Alu	279	520	25%
68,92	45	70 ² Alu	70 ² Alu	230	390	28%
17,47	20	30/10 Cu	35 ² Alu	33	142	11%
	125			542	1052	24%

**Tableau A14.10: RENFORCEMENT DU DEPART BT INDEPENDANCE
(DISTRICT D'EZZAHRA)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
116,00	75	70 ² Alu	2*70 ² Alu	812	650	59%
59,07	25	16 ² Alu	70 ² Alu	425	217	93%
51,86	30	16 ² Alu	70 ² Alu	394	260	71%
43,22	35	16 ² Alu	70 ² Alu	319	303	50%
33,14	45	16 ² Alu	70 ² Alu	241	390	29%
20,07	30	16 ² Alu	70 ² Alu	59	260	11%
	240			2250	2080	51%

District Ezzahra, départ Ghandi: aucun renforcement.

**Tableau A14.11: RENFORCEMENT DU DEPART DE KAHENA
(DISTRICT D'EZZAHRA)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
38,48	20	35 ² Alu	70 ² Alu	42	173	12%
59,00	20	70 ² Alu	2*70 ² Alu	56	173	15%
	40			98	346	13%

**Tableau A14.12: RENFORCEMENT DU DEPART BT D'ECART NORD A1
(DISTRICT DE NABEUL)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
80,48	125	38² Alu	70² Alu	975	1084	42%
65,88	110	38² Alu	70² Alu	575	954	28%
47,85	270	38² Alu	70² Alu	744	2341	15%
31,07	150	17,8² Alu	70² Alu	276	1301	10%
	655			2570	5680	21%

**Tableau A14.13: RENFORCEMENT DU DEPART BT D'ECART NORD A2
(DISTRICT DE NABEUL)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
84,52	90	50² Alu	70² Alu	367	780	22%
72,09	220	50² Alu	70² Alu	653	1907	16%
37,29	50	40/10 Cu	70² Alu	224	434	24%
	360			1244	3121	19%

**Tableau A14.14: RENFORCEMENT DU DEPART BT D'ECART NORD A3
(DISTRICT DE NABEUL)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
53,12	370	29² Alu	70² Alu	2109	3208	31%
31,52	180	29² Alu	70² Alu	361	1561	11%
	550			2470	4769	24%

**Tableau A14.15: RENFORCEMENT DU DEPART BT D'ECART NORD A4
(DISTRICT DE NABEUL)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
96,88	120	70 ² Alu	2*70 ² Alu	906	1040	41%
82,88	160	70 ² Alu	2*70 ² Alu	884	1387	30%
28,02	480	40/10 Cu	70 ² Alu	1212	4162	14%
	760			3002	6589	21%

**Tableau A14.16: RENFORCEMENT DU DEPART BT DE KAOUNIA
(DISTRICT DE NABEUL)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
122,00	35	70 ² Alu	2*70 ² Alu	419	303	65%
106,60	50	35 ² Alu	70 ² Alu	812	434	88%
101,38	90	29 ² Alu	70 ² Alu	1869	780	113%
44,45	60	29 ² Alu	70 ² Alu	239	520	22%
51,70	40	40/10 Cu	70 ² Alu	344	347	47%
43,57	40	40/10 Cu	70 ² Alu	244	347	33%
29,05	110	40/10 Cu	70 ² Alu	299	954	15%
	425			4226	3685	54%

**Tableau A14.17: RENFORCEMENT DU DEPART BT MONOPHASE DE KARSOLINE
(DISTRICT DE NABEUL)**

I (A)	Longueur (m)	Sect 1	Sect 2	Gain sur les pertes (W)	Coût total (DT)	TRI
95,00	100	35 ²	70 ²	430	867	23%
73,88	120	35 ²	70 ²	312	1040	13%
34,01	70	6 ²	35 ²	186	498	18%
	290			928	2405	18%

EXPLOITATION DES TRANSFORMATEURS DANS LES POSTES HT/MT

Tableau A15.1: LISTE DES POSTES POUR LESQUELS IL EST PLUS ECONOMIQUE DE NE METTRE EN SERVICE QU'UN SEUL TRANSFORMATEUR HT/MT, LE SECOND APPAREIL ETANT HORS TENSION (DONNEES 1989)

Poste	Equipement MVA	Ppointe MW	Ppointe MVA	Pfer kW	Pjoule kW	Gain annuel DT	Gain annuel MWh
Grombalia	2*40	16,0	17,7	25,3	195	4670	140
M. Jemil	2*40	19,5	21,6	25,3	195	2460	100
O. Zergua	2*40	16,0	17,7	25,3	195	4670	140
Jendouba	2*40	17,0	18,8	25,3	195	4080	130
Oueslatia	2*30	15,0	16,6	25,0	160	3280	113
Zahrouni 90/10 kV	2*30	13,5	15,0	21,0	160	2890	98
Sidi Mansour	2*40	16,0	17,7	26,6	195	5130	151
Zarzis	2*40	13,0	14,4	34,0	195	9350	243
Zahrouni 90/30 kV	2*40	19,5	21,6	26,0	195	2700	128
Kairouan	2*40	11,0	12,2	25,3	195	7030	182
Tunis Centre 90/10 kV	2*40	21,0	23,3	25,3	195	1340	80
Tunis Nord 90/10 kV	2*30	19,5	21,6	29,0	160	720	76
Mdhilla	2*40	16,0	17,7	34,0	195	7820	215
Total						56140	1796

GUIDE POUR LA PREPARATION DE PROCEDURES DE MAINTENANCE

Généralités: justifications d'une activité de maintenance dans un système électrique

1. Le but de l'activité de maintenance est d'assurer le maintien en état du système électrique afin que soient assurés:

- (a) la sécurité des personnes; et
- (b) un fonctionnement correct des ouvrages.

Sécurité des personnes

2. Il s'agit de minimiser l'exposition aux risques électriques du public et des intervenants. Les ouvrages électriques sont conçus initialement conformément aux règles de sécurité, il appartient au Distributeur de s'assurer du maintien de cette conformité, dans le temps, pendant la durée de vie des équipements.

Fonctionnement correct des ouvrages

3. Cela consiste à diminuer les risques de défaillance de matériel susceptible de conduire à des interruptions de fourniture. La défaillance peut résulter:

- (a) du fonctionnement anormal des ouvrages par la vétusté, l'usure, etc ...;
- (b) de conditions particulières d'environnement: pollution, corrosion, animaux; et
- (c) de circonstances exceptionnelles (conditions atmosphériques, dommages causés par des tiers, vandalisme).

4. Ces objectifs peuvent être atteints par l'exercice des activités allant de la surveillance des installations jusqu'à leur renouvellement en passant par tous les stades de l'entretien.

5. La définition d'une politique de maintenance n'est pas aisée car il s'agit pour l'essentiel d'un ensemble de choix de mesures dans un univers de contraintes contradictoires.

6. Il est évident, par exemple, qu'une politique de maintenance, qui garantirait une fiabilité totale par suppression de toutes les anomalies sur les réseaux, serait préjudiciable économiquement comme

le serait, par ses répercussions sur la continuité de service, une politique de maintenance très limitée et timide. Une politique de maintenance est donc un compromis raisonnable entre le "tout faire" et "intervenir où et quand il le faut, juste avant l'incident". Ce compromis se traduisant par un équilibre entre son coût économique et le coût pour la collectivité des défaillances.

Bases d'une politique de maintenance

7. L'établissement d'une politique de maintenance pertinente devrait suivre le schéma théorique suivant:

Information -----> choix d'actions -----> actions -----> validation.

8. Il s'agit d'abord d'établir un diagnostic des ouvrages, à évaluer a priori l'efficacité des politiques retenues, puis à valider a posteriori les actions entreprises. Cette démarche théorique doit être cependant tempérée par une certaine dose de pragmatisme, d'expériences et de vécu des exploitants, car très souvent l'appréciation qualitative des ouvrages n'est pas évidente à définir et l'appréciation d'une politique porte sur plusieurs années.

Système d'informations

9. Le préalable à toute action de maintenance est le rassemblement de données pertinentes. Il s'agit en premier lieu d'établir un diagnostic des ouvrages, de connaître les caractéristiques physiques des composantes du système, leur localisation, leur âge, la chronologie des événements ayant affecté leur exploitation. Il s'agit également de l'établissement de relevés cartographiques de tout ou partie du système électrique avec localisation permanente des défauts et incidents.

10. Ce système d'informations devra en outre privilégier la remontée d'informations émanant des exploitants: anomalies détectées durant l'exploitation normale, les recherches de défauts, les dépannages, les travaux d'entretien. On évitera lors de l'enregistrement de ces informations toute redondance, il y aura un fichier et un seul par équipement, par exemple un fichier par départ moyenne tension, etc...

11. Une source également très importante d'informations est l'analyse exhaustive de tous les incidents et défauts affectant les éléments du système électrique, afin d'en comprendre les causes et si possible d'en retirer des enseignements pour le futur et spécialement, pour des prises de décision dans des conditions similaires ou pour des éléments identiques.

Les critères

12. Une politique de maintenance découle du respect de plusieurs exigences.
- (a) aspects réglementaires. Ils sont généralement relatifs au respect des règles de sécurité, par exemple les distances minimales à observer entre les conducteurs et la terre, entre les conducteurs et les immeubles, valeur maximum des résistances de prise de terre.
- La vérification de la conformité des ouvrages à ces règles de sécurité représente une part importante de l'activité de maintenance. Cette vérification se fera périodiquement au coup par coup à l'occasion de travaux.
- (b) les impératifs de continuité de service. Il sont appréhendés à travers un certain nombre d'indicateurs comme le nombre de départs moyenne tension, le nombre de défauts permanents aux 100 km, l'énergie non distribuée suite à défaut, etc...
- Si la valeur de ces indicateurs dépasse les seuils préétablis des actions de maintenance peuvent à ce moment être planifiés.
- (c) la maintenance préventive. Elle est basée généralement sur les plans de maintenance recommandés par les constructeurs de matériels, mais aussi et surtout sur l'expérience acquise par les exploitants à l'occasion de l'exploitation et l'entretien des mêmes matériels.
- (d) exigences économiques. La détermination d'une politique de maintenance, comme il a été dit précédemment, résulte d'un compromis entre le "tout faire" et une intervention très sélective juste avant le défaut ou la panne. Ce compromis est la traduction d'un interclassement des différentes actions (que le système d'informations amène à proposer) suivant une méthode coût/avantage, en fonction des gains escomptés sur l'amélioration apportée en continuité de fourniture et en productivité, par la réduction du nombre de défauts donc de dépannages.

Programme de maintenance

Généralités

13. En fonction des considérations précédentes et des moyens disponibles est établi un programme pluriannuel de maintenance, comportant des actions interclassées.

14. Ce programme devra d'autre part être cohérent avec les programmes d'investissement couvrant des opérations de renouvellement et de renforcement des ouvrages, afin d'éviter toute redondance dans les interventions et l'utilisation des moyens.

15. En outre, ce programme sera établi par type d'ouvrages, car il est illusoire d'établir des règles d'entretien valables pour l'ensemble des composantes d'un système électrique. En effet, la fréquence des incidents est variable d'un ouvrage à l'autre en raison de:

- (a) la qualité initiale inégale des ouvrages;
- (b) la diversité des contraintes externes; et
- (c) la non-homogénéité de la qualité des entretiens antérieurs dont les ouvrages ont été l'objet.

16. A partir des informations dont on dispose et suivant le type d'ouvrage seront programmés des travaux d'importance variée, allant de la visite occasionnelle à l'entretien systématique, en passant par les visites à fréquence systématique et l'entretien léger au coup par coup.

Réseau aérien MT

17. Pour cette catégorie d'ouvrages, les opérations de maintenance ne devront pas avoir un caractère systématique. Elles seront déclenchées à partir des informations suivantes:

- (a) remontées d'informations des exploitants. Ce sont des points particuliers détectés par le personnel. Ces anomalies devront être repérées sur une carte et faire l'objet d'une intervention programmée très rapide. En effet, donner une suite rapide à ces remontées d'informations encourage les exploitants à continuer dans cette voie et améliore quantitativement et qualitativement ce type d'informations;
- (b) l'analyse globale des incidents, qui permet de déceler les points faibles à surveiller et de déterminer les orientations générales de maintenance par type d'appareillage;
- (c) les visites systématiques de ligne, autant que faire se peut par hélicoptère avec une périodicité de 4 ans. Cette périodicité pourra être modulée en fonction du nombre de défauts par départ moyenne tension. A l'occasion de ces visites, seront détectées les anomalies, les points d'élagage, les points faibles pour quantifier le volume des actions à entreprendre. Suite à ces visites des réparations immédiates devront être entreprises ainsi que la programmation de l'élagage; et
- (d) les visites occasionnelles, à la demande des exploitants pour confirmer ou infirmer l'existence d'anomalies peu explicites sur le réseau.

Appareillage MT

18. Interrupteur aérien: on déclenchera un entretien suite aux visites de ligne. Cet entretien devra se faire autant que possible sous tension.

Réseau aérien BT

19. Pas de visite systématique des ouvrages. On programmera des visites occasionnelles sur des parties du réseau vulnérables, connues des exploitants ou repérées par les statistiques d'incidents. Les opérations d'entretien en découlant seront justifiées économiquement et interclassées suivant les gains escomptés.

Réseau souterrain MT/BT

20. Aucun entretien préventif n'est préconisé.

Mesure de terre

21. La fréquence des mesures sera fonction de la zone et des équipements. On pourra envisager les périodicités suivantes:

(a) postes HT/MT: périodicité annuelle

(b) réseau MT aérien:

. interrupteurs: tous les 5 ans

. support: tous les 10 ans

. parafoudre: tous les 10 ans.

(c) postes MT/BT:

. terre des masses: tous les 5 ans

. terre du neutre: tous les 10 ans.

Postes MT/BT

22. Il est préconisé:

- (a) une visite systématique tous les 5 ans à l'occasion des mesures de terre. Cependant le caractère systématique de ces visites sera atténué et adapté à la fréquence des autres interventions dans le poste telles que les mutations de transformateur, les remplacements de matériel, les manoeuvres d'exploitation;
- (b) des visites occasionnelles:
 - . en cas d'anomalie;
 - . dans certains cas connus des exploitants (postes en bordure de mer, pollution, humidité).

Ces visites généreront deux catégories d'entretien:

- . un entretien léger réalisé simultanément ou tout de suite après la visite;
- . un entretien programmé après justification technico-économique.

Postes sources

23. Ce type d'ouvrage fera l'objet d'un entretien systématique, en raison d'une part de sa sensibilité et de la difficulté d'évaluer la probabilité des pannes, et d'autre part des conséquences économiques disproportionnées des incidents risquant de l'affecter par rapport au coût de son entretien. Toutefois, la périodicité de l'entretien devra évoluer avec l'amélioration des matériels et l'expérience des exploitants. On peut préconiser:

- (a) une visite mensuelle mise à profit pour vérifier:
 - . le bon état général des appareils: transformateur HT/MT, télécommande centralisée, condensateurs, disjoncteurs MT;
 - . le bon état des automates;
 - . la relève des index de fonctionnement des disjoncteurs, des réenclencheurs;
 - . la relève des indicateurs;
 - . l'éclairage, le chauffage et la climatisation;
 - . l'état des lieux.

- (b) un entretien systématique:
- . des disjoncteurs et sous-tranches de relayages correspondantes, tous les 18 mois pour du matériel à isolement dans l'huile;
 - . des tranches de relayages tous les 18 mois;
 - . des condensateurs:
 - . fonctionnement des batteries tous les ans;
 - . interrupteurs de gradin en même temps que le disjoncteur de batterie, c'est-à-dire, tous les 18 mois pour du matériel à l'huile.
-

**PROGRAMME PNUD/Banque mondiale
D'ASSISTANCE A LA GESTION DU SECTEUR DE L'ENERGIE
(ESMAP)**

ACTIVITES ACHEVEES

<i>Pays</i>	<i>Activité/Titre du rapport final</i>	<i>Date</i>	<i>Référence</i>
AFRIQUE SUBSAHARIENNE			
Région Afrique	Atelier sur l'énergie domestique pour l'Afrique anglophone (anglais)	07/88	085/88
	Séminaire énergétique régional sur la réduction des pertes des réseaux électriques en Afrique (anglais)	08/88	087/88
	Evaluation institutionnelle de l'EGL (anglais)	02/89	098/89
	Ateliers sur la cartographie des ressources en biomasse (anglais)	05/89	--
	Atelier sur l'énergie domestique pour l'Afrique francophone	08/89	103/89
	Collège d'ingénierie électrique interafricain: propositions de développement à court et long termes (anglais)	03/90	112/90
	Evaluation de la biomasse et cartographie (anglais)	03/90	--
Angola	Evaluation énergétique (anglais)	05/89	4708-ANG
	Réhabilitation du secteur électrique et assistance technique (anglais)	10/91	142/91
Bénin	Evaluation énergétique	06/85	5222-BEN
Botswana	Evaluation énergétique (anglais)	09/84	4998-BT
	Etude de pré faisabilité sur l'électrification des pompes (anglais)	01/86	047/86
	Examen de la politique de branchement des services d'électricité (anglais)	07/87	071/87
	Etude sur l'électrification des exploitations du Bloc Tuli (anglais)	07/87	072/87
	Etude des problèmes d'énergie domestique (anglais)	02/88	--
	Etude de stratégie énergétique pour les ménages urbains (anglais)	05/91	132/91
Burkina Faso	Evaluation énergétique	01/86	5730-BUR
	Programme d'assistance technique	03/86	052/86
	Stratégie pour l'énergie ménagère (anglais et français)	06/91	134/91
Burundi	Evaluation énergétique	06/82	3778-BU
	Gestion de l'approvisionnement pétrolier	01/84	012/84
	Rapport d'activité	02/84	011/84
	Présentation des projets énergétiques pour le Quatrième Plan quinquennal (1983-87)	05/85	036/85
	Stratégie pour l'amélioration des fours à charbon de bois	09/85	042/85
	Evaluation énergétique	01/92	9215-BU
	Projet d'utilisation de la tourbe	11/85	046/85
Cap-Vert	Evaluation énergétique (anglais)	08/84	5073-CV
	Etude de stratégie pour l'énergie domestique (anglais)	02/90	110/90
Comores	Evaluation énergétique	01/88	7104-COM

<i>Pays</i>	<i>Activité/Titre du rapport final</i>	<i>Date</i>	<i>Référence</i>
Congo	Evaluation énergétique	01/88	6420-COB
	Plan de développement de l'électricité	03/90	106/90
Côte d'Ivoire	Evaluation énergétique	04/85	5250-IVC
	Amélioration de l'utilisation de la biomasse	04/87	069/87
	Etude du rendement du secteur de l'électricité	12/87	--
	Etude du rendement du réseau électrique	02/92	140/91
Ethiopie	Evaluation énergétique (anglais)	07/84	4741-ET
	Etude du rendement du réseau électrique	10/85	045/85
	Projet pilote de fabrication de briquettes à partir de résidus agricoles (anglais)	12/86	062/86
	Etude sur la bagasse (anglais)	12/86	063/86
	Projet sur le rendement des appareils de cuisson (anglais)	12/87	--
Gabon	Evaluation énergétique	07/88	6915-GA
Gambie	Evaluation énergétique (anglais)	11/83	4743-GM
	Projet de réadaptation pour le chauffage de l'eau par l'énergie solaire (anglais)	02/85	030/85
	Applications photovoltaïques solaires (anglais)	03/85	032/85
	Assistance à la gestion de l'approvisionnement en pétrole (anglais)	04/85	035/85
Ghana	Evaluation énergétique (anglais)	11/86	6234-GH
	Rationalisation énergétique dans le secteur industriel (anglais)	06/88	084/88
	Etude sur l'utilisation des résidus de scierie (anglais)	11/88	074/87
Guinée	Evaluation énergétique	11/86	6137-GUI
Guinée-Bissau	Evaluation énergétique (anglais)	08/84	5083-GUB
	Recommandations pour les projets d'assistance technique	04/85	033/85
	Options de gestion des sous-secteurs de l'électricité et de l'alimentation en eau (anglais)	02/90	100/90
	Restructuration institutionnelle de l'électricité et de l'eau (français)	04/91	118/91
Kénya	Evaluation énergétique (anglais)	05/82	3800-KE
	Etude du rendement du réseau électrique (anglais)	03/84	014/84
	Rapport d'activité (anglais)	05/84	016/84
	Plan d'action de conversion du charbon (anglais)	02/87	--
	Etude sur le chauffage de l'eau par l'énergie solaire (anglais)	02/87	066/87
	Développement péri-urbain du bois de feu (anglais)	10/87	076/87
	Plan directeur pour l'électricité (anglais)	11/87	--
Lesotho	Evaluation énergétique (anglais)	01/84	4676-LSO
Libéria	Evaluation énergétique (anglais)	12/84	5279-LBR
	Recommandation pour les projets d'assistance technique	06/85	038/85
	Etude du rendement du réseau électrique (anglais)	12/87	081/87
Madagascar	Evaluation énergétique	01/87	5700-MAG
	Etude du rendement du réseau électrique	12/87	075/87
Malawi	Evaluation énergétique (anglais)	08/82	3903-MAL
	Assistance technique pour améliorer l'efficacité de l'utilisation de bois de feu dans l'industrie du tabac (anglais)	11/83	009/83
	Rapport d'activité (anglais)	01/84	013/84
Mali	Evaluation énergétique (français)	11/91	8423-MLI

<i>Pays</i>	<i>Activité/Titre du rapport final</i>	<i>Date</i>	<i>Référence</i>	
Maurice	Evaluation énergétique (anglais)	12/81	3510-MAS	
	Rapport d'activité (anglais)	10/83	008/83	
	Audit du rendement du réseau électrique (anglais)	05/87	070/87	
	Potentiel énergétique de la bagasse (anglais)	10/87	077/87	
Mauritanie	Evaluation énergétique	04/85	5224-MAU	
	Etude sur la stratégie énergétique domestique	07/90	123/90	
Mozambique	Evaluation énergétique (anglais)	01/87	6128-MOZ	
	Etude sur l'utilisation de l'électricité dans les ménages (anglais)	03/90	113/90	
Niger	Evaluation énergétique (anglais)	05/84	4642-NIR	
	Rapport d'activité (anglais)	02/86	051/86	
	Projet de fours améliorés (anglais)	12/87	080/87	
	Conservation et substitution énergétiques dans les ménages (anglais)	01/88	082/88	
Nigéria	Evaluation énergétique (anglais)	08/83	4440-UNI	
Ouganda	Evaluation énergétique (anglais)	07/83	4453-UG	
	Rapport d'activité (anglais)	08/84	020/84	
	Examen institutionnel du secteur énergétique (anglais)	01/85	029/85	
	Efficacité énergétique dans l'industrie de traitement du tabac (anglais)	02/86	049/86	
	Etude de faisabilité bois de feu/foresterie (anglais)	03/86	053/86	
	Etude du rendement du réseau électrique (anglais)	12/88	092/88	
	Amélioration du rendement énergétique dans la fabrication de briques et de tuiles (anglais)	02/89	097/89	
	Projet pilote de traitement du tabac (anglais)	03/89	Rapport PNUD	
	Rwanda	Evaluation énergétique (anglais)	06/82	3779-RW
		Evaluation énergétique (anglais et français)	07/91	8017-RW
Rapport d'activité (anglais)		05/84	017/84	
Stratégie pour l'amélioration des fours à charbon de bois (anglais)		08/86	059/86	
Amélioration des techniques de production de charbon de bois (anglais)		02/87	065/87	
Commercialisation des foyers améliorés et techniques de carbonisation		12/91	141/91	
Rapport à mi-parcours (anglais et français)				
SADCC	Programme régional de renforcement de la capacité d'analyse des politiques sectorielles d'enquêtes énergétiques (anglais)	11/91	--	
Sao Tomé-et-Principe	Evaluation énergétique (anglais)	10/85	5803-STP	
Sénégal	Evaluation énergétique	07/83	4182-SE	
	Rapport d'activité	10/84	025/84	
	Etude sur la conservation énergétique industrielle	05/85	037/85	
	Assistance préparatoire pour une réunion de bailleurs de fonds	04/86	056/86	
	Stratégie énergétique pour les ménages urbains	02/89	096/89	

<i>Pays</i>	<i>Activité/Titre du rapport final</i>	<i>Date</i>	<i>Référence</i>	
Seychelles	Evaluation énergétique (anglais)	01/84	4693-SEY	
	Etude sur le rendement du réseau électrique (anglais)	08/84	021/84	
Sierra Leone	Evaluation énergétique (anglais)	10/87	6597-SL	
Somalie	Evaluation énergétique (anglais)	12/85	5796-SO	
Soudan	Assistance à la gestion du Ministère de l'énergie et des mines (anglais)	05/83	003/83	
	Evaluation énergétique (anglais)	07/83	4511-SU	
	Etude du rendement du réseau électrique (anglais)	06/84	018/84	
	Rapport d'activité (anglais)	11/84	026/84	
	Etude technique bois de feu/foresterie (anglais)	07/87	073/87	
	Swaziland	Evaluation énergétique (anglais)	02/87	6262-SW
	Tanzanie	Evaluation énergétique (anglais)	11/84	4969-TA
Etude technique d'utilisation du bois de feu dans les zones péri-urbaines (anglais)		08/88	086/88	
Etude de rendement énergétique dans le conditionnement du tabac (anglais)		05/89	102/89	
Télé-détection et cartographie des zones boisées (anglais)		06/90	--	
Assistance technique du rendement énergétique dans l'industrie (anglais)		08/90	122/90	
Togo		Evaluation énergétique	06/85	5221-TO
Zaïre	Récupération du bois dans le lac Nangbeto	04/86	055/86	
	Amélioration du rendement électrique	12/87	078/87	
	Evaluation énergétique	05/86	5837-ZR	
Zambie	Evaluation énergétique (anglais)	01/83	4110-ZA	
	Rapport d'activité (anglais)	08/85	039/85	
	Examen institutionnel du secteur de l'énergie (anglais)	11/86	060/86	
	Etude du rendement du sous-secteur de l'électricité (anglais)	02/89	093/88	
	Etude de stratégie énergétique (anglais)	02/89	094/88	
	Etude de stratégie énergétique pour les ménages urbains (anglais)	08/90	121/90	
Zimbabwe	Evaluation énergétique (anglais)	06/82	3765-ZIM	
	Etude du rendement du réseau électrique (anglais)	06/83	005/83	
	Rapport d'activité (anglais)	08/84	019/84	
	Projet d'assistance à la gestion dans le secteur de l'électricité (anglais)	04/85	034/85	
	Assistance à la gestion pétrolière (anglais)	12/89	109/89	
	Mise en place d'institutions de gestion du secteur de l'électricité (anglais)	09/89	--	
	Etude de préfaisabilité sur l'utilisation du charbon de bois (anglais)	06/90	119/90	
	Evaluation d'une stratégie énergétique intégrée	01/92	8768-ZIM	

<i>Pays</i>	<i>Activité/Titre du rapport final</i>	<i>Date</i>	<i>Référence</i>	
ASIE DE L'EST ET PACIFIQUE				
Région Asie	Séminaire sur l'énergie en milieu rural et des ménages dans la région du Pacifique (anglais)	11/90	--	
Chine	Evaluation énergétique en milieu rural au niveau des comtés (anglais)	05/89	101/89	
	Etude de pré-investissement bois de feu/foresterie (anglais)	12/89	105/89	
Fidji	Evaluation énergétique (anglais)	06/83	4462-FIJ	
Indonésie	Evaluation énergétique (anglais)	11/81	3543-IND	
	Rapport d'activité (anglais)	09/84	022/84	
	Etude de rendement de la production d'électricité (anglais)	02/86	050/86	
	Efficacité énergétique dans les industries de la brique, des tuiles et de la chaux (anglais)	04/87	067/87	
	Rendement des centrales thermiques diesel (anglais)	12/88	095/88	
	Etude sur la stratégie énergétique des ménages en milieu urbain (anglais)	02/90	107/90	
	Etude de pré-investissement sur la gazéification de la biomasse (anglais)	12/90	124/90	
Malaisie	Etude du rendement du réseau électrique du Sabah (anglais)	03/87	068/87	
	Etude d'utilisation du gaz (anglais)	09/91/	9645-MA	
Myanmar	Evaluation énergétique (anglais)	06/85	5416-BA	
Pacifique Sud	Transport du pétrole dans le Pacifique Sud (anglais)	05/86	--	
Papouasie-	Evaluation énergétique (anglais)	06/82	3883-PNG	
Nouvelle-	Rapport d'activité (anglais)	07/83	006/83	
Guinée	Document sur la stratégie énergétique (anglais)	--	--	
	Examen institutionnel du secteur de l'énergie (anglais)	10/84	023/84	
	Etude des tarifs électriques (anglais)	10/84	024/84	
Iles Salomon	Evaluation énergétique (anglais)	06/83	4404-SOL	
Samoa-Occidental	Evaluation énergétique (anglais)	06/85	5497-WSO	
	Evaluation énergétique (anglais)	09/85	5793-TH	
Thaïlande	Questions et options énergétiques (anglais) en milieu rural (anglais)	09/85	044/85	
	Diffusion accélérée de fours et foyers à charbon de bois améliorés (anglais)	09/87	079/87	
	Etude de pré-investissement du bois de feu et de la foresterie villageoise dans le Nord-Est (anglais)	02/88	083/88	
	Impact d'une diminution des prix du pétrole (anglais)	08/88	--	
	Etude sur l'exploitation et l'utilisation du charbon (anglais)	10/89	--	
	Tonga	Evaluation énergétique (anglais)	06/85	5498-TON
	Vanuatu	Evaluation énergétique (anglais)	06/85	5577-VA

<i>Pays</i>	<i>Activité/Titre du rapport final</i>	<i>Date</i>	<i>Référence</i>
ASIE DU SUD			
Bangladesh	Evaluation énergétique (anglais)	10/82	3873-BD
	Programme d'investissement prioritaire	05/83	002/83
	Rapport d'activité (anglais)	04/84	015/84
	Etude du rendement du réseau électrique (anglais)	02/85	031/85
	Etude de préfaisabilité des emplois du gaz à petite échelle (anglais)	12/88	--
Inde	Possibilités de commercialisation de systèmes énergétiques non conventionnels (anglais)	11/88	091/88
	Rendement énergétique de la bagasse dans l'Etat de Maharashtra (anglais)	07/90	120/90
	Développement de mini centrales hydrauliques sur les barrages d'irrigation et canaux d'adduction (3 volumes - anglais)	07/91	139/91
Népal	Evaluation énergétique (anglais)	08/83	4474-NEP
	Rapport d'activité (anglais)	01/85	028/84
Pakistan	Evaluation de l'énergie des ménages (anglais)	05/88	--
	Evaluation des programmes, des applications et des marchés photovoltaïques (anglais)	10/89	103/89
Sri Lanka	Evaluation énergétique (anglais)	05/82	3792-CE
	Etude sur la réduction des pertes du réseau électrique (anglais)	07/83	007/83
	Rapport d'activité (anglais)	01/84	010/84
	Etude sur la conservation de l'énergie dans l'industrie (anglais)	03/86	054/86
EUROPE ET ASIE CENTRALE			
Portugal	Evaluation énergétique (anglais)	04/84	4824-PO
Turquie	Evaluation énergétique (anglais)	03/83	3877-TU
MOYEN-ORIENT ET AFRIQUE DU NORD			
Maroc	Evaluation énergétique (anglais)	03/84	4157-MOR
	Rapport d'activité (anglais)	01/86	048/86
Syrie	Evaluation énergétique (anglais)	05/86	5822-SYR
	Etude du rendement électrique (anglais)	09/88	089/88
	Amélioration du rendement énergétique dans le secteur du ciment (anglais)	04/89	099/89
	Amélioration du rendement énergétique dans le secteur des engrais (anglais)	06/90	115/90
Tunisie	Substitution de carburants	03/90	--

<i>Pays</i>	<i>Activité/Titre du rapport final</i>	<i>Date</i>	<i>Référence</i>
Yémen	Evaluation énergétique (anglais)	12/84	4892-YAR
	Priorités d'investissement énergétique (anglais)	02/87	6376-YAR
	Stratégie énergétique des ménages:	03/91	126/91
	Etude Phase I (anglais)		
AMERIQUE LATINE ET CARAIBES			
Région Amérique latine et Cararaïbes	Séminaire régional sur la réduction des pertes du système d'électricité dans les Caraïbes (anglais)	07/89	--
Bolivie	Evaluation énergétique (anglais)	04/83	4213-BO
	Plan énergétique national (anglais)	12/87	--
	Plan énergétique national (espagnol)	08/91	131/90
	Assistance technique au secteur privé de l'électricité de La Paz (anglais)	11/90	111/90
	Distribution de gaz naturel (anglais)	03/91	125/91
	Evaluation de préfaisabilité de l'électrification rurale et de la demande (anglais)	04/91	129/91
Chili	Examen du secteur de l'énergie (anglais)	08/88	7129-CH
Colombie	Document sur la stratégie énergétique (anglais)	12/86	--
Costa Rica	Evaluation énergétique (anglais)	01/84	4655-CR
	Recommandations pour les projets d'assistance technique (anglais)	11/84	027/84
	Etude sur l'utilisation des résidus forestiers (anglais)	02/90	108/90
Equateur	Evaluation énergétique (anglais)	12/85	5865-EC
	Stratégie énergétique, Phase I (anglais)	07/88	--
	Stratégie énergétique (anglais)	04/91	--
Haïti	Evaluation énergétique (anglais)	06/82	3672-HA
	Rapport d'activité (anglais)		08/85041/85
Honduras	Evaluation énergétique (anglais)	08/87	6476-HO
	Gestion de l'approvisionnement en pétrole (anglais)	03/91	128/91
Jamaïque	Evaluation énergétique (anglais)	04/85	5466-JM
	Etude sur l'achat, le raffinage et la distribution de pétrole (anglais)	11/86	061/86
	Code de renforcement de l'efficacité énergétique, Phase I (anglais)	03/88	--
	Normes d'efficacité énergétique, Phase I (anglais)	03/88	--
	Système d'information de gestion, Phase I (anglais)	03/88	--
	Projet de production de charbon de bois (anglais)	09/88	090/88
	Etude sur l'utilisation des résidus de scierie FIDCO (anglais)	09/88	088/88

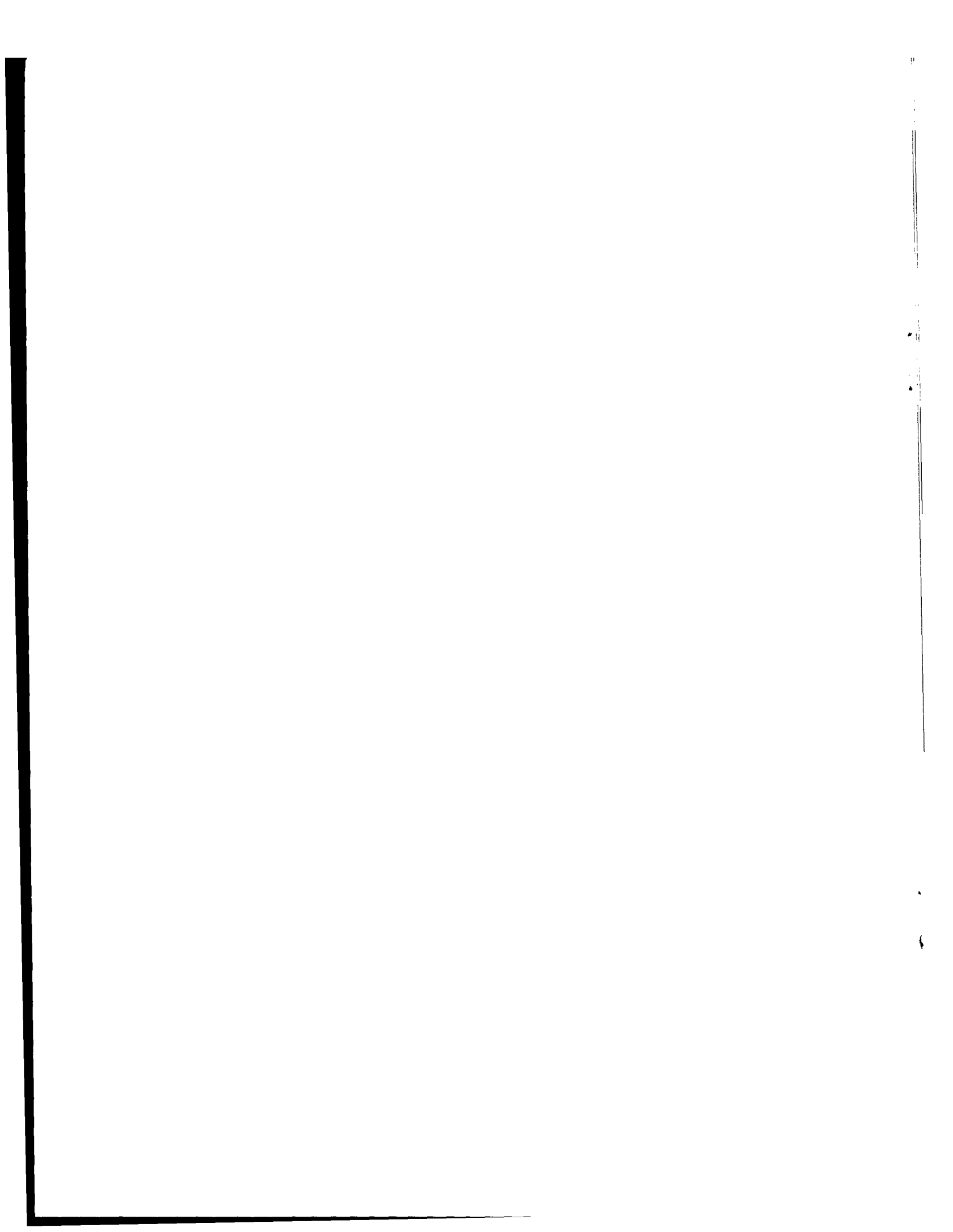
<i>Pays</i>	<i>Activité/Titre du rapport final</i>	<i>Date</i>	<i>Référence</i>
Mexique	Production améliorée du charbon de bois dans le cadre de la gestion forestière dans l'état de Veracruz (anglais)	08/91	138/9a
Panama	Etude sur l'efficacité du système d'électricité (anglais)	06/83	004/83
Paraguay	Evaluation énergétique (anglais)	10/84	5145-PA
	Recommandations pour les projets d'assistance technique (anglais)	09/85	--
Paraguay	Rapport d'activité (anglais)	09/85	043/85
Pérou	Evaluation énergétique (anglais)	01/84	4677-PE
	Rapport d'activité (anglais)	08/85	040/85
	Proposition pour un Programme de diffusion de fours dans la Sierra (anglais)	02/87	064/87
	Stratégie énergétique (anglais)	12/90	--
République Dominicaine	Evaluation énergétique (anglais)	05/91	8234-DO
Sainte-Lucie	Evaluation énergétique (anglais)	09/84	5111-SLU
Saint-Vincent- et-Grenadines	Evaluation énergétique (anglais)	09/84	5103-STV
Trinité-et- Tobago	Evaluation énergétique (anglais)	12/85	5930-TR

<i>Pays</i>	<i>Activité/Titre du rapport final</i>	<i>Date</i>	<i>Référence</i>
-------------	--	-------------	------------------

MONDE

	Efficacité énergétique au niveau des utilisateurs: recherche et stratégie (anglais)	11/89	--
	Guide pour la gestion de la clientèle et des comptages dans les entreprises de service public (anglais)	07/91	--
	Les femmes et l'énergie--Guide des ressources	04/90	--
	Réseau international: Politiques et expérience (anglais)		
	Evaluation des modèles pour ordinateurs personnels de planification énergétique dans les pays en développement (anglais)	10/91	

MAP SECTION



TUNISIA
TUNISIE

**POWER
EFFICIENCY STUDY
ETUDE DE L'AMELIORATION
DE L'EFFICACITE
DU SYSTEME ELECTRIQUE**
TRANSMISSION NETWORK
OF ELECTRICAL POWER
RESEAU DE TRANSPORT
D'ENERGIE ELECTRIQUE

PLANNED
EN PROJET

EXISTING
EXISTANTES

ELECTRIC LINES:
LIGNES ELECTRIQUES:

---	—	225 kV
---	—	150 kV
---	—	90 kV

SUBSTATIONS:
POSTES:

□	■	225 kV
□	■	150 kV
□	■	90 kV

POWER PLANTS:
CENTRALES
ELECTRIQUES:

■	THERMAL THERMIQUE
■	GAS TURBINE TURBINE A GAZ
□	HYDRO HYDRAULIQUE



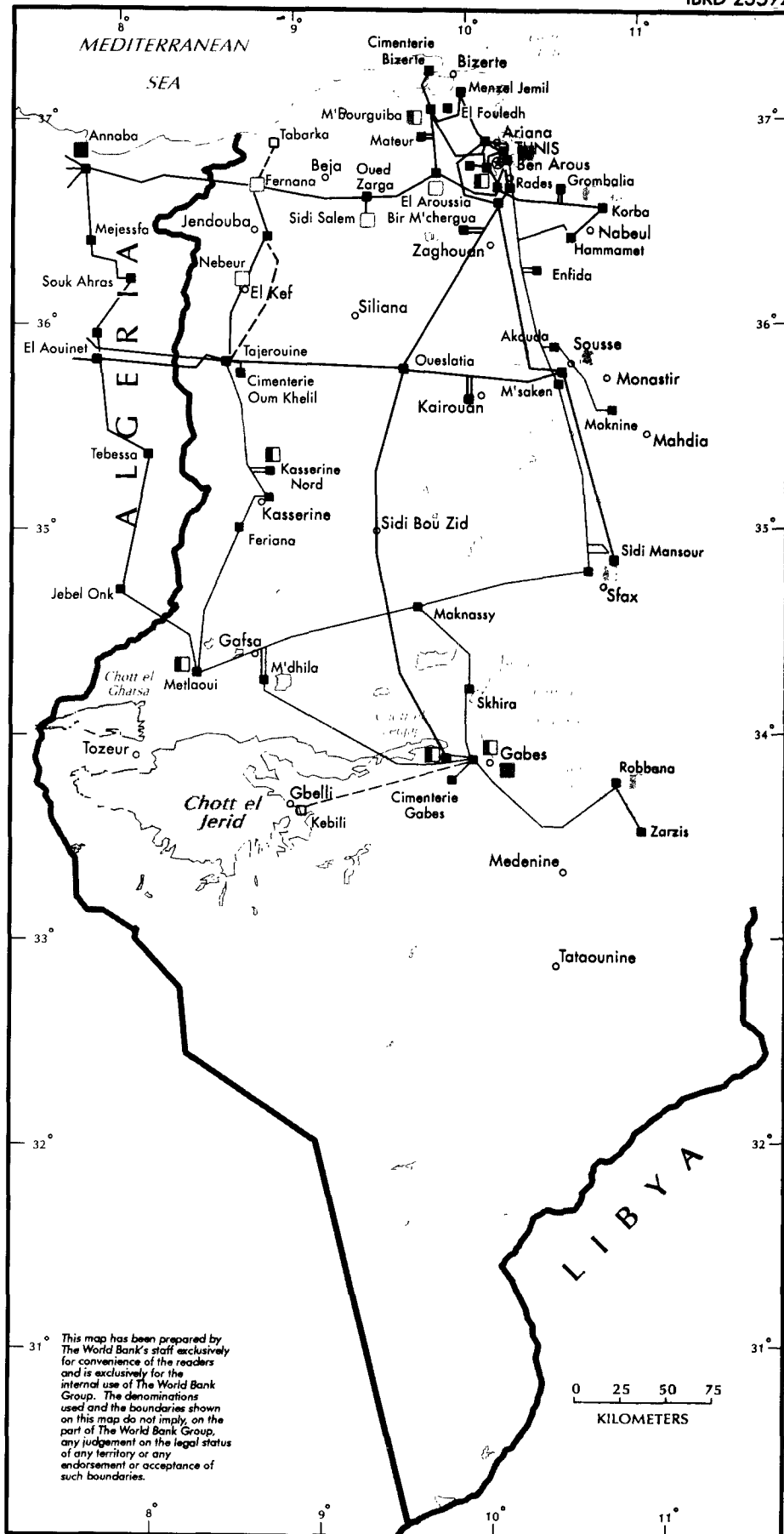
SALT LAKES
LACS SALES



NATIONAL CAPITAL
CAPITALE DU PAYS



INTERNATIONAL BOUNDARIES
FRONTIERES INTERNATIONALE



This map has been prepared by The World Bank's staff exclusively for convenience of the readers and is exclusively for the internal use of The World Bank Group. The denominations used and the boundaries shown on this map do not imply, on the part of The World Bank Group, any judgement on the legal status of any territory or any endorsement or acceptance of such boundaries.

0 25 50 75
KILOMETERS

