

Rapport N° 1701-MW

Madagascar: Problèmes et choix énergétiques

janvier 1987



Rapport du programme commun PNUD/Banque Mondiale de l'évaluation du secteur de l'énergie

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.

**PROGRAMME CONJOINT PNUD/BANQUE MONDIALE POUR FAVORISER
LA MAITRISE DES CHOIX ENERGETIQUES**

| <u>Pays</u> | <u>Date</u> | <u>No.</u> |
|---------------------------------------|----------------|------------|
| Indonésie | Novembre 1981 | 3543-IND |
| Maurice | Décembre 1981 | 3510-MAS |
| Kenya | Mai 1982 | 3800-KE |
| Sri Lanka | Mai 1982 | 3794-CE |
| Zimbabwe | Juin 1982 | 3765-ZIM |
| Haïti | Juin 1982 | 3672-HA |
| Papaouasie Nouvelle-Guinée | Juin 1982 | 3882-PNG |
| Burundi | Juin 1982 | 3778-BU |
| Rwanda | Juin 1982 | 3779-RW |
| Malawi | Août 1982 | 3903-MAL |
| Bangladesh | Octobre 1982 | 3873-BD |
| Zambie | Janvier 1982 | 4110-ZA |
| Turquie | Mars 1983 | 3877-TU |
| Bolivie | Avril 1983 | 4213-BO |
| Fidji | Juin 1983 | 4462-FIJ |
| Iles Salomon | Juin 1983 | 4404-SOL |
| Sénégal | Juillet 1983 | 4182-SE |
| Ouganda | Juillet 1983 | 4453-UG |
| Soudan | Juillet 1983 | 4511-SU |
| Nigéria | Août 1983 | 4440-UNI |
| Népal | Août 1983 | 4474-NEP |
| Gambie | Novembre 1983 | 4473-GM |
| Pérou | Janvier 1984 | 4677-PE |
| Costa Rica | Janvier 1984 | 4655-CR |
| Lesotho | Janvier 1984 | 4676-LSO |
| Seychelles | Janvier 1984 | 4693-SEY |
| Maroc | Mars 1984 | 4157-MOR |
| Portugal | Avril 1984 | 4824-PR |
| Niger | Mai 1984 | 4642-NIR |
| Ethiopie | Juillet 1984 | 4741-ET |
| Cap Vert | Août 1984 | 5073-CV |
| Guinée-Bissau | Août 1984 | 5083-GUB |
| Botswana | Septembre 1984 | 4998-BT |
| St. Vincent et les Grenadines | Septembre 1984 | 5103-STV |
| Ste. Lucie | Septembre 1984 | 5111-SLU |
| Paraguay | Octobre 1984 | 5145-PA |
| Tanzanie | Novembre 1984 | 4969-TA |
| Yémen | Décembre 1984 | 4892-YAR |
| Libéria | Décembre 1984 | 5279-LBR |
| République Islamique de Mauritanie | Avril 1985 | 5224-MAU |
| Jamaïque | Avril 1985 | 5466-JM |
| Côte d' Ivoire | Avril 1985 | 5250-IVC |
| Togo | Juin 1985 | 5221-TOG |
| Bénin | Juin 1985 | 5222-BEN |
| Vanuatu | Juin 1985 | 5577-VA |
| Tonga | Juin 1985 | 5498-TON |
| Samoa Occidental | Juin 1985 | 5497-WSO |
| Burma | Juin 1985 | 5416-BA |
| Thaïlande | Septembre 1985 | 5793-TH |
| Sao Tomé & Principe | Octobre 1985 | 5803-STP |
| Equateur | Décembre 1985 | 5865-EC |
| Somalie | Décembre 1985 | 5796-SO |
| Burkina | Janvier 1986 | 5730-BUR |
| Zaïre | Janvier 1986 | 5837-ZR |
| Syrie | Mai 1986 | 5822-SYR |
| Ghana | Novembre 1986 | 6234-GH |
| Guinée | Novembre 1986 | 6137-GUI |

POUR USAGE OFFICIEL

Rapport No. 5700-MAG

MADAGASCAR

PROBLEMES ET CHOIX ENERGETIQUES

JANVIER 1987

Le présent rapport fait partie d'une série publiée dans le cadre du Programme conjoint PNUD/Banque mondiale pour favoriser la maîtrise des choix énergétiques. Financés en partie sur le Compte énergie du PNUD, ainsi que par le gouvernement Français et la Commission des Communautés Européennes, les travaux ont été réalisés par la Banque. 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.

RESUME

Dans le domaine de l'énergie, les principaux problèmes de Madagascar sont les suivants: une crise du bois de feu de plus en plus grave qui résulte de la sur-utilisation des ressources forestières qui fournissent 80% de la consommation finale d'énergie, utilisée principalement pour faire la cuisine, et la dépendance totale à l'égard des importations de produits pétroliers dont le coût est élevé. De plus, il y a absence de coordination des activités et des orientations dans le domaine de l'énergie.

Les questions les plus urgentes ont trait à une exploitation et une utilisation plus efficaces des ressources existantes de combustibles ligneux et de ressources hydro-électriques, et de l'infrastructure actuelle sous forme de centrales, d'installations de transport et de distribution et de la raffinerie de pétrole de Toamasina. La solution la plus intéressante pour augmenter l'offre de combustibles ligneux au cours des cinq prochaines années consisterait à améliorer la fabrication traditionnelle de charbon de bois et à utiliser les déchets des forêts et le bois d'oeuvre de qualité non commerciale tel que les pins mal venants du Haut Mangoro, les déchets des scieries et des opérations d'abattage et de façonnage du bois. Du côté de la demande, les solutions consistent à faire des essais à l'échelle commerciale des foyers améliorés à bois et à charbon de bois en métal, ainsi que de réchauds à kérosène d'un rendement plus élevé et de marmites électriques à cuire le riz qui, avec une distribution renforcée et amplifiée, utiliseraient une partie de l'importante puissance installée excédentaire. La modernisation de la raffinerie de pétrole augmentera les rendements en distillats moyens, réduisant ainsi la nécessité d'importer ces produits.

En ce qui concerne l'établissement des prix de l'énergie, il faut rationaliser les tarifs de l'électricité pour les faire correspondre à leurs coûts économiques et aux besoins financiers de la société d'électricité malgache. Il est urgent de créer et de mettre au point un organisme unique de planification nationale de l'énergie, tout en renforçant la gestion et la programmation des investissements à l'échelon du sous-secteur.

ABBREVIATIONS ET SIGLES

| | |
|--------|---|
| AIEA | Agence Internationale de l'Energie Atomique |
| BEI | Banque Européenne d'Investissement |
| BEICIP | Bureau d'Etudes Industrielles et de Coopération de l'Institut français du Pétrole |
| BP | British Petroleum |
| bpj | barils par jour |
| bsa | base séchée à l'air |
| c.a.f | coût-assurance-frêt |
| CCCE | Caisse Centrale de Coopération Economique (de France) |
| CIMA | Cimenterie de Amboario |
| cm | centimètre |
| CMCT | Coût Marginal à Court Terme |
| CMLT | Coût Marginal à Long Terme |
| CSP | Conseil Supérieur du Plan |
| CSR | Conseil Suprême de la Révolution |
| DEF | Direction des Eaux et Forêts |
| DGP | Direction Générale du Plan |
| EDF | Electricité de France |
| f.o.b. | free on board |
| FAO | Food and Agriculture Organization |
| FF | Franc Français |
| FMG | Franc de Madagascar |
| gms | grammes |
| IDA | Association Internationale de Développement |
| IMI | Institut Malgache d'Innovation |
| JIRAMA | Société Malgache d'Electricité et d'Adduction d'Eau |
| kgep | kilogramme d'équivalent de pétrole |
| MES | Ministère de l'Enseignement Supérieur |
| MIEM | Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines |
| MPAEF | Ministère de la Production Animale, des Eaux et Forêts |
| MPARA | Ministère de la Production Agricole et de la Réforme Agraire |
| MRSTD | Ministère de la Recherche Scientifique et de la Technologie pour le Développement |
| NU | Nations Unies |
| OMNIS | Office Militaire National pour les Industries Stratégiques |
| PAGE | Programme d'Aide à la Gestion de l'Energie |
| PIB | Produit Intérieur Brut |
| PNUD | Programme des Nations Unies pour le Développement |
| RAR | Ressources Raisonnablement Assurées |
| RS | Ressources Spéculatives |
| RSE | Ressources Supplémentaires Estimées |
| sf | séché au four |
| SOLIMA | Société Malgache de Raffinage du Pétrole |
| SOMAGI | Société Malgache de Gestion Informatique |
| SOMLAC | Association Agricole Malagache |
| teb | tonnes d'équivalent de bois |
| tep | tonnes d'équivalent de pétrole |
| thbh | teneur hygrométrique base humide |



EQUIVALENT EN MONNAIES

| | | |
|-----------------|---|-----------------------------|
| Unité monétaire | = | Franc Malgache FMG |
| 1 \$ E.U. | = | 625 FMG <u>a/</u> |
| 1 \$ E.U. | = | 9 Francs français <u>a/</u> |

Mesures

| | | | |
|-----------|---|---|--|
| Brl | Baril de pétrole | = | 0,15899 m ³ 42 gallons E.U.; 35 gallons impériaux |
| BTU | British thermal unit | = | 0,252 kilocalories |
| PC | Pieds cube | = | 0,02832 m ³ |
| Gal | Gallon | = | 3,7853 litres |
| GWh | Gigawatt-heure | = | 1.000.000 kilowatts-heures (kWh) |
| kg | kilogramme | = | 1.000 grammes |
| km | kilomètre | = | 1.000 mètres = 0,62 mile |
| kV | kilovolt | = | 1.000 volts |
| kWh | kilowatt-heure | = | 1.000 watts-heures |
| MVA | mégawatt | = | 1.000 kilovots-ampères |
| MW | mégawatt-heure | = | 1.000 kilowatts (kW) |
| MWh | mégawatt-heure | = | 1.000 kilowatts-heures |
| TEP (tep) | tonne d'équivalent de pétrole | = | 39,68 millions de BTU |
| TEB (teb) | tonne d'équivalent de bois <u>b/</u> | = | 0,32 tep |

a/ Les taux de change sont ceux d'octobre 1984. Ce sont les taux utilisés dans le présent rapport, à moins d'indication contraire. L'exercice financier de Madagascar dure du 1er janvier au 31 décembre.

b/ C'est-à-dire du bois d'une teneur hygrométrique de 25% base humide (thbh) par unité de poids.

FACTEURS DE CONVERSION DE L'ENERGIE

| Sources d'énergie | Millions de kcal par unité | tep par unité |
|--------------------------------------|--|------------------|
| Combustibles liquides (tonne) | | |
| Pétrole brut | 10,00 | 1,00 |
| GPL | 11,00 | 1,10 |
| Essence d'aviation | 10,50 | 1,05 |
| Essence | 10,50 | 1,05 |
| Kérosène | 10,30 | 1,03 |
| Carburéacteur | 10,30 | 1,03 |
| Gaz-oil | 10,20 | 1,02 |
| Mazout | 9,70 | 0,97 |
| Electricité au niveau de | | |
| l'utilisation finale (MWh) | 0,86 | 0,086 |
| Charbon (tonne) à 25% de thbh | 6,40 | 0,64 |
| Bois de feu (tonne) | 3,20 | 0,32 |
| Charbon de bois (tonne) à 10% thbh | 6,90 | 0,69 |
| <hr/> | | |
| 1 kcal | = 3,968 BTU | |
| 1 kcal | = 4,19 kilojoules | |
| 1 TEP | = 10,0 millions kcal = 39,68 millions BTU = 41,9 millions kilojoules = 3,1 teb | |
| 1 TEP | = 3.922 kWh sur la base du remplacement thermique | |
| tonne (t) | = tonne métrique = 1.000 kilogrammes (kg) = 2.204,6 livres | |

Le présent rapport a été établi à la suite d'un séjour effectué à Madagascar, en octobre-novembre 1984, par une mission d'évaluation du secteur énergétique, et en juin 1985 par une mission de discussion des principales conclusions et recommandations préliminaires. Ont participé à ces missions MM. Jochen Schmedtje (Chef de mission), Paul Dyson (combustibles fossiles solides), Kenneth Newcombe (combustibles fibreux) et les consultants suivants: MM. Claude Gérard (raffinage du pétrole), Jean-Roger Mercier (énergies renouvelables), Bernard Russel (institutions énergétiques) et Mme. Katrina Sharkey (chercheur). S'inspirant de l'expérience de l'IDA en matière de projets dans le domaine de l'énergie à Madagascar, M. Vukota Mastilovic et Mme. Kathleen Stephenson ont participé à la rédaction des chapitres concernant le sous-secteur de l'énergie électrique et la prospection pétrolière, respectivement.

TABLE DES MATIERES

| | <u>Page</u> |
|---|-------------|
| PREFACE..... | i |
| PRINCIPALES CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS..... | vi |
| I. L'ENERGIE DANS L'ECONOMIE..... | 1 |
| L'économie..... | 1 |
| L'énergie dans l'économie..... | 3 |
| La crise du bois de feu..... | 3 |
| Dépendance à l'égard des importations..... | 3 |
| Tendances de la consommation d'énergie..... | 4 |
| Vue d'ensemble..... | 4 |
| Consommation d'énergie et PIB..... | 5 |
| Ressources d'énergie..... | 6 |
| Vue d'ensemble..... | 6 |
| Combustibles fossiles solides..... | 7 |
| Pétrole..... | 7 |
| Uranium..... | 8 |
| Energie hydro-électrique..... | 8 |
| Bois de feu..... | 9 |
| Biomasse autre que le bois..... | 9 |
| Energie solaire et éolienne..... | 10 |
| Energie géothermique..... | 10 |
| Politique énergétique..... | 10 |
| Future demande d'énergie..... | 11 |
| II. SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLES..... | 13 |
| Bois de feu..... | 13 |
| Offre de bois de feu..... | 13 |
| Consommation du bois de feu..... | 15 |
| Déboisement..... | 16 |
| Stratégie sous-sectorielle..... | 17 |
| Augmentation de l'offre..... | 18 |
| Options à court terme dans le domaine de l'offre..... | 18 |
| Options à long terme en matière d'offre..... | 22 |
| Régulation de la demande..... | 24 |
| Amélioration du rendement à la cuisson..... | 26 |
| Remplacement d'un combustible par l'autre..... | 26 |
| Offre et demande de combustibles ménagères à Antananarivo..... | 28 |
| Recommandations..... | 29 |
| Mesures à priorité absolue..... | 29 |
| Mesures à haute priorité..... | 31 |
| Mesures à plus faible priorité..... | 33 |
| Programme d'investissement..... | 33 |
| Organisation du sous-secteur forestier..... | 33 |
| Main d'oeuvre et formation..... | 36 |
| Autres sources d'énergie renouvelables..... | 36 |
| Biomasse autre que le bois..... | 37 |
| Production d'énergie électrique à petite échelle..... | 39 |
| Hydrologie..... | 39 |
| Energie solaire, éolienne et géothermique..... | 40 |

| | | |
|------|---|----|
| | Energie solaire..... | 40 |
| | Production d'énergie éolienne..... | 40 |
| | Energie géothermique..... | 41 |
| | Recommandations concernant les autres sources d'énergie renouvelables..... | 41 |
| | Mesures ultra prioritaires..... | 41 |
| | Mesures hautement prioritaires..... | 42 |
| | Mesure à plus faible priorité..... | 42 |
| | Assistance technique..... | 43 |
| III. | AMENAGEMENT DES RESSOURCES EN COMBUSTIBLES | |
| | FOSSILES SOLIDES..... | 45 |
| | Prospection et réserves..... | 45 |
| | Charbon..... | 45 |
| | Lignite..... | 45 |
| | Tourbe..... | 46 |
| | Aménagement antérieur..... | 46 |
| | Charbon..... | 46 |
| | Lignite..... | 47 |
| | Tourbe..... | 47 |
| | Marché du charbon..... | 47 |
| | Tendances antérieures..... | 47 |
| | Demande future..... | 47 |
| | Importations de charbon..... | 48 |
| | Plans de mise en valeur du charbon..... | 49 |
| | Grande mine pour l'exportation..... | 49 |
| | Petite mine de charbon..... | 50 |
| | Conclusions..... | 51 |
| | Recommandations..... | 51 |
| | Questions d'ordre institutionnel..... | 52 |
| | Recommandation..... | 52 |
| IV. | AMENAGEMENT DU SOUS-SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE..... | 53 |
| | Croissance de la demande..... | 53 |
| | Tendances antérieures..... | 53 |
| | Projection de la demande..... | 54 |
| | Recommandations et questions liées à la demande..... | 57 |
| | Production d'électricité..... | 58 |
| | Installations actuelles..... | 58 |
| | Autoproduction..... | 59 |
| | Tendances antérieures de la capacité d'alimentation..... | 60 |
| | Prévisions de l'alimentation électrique..... | 61 |
| | Programme d'investissement..... | 64 |
| | Questions et recommandations en matière de production..... | 65 |
| | Organisation du sous-secteur de l'électricité..... | 67 |
| | Questions institutionnelles..... | 68 |
| | Recommandations..... | 69 |
| | Personnel et formation..... | 70 |
| | Questions..... | 70 |
| | Assistance technique..... | 71 |

| | | |
|------|--|----|
| V. | REHABILITATION DE LA RAFFINERIE..... | 73 |
| | Introduction..... | 73 |
| | Historique..... | 73 |
| | Etudes de réhabilitation..... | 73 |
| | Facteurs de l'évaluation du projet..... | 74 |
| | Demande de produits pétroliers..... | 74 |
| | Prix du pétrole brut et des produits, marge de raffinage..... | 77 |
| | Les exportations de produits..... | 79 |
| | Améliorations techniques..... | 79 |
| | Justification du projet..... | 79 |
| | Principaux résultats de l'étude de faisabilité BEICIP..... | 79 |
| | Tests de sensibilité..... | 80 |
| | Modernisation de la raffinerie..... | 81 |
| | Recommandations..... | 81 |
| | Organisation du sous-secteur pétrolier..... | 82 |
| | SOLIMA..... | 82 |
| | OMNIS..... | 82 |
| | Questions institutionnelles..... | 83 |
| | Recommandations..... | 84 |
| | Personnel et formation..... | 84 |
| | SOLIMA..... | 84 |
| | Recommandation..... | 85 |
| VI. | ETABLISSEMENT DES PRIX DE L'ENERGIE..... | 86 |
| | Produits pétroliers..... | 86 |
| | Electricité..... | 90 |
| | Bois de feu et charbon de bois..... | 91 |
| | Recommandations..... | 92 |
| VII. | PLANIFICATION ET PRIORITES D'INVESTISSEMENT | |
| | DANS LE DOMAINE DE L'ENERGIE..... | 93 |
| | Planification du secteur de l'énergie..... | 93 |
| | Absence de coordination..... | 93 |
| | Faiblesses de la planification..... | 93 |
| | Solutions possibles..... | 94 |
| | Recommandations..... | 96 |
| | Main-d'oeuvre..... | 96 |
| | Formation..... | 97 |
| | Besoins d'assistance technique..... | 98 |
| | Investissements requis dans le secteur de l'énergie..... | 98 |

TABLEAUX

| | | |
|--------------|---|----|
| Tableau 1.1: | L'énergie et la balance commerciale, 1973-83..... | 4 |
| Tableau 1.2: | Structure de la consommation intérieure nette d'énergie par secteur, 1983 (pourcentage)..... | 5 |
| Tableau 1.3: | Consommation énergétique commerciale et PIB non agricole, 1976-1983..... | 6 |
| Tableau 1.4: | Consommation finale d'énergie par forme d'énergie et par secteur, 1983 et 1995..... | 12 |
| Tableau 2.1: | Couverture forestière contiguë et rendement soutenable à l'échelle nationale, 1985..... | 14 |

| | | |
|--------------------|---|-----|
| Tableau 2.2: | Consommation de bois de feu, 1983..... | 15 |
| Tableau 2.3: | Offre et demande de bois de feu, 1983 (1.000 tep).... | 17 |
| Tableau 2.4: | Coût comparé des formes d'énergie ménagère à Antananarivo, dernier trimestre de 1984..... | 25 |
| Tableau 2.5: | Programme d'investissement pour augmenter l'offre et limiter la demande de bois de feu, 1986-95..... | 34 |
| Tableau 4.1: | Consommation d'électricité, 1973-83..... | 55 |
| Tableau 4.2: | Consommation d'électricité par catégorie de consommateur (1973-1983)..... | 56 |
| Tableau 4.3: | Projection de la demande, 1985-1995..... | 57 |
| Tableau 4.4: | Alimentation en électricité, réseau interconnecté (1975-1983)..... | 59 |
| Tableau 4.5: | Structure de l'alimentation électrique (1973-1983)..... | 61 |
| Tableau 4.6: | Consommation de pétrole pour la production d'électricité (1979-1983)..... | 61 |
| Tableau 4.7: | Alimentation électrique du réseau interconnecté 1985-1995..... | 62 |
| Tableau 4.8: | Structure de l'alimentation, 1985-1995..... | 63 |
| Tableau 4.9: | Consommation de pétrole pour la production d'électricité 1985-1995..... | 63 |
| Tableau 4.10: | Structure du programme d'investissement (JIRAMA) 1985-90..... | 64 |
| Tableau 5.1: | Demande de produits pétroliers, 1973-1985..... | 76 |
| Tableau 5.2: | Projections de la demande de produits pétroliers, 1985-2000..... | 77 |
| Tableau 5.3: | Prix du pétrole brut et des produits pétroliers retenus dans l'étude de faisabilité BEICIP..... | 78 |
| Tableau 5.4: | Résultats de l'analyse BEICIP du projet de réhabilitation de la raffinerie..... | 80 |
| Tableau 6.1: | Composition des prix des produits pétroliers au 17 mai 1984..... | 87 |
| Tableau 6.2: | Rapport entre les prix intérieurs et les prix aux frontières des produits pétroliers..... | 87 |
| Tableau 6.3: | Prix des produits pétroliers, taxes et subventions..... | 89 |
| Tableau 7.1: | Investissements envisagés pour le secteur de l'énergie par ordre de priorité, 1986-1990..... | 100 |
| Tableau 7.2: | Assistance technique et études prioritaires comprises dans les investissements envisagés pour le secteur de l'énergie, 1986-1990..... | 101 |
| ANNEXES | | |
| Annexe 1 | Bilans énergétiques nationaux, 1979 et 1983..... | 102 |
| Annexe 2 | Prospection et perspectives pétrolières..... | 104 |
| Annexe 3 | Projection du bilan offre/demande des ménages dans le Faritany d'Antananarivo..... | 109 |
| Annexe 4 | Statistiques des plantations par province..... | 110 |
| Annexe 5 | Aspects économiques de la fabrication de charbon de bois avec des meules traditionnelles - meules ou terres de surface..... | 111 |

| | | |
|-----------|---|-----|
| Annexe 6 | Aspects économiques de la fabrication de charbon de bois avec la "meule casamancaise" meule de 16 stères avec un cycle de 7 jours..... | 112 |
| Annexe 7 | La carbonisation comme alternative de la pelletisation des pins mals venants de Fanamalanga et des ressources de bois de déchets de pins..... | 113 |
| Annexe 8 | Production estimée de déchets agricoles de certaines cultures, 1984..... | 116 |
| Annexe 9 | Statistiques relatives à la rizerie d'Antananarivo..... | 117 |
| Annexe 10 | Coût estimé de production des briquettes de balle de riz, Antananarivo, 1984..... | 119 |
| Annexe 11 | Projet de cadre de référence d'une étude intégrée de planification de l'énergie et de l'agriculture dans la région du lac Aloatra..... | 120 |
| Annexe 12 | Programme d'investissement pour le sous-secteur des ménages, 1985-1995..... | 124 |
| Annexe 13 | Description de la filière du charbon situation future..... | 125 |
| Annexe 14 | Analyse économique simple de la production d'énergie à partir de la balle de riz, lac Aloatra, Madagascar, 1984..... | 126 |
| Annexe 15 | Potentiel présenté par la bagasse pour la production d'énergie, 1984..... | 127 |
| Annexe 16 | Analyse économique du projet d'usine d'éthane: projection du compte de profits et pertes..... | 129 |
| Annexe 17 | Analyse économique de la production de biogaz, Madagascar 1984..... | 130 |
| Annexe 18 | Récapitulation des renseignements concernant les inventaires récents des ressources d'énergie hydro-électriques..... | 131 |
| Annexe 19 | Analyse économique comparée de la production de petites centrales hydro-électriques et de centrales diesel, Madagascar, 1984..... | 132 |
| Annexe 20 | Estimation de la ressource solaire et exemple de l'analyse économique du chauffage solaire de l'eau, Madagascar, 1984..... | 133 |
| Annexe 21 | Energie éolienne et analyse économique..... | 134 |
| Annexe 22 | Madagascar: demande actuelle et prévue de combustibles ligneux des ménages..... | 137 |
| Annexe 23 | Localisation des principales ressources accessibles en combustibles ligneux..... | 138 |
| Annexe 24 | Principales régions carbonifères..... | 139 |
| Annexe 25 | Stratigraphie des principaux gisements de charbon.... | 143 |
| Annexe 26 | Ressources de lignite..... | 144 |
| Annexe 27 | Production de ciment et consommation de charbon..... | 146 |
| Annexe 28 | Consommation de ciment..... | 147 |
| Annexe 29 | Ciment - Projection de la production et de la demande..... | 148 |
| Annexe 30 | Demande de charbon..... | 149 |
| Annexe 31 | Coûts du charbon importé..... | 150 |
| Annexe 32 | Production d'électricité et consommation (JIRAMA), 1973-1983..... | 151 |

| | | |
|-----------|---|-----|
| Annexe 33 | Production et consommation d'énergie, réseau interconnecté, 1973-1983..... | 152 |
| Annexe 34 | Zone interconnectée (ZI) - Prévion de la consommation d'énergie..... | 153 |
| Annexe 35 | Prévion du bilan d'énergie électrique..... | 156 |
| Annexe 36 | Prévion du bilan d'énergie électrique et des puissances installées..... | 157 |
| Annexe 37 | Puissance installée..... | 158 |
| Annexe 38 | Puissance installée des auto-producteurs, 1980..... | 160 |
| Annexe 39 | Programme d'investissement pour l'énergie électrique, 1985-1990..... | 163 |
| Annexe 40 | Planification de l'énergie électrique..... | 164 |
| Annexe 41 | Prévion de la croissance de la charge..... | 171 |
| Annexe 42 | Demande de produits pétroliers, 1973-1985..... | 172 |
| Annexe 43 | Projections de la demande des produits pétroliers, 1984/85-2000/01..... | 173 |
| Annexe 44 | Modernisation de la raffinerie de SOLIMA..... | 175 |
| Annexe 45 | Composition des prix des produits pétroliers, 1977-84..... | 177 |
| Annexe 46 | Exemples de niveaux des tarifs (juin 1984)..... | 178 |
| Annexe 47 | Prix de détail des combustibles ligneux à Antananarivo, 1973-84..... | 179 |
| Annexe 48 | Enquête par sondage des prix et de la commercialisation des combustibles ligneux..... | 180 |
| Annexe 49 | Organisation du secteur de l'énergie..... | 181 |
| Annexe 50 | Organisation actuelle du Ministère de l'industrie, de l'énergie et des mines..... | 182 |
| Annexe 51 | Nouvelle organisation du Ministère de l'industrie, de l'énergie et des mines..... | 183 |

CARTES

- BIRD 14160R - Madagascar - Carte générale
- BIRD 18816R - Madagascar - Centrales publiques et lignes de transport d'électricité
- BIRD 19743 - Madagascar - Emplacement des principaux gisements de charbon

PREFACE

Commentaires des Autorités Malgaches

Cette préface présente les observations et commentaires des autorités malgaches suite à la présentation de ce rapport au Gouvernement en juin 1986.

Introduction

Depuis la première mission Energy Assessment d'octobre 1984 jusqu'à ce jour, les situations dans le secteur Energie n'ont cessé d'évoluer :

- des projets ont beaucoup avancé au point de vue études et même réalisations;
- des mesures recommandées dans ce rapport ont connu des débuts de mise en oeuvre, ou sont même en pleine réalisation, ou exécutées entièrement aussi, les problèmes qui ont amené la Mission PNUD/Banque Mondiale à les préconiser ne se posent plus à l'heure actuelle;
- des options ont été prises pour certaines composantes des sous-secteurs;
- une mission PAGE pour le sous-secteur Electricité a identifié en février 1986 les actions prioritaires et leurs recommandations ont fait l'objet de propositions de financement de l'IDA dans le cadre du Projet Energie;
- le Projet Energie, qui s'intéresse à différents sous-secteurs selon les recommandations de ce rapport a fait l'objet d'une mission d'évaluation en juin 1986, c'est-à-dire au moment de sa rédaction; et
- certains bailleurs de fonds financent déjà des projets qui semblent avoir peu d'importance dans ce rapport.

En résumé, nombreux sont les points qui méritent d'être remis à jour afin de refléter réellement la situation actuelle.

Contenu du Rapport

A. Analyse des Ressources d'Energie

La sous-estimation du potentiel économique des ressources d'énergies nouvelles et renouvelables telles que le solaire et l'éolienne, la biomasse autre que la forêt, le bois et la bagasse, vu leur impact insignifiant dans les bilans de consommation, risque de

freiner les efforts et les intentions des bailleurs de fonds qui se lancent actuellement dans le développement de telles ressources à Madagascar.

Par ailleurs, compte tenu du déséquilibre régional du pays en matière de ressources d'énergie, seuls le solaire, l'éolienne ou le biogaz peuvent s'apprêter à certaines régions faute de sites hydroélectriques et de ressources forestières à cause des conditions climatiques frappant ces régions telles que le Sud, le Sud Ouest et la partie littorale de Madagascar. De plus, vu les installations existantes actuelles en éoliennes et en solaires dans ces régions et les performances obtenues, il n'est plus à douter de la faisabilité des utilisations de telles techniques. Il importe aussi de signaler que plus particulièrement, dans le Sud de Madagascar, le développement de telles ressources a un caractère vital car il est lié au problème de l'eau.

Liste des projets en cours :

- aérogénérateurs à Antsirenana et Taolanaro avec le FED - Commission de l'Océan Indien;
- réhabilitation des éoliennes dans le Sud pour le pompage de l'eau et recherches des nouveaux sites d'implantation avec la GTZ.

B. Options pour Atténuer la Crise du Bois de Feu

La carbonisation des pins mal venants du haut Mangoro considérée en priorité absolue parmi les mesures à prendre a déjà fait l'objet d'une étude de faisabilité à financer conjointement par le PNUD - la FAO, l'USAID et la Banque Mondiale. Cette étude a été discutée avec la partie malgache en mi-octobre 1986. Et si elle s'avère viable financièrement et économiquement, sa réalisation peut être prise en charge par des cofinanciers du Projet Energie ou par d'autres sources. Dans le cas contraire, elle se limitera à l'extension de l'exploitation traditionnelle ou sera tout simplement abandonnée. Il est à noter qu'il s'agit maintenant de petits bois de la plantation de FANALAMANGA et non plus de pins mal venants. Des tests aux consommateurs (ménages) ont donné de bons résultats, reste le problème de marché de la CIMA. Par ailleurs, la formation de charbonniers a déjà commencé sous l'égide du PNUD-FAO.

L'amélioration de la carbonisation intéresse aussi la GTZ et se trouve parmi les projets qu'elle compte financer.

Les balles de riz ont aussi été étudiées par des experts de la Banque Mondiale en juin 1986 mais les conclusions étaient très tangentes.

Les foyers améliorés ont été discutés par la mission d'évaluation du Projet Energie et le FED et il a été convenu que le FED débutera par l'étude de faisabilité de la diffusion et la Banque Mondiale prendra la relève conjointement dans 2 ou 3 régions de Madagascar.

Le FED, dans le cadre de l'Assistance Régionale des îles de l'Océan Indien, finance actuellement un projet de centrale gazogène et de camionnette gazogène fonctionnant aux bourres de coca à Sambava. La diffusion sera entreprise ultérieurement.

C. Energies Nouvelles et Renouvelables

Les mini et microcentrales hydroélectriques et/ou hydromécaniques s'avèrent être l'énergie future de Madagascar du fait de l'abondance des sites correspondants et du fait aussi qu'elles sont plus adaptées que les grands réseaux électriques aux milieux ruraux malgaches avec des petits villages et hameaux éparpillés et dispersés avec leurs artisanats.

Les mesures préconisées ne concernent que des études, des prospections et des améliorations du cadre institutionnel alors que plus de 300 sites favorables ont été déjà identifiés. Il est souhaitable que simultanément à la mise en oeuvre des mesures sus-mentionnées, on fasse des réalisations, i.e. pratique de la méthode "hit and run". A noter que des aménagements sont en cours :

- Bezaha (100 kW) avec FAC - CCCE
- Ampefy (80 kW) avec USAID et 5 à 10 sites feront aussi l'objet de nouveaux aménagements dans le cadre de l'USAID et d'autres bailleurs de fonds.

La mission IDA, avec le soutien de l'USAID, en électricité en février 1986, a déjà effectué des prospections et a abouti au site d'Ambodiroka dont l'étude de faisabilité est en cours avec l'USTDP et sera co-financé dans le cadre du Projet Energie IDA.

Compte tenu de l'importance de ces mini et microcentrales hydrauliques et de l'urgence de l'opération de substitution de centrales Diesel, il s'avère efficace d'en faire des réalisations au fur et à mesure que la faisabilité est démontrée et ne pas attendre que les études générales et globales y afférentes soient terminées.

Energies éolienne et solaire : les projets en cours peuvent servir de pilotes et les recommandations doivent être maintenant orientées vers leur vulgarisation d'autant plus que dans certaines régions Sud et côtières les expériences montrent l'efficacité de ces types de sources d'énergie.

D. Combustibles Fossiles Solides

En tant que sources d'énergie locales, et plus particulièrement le charbon, bien insister sur la nécessité de pousser les études de faisabilité afin qu'on puisse l'exploiter et par suite se passer de son importation pour les cimenteries locales et pour d'autres usages.

E. Energie Electrique

Ce sous-secteur était étudié en totalité par la Mission PAGE en février 1986 et des recommandations ont été formulées. Plus particulièrement, le bilan des centrales Diesel à réhabiliter a été même dressé et les coûts de retapage ont été même déjà estimés.

Par ailleurs, la plupart des mesures préconisées dans le rapport présent font actuellement l'objet d'une proposition de financement sur Projet Energie de l'IDA et des études préalables vont d'ailleurs être financées sur PIF de ce projet.

Concernant les problèmes financiers de la JIRAMA : Un programme d'actions d'assainissement financier a été proposé par la Mission d'Evaluation du Projet Energie et sa réalisation est actuellement en cours. Par ailleurs, un diagnostic de gestion a été effectué en 1985.

D'autres mesures d'assainissement ont été aussi prises ou sont en cours.

F. Réhabilitation Raffinerie

Un complément d'études a été effectué par BEICIP en mars 86. Les cinq premières mesures recommandées ont été revues et la CCCE en est déjà destinataire et marque son accord de principe pour le financement de la réhabilitation mais a informé qu'elle demande un cofinancier.

La Mission Projet Energie, avec le Représentant Résident de la Banque Mondiale à Madagascar, a exprimé qu'elle ne va pas participer à ce financement mais qu'elle est d'une neutralité bienveillante quant à cette réhabilitation.

Des cofinanciers de la CCCE ont été aussi contactés et sont en train d'étudier le dossier.

Par ailleurs, dans le cadre du Projet Energie, l'IDA a l'intention de financer une étude visant à effectuer une revue globale de ce sous-secteur afin de définir les moyens de réduire les coûts d'approvisionnement du pays en carburants et produits pétroliers, améliorer les opérations, marketing et système de distribution de la Solima, préparer un plan investissement sectoriel approprié et rationaliser l'organisation de ce secteur et sa politique notamment en matière de prix.

G. Prix de l'Energie

Electricité

Des études de simplification de tarifs tout en se rapprochant des coûts marginaux sont en cours d'exécution. Et l'une des mesures préconisées par le Projet Energie pour augmenter les recettes de JIRAMA

est d'appliquer cette nouvelle tarification avant janvier 1989 : cette application est en cours mais de façon progressive.

Le Projet Energie financerait la mise en oeuvre des mesures visant à augmenter l'utilisation des excédents d'énergie et de puissance d'Andekalela afin d'améliorer la performance financière de la JIRAMA. Ces mesures incluraient : le remplacement de chaudières à fuel par des chaudières électriques, amélioration du système de distribution et de transport pour permettre de desservir plus d'abonnés, étude d'instauration du système de branchements sociaux économiques.

H. Problèmes institutionnels

Décision du Gouvernement a été prise en février 1986 pour faire du MIEM le centre de coordination sectorielle et de planification de l'énergie. Une des composantes du Projet Energie est l'étude et la mise en place de cette structure.

Le financement du conseiller technique préconisé par le rapport présent est éventuellement prévu sous le Projet Energie pour la Direction de l'Energie et de l'Eau.

Les questions institutionnelles de la JIRAMA sont aussi prises en compte dans le Projet Energie.

Le Comité de coordination de la planification de l'Energie Rurale est déjà mis en place. Il contient en outre la Direction Générale du Plan et le Ministère auprès de la Présidence chargée des Finances et de l'Economie. Reste son officialisation éventuelle par des textes réglementaires. Ce comité est la Commission de coordination de l'Energy Assessment PNUD/Banque Mondiale mais d'une façon restreinte.

Les consultants pour le diagnostic de gestion de la JIRAMA ne sont plus nécessaires car ce diagnostic a été déjà réalisé.

I. Main d'Oeuvre et Formation

Le Gouvernement malgache a déjà pris l'initiative de réouvrir l'Etablissement chargé de la formation des Adjoints Techniques en matière d'agriculture, d'élevage et de forêts en 1986.

Le manque de techniciens qu'ils soient de moyens ou de hauts niveaux doit être comblé d'urgence. Il est ainsi nécessaire et d'une extrême urgence, aussi bien pour la main d'oeuvre que pour la formation professionnelle surtout, de mettre en place une cellule qui étudiera, planifiera et mettra en oeuvre la politique gouvernementale en ces deux matières dans le secteur de l'énergie. En effet, le développement du secteur dépendra des niveaux des agents qui y opèrent.

PRINCIPALES CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Principaux Problèmes

1. Madagascar, l'un des pays les moins développés du monde, a une faible consommation d'énergie qui s'élève à environ 215 kgep par habitant par an. Ses principaux problèmes dans le domaine de l'énergie sont les suivants: a) une pénurie croissante de bois de feu, qui résulte de la sur-exploitation des ressources forestières, lesquelles fournissent environ 80% de l'offre brute de l'énergie, principalement utilisée pour la cuisson des aliments; b) sa dépendance totale à l'égard des importations, toutes sous forme de pétrole, à l'exception d'une petite quantité de charbon, ce qui impose à la balance des paiements une charge de plus en plus lourde. Sur le plan des institutions, la coordination et la planification du secteur de l'énergie dans son ensemble sont inadéquates et on constate l'absence d'une bonne capacité de planification du sous-secteur de l'énergie.

Ressources d'énergie

2. Madagascar possède d'importantes ressources énergétiques potentielles. Parmi les ressources non renouvelables connues figurent des combustibles fossiles solides (charbon, lignite et tourbe), du pétrole lourd et des sables asphaltiques. On considère également que les conditions géologiques sont favorables à la découverte d'uranium. Les principales ressources renouvelables sont l'énergie hydro-électrique, le bois de feu et d'autres formes de biomasse. Le potentiel solaire et éolien est également bon.

3. Le potentiel hydro-électrique est considérable et selon les estimations les plus récentes, il existe plus de 300 sites connus dont la puissance potentielle moyenne combinée est d'environ 7.000 MW par an et dont la production d'énergie est de 60.000 GWh. Ces sites sont de puissance variable; plus de 200 sont dotés d'une puissance inférieure à 1 MW, environ 70 sont situés dans une fourchette de 1 à 5 MW, et 30 environ ont une puissance supérieure à 50 MW. La puissance installée actuelle est de 115 MW, elle ne représente qu'une fraction infime du potentiel, mais il reste encore à déterminer si l'exploitation d'une puissance sensiblement plus élevée est viable d'un point de vue économique.

4. L'existence de charbon, de lignite et de tourbe est connue depuis longtemps mais ces ressources n'ont pas été commercialement exploitées en raison de leur éloignement et de l'absence d'une demande industrielle. Les principales ressources de charbon se trouvent dans les cinq gisements du bassin de Sakoa, dans le sud-ouest de Madagascar, et leurs réserves totales sont estimées à 1.000 million de tonnes. Le plus

important est le gisement de Sakoa dont les réserves exploitables de charbon de chaudière à teneur modérée en cendres et en matières volatiles, sont estimées à 173 millions de tonnes, dont 82 millions environ pourraient être récupérées par des méthodes d'extraction souterraines. Selon d'autres estimations, il y aurait 23 millions de tonnes récupérables par extraction à ciel ouvert.

5. Les principales ressources de lignite sont situées dans la région d'Antsirabé sur les hauts plateaux du centre. Le seul gisement qui présente un intérêt éventuel est celui d'Antanifotsy, dont les réserves sont estimées à 54 millions de tonnes, dont 11 millions de tonnes de réserves prouvées, d'une valeur calorifique de 1.900-3.000 kcal/kg. Il n'existe aucune réserve qui puisse être exploitée à ciel ouvert, et les caractéristiques de la couche souterraine ne permettent pas son aménagement économique dans un avenir prévisible.

6. On signale la présence de nombreux gisements de tourbe mais les briquetteries de la région d'Antananarivo n'en utilisent que de petites quantités.

7. La région pétrolifère la plus prometteuse est celle du bassin sédimentaire de Morondava à l'ouest, où quatre grandes sociétés pétrolières prospectent activement. Les sables asphaltiques contiennent une quantité de pétrole estimée à 5-20 milliards de barils, mais actuellement leur exploitation n'est pas justifiée d'un point de vue économique. Des études sur les gisements de pétrole lourd sont en cours afin de déterminer s'ils sont susceptibles d'intéresser des sociétés privées de prospection.

8. En matière d'uranium, les perspectives de découverte apparaissent plutôt favorables et la prospection a été intensifiée depuis la fin des années 70. Aucune ressource exploitable commercialement n'a été identifiée, mais il existe de nombreux environnements géologiques où on pourrait en découvrir, et la prospection se poursuit.

9. La couverture forestière contiguë est estimée à 12.8 million ha environ. En supposant que seulement 20% de la couverture forestière naturelle soit exploitée pour assurer une production soutenable de bois de feu, et en comptant une production soutenue des plantations de mangroves, d'eucalyptus et de pins, la production brute soutenable de bois de feu s'élève environ à 2.0 millions tep par an, alors que la demande nationale brute était de 1,7 million de tonnes en 1983. Cependant, la couverture forestière est très inégalement répartie, et la mission estime que l'excédent global national d'environ 300.00 tep cache en fait un déficit réel d'environ 600.000 tep/an qui représente la pénurie qui règne dans les provinces du haut plateau central d'Antananarivo (419.000 tep) et de Fianarantsoa (181.000 tep) du fait qu'on ne peut pas transporter économiquement à l'heure actuelle le bois des régions excédentaires vers les régions déficitaires. C'est pourquoi dans les régions déficitaires les forêts sont en cours d'épuisement rapide.

10. Il existe de nombreux déchets agricoles qui pourraient être utilisés comme combustible. Celui qui présente le potentiel commercial le plus important, est la balle de riz, dont la production annuelle est estimée à environ 500.000 millions de tonnes (tonnage brut), dont environ 16.000 tonnes par an pourraient être transformées en briquettes pour servir de combustible aux ménages et à l'industrie au cours des années 1980. Les déchets de la récolte de canne à sucre, dont la production maximum est estimée à 260.000 tonnes (séchées au four) est la deuxième grande source susceptible d'être utilisée éventuellement pour produire de l'électricité en remplacement de la production diesel, mais ici encore l'utilisation de cette ressource est entravée par la demande limitée d'énergie et de combustibles solides dans les zones de production sucrière et, par ailleurs, les excédents actuellement disponibles n'atteignent que 29.000-42.000 tonnes séchées au four/an, soit l'équivalent de 19-28 GWh/an.

11. L'ensemble de Madagascar jouit d'un ensoleillement direct élevé, mais la mission a constaté que l'application de technologies du chauffage solaire de l'eau et de production d'électricité par piles photovoltaïques ne présentait qu'un très faible potentiel économique. Bien qu'inégalement réparties, les ressources en énergie éolienne sont également abondantes. On utilise depuis longtemps l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau dans le sud de Madagascar et des études préliminaires indiquent que la production d'énergie éolienne pourrait être compétitive avec la production à base de diesel dans les régions éloignées, où le coût livré du diesel est élevé. On a constaté que le biogaz n'offrait qu'un potentiel économique très limité, malgré l'important cheptel de zébus. Des ressources d'énergie géothermique dotées de températures suffisamment élevées pour produire de l'électricité ont été localisées, il est peu probable qu'elles soient mises en valeur économiquement au cours de la prochaine décennie.

Options pour atténuer la crise du bois de feu

12. La sur-exploitation des forêts pour la production de bois de feu, notamment autour des grands centres de population, est un facteur majeur de la réduction de la couverture forestière. On estime que le taux annuel de déboisement a atteint 165.000 ha au cours de la période 1976-1980, et qu'il est de 150.000 ha à l'heure actuelle. La cause essentielle de ce déboisement est le défrichement agricole. A ce rythme, 1,5 million ha seront perdus au cours des dix prochaines années, soit environ 12% de la couverture forestière totale, perte accompagnée de graves conséquences économiques et sociales. Quand la couverture forestière aura été sensiblement réduite par suite d'une activité agricole accrue, le temps que passeront les habitants à ramasser du bois de feu dans les régions rurales augmentera, ce qui diminuera la productivité de la main-d'oeuvre rurale, et le prix des combustibles ligneux augmentera rapidement dans les régions urbaines au fur et à mesure de l'épuisement des sources rurales. L'érosion se poursuivra à un

rythme encore plus rapide que son rythme actuel, déjà inquiétant, ce qui entraînera pour l'économie de multiples et néfastes conséquences.

13. Le problème du bois de feu est particulièrement grave dans l'arrière-pays d'Antananarivo où, si aucune mesure corrective n'est adoptée, l'écart entre la demande et l'offre devrait, selon les projections, passer au cours de la prochaine décennie à 680.000 tep par an. Une stratégie efficace pour renverser cette tendance devrait aborder à la fois le côté offre et le côté demande de l'équation, et chercher à augmenter l'offre de bois de feu tout en restreignant la consommation par la régulation de la demande et le remplacement du bois par d'autres combustibles pour la cuisson dans les ménages, tels que l'énergie hydro-électrique, le kérosène et les déchets agricoles.

14. Les options pour augmenter l'offre de combustible ligneux comportent des mesures à long terme, fondées sur l'aménagement des plantations et l'encouragement de plantations d'arbres dans les régions rurales, mesures qui n'auront qu'une influence négligeable pendant une décennie, et des mesures à court et moyen terme conçues pour produire des résultats au cours des 5-7 prochaines années en augmentant la productivité des plantations existantes et la récupération des ressources en combustibles ligneux actuellement disponibles, telles que les déchets de scieries, de l'abattage et du façonnage du bois et les forêts âgées ou dégradées (par. 2.1-2.8).

15. Les options qui s'offrent à court terme pour augmenter l'offre comprennent les mesures suivantes:

- (a) Amélioration de l'aménagement des rejets de souches (taillis). Dans les conditions d'exploitation actuelles, il n'existe aucun système d'aménagement des plantations. Ceci entraîne une baisse des rendements et une susceptibilité accrue aux maladies. L'émondage de la repousse des taillis pour ne conserver que deux ou trois des rejets les plus robustes après 3-6 mois pourrait augmenter d'au moins 25% le rendement de la biomasse combustible (par. 2.9.(a)).
- (b) Exploitation des ressources forestières sous-utilisées. La méthode d'exploitation actuelle de bois d'oeuvre produit des déchets combustibles récupérables, mais non utilisés pour le moment, qui s'élèvent selon la mission à 100 m³ par hectare. Les 27.000 ha actuellement exploités pourraient, théoriquement, produire 1,8 million de tonnes de bois de feu (teb), soit environ le tiers de la demande nationale actuelle. Seule une faible proportion de ces déchets est actuellement accessible en raison du mauvais état des routes et de l'absence de moyens de transport et du fait que les exploitants forestiers ne sont pas encouragés à récupérer même la portion accessible de ces déchets pour l'utiliser comme bois de feu ou charbon de bois. La mission estime cependant que, dans des circonstances optimales, on pourrait récupérer principalement grâce à la

carbonisation, jusqu'au tiers de cette quantité au cours des six prochaines années et plus de la moitié dans la décennie suivante. La mission a estimé dans ses projections de production à long terme qu'environ 1,4 millions de teb, soit environ 40% des ressources en déchets ligneux disponibles, seraient récupérées annuellement d'ici 1995.

- (c) La récupération des déchets des scieries et des industries de transformation du bois. La transformation du bois d'oeuvre produit, d'habitude, de grandes quantités de déchets combustibles non récupérés. On estime à 130.000 m³ par an le volume annuel de grumes utilisées; il existe donc, environ, 45.000 m³ de chutes et de dosses qui, d'après la mission, pourraient être carbonisées pour produire, dans des conditions économiques favorables, jusqu'à 5.600 tonnes de charbon de bois pour les marchés urbains (par. 2.9 (c)).
- (d) L'amélioration du rendement de la carbonisation. Le charbon de bois est produit presque entièrement dans des meules en terre traditionnelles en surface. Le rendement moyen en charbon de bois se situe probablement aux alentours de 15% du poids sec de la charge, et le revenu net pour la main d'oeuvre est légèrement inférieur au salaire moyen quotidien des ouvriers non spécialisés. Des modèles de meules améliorées promettent des rendements par unité de bois consommé qui pourraient être de 50% supérieurs et une diminution des coûts de production du charbon de bois (par. 2.9 (d)).
- (e) La carbonisation des pins mal venants du Haut Mangoro. Cette ressource, qui s'étend sur au moins 15.000 ha de plantations de pins dont la croissance a été arrêtée par des déficiences d'ordre nutritif, pourrait produire 12,500 tonnes de charbon de bois par an, s'ils étaient mis en coupe sur cinq ans. Le produit du démariage des plantations existantes pourrait produire 9.000 tonnes/an de charbon de bois. La production de charbon de bois en morceaux par des petites meules est souhaitable du point de vue économique et stratégique pour approvisionner les marchés résidentiel et industriel. En revanche, la production centralisée de boulettes et de chips de charbon de bois ne constitue l'utilisation ni la plus pratique, ni la plus économique de la précieuse ressource que représentent les déchets des pins mal venants (par. 2.9 (e)).

16. Outre ces mesures pour augmenter l'offre de bois de feu à court terme et moyen terme, les options les plus importantes pour augmenter l'offre à long terme sont les suivantes:

- (a) Plantations périurbaines centralisées. Le bois de feu produit dans les plantations pourrait devenir pour les ménages la source d'énergie la plus économique pour faire la cuisine si un foyer à bois en métal, à bon rendement, pouvait remplacer les

feux à l'air libre. Un inventaire de base de la couverture forestière et une bonne planification de l'utilisation des terres seraient les conditions essentielles à la préparation d'un programme d'investissement pour les plantations destinées à produire du bois de feu.

- (b) Reboisement urbain. Les régions basses marécageuses de la région d'Antananarivo pourraient offrir des rendements élevés soutenus de bois de feu à l'intention des ménages ou des briquetteries et il est possible que des régions analogues existent près d'autres grandes villes. Il conviendrait d'étudier les mesures propres à favoriser la plantation et la protection de parcelles urbaines destinées à la production de bois de feu (par. 2.12 (b)).
- (c) Boisement rural. Un programme bien conçu et exécuté de plantation d'arbres au niveau des exploitations agricoles/de villages, et la protection des forêts restantes pour leur conserver une production soutenue sont essentiels, non seulement pour assurer une production continue de bois de feu, mais aussi un rendement agricole soutenu. Il existe à court terme certaines possibilités d'améliorer la production et la distribution d'essences appropriées. Cependant, pour que des programmes à plus grande échelle réussissent, il faut que les institutions qui s'occupent du secteur forestier soient sensiblement renforcées par de l'assistance technique aux fins de planification, d'aménagement et de formation localisée de main d'oeuvre.

17. La principale option pour réduire la consommation par habitant de bois de feu par la régulation de la demande est l'adoption de foyers améliorés à charbon de bois et à bois. Le rendement thermique du foyer à charbon de bois de Madagascar, pourrait, avec de légères modifications être augmenté de 25%, et il faudrait songer à adopter des foyers à bois portatifs en métal, qui consomment jusqu'à moitié moins de combustibles que les feux à l'air libre. L'économie totale de combustible sera fonction de la réussite de tests à grande échelle effectués auprès des consommateurs malagaches (par. 2.12).

18. La substitution du bois de feu par d'autres combustibles, autre moyen de réduire la demande de bois de feu, comprend des mesures à court terme et des mesures à long terme. Parmi les premières figurent: (a) le compactage de la balle de riz qui serait utilisée comme combustible par les ménages de la région d'Antananarivo, laquelle produit actuellement 17.000 tonnes de balle de riz par an (20.000 teb); (b) l'utilisation accrue de pétrole lampant induite par l'introduction de réchauds à pétrole améliorés et un meilleur approvisionnement en pétrole lampant; (c) l'utilisation accrue de l'excédent d'électricité d'origine hydraulique pour faire la cuisine ainsi que celle de marmites électriques pour cuire le riz. Si 10% des 100.000 ménages d'Antananarivo adoptaient le kérosène, et 10% l'électricité en remplacement du charbon de bois, la

demande de charbon de bois diminuerait de 22.500 tonnes/an, soit d'environ 200.000 teb. Pour réaliser cette réduction, il faudrait une quantité relativement modeste de kérosène (4.600 tonnes) et d'électricité (30 GWh) par an, soit moins de 10% de la capacité de production (par. 2.14).

19. Une principale option de substitution à long terme de la biomasse combustible pourrait consister à accroître l'utilisation des déchets agricoles, dont certains pourraient à terme devenir économiquement accessibles, en supposant que le prix réel du bois de feu continue d'augmenter. La source potentielle la plus prometteuse est la récolte de riz de la région du Lac Aloatra, qui produit environ 35.000 tonnes de balle de riz et 110.000 tonnes de paille de riz par an (par. 2.15).

Recommandations

20. A la lumière de l'examen que nous venons de faire des options propres à améliorer la situation demande/offre de bois de feu, la mission recommande d'adopter les mesures suivantes (par ordre de priorité pour chaque rubrique):

Mesures à priorité absolue

(a) Mesures à prendre dans le cadre de projets:

- (i) Carbonisation des pins mal venants du Haut Mangoro, des déchets provenant des démariages et des scieries: conception détaillée d'un programme global d'investissement pour la production de charbon de bois en morceaux, y compris de systèmes pilotes de carbonisation confiés à de petits exploitants ou des systèmes semi-centralisés pour l'utilisation des déchets; mise au point d'une évaluation détaillée des ressources et d'un calendrier de carbonisation; encouragements d'ordre financier et autre à l'intention des exploitants; réorganisation institutionnelle; et facilitation de l'aménagement de l'infrastructure et conception détaillée des projets. 1/

1/ En début 1986, des termes de référence avaient été mis au point en version finale, pour une étude de faisabilité sur la carbonisation par moyen de fours décentralisés et à petite échelle. De plus, il semble probable que les ressources en question soient plus importantes qu'elles ne l'étaient pensées. Il paraît possible de produire jusqu'à 40.000 tonnes de charbon par an à partir des démariages, soit presque autant que la consommation totale d'Antananarivo.

- (ii) Boisement rural: Il faudrait mettre en oeuvre des programmes analogues au programme de "micro-boisement" de l'Etat ainsi que les programmes recommandés par la Banque dans le cadre du Troisième projet forestier envisagé pour acquérir sans tarder une expérience pratique du boisement rural. Dans le contexte de l'offre d'énergie, il faut spécifier les besoins quantitatifs précis par localité; examiner et concevoir des installations de services de vulgarisation, passer en revue les besoins d'infrastructure, les ensembles de mesures techniques, les incitations nécessaires et les programmes de formation et de valorisation de la main-d'oeuvre.
 - (iii) Electrification de la cuisson: afin de déterminer si cette option se révèle intéressante, examen des coûts détaillés du renforcement et de l'expansion des réseaux de distribution d'électricité pour encourager la cuisson à l'électricité, y compris l'octroi d'incitations tarifaires, la fourniture d'appareils ménagers électriques et une brève analyse des coûts marginaux à court terme (CMCT) et des coûts marginaux à long terme (CMLT) dans le cadre d'un scénario simplifié d'expansion du réseau (parallèlement à des études du rendement de l'énergie et des moyens d'utiliser économiquement l'énergie hydro-électrique excédentaire dans le principal réseau interconnecté).
 - (iv) Utilisation accrue du kérosène pour faire la cuisine: examen macro-économique et examen du sous-secteur pétrolier pour déterminer les difficultés d'ordre budgétaire et logistique qui entravent l'expansion de l'offre de kérosène provenant de la raffinerie actuelle et des importations, et, sous réserve des résultats de ces examens, encourager l'utilisation de réchauds à kérosène améliorés en réduisant, par exemple, les droits de douane sur les réchauds importés ou en encourageant la production nationale de réchauds à kérosène améliorés.
 - (v) Production de briquettes de balle de riz: étude de pré-investissement et étude technique, rapidement suivies d'une démonstration, à l'échelle commerciale, d'une fabrique de briquettes de balle de riz dans la région d'Antananarivo, y compris le suivi et l'évaluation des résultats, des essais d'acceptabilité auprès des consommateurs de briquettes carbonisées et non carbonisées, et la mise au point d'un grand programme d'investissement pour l'industrie du riz.
- (b) Assistance technique et programmes d'incitations:
- (i) Formation des charbonniers et programmes d'incitations: fournir des connaissances techniques permettant de démontrer des mesures simples qui amélioreraient les meules

en terre traditionnelles grâce à des programmes de formation et de vulgarisation qui, à terme, toucheraient 2.000 charbonniers par an, et pourraient démontrer et transférer des techniques nouvelles et fournir du crédit ou octroyer de l'aide pour inciter l'adoption des innovations requises.

- (ii) Inventaire des ressources forestières et des ressources arborées: pour réparer l'organisation de programmes à long terme de boisement au voisinage de chaque grand centre de demande, la DEF devrait étendre à tous les grands centres de demande de bois de feu l'inventaire des forêts et de la couverture arborée, ainsi que celui des terres pouvant convenir à la création de forêts, inventaire qu'elle envisage de dresser dans l'arrière-pays de six grands centres urbains, et devrait s'assurer que cet inventaire donne la liste, par catégorie, de toute la biomasse sur pied. Pendant la première phase, elle devrait faire une brève étude de conception d'inventaire pour examiner les cartes et les données existantes, et, sur la base du programme d'inventaire nécessaire, y compris celui de la formation du personnel et celui du matériel.
- (iii) Renforcement des institutions qui s'occupent de l'exploitation forestière: examiner l'organisation, la gestion, les besoins de formation et de matériel du service forestier de la DEF (par. 2.26).
- (iv) Récupération des déchets des scieries: il conviendrait de dresser un inventaire des scieries et de leur production de déchets situées dans un rayon de transport raisonnable des principaux marchés urbains et de mettre au point un programme entièrement commercial de récupération qui commencerait par la carbonisation des déchets des dosses et qui aboutirait au compactage de la sciure de bois et des copeaux, compactage effectué, au début, à petite échelle.

Mesures à haute priorité

- (a) Aménagement des taillis: organiser des essais et préparer des programmes de vulgarisation qui visent à accroître la productivité des plantations existantes d'eucalyptus en améliorant la coupe des taillis et leurs techniques d'aménagement.
- (b) Analyses de la demande et programmes de rendement à la cuisson: entreprendre des enquêtes détaillées de l'énergie utilisée par les ménages pour spécifier le niveau et la nature des méthodes culinaires, et faire des essais de foyers à bois et à charbon de bois améliorés, ainsi que de réchauds à kérosène et électriques pour tester la réaction des consommateurs de chaque milieu socio-culturel.

- (c) Conception de programmes de plantations destinées à la production de bois de feu: établir la viabilité économique et financière des plantations périurbaines, et, là où ces mesures sont justifiées, spécifier, par grand centre de demande, les besoins quantitatifs précis et les mérites économiques relatifs des plantations destinées à la production de bois de feu et d'autres combustibles de cuisine susceptibles d'être utilisés par les ménages; examiner et mettre au point des dispositifs institutionnels, des liens opérationnels avec le secteur privé, des options techniques, des options de financement, et des calendriers globaux d'exécution, ainsi que des programmes d'investissement.
- (d) Dans le but d'exploiter les ressources forestières sous-utilisées, il ne faudrait pas tarder à évaluer les méthodes d'abattage et de façonnage les plus couramment employées dans l'industrie du bois et les catégories de forêts exploitées afin de spécifier:
- (i) les volumes réels de déchets et de rejets par catégorie et pour chaque grande catégorie de forêts de l'arrière-pays des principaux marchés urbains;
 - (ii) le coût économique marginal et le coût financier de la récupération sous forme de charbon de bois ou de bois de feu de chaque catégorie de bois de feu identifiée;
 - (iii) un profil de la logistique des opérations futures d'abattage et de façonnage et de récupération des combustibles ligneux pour chacune des catégories de forêts intéressées, ainsi que les investissements supplémentaires qu'il faudrait mettre en place pour faire entrer la production de charbon de bois dans les opérations d'abattage et de façonnage;
 - (iv) les dispositifs institutionnels qui existent au sein du gouvernement, et entre le gouvernement et le secteur privé, qui semblent le mieux faciliter la réalisation du niveau économique maximum de production de bois de feu et de bois d'oeuvre dans les forêts domaniales;
 - (v) les avantages et les coûts économiques globaux d'un meilleur aménagement des forêts, y compris l'augmentation prévue du rendement et le raccourcissement des rotations des essences commerciales de bois d'oeuvre;
 - (vi) un calendrier d'investissement et un calendrier d'exécution des mesures requises, les dispositions commerciales, l'aménagement de l'infrastructure et la récupération du bois d'oeuvre et des combustibles ligneux qui intéressent chaque grand centre de demande.

Mesures à plus faible priorité:

- (a) Il faudrait examiner les dispositions pratiques que l'on pourrait adopter pour reboiser et protéger les terrains marécageux de la région urbaine d'Antananarivo et d'autres régions urbaines de production analogues pour leur faire produire du bois de feu de façon continue, y compris l'octroi d'incitations appropriées aux résidents ou aux affermataires. Ceci exigera un inventaire des terrains intra-urbains et péri-urbains qui se prêtent à la plantation en bandes, à la plantation le long des routes ou à la création de petits bosquets.
- (b) Approvisionnement en énergie des complexes agro-industriels: commencer une étude intégrée de planification pour stabiliser et réduire le coût de l'énergie livrée à la région du Lac Aloatra, principal "grenier à riz" du pays où l'incidence du déboisement est particulièrement grave et où le coût de l'énergie mécanique et électrique est élevé (voir à l'annexe 11 le projet de référence).

21. L'analyse faite par la mission de l'incidence potentielle des mesures recommandées ci-dessus indique que, dans les conditions les plus favorables, on pourrait réduire le déficit de la province d'Antananarivo de près de 1 million teb d'ici 1995 (de 2,17 millions teb en l'absence des mesures envisagées, à 1,41 million teb si elles sont réalisées, annexe 3). La mission n'a fait aucune analyse analogue des possibilités de réduction du déficit de bois de feu dans d'autres provinces vu le degré d'incertitude que présentent les données, mais il faudrait ré-examiner la situation globale de l'offre et de la demande après avoir terminé les inventaires des ressources et les études de la demande recommandés.

Autres options en matière d'énergie renouvelable

22. Les conclusions de la mission concernant les autres sources d'énergie renouvelable sont les suivantes:
- (a) l'utilisation de déchets du riz compactés comme combustible pour les ménages (par. 2.36) ne doit pas exclure l'utilisation d'une partie des déchets non traités pour la production d'électricité, étant donné l'importance quantitative de cette ressource. Une analyse préliminaire donne à penser que la balle de riz du Lac Aloatra pourrait produire jusqu'à 22 GWh/an d'électricité pour environ la moitié du coût du combustible de la production d'énergie diesel;
 - (b) avec des modifications relativement simples des sucreries, on pourrait créer un excédent de bagasse qui pourrait produire jusqu'à 24 GWh d'électricité en remplacement de la production

locale d'énergie diesel, ce qui économiserait environ 6.000 tep/an de diesel. Notamment, l'étude de l'industrie sucrière en cours financée par l'aide française devrait être suivie, le cas échéant, par des études supplémentaires de pré-investissement concernant le potentiel que présente la bagasse pour produire de l'électricité;

- (c) pour ce qui est de la production d'éthanol, à partir de mélasse, comme produit de remplacement de l'essence, l'analyse du projet d'éthanol d'Ambilobé faite par la mission indique que les coûts variables de production dépasseraient à eux seuls le coût équivalent de l'essence rendue Madagascar. L'éthanol d'Ambilobe ne présente donc pas d'intérêt en tant que combustible de substitution à l'essence. Toutefois, les résultats d'une étude récente suggèrent qu'il existe des utilisations industrielles de l'éthanol qui soient d'une valeur marchande plus élevée. Ce marché industriel semble suffisamment important pour justifier sur le plan économique la production de l'éthanol à ces fins (par. 2.36);
- (d) une analyse par échantillonnage faite par la mission donne à penser que certains des petits projets hydro-électriques, pour lesquels on a identifié plus de 200 sites, pourraient dans des conditions appropriées être compétitifs avec la production diesel, il faudrait donc revoir le potentiel de production des petits projets hydro-électriques afin d'identifier les sites qui pourraient remplacer économiquement la production diesel (par. 2.40, 2.45).

Recommandations

Mesures à priorité absolue

La mission recommande:

- (a) de ré-examiner toutes les évaluations antérieures du potentiel de petites centrales hydro-électriques pour déterminer lesquels, parmi les sites identifiés, si tant est qu'il y en ait, pourraient remplacer économiquement la production des centrales diesel actuelles, publiques ou privées;
- (b) si cette étude démontre l'existence d'un potentiel économique important pour l'aménagement de petites centrales hydro-électriques, elle devrait être suivie immédiatement d'une deuxième étude de pré-faisabilité pour:
 - (i) définir le cadre institutionnel, juridique et financier de l'aménagement de petites centrales hydro-électriques dans le secteur public et le secteur privé;

- (ii) formuler un programme d'investissement pour le secteur public, fondé sur des études techniques et des études de coûts pour plusieurs mini-centrales dont on aurait démontré la rentabilité économique;
 - (iii) estimer le financement nécessaire pour encourager la participation du secteur privé à cet aménagement;
- (c) il faudrait créer un organisme central chargé de recueillir et d'interpréter les données hydrologiques.

Mesures à haute priorité

- (a) La mission recommande que la Banque prenne bonne note de l'étude de l'industrie sucrière faite par la CCCE, et en assure le suivi, le cas échéant, en faisant de nouvelles études de pré-investissement du potentiel que présente l'alimentation en électricité à partir du bagasse. Là où il n'existe pas de marché de l'énergie, ou là où ce marché est trop exigu pour absorber l'excédent de bagasse, il faudrait évaluer la production de combustible compacté pour l'industrie et les ménages.

Mesures à plus faible priorité

La mission recommande que:

- (a) le gouvernement encourage l'application de systèmes électriques par piles photo-voltaïques en autorisant l'importation en franchise ou hors taxes dans tous les cas où la production d'électricité à partir de diesel serait la source du chauffage électrique de l'eau (par exemple dans les grands centres de peuplement d'industries enclavées, telles que Fanamalanga et SOMALAC);
- (b) la recherche sur l'énergie éolienne se concentre sur la conception pour sites spécifiques, la réglementation, les programmes d'entretien minimum et la formation de spécialistes du service. Un ou deux projets pilotes allant jusqu'à, mettons, 100 kW pourraient logiquement faire suite à ces recherches, après avoir fait des analyses de marché et des analyses économiques, en coopération étroite avec JIRAMA; ces projets seraient exploités sous forme de projets enclaves à gestion distincte.

Mise en valeur des combustibles fossiles solides

23. On ne prévoit pas l'aménagement des gisements de lignite ou de tourbe (par. 3.14). S'agissant de la mise en valeur des gisements de charbon du bassin de Sakoa (par. 3.15-3.18), quoique le Madagascar possède de vastes ressources de charbon bitumineux qui pourrait éventuellement convenir au marché international du charbon de chaudière, il est peu probable que cela se produise dans un avenir prévisible. Les conditions du marché ne sont pas brillantes pour les nouveaux producteurs potentiels; en effet, les prix sont stationnaires et il est peu probable que le prix réel augmentera sensiblement au cours des dix prochaines années. La mise en valeur des ressources de charbon pour l'exportation exigerait la mise en place d'investissements d'infrastructure considérables. De plus, la probabilité de trouver des réserves récupérables à des prix compétitifs est faible, étant donné que, d'après tous les indices actuels, il faudrait extraire la plus grande partie de ces ressources par des méthodes d'extraction souterraines relativement coûteuses.

24. La question critique concerne la dimension de la petite mine de charbon envisagée. BP a proposé de faire une étude de faisabilité d'une mine produisant 50.000 à 100.000 tonnes par an, ce qui intéresse les autorités malgaches. Ce dimensionnement semble approprié, étant donné que le marché intérieur devrait, selon les projections, être entièrement fonction de la demande de l'industrie du ciment, laquelle ne devrait pas dépasser, selon les estimations de la mission, 33.000 tonnes/an d'ici à 1995, en raison de l'exiguïté du secteur industriel et de l'absence d'infrastructure qui permettrait de traiter et de livrer le charbon à des prix compétitifs. Ceci semble indiquer que le marché interne maximum ne dépassera pas 60.000 tonnes/an d'ici l'an 2000. Le marché potentiel du charbon national ne sera que de 40.000 tonnes parce qu'il ne convient pas aux fours à ciment actuellement en construction. De plus, la production actuelle d'environ 10.000 tonnes par an de charbon de bois en morceaux par la carbonisation des pins du Haut Mangoro pourrait probablement être utilisée pour se substituer au charbon importé dans l'industrie du ciment. Il avait été envisagé de faire une étude de faisabilité d'une mine de 400.000 tonnes par an, ce qui présuppose l'exportation de l'excédent de production sur la demande intérieure. Cette éventualité est peu probable étant donné que les coûts f.o.b. du charbon à Toliara seraient bien supérieurs aux coûts actuels et prévus du charbon importé d'Afrique du Sud ou d'Australie. Le coût du charbon produit par une telle mine ne serait pas non plus concurrentiel avec celui du charbon importé pour la consommation intérieure.

Recommandations

25. La mission recommande l'adoption des mesures ci-après, par ordre de priorité:

- (a) entreprendre une évaluation des ressources de tourbe, compte tenu de la hausse rapide des prix du bois de feu et de la présence de tourbe que l'on signale un peu partout;
- (b) que le gouvernement encourage une prospection plus poussée des ressources de charbon, s'il ne lui en coûte rien, aux termes d'un accord acceptable avec BP;
- (c) de ne faire, à l'heure actuelle, aucune nouvelle recherche des ressources de lignite.

Aménagement du sous-secteur de l'énergie électrique

26. Les projections de la demande d'électricité établies par JIRAMA indiquent un renversement de la tendance récente, soit un taux de croissance d'environ 5% par an jusqu'en 1995, contre un taux de 2,9% par an au cours de la période 1979-1983. Ce fort taux de croissance est attribuable aux projections élevées établies pour le principal réseau interconnecté dans lequel les ventes devraient progresser de plus de 7% par an en moyenne jusqu'en 1990, bien qu'on suppose qu'il n'y aura aucune nouvelle charge industrielle importante (par. 4.2-4.4). La mission estime que cette prévision de la charge est trop élevée et recommande de faire un examen critique et détaillé des prévisions établies pour le réseau interconnecté jusqu'en 1990.

27. Il est peu probable que le lancement d'un grand nouveau projet à forte consommation d'électricité, tel que l'usine de ferrochrome, soit justifié sur le plan économique avant la fin du siècle; si toutefois, un tel projet devait se réaliser, il provoquerait une augmentation de la demande beaucoup plus importante que la demande actuellement prévue, et devrait donc se faire progressivement avec la mise en place de nouvelles capacités de production d'électricité pour que l'alimentation électrique continue à être suffisante. La construction envisagée d'une nouvelle cimenterie à Amboanio, dans la région de Mahajanga, par exemple, ajouterait 50 GWh à la consommation prévue de cette région en 1990, soit 72 GWh environ.

28. En ce qui concerne l'offre, la principale question qui se pose dans le sous-secteur de l'électricité est l'excédent important d'énergie hydro-électrique dans le réseau interconnecté, estimé à presque 150 GWh en 1990, qui a résulté de la mise en service de la centrale hydro-électrique d'Andekaleka en 1982 et de la lenteur de la croissance de la demande d'électricité au cours de ces dernières années. Même sur la base des projections de demande établies par JIRAMA, il est peu probable que cet excédent sera utilisé avant la fin du siècle (par. 4.7-4.12). Cependant, JIRAMA devra assurer le service de la dette de la centrale d'Andekaleka pendant toute cette période et la faible utilisation de cet investissement aura de graves répercussions sur ses résultats financiers si on ne prend pas de mesures au regard des niveaux des tarifs, et

d'autres mesures d'ordre financier, et si on ne trouve pas bientôt de nouvelles utilisations économiques de l'électricité, et donc de nouvelles ventes.

29. Certaines sections du réseau de transport ont besoin d'être renforcées pour améliorer l'alimentation en électricité. Le sous-développement de certaines sections du réseau de distribution, et l'insuffisance des systèmes de connexion résidentiels font obstacle à l'augmentation de la consommation des ménages par l'utilisation plus répandue d'appareils ménagers, tels que les marmites électriques pour la cuisson du riz. En plus, un manque de matériel empêche JIRAMA de satisfaire la demande pour les connexions.

Recommandations

30. Les recommandations de la mission sont les suivantes:

(a) concernant la régulation de la demande:

- (i) étant donné la nécessité de suivre de près l'évolution de la demande, notamment dans le secteur industriel, il faudrait renforcer la capacité de JIRAMA en matière d'estimations et de prévisions de la charge, mettant l'accent sur la mise à jour régulière des projections à court et moyen terme. L'assistance technique envisagée dans le domaine de la formation devrait prévoir des dispositions à cet égard (par. 55 (d) (i));
- (ii) JIRAMA devrait explorer les possibilités d'encourager l'utilisation d'électricité des ménages, par exemple pour faire la cuisine, en raison de l'important excédent d'énergie hydro-électrique et de l'opportunité de réduire la croissance de la consommation de bois de feu. Il serait donc nécessaire d'analyser (i) l'impact d'une consommation accrue sur la demande maximum, (ii) le coût de renforcer les réseaux de distribution et d'améliorer le système de connexion électrique des maisons, (iii) la possibilité d'encourager la mise au point d'une marmite électrique bon marché à rendement élevé pour cuire le riz et, (iv) les structures tarifaires innovatrices requises;
- (iii) il est particulièrement important que JIRAMA établisse l'incidence qu'exercerait sur l'énergie du réseau et l'équilibre de la puissance la charge émanant de l'industrie du ferrochrome, dont l'estimation a été récemment révisée pour déterminer le calendrier et l'ampleur probables de la nouvelle puissance installée et de l'énergie supplémentaire qu'exigerait cette industrie, si elle devait être mise en place et pour estimer le coût marginal de l'alimentation de cette industrie et donc le niveau quotidien ainsi que saisonnier auquel il conviendrait de fixer les tarifs.

- (b) Pour ce qui est des questions soulevées par l'offre:
- (i) il faudrait que JIRAMA, avec l'aide de consultants, examine la possibilité d'accélérer l'utilisation de l'excédent d'énergie hydro-électrique sur le réseau interconnecté par une substitution accrue de la production diesel (autre Toamasina) et une plus grande utilisation d'électricité par les industries partout où cette solution est économique;
 - (ii) en ce qui concerne l'alimentation d'Antsirabé, une analyse récente indique qu'il serait justifié sur le plan économique soit de construire une nouvelle ligne de transport de 138 kV, soit de renforcer la ligne existante de 63 kV. Toutefois, le financement de l'investissement important que représente la ligne de 138 kV pourrait poser un problème difficile;
 - (iii) la mission appuie fortement la proposition de financer la modernisation et le renforcement du réseau de distribution pour éliminer les goulots d'étranglement et réduire la surcharge des principales lignes d'alimentation;
 - (iv) le gouvernement devrait surveiller et suivre, le cas échéant, les progrès de l'étude d'aménagement de l'industrie sucrière financée par la France, notamment en ce qui concerne le remplacement de la production locale d'électricité des centrales diesel par la production d'électricité de centrales alimentées par la bagasse;
 - (v) suite aux analyses sus-mentionnées de l'offre et de la demande, JIRAMA devrait réaliser un plan détaillé d'expansion à moindre coût pour répondre au scénario le plus probable de prévisions de la puissance installée et de la demande d'énergie du réseau interconnecté, avec et sans la demande de l'industrie du ferrochrome envisagée;
 - (vi) il faudrait dresser un bilan énergétique des centrales diesel des principaux centres de production d'électricité, centrales qu'il faudrait moderniser, le cas échéant. La mission conclut que, pour le moment, le fonctionnement continu des centrales diesel de ces centres est probablement l'option de génération la plus économique;
 - (vii) les recommandations faites ci-dessus en matière de transport, de distribution et de modernisation de la production pourraient être mises en oeuvre d'une façon

intégrée en entreprenant un "audit du rendement énergétique global du secteur de l'électricité". 2/

Réhabilitation de la raffinerie

31. L'unique raffinerie de pétrole de Madagascar, dont la création remonte à 1966, exploitée depuis 1976 par une entreprise d'Etat, la SOLIMA, a fermé ses portes en septembre 1983 à la suite d'un incendie survenu dans le four de fractionnement, et a repris des opérations sur une échelle réduite en septembre 1984. Une étude de juin 1984 de BEICIP a appuyé les conclusions d'analyses antérieures que la réhabilitation de la raffinerie, qui a pour but de lui permettre d'opérer encore une quinzaine d'années, était techniquement réalisable ainsi qu'économiquement justifiable. L'agence française, la Caisse Centrale de Coopération Economique (CCCE) a, par la suite, ouvert une ligne de crédit de 43 millions FF (4,8 millions de dollars) pour faire une étude de faisabilité détaillée du projet de réhabilitation, pour financer les mesures de réhabilitation les plus urgentes et pour former le personnel d'exploitation.

32. Les résultats de l'étude de faisabilité, menée également par BEICIP, ont été disponibles en octobre 1985. Outre la réhabilitation, BEICIP propose quelques modifications d'ordre secondaire pour améliorer le fonctionnement de la raffinerie. Il s'agit, entre autres, d'augmenter le rendement en distillats moyens et de réduire les pertes. Il est estimé que la réhabilitation et les améliorations coûteront 140 millions de FF de 1985 en tout (environ 20,0 millions de dollars E.U.). 3/

33. Pour évaluer le projet de réhabilitation, BEICIP l'a comparé à la solution de rechange, qui consisterait à fermer la raffinerie et à importer des produits pétroliers finis pour le marché intérieur. Les facteurs principaux dont on a tenu compte pour évaluer le projet sont les suivants: (a) les prévisions de la demande de produits pétroliers à Madagascar; (b) les prévisions des cours mondiaux du pétrole brut et des produits pétroliers, et leurs coûts respectifs à l'importation; (c) les marges de raffinage (c'est-à-dire la différence entre la valeur des produits raffinés et le coût du pétrole brut); (d) les possibilités d'améliorations techniques de la raffinerie; (e) les exportations de

2/ Le travail de terrain pour une telle étude a été fait en mars 1986 avec une assistance technique conjointe PNUD/Banque Mondiale.

3/ En mars 1986, la raffinerie a été atteinte par un cyclone, qui a fait environ 1,0 million de dollars de dégâts. Toutefois, l'assurance de SOLIMA couvre les réparations nécessaires, et le projet de réhabilitation tel que défini par BEICIP n'en est pas modifié.

produits et (f) les coûts d'investissement du projet de réhabilitation et les coûts d'exploitation de la raffinerie.

34. BEICIP a établi une hypothèse haute et une hypothèse basse pour les prévisions de la demande des produits pétroliers à Madagascar. Etant donné la situation économique actuelle à Madagascar, l'hypothèse basse de la demande semble être la plus probable. Selon cette hypothèse, la demande totale devrait augmenter d'un peu plus de 1% par an jusqu'en 1990, puis de plus de 2% par an pendant les années 1990. En ce qui concerne les prix, BEICIP a basé son analyse sur les prix du pétrole brut et des produits pétroliers correspondant à deux périodes différentes, les prix moyens c.a.f. Toamasina payés par SOLIMA en 1984 et au premier semestre de 1985. Ces prix sont nettement supérieurs à ceux qui existaient à l'époque en question sur le marché compétitif mondial. Ces prix plus forts proviennent du fait que, étant donné ses conditions de crédit restrictives (qui entraînent la pénurie de devises), SOLIMA doit payer un surcoût pour le pétrole brut ainsi que pour les produits pétroliers. Pour l'analyse du projet, BEICIP a supposé que SOLIMA continuerait à payer ce surcoût pendant les trois premières années du projet, mais qu'il se réduirait progressivement à zéro au cours des deux années suivantes.

35. Les résultats de l'analyse économique de BEICIP démontrent que, en se basant sur le traitement de brut Arabe léger pour satisfaire à la demande prévue selon l'hypothèse basse, le taux de rentabilité du projet est intéressant (26%) dans les conditions des prix de 1984. Toutefois, ce taux diminue d'une manière importante à une valeur marginale de 10% dans les conditions des prix du premier semestre de 1985. Ces résultats, ainsi que ceux des analyses supplémentaires effectuées par BEICIP, mettent en relief la sensibilité de la viabilité du projet à la modification du niveau relatif des prix du pétrole brut et des produits pétroliers. Suite à la baisse rapide des prix internationaux du pétrole en début 1986 et à l'adoption de plus en plus répandue de la méthode de fixer le prix du brut selon le "netback" à la raffinerie, il est probable que la marge de raffinage augmente en termes relatifs pour les raffineries qui sont exploitées d'une manière efficace. Dans ces conditions-là, le taux de rentabilité du projet de réhabilitation, qui dépend de cette marge de raffinage, augmenterait également.

36. Comme il a été noté ci-dessus, la proposition de BEICIP comprend en effet des mesures visant à améliorer la récupération des distillats moyens. Toutefois, il est possible de produire une proportion encore plus élevée des distillats à partir des excédents de mazout résiduel. Cette modernisation consisterait en la réorganisation et le remaniement de l'équipement de viscoréduction installé en 1982. Une telle modernisation améliorerait sensiblement la flexibilité du fonctionnement de la raffinerie, ainsi que sa rentabilité. Par exemple, elle pourrait permettre à SOLIMA de subvenir aux besoins de son marché intérieur en traitant moins de pétrole brut. L'investissement supplémentaire nécessaire s'estime à environ 8,0 millions de dollars E.U., la période de recouvrement étant d'à peu près 2,5 ans. Il faudrait

également réhabiliter et moderniser le système actuel d'approvisionnement et de distribution de pétrole, ce qui coûterait 4,0 millions de dollars de plus à titre d'ordre de grandeur.

Recommandations

37. Les recommandations de la mission sont les suivantes:

- (a) La faisabilité technique de la proposition de modernisation, et surtout l'impact qu'elle aurait sur la viabilité du projet de réhabilitation formulé par BEICIP, devraient être étudiés d'une manière plus détaillée. L'hypothèse basse de la demande devrait servir de cas de base à l'analyse. Il faudrait se concentrer en particulier sur les questions suivantes:
 - (i) la correspondance entre la production de la raffinerie et la demande intérieure;
 - (ii) le marché potentiel des exportations de SOLIMA;
 - (iii) le meilleur choix du brut en vue des contraintes de SOLIMA en approvisionnement de pétrole brut;
 - (iv) les conséquences en ce qui concerne l'approvisionnement à moindre coût des produits pétroliers, de permettre à SOLIMA d'opérer librement sur le marché international du pétrole, et les ressources en devises ainsi que les modalités de l'approvisionnement qui seraient nécessaires à cette fin;
 - (v) la réduction au minimum des pertes de la raffinerie par moyen des mesures d'économie d'énergie et, surtout;
 - (vi) étant donné les incertitudes actuelles sur le marché du pétrole, la viabilité du projet dans les conditions des prix en vigueur au moment de l'analyse, et la sensibilité du taux de rentabilité à des variations de prix. Cette étude devrait également comporter un examen en détail de la réhabilitation et modernisation du système d'approvisionnement et de distribution du pétrole.
- (b) SOLIMA devrait améliorer ses méthodes de planification du raffinage et son analyse du processus d'exploitation. Ceci exigera que le personnel reçoive une formation spéciale au titre de l'assistance technique au personnel pour lui permettre (i) de mettre au point des informations concernant le processus de production de chaque unité; (ii) d'obtenir des données satisfaisantes sur les rendements et la qualité de toutes les catégories de pétrole brut qui pourraient alimenter la raffinerie; (iii) de formuler un programme d'ordinateur pour faciliter le choix de la catégorie et de la quantité de

pétrole brut à traiter et des produits à exporter ou à importer. Ceci exigera la fourniture d'assistance technique (par. 5.29) d'un coût estimé à 10 millions FF (1,4 million de dollars), coût inclus dans le coût du projet de réhabilitation.

Etablissement des prix de l'énergie

38. Les prix intérieurs des produits pétroliers reflètent intégralement leurs coûts économiques que, pour la plupart, ils dépassent largement. La majoration de ces prix, imposée en mai 1984, a éliminé la subvention qui subsistait encore et dont bénéficiait le kérosène.

39. Il reste encore une question importante à régler: celle des prix relatifs du gaz-oil et du kérosène par rapport à celui de l'essence, qui ne s'élèvent, respectivement, qu'à 40% et 42% du prix de l'essence. Cette structure de prix a donné aux consommateurs de mauvaises indications concernant le coût économique de la consommation de gaz-oil et a probablement entraîné des importations supplémentaires de gaz-oil ainsi que des importations accrues de véhicules lourds, accompagnées d'augmentations du coût d'entretien des routes; elle a, en outre, favorisé le mélange de kérosène au gaz-oil pour l'utilisation dans les moteurs à gaz-oil.

40. Pour des raisons d'ordre historique, les tarifs de l'électricité sont extraordinairement complexes et d'une administration difficile, du fait que différents tarifs sont appliqués à différentes circonscriptions du réseau interconnecté ainsi qu'à chacun des nombreux réseaux électriques régionaux. Pour la plupart, ces niveaux de tarifs ne correspondent aux coûts réels de production que par hasard, et les considérations tarifaires sont principalement d'ordre financier et non pas économique. JIRAMA n'ignore pas l'irrationalité de la structure tarifaire actuelle qui remonte à l'époque où chaque conseil d'arrondissement administrait le réseau électrique de sa localité. JIRAMA s'est efforcée, jusqu'à présent sans succès, d'appliquer des réformes tarifaires importantes afin de refléter le coût économique de production de l'électricité dans les tarifs et de réaliser une simplification des structures. Toutefois, une refonte des tarifs s'impose non seulement pour les raisons sus-mentionnées, mais parce que l'énorme excédent d'énergie hydro-électrique qui existera jusqu'au milieu des années 1990, ou même après, offre une possibilité de mettre les consommateurs à l'abri, dans une certaine mesure, de l'escalade des prix des combustibles ligneux ainsi que de réduire la facture des importations de pétrole. En outre, JIRAMA a besoin de mettre au point une structure tarifaire qui encouragera de nouvelles utilisations d'électricité, ce qui accroîtra sensiblement ses recettes et augmentera sa capacité d'assurer le service de son importante dette.

41. L'établissement des prix du bois de feu et du charbon de bois est laissé au mécanisme du marché, leur réglementation officielle n'étant pas pratique. Ces prix ont considérablement augmenté ces dernières années et ne manqueront pas de monter encore, notamment à Antananarivo où de 1973 à 1984 leur hausse a été de l'ordre de 50% et de 30% respectivement en termes réels (annexe 47). Même ainsi, les prix marchands actuels de combustibles ligneux sont encore de 25 à 50% inférieurs à leurs coûts économiques, si on tient compte de la totalité des coûts de remplacement calculés d'après les coûts des nouvelles plantations de bois de feu (tableau 2.4). Le rythme et l'importance de nouvelles hausses de prix des combustibles ligneux seront fonction, dans une large mesure, de l'application ou de la non-application de mesures appropriées pour augmenter l'offre de combustibles ligneux et régulariser la demande (par. 2.45-2.48).

Recommandations

42. La mission recommande l'adoption des mesures prioritaires suivantes:

- (a) Mesures à priorité absolue. Il faudrait entreprendre un examen approfondi des tarifs, parallèlement à un examen détaillé des prévisions de la demande pour chacun des grands centres d'alimentation et parallèlement aux études d'expansion du réseau le plus économique envisagées (par. 4.25). Cet examen devrait, de plus, proposer une structure tarifaire simplifiée, fondée sur le coût économique marginal de l'approvisionnement en électricité, qui garantirait, en même temps, l'autonomie financière de JIRAMA. Compte tenu de la puissance installée excédentaire des centrales hydro-électriques au cours de la prochaine décennie, et de la charge considérable que le service de la dette impose à JIRAMA, nous recommandons que cette étude examine les moyens d'augmenter la puissance installée et l'utilisation d'énergie, et donc les recettes de JIRAMA en établissant des tarifs appropriés pour les consommateurs industriels et résidentiels.
- (b) Mesures à haute priorité. Il faudrait étudier la portée et l'importance quantitative de la substitution indésirable entre les différents combustibles pétroliers pour le transport à Madagascar et les effets d'une diminution de la différence de prix entre l'essence, le gaz-oil et le kérosène sur la balance des paiements, les finances publiques et la répartition du revenu.

Questions institutionnelles

Questions sectorielles

43. Les principales questions institutionnelles d'ordre général qui se posent dans le secteur de l'énergie sont: (a) la coordination inadéquate des activités entre les nombreux ministères et organismes qui s'occupent de ce secteur; (b) les faiblesses de la planification de l'énergie. En vertu du décret portant sa création, le Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines (MIEM) devrait assurer la fonction de coordination de ce secteur, mais n'a pas pu jouer un rôle efficace à cet égard jusqu'à présent. Ceci provient, en partie, de sa création relativement récente (juillet 1983), et de l'insuffisance de ses effectifs par rapport à ses responsabilités; cela provient aussi, en partie, du fait que l'Office Militaire National pour les Industries Stratégiques (OMNIS) relève directement du Président de la République sans avoir de rapports définis avec le MIEM. L'OMNIS est investi de responsabilités importantes pour la mise en valeur du pétrole, du charbon et de l'uranium et le rôle qu'il a joué dans la planification de l'énergie avant la création du MIEM. Du fait que les rôles respectifs de ces organismes et leurs rapports ne sont pas clairement définis, la programmation des investissements à l'échelle du secteur présente de graves faiblesses (par. 7.1).

44. L'absence de planification à long terme en ce qui concerne les besoins de main-d'oeuvre du secteur de l'énergie est évidente. Ce problème est aggravé par les importantes restrictions imposées aux dépenses de fonctionnement ces dernières années qui se sont accompagnées de réductions considérables des crédits destinés à la formation dans le secteur de l'énergie. Seuls quelques organismes de ce secteur prévoient des crédits limités pour la formation, ce qui a entraîné une dégradation constante des programmes officiels de formation et des services de vulgarisation. En outre, les cadres techniques du secteur de l'énergie ont tendance à n'être plus du tout au courant des dernières découvertes dans leurs domaines de spécialisation, en raison des réductions de l'achat de journaux et de livres techniques et d'une compression des cours de perfectionnement, de la participation à des séminaires, à des symposiums et à des activités de même nature (par. 7.2, 7.11-7.13). Il faut aborder ce problème avec une assistance technique appropriée dans le cadre de projets déterminés.

Sous-secteur forestier pour la production d'énergie

45. Les principaux problèmes d'ordre institutionnel auxquels fait face le sous-secteur forestier pour la production d'énergie sont:

- (a) l'absence d'une bonne capacité d'organisation, en ce qui concerne à la fois la planification stratégique de l'aménagement et de la mise en valeur des forêts et les marchés

du bois de feu et du charbon de bois qui sont les principaux débouchés des produits forestiers;

- (b) l'absence d'une base de données adéquate aux fins de gestion forestière et d'inventaires des ressources de biomasse ainsi que de données sûres relatives à la consommation de combustibles ligneux et de bois d'oeuvre par région. Ce problème est aggravé par des pénuries de matériel de bureau moderne qui causent des retards considérables dans le traitement et l'analyse des données;
- (c) la médiocrité de l'aménagement des plantations et des connaissances en matière d'exploitation et de gestion des plantations qui permettraient de définir les moyens de venir en aide aux entreprises du secteur privé qui s'intéressent à l'exploitation forestière pour la production d'énergie. Ces défaillances techniques sont dues, en partie, au transfert de personnel clé expérimenté à l'organisme para-étatique, la Fanamalanga, au CENRADERU (Centre National de Recherches Appliquées au Développement Rural) et ailleurs;
- (d) la pénurie de cadres forestiers qualifiés reflète, en partie, le relatif manque d'intérêt suscité par cette profession ces dernières années. Il y a également pénurie d'adjoints techniques et d'agents techniques du fait que huit lycées agricoles, qui formaient autrefois ces techniciens, sont fermés depuis plus de 10 ans. La DEF n'a donc pas pu remplacer les techniciens qui quittaient ses services, soit parce qu'ils avaient atteint l'âge de la retraite, soit pour d'autres raisons;
- (e) les programmes de formation du MPAEF accordent une faible priorité à la formation forestière, et mettent principalement l'accent sur la formation en matière d'organisation, de gestion et de planification. Ceci souligne combien il est important de prévoir des dispositions spéciales pour satisfaire les besoins en formation des projets forestiers.

Sous-secteur du charbon

46. La principale question d'ordre institutionnel qui se pose dans le sous-secteur du charbon concerne les responsabilités respectives du MIEM et de l'OMNIS dans la réalisation des études liées à la mise en valeur des ressources en charbon. En vertu de son mandat, c'est la responsabilité de la Division des Projets Miniers de la Direction des Mines et du Service de Géologie du MIEM. Cependant, depuis 1983, année où il a négocié un contrat avec BP pour faire une étude sur le charbon, l'OMNIS s'est, en fait, chargé de cette responsabilité, bien que le décret portant création de cet organisme ne mentionne pas le charbon. Il est évident que ceci a été convenu d'un commun accord entre le MIEM et l'OMNIS, du fait, en partie, de l'expérience que possède déjà ce dernier

pour négocier des accords de prospection et d'aménagement des ressources pétrolières.

Sous-secteur de l'énergie électrique

47. Les principales question institutionnelles qui se posent dans le sous-secteur de l'énergie électrique sont:

- (a) l'absence d'une bonne capacité de planification du système pour établir des projections réalistes de la demande et formuler des programmes de développement propres à satisfaire la demande à moindre coût pour l'économie. Electricité de France (EDF) a terminé, il y a deux ans, une étude de planification du réseau, mais ses conclusions ne semblent avoir inspiré l'adoption d'aucune mesure, et ne semblent pas non plus avoir été mises à jour à la lumière des tendances récentes de la demande;
- (b) l'absence de responsabilité institutionnelle clairement établie pour tenir un inventaire à jour des sites potentiels de grandes et de petites centrales hydro-électriques, qui puissent être classées par ordre d'importance économique pour l'aménagement futur du réseau;
- (c) l'organisation financière de JIRAMA et ses systèmes d'informatique de gestion semblent généralement présenter des faiblesses, en raison, partiellement d'une pénurie nationale de cadres compétents en gestion financière et aussi de pénuries de matériel et de fournitures de bureau essentiels.

Sous-secteur pétrolier

48. Les principales questions sont les suivantes:

- (a) les retards apportés au traitement de l'information à l'intention de la direction de SOLIMA, nuisent non seulement au flux de renseignements essentiels à l'intérieur de SOLIMA, mais aussi au flux de renseignements entre SOLIMA et le MIEM. Ceci provient, en partie, de pénuries de matériel, notamment de mini-ordinateurs;
- (b) le personnel d'exploitation et d'entretien de la raffinerie n'a pas pu se tenir au courant des techniques et des pratiques modernes de raffinage, faute de devises pour financer la formation. Ce problème devrait être atténué grâce au crédit récemment accordé par la France pour moderniser la raffinerie qui a alloué des fonds pour la formation.

Recommandations

49. Les recommandations de la mission pour régler les questions institutionnelles identifiées ci-dessus sont les suivantes:

(a) Sectorielles:

- (i) Le gouvernement devrait envisager d'urgence - et ne pas tarder à prendre une décision à cet égard - la création et la mise en oeuvre de dispositifs institutionnels appropriés qui garantiraient la coordination efficace du secteur de l'énergie à l'échelon national, en faisant surtout appel à une planification intégrée des investissements dans le secteur de l'énergie, conformément au principe du coût économique minimum. Il faudrait, pour ce faire, nommer auprès du gouvernement pendant deux ans un conseiller en énergie qui aiderait à mettre au point ces dispositifs et veillerait à leur application, à un coût de 150.000 dollars. Il conseillerait également tous les changements qu'il estimerait nécessaire d'apporter à la planification des investissements et à la formation du personnel.
- (ii) Il faudrait aussi fournir de l'assistance technique pour financer l'achat de matériel de bureau essentiel, notamment de mini-ordinateurs pour le MIEM, à un coût estimé à 250.000 dollars.
- (iii) Il faudrait prévoir la nomination de consultants à court terme pour assurer la formation dans des domaines déterminés, identifiés par le conseiller en énergie. Le coût est estimé à 100.000 dollars.

(b) Sous-secteur forestier pour la production d'énergie:

- (i) Il faudrait étudier l'organisation, la gestion, les programmes de formation et pourvoir aux besoins en matériel du service forestier de la DEF.

(c) Sous-secteur du charbon:

- (i) Il faudrait définir clairement les responsabilités respectives du MIEM et de l'OMNIS pour les études de prospection et d'aménagement des ressources en charbon afin d'assurer leur bonne coordination future.

(d) Sous-secteur de l'énergie électrique:

- (i) JIRAMA devrait adopter un programme d'action urgent pour renforcer la planification du réseau conformément aux recommandations de l'étude de planification faite par EDF

en 1982. ^{4/} Pour appuyer ces efforts, il faudrait lui fournir de l'assistance technique pour former au moins trois ingénieurs de JIRAMA dans les domaines de la prévision de la charge, de la planification de la production et du transport, et de l'analyse des réseaux électriques.

- (ii) JIRAMA devrait nommer un consultant pour examiner toutes les informations disponibles sur les sites potentiels de grandes centrales hydro-électriques et en préparer un classement préliminaire par ordre d'importance économique. Le consultant devrait recommander les modifications qu'il serait souhaitable d'apporter à l'organisation interne de JIRAMA pour assurer une mise à jour et un examen périodiques de l'inventaire des sites hydro-électriques.
- (iii) Il conviendrait de créer un comité sous la présidence du Directeur de l'énergie du MIEM pour coordonner la planification de l'Énergie rurale. Ce comité devrait se composer de représentants de JIRAMA, de la Direction de l'Infrastructure Rurale du MPARA, de la Direction des Eaux et Forêts du MPAEF, de la Direction de la Recherche Technique du MRSTD, du IMI, de la Société HERY VAO et de la Société DUEN.
- (iv) La mission appuie le recrutement par JIRAMA de consultants pour établir un diagnostic de sa gestion financière et de faire des recommandations en vue de son amélioration.

(e) Sous-secteur pétrolier:

- (i) Il faudrait examiner le système d'informatique de gestion de SOLIMA. Ceci devrait s'accompagner d'un examen urgent de ses besoins en matériel de bureau, notamment pour le traitement des données et l'informatique. Ce travail pourrait être confié au conseiller en énergie dont le recrutement est envisagé (par. 55(a)(i)).

^{4/} En 1986, JIRAMA avait déjà créé une Direction des études économiques et de la planification. Ainsi toutes les fonctions de planification ont été regroupées, selon les grandes lignes des recommandations de l'EDF.

Investissements nécessaires dans le secteur de l'énergie

50. Sur la base des investissements envisagés et des recommandations faites dans le présent rapport, la mission a établi pour le secteur de l'énergie un programme d'investissement par ordre de priorité pour 1986-1990. L'ordre de priorité représente le point de vue de la mission, et a été déterminé strictement selon des critères économiques. Le programme de cinq ans envisagé s'élève, au total, à l'équivalent de 138 millions de dollars (tableau 7.1), dont près de 10 millions pour l'assistance technique et les études (tableau 7.2), dont il faut encore étudier le financement dans le contexte de la programmation globale des investissements du secteur public. Sur ce total, les investissements à priorité absolue s'élèvent à 46 millions de dollars, les investissements à haute priorité à 41 millions de dollars, et les investissements à plus faible priorité à 31 millions de dollars; le projet de modernisation de la raffinerie (20,0 millions de dollars) n'a pas été classé par ordre de priorité en attendant qu'une étude détaillée soit faite sur l'effet qu'aurait la modernisation proposée sur la viabilité du projet de réhabilitation (par. 5.19). Les investissements à priorité absolue et à haute priorité visent principalement à améliorer l'offre de plus en plus précaire de combustibles pour les ménages, notamment dans la région d'Antananarivo, tout en utilisant, en même temps, une partie de l'important excédent d'énergie hydro-électrique du réseau interconnecté.

51. L'assistance technique et les études envisagées (tableau 7.2) ont trait, soit à des projets déterminés, en ce sens qu'elles contribuent à préparer et/ou à exécuter des projets déterminés, par exemple, la formation de charbonniers pour le projet de carbonisation du Haut Mangoro à priorité absolue; soit parce qu'elles sont les prémisses d'une planification plus générale du secteur de l'énergie, par exemple les études d'inventaire des forêts et l'appui institutionnel du secteur de l'énergie. La totalité de l'assistance technique et des études que nous envisageons dans ces pages présente donc, pratiquement, une priorité immédiate.

I. L'ENERGIE DANS L'ECONOMIE

L'économie

1.1 Située dans l'Océan Indien, à 400 km de la côte sud-est de l'Afrique, Madagascar se compose d'une grande île, la quatrième du monde, et d'un certain nombre de petites dépendances insulaires. Environ 63% de la superficie totale (587.000 km²) sont consacrés à l'agriculture, et le climat, tempéré dans les hauts plateaux du centre, est tropical dans les régions côtières et aride dans le sud de Madagascar. La population, estimée à 9,45 millions d'âmes en 1983, présente une faible densité (environ 16 habitants au km²) ce qui rend relativement élevés les coûts rendus de l'énergie, à moins qu'elle ne provienne de sources locales. La population urbaine, qui augmente de 5% par an, représente 19% de la population totale, laquelle progresse actuellement au taux de 2,8%. L'espérance de vie à la naissance est de 48 ans et le taux d'alphabétisme des adultes est de 50%.

1.2 Madagascar est relativement bien dotée en ressources naturelles. Elle est riche en produits miniers tels que le mica, le graphite et la chromite et possède un potentiel pour la bauxite, l'ilménite et le minerai de fer. Les ressources énergétiques minérales comprennent du pétrole, du charbon et de l'uranium, ainsi que des gisements importants de sables bitumineux et d'huile lourde. L'agriculture est bien diversifiée. Le riz est la culture vivrière la plus importante, suivi du manioc, mais Madagascar s'est transformée d'exportateur net de riz en 1971 en importateur de plus en plus important, en raison de l'accroissement démographique et de la médiocrité des rendements attribuée aux méthodes de culture traditionnelles et aux incitations insuffisantes à la production. La canne à sucre est la culture industrielle la plus importante, et le café, la vanille et les clous de girofles sont les principales cultures d'exportation.

1.3 Malgré sa richesse relative en ressources naturelles, l'économie malgache a produit des résultats décevants. Le PIB est tombé de près de 3% de 1972 à 1978, pour avancer d'environ 11% entre 1978 et 1980 et reculer ensuite presque aussi rapidement de 1980 à 1982, année où il était de plus de 3% inférieur au niveau du 1982. Cette baisse a traduit une diminution de la production industrielle de 26% au cours de cette période, diminution qui a largement compensé les augmentations d'environ 6% enregistrées par l'agriculture et le secteur tertiaire. L'industrie a subi une baisse correspondante de sa part du PIB, laquelle est passée de 19% à moins de 15%, alors que la part de l'agriculture et celle du secteur tertiaire augmentaient respectivement de près de 32% (contre 29%) et de 34% (contre 32%). La baisse de la production industrielle s'est produite entièrement en 1981 et 1982, et a été, en grande partie, le résultat d'une forte diminution des importations de matières premières et de pièces détachées, lesquelles ont reculé en valeur réelle de 40% environ de 1979 à 1982. Cette diminution a reflété,

à son tour, la pénurie de devises qui régnait à cette époque par suite de la dégradation de la balance des paiements (par. 1.5). Le PIB semble avoir enregistré une augmentation modérée (1% environ) en 1983, grâce aux mesures adoptées par les pouvoirs publics pour éliminer les contrôles des prix, libéraliser le commerce et éliminer les obstacles administratifs qui entravaient le bon fonctionnement de l'économie.

1.4 Etant donné que la population a augmenté d'environ 2,6% par an, en moyenne, pendant la dernière décennie, la baisse du PIB total s'est accompagnée d'un recul beaucoup plus sensible du PIB par habitant. En 1982, il était, en effet, de près de 25% inférieur à celui de 1972. Une proportion de la population, estimée à 50%, vit au-dessous du niveau de pauvreté absolue.

1.5 La balance des paiements a enregistré une dégradation spectaculaire entre 1978 et 1980 et ne s'est par la suite rétablie que partiellement. La charge présentée par les importations de pétrole a aggravé la situation pendant toute cette période (par. 1.9). En 1978, le gouvernement a adopté une nouvelle politique économique d'investissement à outrance dans le secteur public, faisant appel de plus en plus à des sources extérieures de financement. Les importations ont fortement augmenté en 1979 et 1980, ainsi que la consommation publique et privée. Néanmoins, les exportations sont demeurées relativement stationnaires, et les termes de l'échange se sont dégradés. Les difficultés de balance des paiements entraînées par cette évolution ont abouti à une forte réduction des importations entre 1981 et 1983. Les importations de matières premières et de pièces de rechange ont particulièrement souffert en 1981 et 1982, ce qui a provoqué de graves difficultés dans le secteur industriel et dans celui des transports, difficultés qui ont été le principal facteur du recul du PIB ces deux années là. Les obligations nées du service de la dette sont passées de 19 millions de dollars E.U. (4% des recettes d'exportation) à 265 millions de dollars E.U. en 1982 (72% des recettes d'exportation) avant le ré-échelonnement du service de la dette. Malgré les ré-échelonnements qui se sont produits en 1981 et 1982, les paiements effectués en 1982 représentaient encore 30% des recettes d'exportation, et le service de la dette en 1983 a dépassé les décaissements au titre des prêts et l'aide du FMI. Il a fallu procéder à un troisième ré-échelonnement en avril 1984 lequel, joint au refinancement accepté par les banques commerciales créancières, a ramené les paiements échus au titre du service de la dette de près de 80% des recettes d'exportation à 38% environ.

1.6 Les perspectives à moyen terme de l'économie sont liées au Programme économique intérimaire du gouvernement pour la période 1984-87. Ce programme repose essentiellement sur la stabilisation, la modernisation et une meilleure utilisation des ressources, compte dûment tenu de la difficile situation en devises. Selon les projections, le PIB devrait augmenter de 3,4% par an, en moyenne en 1984-88, ce qui entraînera une légère amélioration du PIB par habitant. La production industrielle devrait progresser de 4,6% par an, essentiellement, du fait d'une meilleure utilisation de la capacité existante que permettra une

amélioration des disponibilités de facteurs de production agricoles et de matières premières et de pièces de rechanges importées, ainsi que la modernisation de l'infrastructure. A plus long terme, la croissance sera fonction d'améliorations continues dans le secteur agricole et de nouveaux investissements.

L'énergie dans l'économie

1.7 De même que dans de nombreux autres pays en voie de développement, les deux principaux problèmes qui se posent à Madagascar dans le domaine de l'énergie sont: une crise du bois de feu de plus en plus grave, résultant de la sur-exploitation des ressources forestières, et la dépendance totale de l'économie à l'égard des importations, pratiquement toutes sous forme de pétrole, pour produire son énergie "commerciale", ce qui entraîne une lourde charge pour la balance des paiements.

La crise du bois de feu

1.8 Le bois, soit sous forme de bois de feu, soit sous forme de charbon de bois, est la principale source d'énergie, et s'inscrivait pour 82% de l'offre brute d'énergie primaire en 1983. La demande de combustibles ligneux dépasse l'augmentation moyenne annuelle brute soutenable de la biomasse forestière, le déficit annuel étant estimé à 2,3 millions de tonnes environ d'équivalent de bois (teb), soit 0,72 million de tonnes d'équivalent de pétrole (tep). Le déficit est limité aux provinces des hauts plateaux ("faratiny") d'Antananarivo et de Fianarantsoa; dont 80% pour Antananarivo qui possède 30% de la population du pays, mais environ 1% seulement de sa superficie forestière. La couverture forestière est encore réduite par le défrichement, les feux de brousse, et la coupe et l'abattage à diverses autres fins. On a estimé que le déboisement entre 1976 et 1980 avait atteint 165.000 ha/an et que son taux actuel est de 150.000 ha/an, soit plus de 1% de la couverture forestière contiguë.

Dépendance à l'égard des importations

1.9 Madagascar est entièrement tributaire des importations pour satisfaire ses besoins d'énergie commerciale, lesquels revêtent tous la forme de pétrole brut ou de produits pétroliers, outre des quantités relativement négligeables de charbon (tableau 1.1). Les importations nettes d'énergie se sont inscrites pour près de 31% des importations de marchandises en 1983 et ont absorbé plus de 52% des recettes d'exportation de marchandises autre que l'énergie. Ces pourcentages sont à rapprocher des chiffres d'environ 5% en 1973 et de 13% et 15% en 1978. La dégradation prononcée de la situation après 1978 reflète la hausse des cours mondiaux du pétrole qui ont presque doublé en 1979/81, ainsi que la dévaluation de près de 50% du FMC par rapport au dollar entre 1978 et 1983, le volume des importations de pétrole ayant peu changé au cours de cette période.

Tableau 1.1: L'ENERGIE ET LA BALANCE COMMERCIALE, 1973-83
(Millions de FMG, à prix courants)

| | 1973 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 a/ |
|--|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1. Importations de pétrole brut | 3.325 | 11.293 | 8.729 | 5.949 | 29.702 | 39.026 | 35.651 |
| 2. Importations de produits pétroliers | 929 | 2.811 | 5.793 | 9.034 | 5.721 | 18.629 | 27.146 |
| 3. Exportations de produits pétroliers | 2.281 | 1.365 | 2.235 | 1.373 | 3.655 | 5.581 | 4.085 |
| 4. Importations nettes de pétrole | 1.963 | 12.739 | 12.287 | 13.610 | 31.768 | 52.074 | 58.712 |
| 5. Importations d'autres combustibles | 67 | 196 | 432 | 404 | 251 | 476 | 930 |
| 6. Importations totales d'énergie | 2.030 | 12.935 | 12.719 | 14.014 | 32.019 | 52.550 | 59.692 |
| 7. Importations de marchandises, c.a.f. | 45.155 | 99.632 | 135.319 | 126.775 | 156.191 | 197.347 | 193.680 |
| 8. Exportations de marchandises autres que l'énergie f.o.b. | 42.470 | 85.849 | 81.591 | 83.408 | 79.868 | 102.302 | 114.997 |
| (6) en % de (7) | 4,5 | 13,0 | 9,4 | 11,1 | 20,5 | 26,6 | 30,8 |
| (6) en % de (8) | 4,8 | 15,1 | 15,6 | 16,8 | 40,1 | 51,4 | 51,9 |
| Taux de change FMG/\$ E.U. | 222,7 | 225,6 | 212,7 | 211,3 | 271,7 | 349,7 | 430,5 |

a/ Prévisionnel.

Source: Rapports économiques de la Banque, Rapports du FMI (Taux de change).

Tendances de la consommation d'énergie

Vue d'ensemble

1.10 Les données dont on dispose sur la consommation d'énergie ne concordent pas et sont incomplètes. Il n'existe aucune distinction nette entre la consommation primaire et la consommation finale d'énergie; on utilise des valeurs calorifiques et des facteurs de conversion différents et on ne tient pas systématiquement compte de la consommation de bois de feu et de celle d'autres formes de biomasse qui n'entrent pas dans les statistiques officielles. Selon des estimations de la mission, la consommation totale brute d'énergie primaire en 1983 (à l'exclusion des exportations et des ventes de produits pétroliers comme combustible de soute) était d'environ 2,0 millions de tep (annexe 1), soit environ 214 kgep par habitant. Le bois de feu représentait 82,2% de ce total, les produits pétroliers 14,2%, l'hydro-électricité 3,1%, la bagasse 0,1%, et le charbon 0,4%. Environ 20% des produit pétroliers consommés sous forme de gaz-oil et de mazout étaient consacrés à la production d'électricité, ainsi que la totalité de la bagasse.

1.11 Le secteur des ménages s'inscrit pour plus de 83% de la consommation nette d'énergie, l'industrie pour 8% et les transports pour 9% (tableau 1.2). La part dominante du secteur des ménages traduit le fait que celui-ci consomme près de la totalité de la production de bois de feu. Ainsi qu'on peut le voir au tableau 1.2, la structure sectorielle de la consommation d'énergie commerciale est très différente; les transports s'inscrivent, en effet, pour 43% du total, l'industrie pour 40% et les ménages pour 16% seulement. La part du secteur des transports de la consommation de produits pétroliers est encore plus importante

(59%), l'industrie en absorbe 27% et les ménages 13%. Le secteur industriel consomme la majeure partie de l'électricité (72%), et les ménages pratiquement tout le reste.

Tableau 1.2: STRUCTURE DE LA CONSOMMATION INTERIEURE NETTE
D'ENERGIE, PAR SECTEUR, 1983 (pourcentage) a/

| Secteur | Produits Pétroliers | Electricité | Charbon | Energie commerciale totale | Energie totale |
|----------------------------------|---------------------|-------------|---------|----------------------------|----------------|
| Industrie, agriculture et divers | 27,2 | 72,0 | 100,0 | 40,0 | 8,0 |
| Transports | 59,0 | - | - | 43,0 | 9,0 |
| Ménages | 13,0 | 28,0 | - | 16,0 | 83,0 |
| Total | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Total ('000 tep) | 241,3 | 78,2 b/ | 7,5 | 327,0 | 1.650,1 c/ |

Note: Les chiffres sont ceux de la consommation finale directe, déduction faite des pertes de conversion et, dans le cas de l'électricité et des produits pétroliers, des pertes de transport et de distribution.

a/ En raison de différences et de l'arrondissement des chiffres, l'addition des pourcentages, dans certains cas ne correspond pas à 100.

b/ Calculé sur la base du remplacement thermique, soit 1 GWh = 250 tep.

c/ Comprend 1.201,8 tep de bois de feu et 121,3 tep de charbon.

Source: Bilan national de l'énergie (annexe 1).

Consommation d'énergie et PIB

1.12 80% de la consommation énergétique globale de Madagascar se compose de bois de feu dont la croissance correspond à celle de la population plutôt que celle du PIB. De plus, comme l'énergie commerciale consommée par le secteur agricole est négligeable, l'intensité de la consommation d'énergie et son élasticité par rapport au PIB sont ici considérées en termes de consommation énergétique commerciale par rapport au PIB non-agricole (Tableau 1.3). Les coefficients résultants de cet exercice démontrent des mouvements quelque peu erratiques. Dans son ensemble, sur une période allant de 1976 à 1983, l'élasticité de la consommation de l'énergie par rapport au PIB a été de 1,3 et l'intensité de cette consommation (tep/million du PIB réel) a légèrement diminué, ce qui apparaît relativement plausible au vu des circonstances données. Cependant, entre 1976 et 1979, lorsque le PIB non-agricole réel a augmenté, l'élasticité semble avoir été négative (-0,3) et l'intensité énergétique a décliné sensiblement (de 14%). En contrepartie, de 1973 à 1983, lorsque le PIB réel a décliné, l'intensité de la consommation énergétique a augmenté considérablement et l'élasticité de la demande énergétique par rapport au PIB est redevenue positive, quoique seulement de 0,6. Il est difficile de voir si les coefficients présentent une valeur analytique quelconque; cependant, au cours d'une période

suffisamment longue (1976-83), on constate que l'élasticité de l'énergie commerciale/PIB non-agricole est sensiblement supérieure à l'unité, comme on pourrait s'y attendre dans le cas d'un pays en voie de développement tel que Madagascar. La mission ne considère cependant pas la valeur apparente de 1,3 de ce coefficient comme une donnée suffisamment valable pour s'en servir à prévoir la demande énergétique globale.

Tableau 1.3: CONSOMMATION ENERGETIQUE COMMERCIALE a/
ET PIB NON-AGRICOLE, 1976-1983

| | 1976 | 1979 | 1983 | 1976-79 | 1979-83 | 1976-83 |
|--|-------|-------|-------|-------------------------------|---------|---------|
| | | | | Croissance annuelle % p.a. | | |
| Consommation domestique annuelle ('000 tep) | 407,5 | 392,6 | 327,2 | -1,2 | -4,5 | -3,1 |
| Consommation par habitant, kep | 52,1 | 46,3 | 34,6 | -3,9 | -7,0 | -5,7 |
| PIB non-agricole (milliards FMG 1970) | 175,6 | 196,7 | 147,7 | 3,9 | -6,9 | -2,4 |
| PIB par habitant ('000 FMG 1980) | 77,3 | 78,8 | 66,0 | 0,6 | -4,3 | -2,2 |
| PIB énergétique non- agricole FMG 1970, tep | 2,32 | 2,00 | 2,22 | | | |
| Elasticité énergie/PIB non-agricole | | | | -0,3 | 0,6 | 1,3 |

a/ N'inclut pas le carburant aéronautique vendu aux transporteurs internationaux.

Source: BIRD (pour le PIB), SOLIMA, et l'annexe 29.

Ressources d'énergie

Vue d'ensemble

1.13 Madagascar possède d'importantes sources potentielles d'énergie, à la fois renouvelables et non renouvelables. Parmi les sources non renouvelables connues figurent les combustibles fossiles solides (charbon, lignite et tourbe), l'huile lourde et les sables bitumineux. En ce qui concerne le pétrole, on estime que les perspectives sont prometteuses. Jusqu'à présent, on n'a pas défini de ressources d'uranium, mais on considère que les conditions géologiques sont favorables dans plusieurs régions. Les principales sources d'énergie renouvelables comprennent le bois de feu, et les déchets d'origine agricole et animale, l'énergie hydro-électrique, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Il existe également un certain potentiel

géothermique. Il n'est pas probable que le potentiel énergétique des mers qui entourent Madagascar présente de l'intérêt dans un avenir prévisible.

Combustibles fossiles solides

1.14 La présence de charbon dans le sud-ouest de Madagascar est connue depuis longtemps. La région qui présente le plus d'intérêt est le bassin de Sakoa qui possède des réserves géologiques estimées à 1.000 millions de tonnes et des réserves exploitables de charbon de chaudière à faible teneur en cendres et en matières volatiles estimées à 173 millions de tonnes, dont 82 millions de tonnes sont récupérables par extraction souterraine. Selon d'autres estimations, il y aurait 23 millions de tonnes récupérables par extraction à ciel ouvert.

1.15 On rencontre les principales ressources de lignite dans la région d'Antsirabe sur les hauts plateaux du centre. Selon l'estimation la plus récente, les réserves prouvées s'élèvent à 11 millions de tonnes, les réserves probables à 10,6 millions de tonnes et les réserves possibles à 32 millions de tonnes. Ce lignite n'est pas de première qualité et son extraction à ciel ouvert n'est pas faisable. Il semble ne présenter aucun potentiel économique dans l'avenir prévisible.

1.16 La présence de tourbe est signalée un peu partout et on utilise ce combustible à petite échelle pour la production de briques. On n'a pas examiné les ressources en tourbe, mais il semble y avoir des possibilités de découvertes importantes.

Pétrole

1.17 On sait depuis longtemps que Madagascar présente des perspectives de découvertes de pétrole ou de gaz à l'échelle commerciale (annexe 2). Tous les éléments de la formation et de l'accumulation de pétrole existent à un certain degré, ainsi qu'il est indiqué à l'annexe 2. Deux bassins sédimentaires, celui de Monrodava à l'ouest et de Mahajanga au nord offrent des perspectives de pétrole et de gaz. Leur superficie totale est égale à 170.000 km² auxquels viennent s'ajouter 80.000 km² au large des côtes allant jusqu'à 200 m de profondeur. Par ailleurs, la superficie en eau profonde (200-2.000 m) recouvre 50.000 km², susceptibles d'offrir des perspectives à l'avenir. La prospection s'est poursuivie, en majeure partie, dans le bassin de Monrodava où l'on a découvert des sables bitumineux et de l'huile lourde (par. 1.18). Pendant la prospection, effectuée de 1965 à 1974 par cinq grandes sociétés pétrolières et six indépendants, on a relevé des indices stratigraphiques et des indices d'hydrocarbures favorables (à la fois de pétrole et de gaz), mais en 1975 la plupart des sociétés avaient quitté les lieux pour se concentrer sur les riches découvertes de la Mer du Nord et de l'Extrême-Orient. A la suite de la hausse des prix du pétrole de 1979, le gouvernement a lancé une campagne vigoureuse pour encourager la prospection, avec de l'assistance technique fournie dans le cadre des premiers crédits pétroliers de l'IDA. Les résultats ont été extrêmement

encourageants. Quatre grandes sociétés (Mobil, Occidental, AGIP et Amoco) poursuivent actuellement une prospection active, et, en novembre 1984, avaient dépensé 90 millions de dollars, somme bien supérieure à leurs obligations contractuelles. Elles devraient dépenser près de 100 millions de dollars de plus d'ici la mi-1988.

1.18 Il existe des gisements connus de sables bitumineux et d'huile lourde dans l'ouest de Madagascar (annexe 2). On estime que les sables bitumineux de Bemolanga contiennent de 5 à 20 milliards de barils d'équivalent de pétrole. Cependant, des études financées en partie par l'IDA ont indiqué que leur prospection ne serait pas rentable avec la technologie actuelle et les prix attendus du pétrole. On est en train d'examiner les gisements d'huile lourde de Tsimororo grâce à un financement de l'IDA afin de déterminer s'il existe des superficies dotées d'une saturation en pétrole suffisante (plus de 60%) pour en encourager la prospection par des sociétés privées.

Uranium

1.19 Des minéraux uranifères ont été découverts à Madagascar pour la première fois vers la fin des années 40, et leur extraction à petite échelle, abandonnée par la suite, a commencé à cette époque. On a intensifié la prospection depuis la fin des années 70, avec l'aide du Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD) et de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA). On a consacré environ 5 millions de dollars à des études et à des forages en surface entre 1977 et 1983. On n'a identifié aucune ressource d'uranium correspondant aux catégories de l'AIEA, 5/ mais il existe plusieurs régions géologiques où l'on a découvert de telles ressources et la prospection se poursuit.

Energie hydro-électrique

1.20 Le potentiel hydro-électrique de Madagascar n'a pas été évalué complètement, mais il est très important et largement réparti. Selon les estimations les plus récentes de JIRAMA, il existe 339 sites connus avec

5/ Les catégories de ressources établies par l'AIEA comprennent : i) les ressources raisonnablement assurées (RRA), qui sont, par définition, celles qui présentent une assurance d'existence élevée; ii) les ressources estimées supplémentaires Première catégorie (RES-I) qui se réfèrent à l'uranium qui vient s'ajouter à celui des RRA que l'on s'attend à rencontrer, mais avec moins de certitude que les RRA; iii) les ressources estimées supplémentaires Deuxième catégorie (RES-II) que l'on devrait rencontrer en sus des RES-I, mais pour lesquelles les estimations sont moins fiables; et iv) les ressources spéculatives (RS). Les ressources de chaque catégorie sont encore classées en 3 catégories de coût de production, à savoir, moins de 80 \$/kg d'uranium (U), 80-130 \$/kgU et 130-260 \$/kgU (en dollars E. U. du 1er janvier 1984).

une puissance annuelle moyenne de 7.055 MW 6/ et une capacité de production de près de 60.000 GWh. Trente-trois sites, où la puissance estimée est supérieure à 50 MW s'inscrivent pour 6.330 MW (90%) du total, mais il existe 72 sites dont la puissance se situe dans une fourchette de 1-5 MW et plus de 200 sites pour lesquels la puissance est inférieure à 1 MW. Seuls 115 MW (1,6%) du potentiel connu ont été mis en valeur.

Bois de feu

1.21 La forêt naturelle contiguë est estimée à 12,3 millions ha auxquels il faut ajouter 265.000 ha de plantations réservées. En supposant que l'on puisse n'en exploiter que 20% pour produire du bois de feu à long terme, le rendement annuel souhaitable est estimé à 2,0 millions de tep. Ce chiffre est à rapprocher de la consommation nationale totale de 1,7 million de tep en 1983. Cependant, l'excédent global de 0,3 million de tep résulte d'un déficit de 0,6 million de tep à Fianarantsoa et Antananarivo et d'un excédent total de 0,9 million de tep dans les quatre autres provinces. Etant donné que le transport du bois des provinces excédentaires aux provinces déficitaires n'est pas rentable, le déficit annuel réel est de 0,6 million de tep.

Biomasse autre que le bois

1.22 Madagascar produit de nombreux déchets agricoles que l'on pourrait éventuellement utiliser comme combustible. Les plus importants sont la balle de riz, dont la production était estimée en 1984 à 4,6 millions de tonnes (1.4 millions de tep). On l'utilise exclusivement à l'heure actuelle comme combustible de chaudière pour actionner l'arbre dans certaines rizeries, mais on pourrait la compacter pour fournir du combustible aux ménages et à l'industrie. La bagasse (dont la production était estimée à 1.2 million de tonnes en 1984, soit 89.000 de tep) est l'autre source d'énergie potentiellement importante, pour produire de l'électricité dans les collectivités locales afin de remplacer la production d'énergie diesel (on utilise déjà la bagasse dans l'industrie du sucre pour produire la chaleur exigée par la transformation et de l'électricité). Les autres déchets agricoles sont, pour la plupart, trop éparpillés, compte tenu des méthodes actuelles de production, ou ont d'autres utilisations plus importantes, pour présenter de l'intérêt comme combustibles.

1.23 Les déchets d'origine animale, produits principalement par l'important cheptel de zébus (8 millions de têtes environ) représentent une autre source substantielle d'énergie potentielle, estimée à 2 millions de tep en 1977.

6/ La puissance installée serait de 2 à 3 fois plus élevée.

Energie solaire et éolienne

1.24 En raison de sa situation géographique favorable, Madagascar jouit de niveaux élevés d'ensoleillement. Les données disponibles, recueillies au cours d'une période de 30 ans dans 30 stations environ, indiquent que la moyenne des heures d'ensoleillement va de 2.000 heures dans le nord-est à 3.600 heures sur la côte sud-ouest, ce qui entraîne un potentiel annuel d'énergie très élevé allant jusqu'à plus de 2.000 kWh/m², surtout sur la côte ouest. Des études préliminaires indiquent un potentiel d'énergie éolienne qui varie de 200 à 2.700 kWh/m²/an à 10 mètres du sol; ces résultats, toutefois, ne se fondent que sur l'analyse d'une faible partie des données disponibles, couvrant une période de 30 ans sur une trentaine d'emplacements. On utilise depuis longtemps l'énergie éolienne dans le sud du pays pour pomper l'eau et pour l'irrigation, mais il faudra faire des recherches supplémentaires pour déterminer la portée d'autres applications.

Energie géothermique

1.25 On a fait une évaluation initiale des ressources nationales géothermiques en 1979. On a identifié 8 sites dotés de températures géothermiques suffisamment élevées (supérieures à 100°C) pour produire de l'énergie et de la vapeur industrielle (Antsirabé, Itasy, Miandrivaka, Ambilobe, Ambanja, Andapa Doany, Nosy Bé et Morondava). Des études plus détaillées sont en cours. Cependant, les aspects économiques de la mise en valeur des ressources géothermiques paraissent aléatoires en raison: (a) de la profondeur relativement grande des ressources; (b) de la nécessité d'une demande minimum de 20 MW à chaque site pour justifier l'investissement initial élevé; (c) de l'existence de nombreuses ressources énergétiques concurrentes, notamment hydro-électriques, raisonnablement accessibles et probablement meilleurs marché. La poursuite active de la mise en valeur de l'énergie géothermique se justifie donc mal, sauf dans les régions dotées d'un potentiel hydro-électrique limité, où de grandes industries enclavées, économiquement viables, telles que l'extraction minière, devraient se développer.

Politique énergétique

1.26 L'objectif fondamental de la politique énergétique nationale, défini dans la loi de 1981 portant sur le deuxième plan économique national (1982-87), est la réalisation de l'indépendance dans ce domaine, grâce au remplacement du pétrole importé par des sources indigènes d'énergie. Un objectif complémentaire est l'arrêt, et éventuellement le renversement, du déboisement actuel. La stratégie envisagée pour réaliser ces objectifs consiste à attaquer le problème à la fois du côté de la demande et du côté de l'offre. Du côté de la demande, on met l'accent sur l'intensification de la campagne de conservation de l'énergie pour réduire la consommation en augmentant le rendement de l'utilisation de toutes les formes d'énergie, notamment du bois et des

produits pétroliers. On estime que la conservation est particulièrement importante pour contenir la demande durant la période de transition avant que le côté de l'offre de la stratégie, fondé sur l'aménagement équilibré des sources nationales d'énergie, atteigne l'objectif de la substitution de ces sources au pétrole importé. La stratégie officielle, définie dans le plan de 1982-87, envisage de faire jouer un rôle important aux sources indigènes d'énergie, non seulement pour éliminer la balance commerciale actuelle défavorable dans le domaine de l'énergie, mais pour la transformer en une balance favorable grâce à l'exportation de charbon, d'uranium et, on l'espère, de pétrole.

Future demande d'énergie

1.27 Le Tableau 1.4 récapitule les projections détaillées de la consommation finale d'énergie, par forme d'énergie et par secteur, en 1995 et compare ces projections aux chiffres correspondants pour 1983. On voit qu'au cours de cette période de 12 ans, la consommation totale d'énergie passera de 1,65 million de tep à 2,44 millions de tep, ce qui représente une augmentation de 3,3% par an, considérablement supérieure au taux actuel d'accroissement démographique de 2,8% par an. Cette différence provient principalement de taux d'augmentation relativement plus élevés dans l'industrie (5,7%) et dans les transports (4,3%); parallèlement, la consommation de produits pétroliers et d'électricité devrait, selon les projections, augmenter de 4-5% par an, et celle de charbon devrait même progresser de 13% par an; ce dernier chiffre reflète l'augmentation prévue de la production de ciment. Cependant, ce qui est important, c'est que la plus grande partie de la consommation finale d'énergie - 76% en 1995 contre 80% en 1983 - continuera à se composer de combustibles ligneux utilisés pratiquement en totalité pour satisfaire les besoins essentiels des ménages. Compte tenu de la pénurie de combustibles ligneux qui existe déjà actuellement et du déboisement qu'elle entraîne, ces chiffres font ressortir le fait qu'à Madagascar le problème de l'énergie réside essentiellement dans l'offre de combustibles ménagers et la régulation de la demande dont ces combustibles font l'objet. Le chapitre 2 examine en détail les questions que soulève ce problème et les options propres à le résoudre et met au point les éléments d'une stratégie pour l'énergie des ménages.

Tableau 1,4: CONSOMMATION FINALE D'ENERGIE PAR FORME D'ENERGIE
ET PAR SECTEUR, 1983 ET 1995

| Forme d'énergie - Secteur | Consommation (1,000 tep) | | Pourcentage du total | | Taux d'augmentation Annuelle % |
|------------------------------|-----------------------------|----------------|-------------------------|--------------|--------------------------------------|
| | 1983 | 1995 | 1983 | 1995 | 1983-95 |
| Combustibles Ligneux | 1,323.1 | 1,854.4 | 80.2 | 76.1 | 2.9 |
| Bois de feu | (1,201.8) | (1,642.0) | (72,8) | (67.4) | (2,6) |
| Charbon de bois | (121.3) | (212.4) | (7.4) | (8.7) | (4,8) |
| Produits pétroliers | 241.3 | 411.0 | 14.6 | 16.9 | 4.5 |
| Electricité | 78.2 | 135.7 | 4.7 | 5.6 | 4.7 |
| Charbon | 7.5 | 34.0 | 0.5 | 1.4 | 13.4 |
| <u>Total</u> | <u>1,650.1</u> | <u>2,435.1</u> | <u>100.0</u> | <u>100.0</u> | <u>3.3</u> |
| Ménages | 1,375.1 | 1,935.8 | 83.3 | 79.5 | 2.9 |
| Transports | 141.4 | 233.8 | 8.6 | 9.6 | 4.3 |
| Industrie et Divers | 133.6 | 265.5 | 8.1 | 10.9 | 5.7 |

Source: Annexes 22 et 30

II. SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLES

2.1 Le bois, sous forme de bois de feu ou de charbon de bois, est la principale source d'énergie du pays et s'inscrit pour environ 82% de la consommation brute d'énergie (par. 1.10). La première partie du présent chapitre examine donc les principaux problèmes et les principales options liés à l'offre et à la consommation de bois de feu. La deuxième partie traite des autres grandes sources d'énergie renouvelables, à savoir, la biomasse autre que le bois, l'énergie électrique à petite échelle (c'est-à-dire, inférieure ou égale à 1 MW), l'énergie solaire et l'énergie éolienne.

Bois de feu

Offre de bois de feu

2.2 On s'accorde à reconnaître à Madagascar qu'il n'existe guère de données fiables des ressources forestières, mais on accepte généralement l'estimation officielle qui fait état d'environ 12,8 millions d'hectares (tableau 2.1). Si l'on suppose que 20% seulement de ce qui reste de la forêt de haute futaie peuvent faire l'objet d'une exploitation à long terme soutenue de bois d'oeuvre et de bois de feu, et que leur productivité, avec un bon régime d'aménagement, sera de 3 m³/ha/an; que la productivité soutenable des forêts de palétuviers est de 2,8 m³/ha/an et que le rendement des plantations d'eucalyptus et de pins est de 10 et de 2,7 m³/ha/an respectivement, l'augmentation moyenne annuelle brute soutenable des combustibles ligneux est alors d'environ 2,0 millions de tep, ainsi qu'on peut le voir au tableau 2.1. L'emplacement des principales ressources accessibles est indiqué au graphique à l'annexe 23.

Tableau 2.1: COUVERTURE FORESTIERE CONTIGUE ET RENDEMENT SOUTENABLE A L'ECHELLE NATIONALE, 1985

| | Forets | Palétuviers | Plantations | | Couverture forestière totale | % | Augmentation annuelle moyenne (AAM) | | | Tendance de la AAM | | | |
|-----------------------|----------|-------------|-------------|-------|------------------------------|----|-------------------------------------|-----------|-----------|--------------------|-------|-------|-------|
| | | | Eucalyptus | Pins | | | (AAM brute) | | | 1,000 tonnes/an | | | |
| | | | | | | | 1,000 m ³ | 1,000 teb | 1,000 tep | 1985 | 1990 | 1995 | 2000 |
| Antananarivo | 114,5 | 0,0 | 52,8 | 8,1 | 175,4 | 3 | 619 | 376 | 117 | 117 | 107 | 99 | 91 |
| Fianarantsoa | 1,285,0 | 0,0 | 40,2 | 37,4 | 1,363,6 | 13 | 1,274 | 818 | 254 | 254 | 247 | 240 | 234 |
| Total, Hauts plateaux | 1,399,5 | 0,0 | 93,0 | 45,5 | 1,538,0 | | 1,893 | 1,194 | 370 | 370 | 354 | 339 | 325 |
| Antsiranana | 1,504,3 | 30,0 | 5,5 | | 1,539,8 | 34 | 1,041 | 688 | 213 | 213 | 212 | 211 | 211 |
| Mahajanga | 2,127,4 | 137,0 | 6,7 | | 2,271,1 | 14 | 1,724 | 1,124 | 348 | 348 | 347 | 346 | 345 |
| Toamasina | 2,813,7 | 0,0 | 22,1 | 80,0 | 2,915,8 | 41 | 2,125 | 1,393 | 432 | 432 | 428 | 424 | 421 |
| Toliary | 4,462,0 | 51,0 | 11,9 | | 4,524,9 | 27 | 2,938 | 1,950 | 605 | 605 | 602 | 601 | 599 |
| Total, plaines | 10,907,4 | 218,0 | 46,2 | 80,0 | 11,251,6 | | 7,828 | 5,155 | 1,598 | 1,598 | 1,590 | 1,582 | 1,576 |
| Total général | 12,306,9 | 218,0 | 139,2 | 125,5 | 12,789,6 | 21 | 9,721 | 6,350 | 1,968 | 1,968 | 1,943 | 1,921 | 1,901 |

Source: Estimations de la mission.

Consommation du bois de feu

2.3 On estimait la consommation totale de bois de feu en 1983 à 5,3 millions de tonnes environ d'équivalent de bois 7/ (teb), soit 1,7 million de tep. Environ 72% de ce total était consommé sous forme de bois de feu, et le reste sous forme de charbon de bois. Le charbon de bois est consommé en très grande partie dans les régions urbaines. A l'échelle nationale, la consommation moyenne de bois de feu par habitant était de 559 kgeb (173 kgep), mais les chiffres comparables pour les consommateurs urbains et les consommateurs ruraux étaient de 210 et 550 kgeb, respectivement, sur les hauts plateaux (provinces d'Antananarivo et de Fianarantsoa) et de 170 et de 365 kgeb dans les plaines (les 4 autres provinces). La consommation plus élevée de la population des hauts plateaux reflète, probablement, la demande occasionnelle de chauffage pendant les mois d'hiver.

Tableau 2.2: CONSOMMATION DE BOIS DE FEU, 1983
(1.000 tonnes d'équivalent de bois)

| | Hauts plateaux | Plaines | Total |
|-----------------|----------------|------------|--------------|
| Bois de feu | 3.344 | 1.482 | 3.826 |
| Charbon de bois | <u>1.147</u> | <u>362</u> | <u>1.509</u> |
| Total | 3.491 | 1.844 | 5.335 |

Source: FAO/PC et estimations de la mission.

2.4 En comparant l'offre soutenable à la demande (tableau 2.3), on voit que si on additionne les chiffres de chaque province, il semblait y avoir un excédent national de 293.000 tep en 1983. Cependant, dans les provinces des hauts plateaux d'Antananarivo et de Fianarantsoa, il existait un déficit important, dont près de 70% à Antananarivo, qui possède 30% de la population totale, mais 1,4% seulement de la couverture forestière. On peut transférer des quantités limitées de bois entre la province d'Antananarivo à la province de Toamasina étant donné l'emplacement particulier de la capitale. Mais, à cette exception près, il est impossible de transporter du bois économiquement, vu les prix actuels des combustibles ligneux. Si l'on tient compte de la fraction des ressources de bois de Toamasina à laquelle on peut avoir accès à partir d'Antananarivo, on peut estimer le déficit net des provinces des hauts plateaux à 600.000 tep par an, soit 1,9 million de teb par an.

7/ "L'équivalent de bois" est du bois de 25% de teneur hygrométrique base humide (thbh) par unité de poids. 1 teb = 0,32 tep.

2.5 Lorsqu'on examine le tableau 2.3, on voit tout de suite que le noeud du problème national du bois de feu réside dans l'arrière-pays d'Antananarivo, où l'écart entre l'offre et la demande est important et ne cesse de se creuser. Entre 1985 et 1995, si aucune mesure de redressement n'est adoptée, l'écart devrait augmenter, d'après les projections, de 70% environ pour atteindre près de 2,2 millions de teb (680.000 tep), ainsi qu'il est indiqué à l'annexe 3. Ceci signifie que les stocks forestiers existants sont dangereusement "exploités" et que des problèmes beaucoup plus graves d'approvisionnement en combustible de cette province sont imminents. Les tendances récentes des prix du bois de feu et du charbon de bois confirment cette conclusion (par. 6.11), ainsi que l'utilisation croissante de paille de riz, dédaignée, jusque là, comme combustible de cuisine.

Déboisement

2.6 On estime que le taux du déboisement a été de 165.000 ha par an entre 1976 et 1980, et qu'il se poursuit au rythme de 150.000 ha par an. 8/ Si ces estimations sont correctes, la couverture forestière contiguë diminuera d'environ 1,5 million d'hectares, soit d'environ 12% au cours des dix prochaines années. Ce déboisement aura de graves conséquences économiques et sociales. L'érosion, qui est déjà un gros problème dans les hauts plateaux, augmentera, ce qui entraînera une diminution de la fertilité du sol, une diminution de la régulation du captage des eaux, un engorgement des réseaux d'irrigation, et une réduction de la capacité globale de transport des écosystèmes agricoles. De plus, le temps que passent les habitants des campagnes à ramasser du bois augmentera, ce qui diminuera la productivité économique de la main-d'oeuvre dans les régions rurales. En conséquence, on peut s'attendre à une forte augmentation, en termes réels, du prix des combustibles ligneux (par. 6.9).

8/ Les principaux facteurs du déboisement sont le défrichement des terres pour la production de cultures vivrières, les feux de brousse, et la coupe et l'abattage à diverses autres fins. Projet d'évaluation des ressources forestières tropicales, FAO, 1981.

Tableau 2.3: OFFRE ET DEMANDE DE BOIS DE FEU, 1983 (1.000 tep)

| Province | Offre accessible soutenable | Bois de feu ----- | Charbon de bois demande ----- | Total a/ | Déficit | |
|--------------|-----------------------------------|-------------------------|-------------------------------------|----------|-----------------------|-----------|
| | | | | | 1,000 tep | 1,000 teb |
| Antananarivo | 243,9 | 393,4 | 269,6 | 662,9 | 419,0 | 1.334,2 |
| Fianarantsoa | 253,7 | 343,0 | 91,2 | 434,2 | 180,5 | 574,8 |
| Antsiranana | 213,2 | 70,5 | 27,8 | 98,3 | (114,9) ^{b/} | |
| Mahajanga | 348,4 | 102,9 | 28,1 | 131,0 | (217,4) | |
| Toamasina | 304,5 | 150,2 | 31,8 | 182,0 | (122,5) | |
| Toliary | 604,6 | 141,9 | 25,2 | 167,1 | (437,5) | |
| Total | 1.968,3 | 1.201,9 | 473,7 | 1.675,6 | (292,7) | 1.909,0 |

a/ Le charbon est compté en équivalent calorifique d'énergie primaire, c'est-à-dire 8,9 tonnes de bois de thbh de 25% par tonne de charbon. 1 teb = 0,31 tep.

b/ Les chiffres de déficit entre parenthèses indiquent les "excédents" non transportables dont il n'a pas été tenu compte pour calculer le déficit total. Veuillez observer que l'offre de combustibles ligneux pour Antananarivo comprend les forêts et les plantations de Toamasina.

Source: Estimations de la mission en consultation avec des cadres forestiers du GDM.

Stratégie sous-sectorielle

2.7 La stratégie relative à l'énergie utilisée par les ménages à Madagascar comporte deux objectifs clés: produire, le plus économiquement possible, des combustibles pour faire la cuisine et, parallèlement, réduire la pression exercée par la maraude de bois de feu sur ce qui reste de ressources forestières dans les régions fortement peuplées. Cette stratégie devrait comporter les éléments suivants: l'augmentation de l'offre de combustibles ligneux et autres combustibles, tels que l'électricité, pour faire la cuisine dans les ménages, ainsi que la diminution relative de la demande par l'amélioration du rendement à la cuisson. Même s'il représentait la solution la plus économique, le reboisement, à lui seul, ne serait pas la solution. Pour combler le déficit actuel, il faudrait qu'il existe l'équivalent de 140.000 ha supplémentaires actuellement en production (avec une augmentation moyenne annuelle de 20 m³), et l'équivalent d'au moins 10.000 ha par an de boisement supplémentaire, simplement pour suivre la demande croissante de bois de feu, sans parler du reboisement nécessaire à la protection du captage des eaux, à la lutte contre l'érosion et à la production de bois d'oeuvre. Le GDM a démontré qu'il pouvait aménager de grandes plantations (80.000 ha en 15 ans à Fanalamanga), mais le temps qui s'écoule entre la conception des plantations destinées à la production d'énergie et leur production va jusqu'à dix ans, et, ainsi que nous le faisons observer ci-après, (par. 2.13) le prix du bois de feu produit

dans les plantations, est le double du prix actuel sur le marché. Par ailleurs, le taux de plantation d'arbres par les petits exploitants ou les collectivités est actuellement très faible comparé aux besoins, et bien que ce genre de plantation puisse présenter une option peu onéreuse, d'importants obstacles d'ordre institutionnel et sociologique s'opposent encore à l'intensification de ces efforts. C'est pourquoi le boisement ne peut être que l'un des aspects d'une stratégie polyvalente de l'énergie utilisée par les ménages qui aborde à la fois les questions d'offre et de demande, et qui cherche à augmenter l'offre de combustibles pour faire la cuisine et, en même temps, à accroître le rendement de la consommation par la régulation de la demande.

Augmentation de l'offre

2.8 Une stratégie efficace pour augmenter l'offre de bois de feu doit allier des mesures à long terme, fondées sur l'aménagement de plantations, et des mesures à court terme destinées à produire des résultats pendant les 5 à 7 prochaines années, en augmentant la productivité des plantations qui donnent du bois de feu à l'heure actuelle, d'une part, et en augmentant la récupération et la conversion des ressources actuellement disponibles, d'autre part.

Options à court terme dans le domaine de l'offre

2.9 Parmi ces options figurent:

- (a) Un meilleur aménagement des taillis. De nombreuses plantations sont vétustes et ont été transformées en taillis à cinq reprises au moins (annexe 4). Avec le régime actuel d'exploitation, il n'existe aucun système d'aménagement des plantations. Ceci entraîne une diminution des rendements et une susceptibilité accrue aux maladies. Le recépage des taillis pour ne conserver que deux ou trois des rejets les plus robustes après 3 ou 6 mois devrait aboutir à une augmentation du rendement d'environ 25% de la biomasse combustible. Les plantations en question sont peut-être aussi tellement vétustes et ont perdu un si grand nombre des arbres qu'elles possédaient au départ, qu'il faudrait peut-être examiner la viabilité économique de leur aménagement ou de leur replantation.
- (b) L'exploitation des ressources forestières sous-utilisées. Les permis de coupe sont délivrés par la Direction des Eaux et Forêts (DEF) pour l'extraction de bois d'oeuvre des forêts naturelles, vierges ou dégradées, et des plantations établies de longue date. La méthode d'exploitation actuelle, en vertu de laquelle on coupe sélectivement un maximum de 40 m³ de grumes, à raison de 500 m³ ou plus par hectare, produit une matière combustible récupérable, mais non utilisée, estimée par la mission à 100 m³/ha en moyenne. Les 27.000 hectares

actuellement exploités pourraient, théoriquement, produire 2,7 millions de m³/an (environ 1,8 million de teb, soit 0,55 million de tep) de bois de feu, soit environ le tiers de la demande nationale actuelle. La mission estime que, dans des circonstances optimales, on pourrait récupérer jusqu'au tiers de cette quantité au cours des six prochaines années, et plus de la moitié pendant la prochaine décennie. Cependant, une faible proportion n'en est pas actuellement accessible en raison du mauvais état des routes et de l'absence de moyens de transport; la nature des permis et les dispositions institutionnelles qui régissent le secteur forestier n'offrent aucune incitation à récupérer même la portion accessible, et il faudrait carboniser la plus grande partie de ce bois pour que l'on puisse songer à le livrer économiquement aux marchés urbains les plus proches. Par conséquent, lorsqu'on établit des projections de l'offre future de combustibles ménagers, on estime que l'on n'aura finalement récupéré que 1,35 million de teb, soit 40% de cette ressource d'ici à 1995 (c'est-à-dire 540.000 teb/an, soit 81.000 tonnes/an de charbon de bois).

- (c) La récupération des déchets des scieries et de la transformation du bois. La transformation du bois d'oeuvre produit, d'habitude, de grandes quantités de déchets combustibles non récupérés. La mission estime que la récupération de bois corroyé s'élève, en moyenne, à 35% du volume de grumes utilisées et que l'écorce détachée, la sciure et les copeaux en comprennent 30%, et les chutes et les dosses 35%, respectivement. On estime à 130.000 m³/an le volume annuel de grumes utilisées; il existe donc environ 45.000 m³ de chutes et de dosses qui, de l'avis de la mission, pourraient être carbonisés pour produire jusqu'à 5.600 tonnes de charbon de bois pour les marchés urbains avec des rendements économiques favorables. Il faudra que les prix des combustibles ligneux sur le marché augmentent sensiblement pour que la récupération des déchets plus petits tels que la sciure de bois et les copeaux présente un intérêt financier, mais comme il est probable que des augmentations réelles considérables se produiront au cours de la décennie, des essais à petite échelle de systèmes de récupération, tels que des presses à briquettes, se justifient pour déterminer leur coût ferme et leur logistique au cours des trois prochaines années.
- (d) L'amélioration du rendement de la carbonisation. Le charbon de bois est produit presque entièrement dans des meules en terre traditionnelles en surface. Le rendement moyen en charbon de bois se situe probablement aux alentours de 15% du poids séché au four de la charge, et le rendement net pour la main-d'oeuvre est légèrement inférieur au salaire moyen quotidien des ouvriers non spécialisés (annexe 5). Des modèles de meules améliorées produiraient des rendements bien meilleurs. Il s'agit, en l'occurrence: (i) de meules traditionnelles modi-

fiées ("meule casamance"), qui augmenteraient le rendement du modèle actuel d'au moins 30% et le rendement pour la main-d'oeuvre d'environ 50% (annexe 6); (ii) du modèle "Ghana" de four portatif en métal, coûtant environ 800 dollars, doté d'un rendement d'environ 25%; (iii) de fours en briques fixes du type "meule béninoise" (souterraine) ou "meule ougandaise" (en surface), pour lesquelles la DEF a fait des essais très poussés. Ces deux modèles font appel presque entièrement à des matériaux locaux, et leur rendement va de 20 à 25%. Cependant, leur utilisation se limite à des emplacements produisant de façon continue des déchets de bois qui se prêtent à cette opération (par exemple, les emplacements des scieries), étant donné qu'il est peu probable qu'il soit pratique ou économique de les construire en vue d'une utilisation intermittente dans les plantations mises en coupe à plusieurs années d'intervalle.

(e) La carbonisation des pins mal venants du Haut Mangoro. Il existe d'importantes ressources potentielles de bois dans les plantations exploitées par la Fanalamanga près de Moramanga (à 130 kms à l'est d'Antananarivo). Ces ressources se composent principalement:

- du produit des démariages provenant des grandes plantations (65.000ha),
- des coupes à blanc des pins "mal venants" (15.000 ha),
- des résidus des opérations futures d'abattage,
- des résidus des scieries futures,
- de la mise en coupe éventuelle de certaines plantations d'eucalyptus.

On peut utiliser toutes ces ressources comme matière première pour la production de combustibles ligneux. La Banque est en train d'évaluer ces ressources dans le cadre de la préparation du Troisième projet forestier. Le PNUD a financé une étude pour examiner la possibilité de construire une usine de pelletisation du bois et de fabrication de charbon de bois dans la même région du Haut Mangoro. Cette étude estimait qu'on pourrait obtenir une quantité constante de 191.000 m³ par an à partir de ces diverses ressources dont:

- un minimum de 90.000 m³/an avec le produit des démariages,
- de 54.000 à 108.000 m³/an avec les coupes à blanc des pins mal venants, en fonction du rythme de développement de cette activité (un total de 540.000 m³ à couper en 5 ou 10 ans.

Dans l'état actuel des connaissances, et pour respecter l'homogénéité des données, on a supposé que l'estimation précédente de 191.000 m³/an représentait le flux constant de matière première susceptible d'être traité.

2.10 Pour utiliser cette ressource, l'étude du PNUD recommandait la construction d'une usine pouvant produire 22.600 tonnes/an de pellets de bois et 15.900 tonnes/an de charbon de bois. L'étude de faisabilité de Sandwell concluait que le taux de rentabilité économique était de 21% et que les taux de rentabilité financières étaient, respectivement, de 16% et de 6% - avant et après impôts.

2.11 La mission estime que l'usine de fabrication de pellets et de chips de charbon de bois, est une solution peu pratique et onéreuse pour utiliser les ressources du Haut Mangoro et que la production de charbon de bois en morceaux par les petits exploitants et/ou une production semi-centralisée représente l'option la plus intéressante. Cette conclusion repose sur l'analyse comparée qu'a faite la mission de ces différentes options et qui figure à l'annexe 7. En vertu des options que nous examinons dans ces pages, la production de charbon de bois en morceaux s'élèverait, en moyenne, à 21.500 tonnes/an, dont 15.900 tonnes/an seraient vendues à la CIMA et 5.600 tonnes/an seraient utilisées par les ménages. Les points frappants qui se dégagent de cette analyse comparée sont les suivants:

- (a) l'étude du PNUD a considérablement surestimé le prix de vente du charbon de bois en raison, principalement, des hypothèses très favorables retenues pour le coût du transport. Un prix du charbon de bois sortie usine de 96 FMG/kg pour vente à la cimenterie d'Antsirabe semble plus approprié que le prix de 141 FMG/kg choisi dans l'étude du PNUD;
- (b) sur la base des mêmes paramètres économiques, on a constaté que le taux de rentabilité des investissements de l'option charbon de bois en morceaux était beaucoup plus élevé du point de vue financier, (FMG de 1984), ainsi qu'on peut le voir ci-après:

| | Charbonniers locaux | Etude du PNUD | Notes |
|---|------------------------|------------------|-------------------------------------|
| Capital (millions de FMG) | 1,1 | 8,4 | Trois premières années. |
| Main-d'oeuvre (homme-année) | 564 | 437 | Année moyenne de production |
| Valeur actualisée des mouvements nets de trésorerie (millions de FMG) | 11 | 0 | Avec un taux d'actualisation de 10% |
| TRE | 92% | 10% | |

Source: Estimations de la mission et PNUD.

2.12 Compte tenu de ces résultats préliminaires, la mission recommande:

- (a) de faire une étude de faisabilité et une étude technique détaillées de la production de charbon de bois en morceaux par les petits exploitants dans des meules semi-centralisées de dimension moyenne; et de commencer dès que possible la carbonisation de déchets des démariages dans de petites meules;
- (b) que le gouvernement ne poursuive pas à l'heure actuelle le projet Sandwell envisagé. 9/

Options à long terme en matière d'offre

2.13 Outre les mesures indiquées ci-dessus, pour augmenter l'offre de court à moyen terme, il existe, en matière d'offre, d'autres options qui, en raison des longs délais d'exécution qu'elles comportent, auront une incidence négligeable pendant une décennie, mais qui sont susceptibles d'augmenter sensiblement l'offre par la suite. C'est maintenant qu'il faudrait entreprendre une analyse de pré-investissement ou d'exécution du projet pour obtenir les avantages à long terme de programmes de boisement dont la viabilité économique et financière a été démontrée. Les solutions les plus importantes qu'il faudra évaluer sont les plantations périurbaines centralisées, le reboisement urbain et le boisement rural.

- (a) Plantations périurbaines centralisées. Le bois de feu provenant de plantations pourrait devenir, du point de vue économique, la source d'énergie ménagère la moins coûteuse pour faire la cuisine si on pouvait remplacer les feux à l'air libre par des foyers à bois en métal d'un bon rendement. Cependant, on n'a pas encore démontré la viabilité financière - aux prix commerciaux actuels du charbon de bois - de grandes plantations destinées à la production de bois de feu situées à des distances considérables des marchés urbains. Un inventaire de base du couvert forestier et une planification efficace de l'utilisation des terres seraient essentiels au préalable pour un programme national d'investissement dans les plantations de bois de feu.

9/ Il s'avère en début 1986 que les autorités malgaches s'intéressent aux possibilités de la production de charbon de bois en morceaux et à petite échelle. Des termes de référence ont même été rédigés en version finale pour une étude sur les fours à charbon décentralisés et à petite échelle. De plus, il semble probable que les ressources en question soient beaucoup plus importantes qu'elles ne l'étaient pensées, de l'ordre de 400.000 m³ p.a. des démariages. La transformation de ce volume entier au charbon de bois produirait environ 40.000 tpa, soit presque autant que la consommation entière d'Antananarivo.

- (b) Reboisement urbain. La maraude du bois de feu dans les régions urbaines, que ce soit à l'usage des ménages ou pour fabriquer des briques, est chose courante. Notamment, les régions basses marécageuses situées à l'intérieur du périmètre d'Antananarivo ou proches de cette ville ont été en grande partie dépouillées de leurs arbres. Ces milliers d'hectares de marécages où ne manquent ni les éléments nutritifs, ni l'humidité, offrent une occasion unique d'obtenir de façon continue des rendements élevés de bois de feu pour les ménages urbains et les petites briquetteries. Les principaux obstacles au reboisement seront probablement les régimes fonciers et les droits d'usage, et, dans le cas de terres du Domaine, il faudrait prendre des dispositions acceptables pour louer de petites parcelles de terrain aux familles des alentours.
- (c) Boisement rural. Le gouvernement reconnaît la nécessité du boisement rural, et a conçu et présenté aux bailleurs de fonds un programme de "micro-boisement" pour plusieurs régions, mais les efforts actuels sont infimes et les dispositions administratives relatives aux travaux de vulgarisation sont peu vigoureuses, et la main-d'oeuvre spécialisée, les moyens de transport, et l'infrastructure de base indispensables sont strictement limités. Un programme de plantations d'arbres au niveau des exploitations agricoles de villages, bien conçu et exécuté, et la protection de ce qui reste de forêts et de la couverture arborée clairsemée aux alentours des régions de culture intensive sont essentiels, non seulement pour assurer une production continue de bois de feu, mais aussi une production agricole soutenue. Il existe, à court terme, certaines possibilités d'améliorer la production et la distribution d'essences appropriées. Cependant, il faut que les programmes à grande échelle, quels qu'ils soient, reposent sur une parfaite compréhension des difficultés d'ordre socio-culturel et écologique que l'on rencontre dans les régions cibles, et ces programmes ne pourront espérer réussir que si les institutions qui s'occupent du secteur forestier sont considérablement et définitivement renforcées par de l'assistance technique sur le plan de l'organisation, de la gestion et de la valorisation des compétences locales.

2.14 Pour faciliter l'exécution de nouveaux programmes de boisement:

- (a) au cas où la viabilité d'un programme de grandes plantations destinées à la production de bois de feu serait démontrée, le gouvernement devrait désigner un organisme commercial spécialisé dans ce domaine dans les régions où sévit un grave déficit de bois de feu. Il devrait sérieusement songer à faire jouer ce rôle à la Fanamalanga, qui a prouvé sa compétence dans l'aménagement de plantations (par. 2.26); cet organisme pourrait remplir ces fonctions au moins dans la province d'Antananarivo, outre l'influence établie qu'il exerce sur la production de bois d'oeuvre commercial;

- (b) le gouvernement devrait chercher à intéresser au maximum le secteur privé à la production de bois de feu, de grands et petits entrepreneurs prenant à bail pour les exploiter des plantations que la Fanamalanga aurait aménagées jusqu'au stade de leur première récolte;
- (c) la Fanamalanga devrait élargir son programme de recherche et de développement de nouvelles essences et provenances de bois de feu et y inclure tous les traitements raisonnables en matière d'espacement, de fumure et d'assolement, afin d'améliorer l'organisation et le rendement des plantations consacrées à la production de bois de feu. Il faudrait également encourager la Fanamalanga à élargir son programme expérimental de plantation des vastes pentes non boisées situées dans les limites de sa concession, et il faudrait lui fournir une base de données et un système d'informatique de gestion afin de lui permettre d'interpréter les résultats de tous ces travaux de recherche pour en faire, sans tarder, l'application commerciale.

Régulation de la demande

2.15 La régulation de la demande vise à atténuer les pressions qui s'exercent sur les ressources existantes de bois de feu en réduisant la demande par habitant. Parmi les nombreuses options qui permettraient d'atteindre ce but, il y en a peu, si tant est qu'il y en ait, qui aient exercé une incidence visible sur la demande de bois de feu dans les pays en développement. Il ne serait donc pas prudent de prévoir une diminution de la demande, et donc de la nécessité de faire des investissements pour augmenter l'offre, sur la base des mesures de régulation de la demande que nous identifions dans ces pages, avant d'avoir clairement démontré des réductions importantes de la demande. C'est pourquoi, la base actuelle des données relatives à la consommation d'énergie des ménages à Madagascar a bien besoin d'être améliorée.

2.16 Les prix des combustibles ligneux à Madagascar ne sont pas contrôlés et sont pratiquement incontrôlables, étant donné les circonstances socio-économiques; ainsi donc, réduire la demande de combustibles ligneux en augmentant leurs prix ne représente pas une solution réaliste. Pour atteindre ce but, les deux autres solutions consistent fondamentalement: (a) à améliorer le rendement à la cuisson; (b) à remplacer le bois de feu par d'autres sources d'énergie, qu'elles soient traditionnelles, telles que les déchets agricoles, ou modernes, telles que le kérosène ou l'électricité. Le tableau 2.4 présente les coûts financiers et économiques comparés des combustibles utilisés pour faire la cuisine à Antananarivo, en 1984, et indique la mesure dans laquelle on pourrait réduire la demande d'énergie des ménages en leur fournissant des foyers améliorés.

Tableau 2.4: COUT COMPARE DES FORMES D'ENERGIE MENAGERE A ANTANANARIVO
DERNIER TRIMESTRE DE 1984

| Combustible | Prix FMG | Unité d'énergie | Valeur de l'énergie MJ/unité | Prix FMG/MJ | PUC % | Coût de l'énergie utilisée FMG/MJ |
|---|-------------|--------------------|------------------------------------|----------------|----------|---|
| Electricité | | | | | | |
| Tarif | 91,1 | kWh | 3,6 | 25,3 | 60 | 42,2 |
| CMCT | 12,0 | kWh | 3,6 | 3,3 | 60 | 5,6 |
| CMLT | 50,0 | kWh | 3,6 | 13,9 | 60 | 23,2 |
| CMLT I | 50,0 | kWh | 3,6 | 13,9 | 80 | 17,4 |
| GPL | | | | | | |
| Fin. | 520,0 | kg | 45,6 | 11,4 | 45 | 25,3 |
| Econ. | 319,2 a/ | kg | 45,6 | 7,0 | 45 | 15,6 |
| Kérosène | | | | | | |
| Fin. I | 160,0 | litre | 35,0 | 4,6 | 35 | 13,1 |
| Fin. II | 160,0 | litre | 35,0 | 4,6 | 45 | 10,2 |
| Econ. I | 151,3 a/ | litre | 35,0 | 4,3 | 35 | 12,4 |
| Econ. II | 151,3 a/ | litre | 35,0 | 4,3 | 45 | 9,6 |
| Charbon de bois | | | | | | |
| - à partir de bois de feu | | | | | | |
| Fin. I | 55,0 | kg | 29,0 | 1,9 | 24 | 7,9 |
| Fin. II | 55,0 | kg | 29,0 | 1,9 | 30 | 6,3 |
| Econ. I | 108,0 | kg | 29,0 | 3,7 | 24 | 15,5 |
| Econ. II | 108,0 | kg | 29,0 | 3,7 | 30 | 12,4 |
| - à partir de briquettes de balle de riz | | | | | | |
| Fin. I/Econ. I | 75,0 | kg | 25,0 | 3,0 | 24 | 12,5 |
| Fin. II/Econ. II | 75,0 | kg | 25,0 | 3,0 | 30 | 10,0 |
| Bois de feu | | | | | | |
| Fin. I | 22,0 | kg | 14,3 | 1,5 | 13 | 11,8 |
| Fin. II | 22,0 | kg | 14,3 | 1,5 | 25 | 6,1 |
| Econ. I | 29,0 | kg | 14,3 | 2,0 | 13 | 15,6 |
| Econ. II | 29,0 | kg | 14,3 | 2,1 | 25 | 8,1 |
| Briquettes de balle de riz | | | | | | |
| Fin./Econ. I | 13,0 | kg | 15,6 | 0,8 | 13 | 6,4 |
| Fin./Econ. II | 13,0 | kg | 15,6 | 0,8 | 25 | 3,3 |

Notes: PUC pourcentage d'utilisation de la chaleur; Fin. prix actuel du marché; Econ. coût économique estimé; Fin. I signifie le prix actuel du marché en supposant l'utilisation des réchauds actuels ou de feux à l'air libre; Fin. II signifie le prix actuel du marché en supposant l'utilisation de réchauds améliorés et de marmites électriques pour cuire le riz. Econ. I signifie le coût économique en supposant l'utilisation des réchauds actuels ou de feux à l'air libre; Econ. II signifie le coût économique estimé en supposant l'utilisation de réchauds améliorés et de marmites électriques à cuire le riz. CMLT I signifie le coût marginal à long terme applicable avec l'utilisation de marmites électriques à cuire le riz améliorées. Ce tableau a été établi en supposant une distribution de la demande d'électricité semblable à celle actuellement en vigueur.

a/ Coût C. A. F. (tableau 6.1) additionné de 5% pour les frais de transport intérieur et les frais de manutention.

Source: Estimations de la mission et calculs effectués sur les lieux.

Amélioration du rendement à la cuisson

2.17 On pourrait améliorer le rendement à la cuisson à court et moyen terme de la façon suivante:

- (a) Foyers à bois améliorés. L'adoption de foyers à bois et à charbon de bois améliorés est la principale solution. Le foyer à charbon de bois de Madagascar est un modèle africain typique dont on pourrait, en lui apportant de légères modifications, augmenter le rendement de 25%, comme le prouvent des travaux effectués dans d'autres pays par la Banque. Des foyers en métal portatifs à bois qui consomment jusqu'à la moitié moins de combustible que les feux à l'air libre, sont en train de faire l'objet d'essais pilotes en Ethiopie avec l'aide de la Banque. Seule leur utilisation dans les conditions qui règnent à Madagascar indiquera s'il est possible de réaliser, en pratique, les économies de combustibles estimées.
- (b) Réchauds à combustibles modernes améliorés. Les réchauds à kérosène que l'on trouve actuellement à Antananarivo coûtent environ 20 dollars et ont un rendement énergétique relativement médiocre. Les réchauds modernes à kérosène de modèle indien, à plusieurs mèches, tels que le réchaud Ashok 7 ou le réchaud Nutan, ont un rendement énergétique de 20 à 30% plus élevé et pourraient être fabriqués sur place ou importés pour 5 à 10 dollars. Des marmites électriques pour la cuisson du riz d'un modèle convenable, pourraient aussi ramener le coût économique de la cuisson électrique à des niveaux compétitifs avec celui du charbon de bois et du kérosène, au moins sur la base du coût marginal à court terme de l'électricité.

Remplacement d'un combustible par l'autre

2.18 En juxtaposant les améliorations éventuelles du rendement à la cuisson et une analyse comparée des coûts des produits de remplacement des combustibles ligneux (tableau 2.4), on obtient les résultats suivants. Du point de vue du coût financier, le charbon de bois (fabriqué avec du bois de feu) est le meilleur marché (7,9 FMG/MJ) lorsqu'on utilise les foyers traditionnels (tableau 2.4). Avec des foyers améliorés, cependant, le bois de feu vient en tête (6,1 FMG/MJ) suivi de près par le charbon de bois (6,3) et les briquettes de balle de riz (6,4). Aucun des combustibles modernes - électricité, butane, kérosène ne peut leur faire concurrence, même de loin. Cependant, du point de vue du coût économique comparé, la situation est assez différente. Dans cette optique, et ici encore avec l'utilisation de foyers améliorés, les briquettes de balle de riz - qui ne sont pas encore fabriquées à l'échelle commerciale auraient manifestement été le combustible le meilleur marché pour faire la cuisine (3,3 FMG/MJ), suivies de l'électricité (5,6), si son prix est calculé à son coût marginal à court terme (en raison de la capacité hydro-électrique excédentaire considérable qui existe actuellement), du bois de feu produit par les plantations péri-

urbaines proches et brûlé dans des réchauds en métal portatifs (8,1), du kérosène (9,6), et du charbon de bois brûlé dans des réchauds à charbon de bois améliorés (12,4). Ainsi donc, d'un point de vue économique, le kérosène commence à présenter de l'intérêt comme bon produit de remplacement du bois de feu, notamment parce qu'il est probable que les réchauds à kérosène améliorés seront plus facilement acceptés que les réchauds à bois et à charbon de bois améliorés.

2.19 Les options de remplacement qui feront ressentir leur incidence à court terme sont les suivantes:

- (a) L'utilisation de la balle de riz. La liste des principales cultures qui présentent un intérêt éventuel figure à l'annexe 8. La seule qui ait un potentiel commercial à court terme est la balle de riz, produite dans le principal bassin de riziculture du Lac Aloatra, et autour des grands centres urbains, notamment Antananarivo. Sa seule utilisation, à l'heure actuelle, consiste à alimenter les chaudières à vapeur produisant de l'énergie pour actionner les arbres mécaniques des rizeries. La ressource très importante de la région du Lac Aloatra n'est pas encore accessible, du point de vue économique, mais la production économique de briquettes de balle de riz comme combustible ménager aux alentours d'Antananarivo offre de bonnes perspectives. On y produit environ 17.000 tonnes/an de balle de riz (annexe 9), soit l'équivalent de 20.000 teb, ou 5% de l'offre actuelle de bois de feu d'Antananarivo. D'après des données provisoires de coût, on pourrait produire des briquettes de balle de riz que l'on vendrait au détail pour 60% du prix actuel du bois de feu (annexe 10).
- (b) Utilisation accrue de combustibles modernes. A plus long terme, la substitution par des combustibles modernes devra devenir de plus en plus répandue à mesure qu'augmentera la difficulté de satisfaire la demande croissante de bois de feu et de charbon de bois (par. 2.5). Même à court terme, il existe des possibilités d'utiliser davantage l'électricité et le kérosène. La région d'Antananarivo possède un important excédent (320GWh) d'énergie hydro-électrique (par. 4.12) 10/,

10/ Cet excédent existera aussi longtemps qu'aucun grand projet ne viendra le consommer. La mission a eu l'impression que le gouvernement étudiait un grand projet d'usine de ferrochrome. Si ce projet devait être mis en oeuvre, la notion d'énergie hydro-électrique excédentaire disparaîtrait, et il faudrait considérablement modifier les conclusions que nous tirons dans ces pages. Cependant, en l'absence d'une décision bien arrêtée, la mission a supposé que le projet d'usine de ferrochrome ne serait pas opérationnel dans un avenir proche.

dont le coût économique n'est que celui d'une nouvelle distribution ou d'une distribution renforcée, coût estimé à 2 cents/kWh environ. Aux prix actuels du marché (par. 6.10), le kérosène n'est que légèrement plus cher que le bois de feu, et pourrait devenir meilleur marché, si on encourageait l'utilisation de réchauds à kérosène améliorés (par. 2.14 (c)). A titre d'illustration de l'incidence éventuelle de la substitution, si 10% du nombre approximatif de ménages d'Antananarivo, soit 100.000, substituaient le kérosène, et 10% l'électricité au charbon de bois, la demande de charbon de bois diminuerait de 22.500 tonnes/an, soit d'environ 200.000 teb. Pour réaliser cette réduction, il faudrait une relativement modeste quantité de 4.600 tonnes de kérosène et de 30 GWh d'électricité. Si 120 GWh d'électricité et 9.200 tonnes de kérosène étaient substitués au charbon de bois, la nécessité de plantations consacrées à la production de bois de feu et du boisement rural serait réduite de 14.000 et de 19.000 hectares, respectivement.

2.20 En matière d'offre de combustible, une option éventuellement importante à long terme d'utilisation de la biomasse consiste à employer de plus en plus des déchets agricoles, en supposant que le prix réel du bois de feu continue à augmenter. Parmi ces déchets figurent les coques de grain de café, les tiges de coton, de maïs et de sorgho, les coques et les coirs de noix de coco, la bagasse et les déchets d'arachide. La source éventuelle la mieux définie est la récolte de riz de la région du Lac Aloatra, qui produit tous les ans 36.000 tonnes de balle de riz et 110.000 tonnes de paille de riz. Bien qu'il puisse s'écouler 15 ans avant que le prix du marché puisse justifier le transport de briquettes de balle de riz à Antananarivo, les briquettes carbonisées pourraient devenir compétitives dans environ 5 ans. Il faudrait définir dans l'étude du Lac Aloatra, envisagée au paragraphe 2.24 (b) les coûts de la collecte des déchets de la récolte de riz et l'aspect économique de l'utilisation de la paille de riz pour l'environnement.

Offre et demande de combustibles ménagers à Antananarivo

2.21 Les données qui figurent au tableau 2. 3 montrent que le noeud du problème national des combustibles ligneux se trouve dans l'arrière-pays d'Antananarivo où le déboisement se remarque depuis des dizaines d'années et où l'urbanisation s'est poursuivie rapidement. L'annexe 3 compare les prévisions de la demande de combustibles ménagers dans le Farantany et les estimations qu'a faites la mission de l'offre soutenable provenant des plantations existantes consacrées à la production de bois de feu et de ce qui reste de la couverture forestière accessible, que l'on rencontre dans le Farantany d'Antananarivo et dans celui de Toamasina, en ajoutant à l'offre la consommation actuelle et des projections simples des combustibles suivants pour faire la cuisine: électricité, butane, kérosène et arbres, déchets agricoles et autres

déchets combustibles maraudés dans la ville et à ses alentours. On voit que le "déficit de l'offre" est déjà important et croissant. Même compte tenu d'une diminution de 1% par an de la demande de combustibles par habitant pour faire la cuisine fondée sur une augmentation des prix réels sur le marché d'Antananarivo, le déficit estimé de la demande par rapport à l'offre soutenable et au niveau actuel de consommation de combustibles modernes passe de 1,2 million de teb en 1983 à 2,2 millions de teb en 1995.

Recommandations

Mesures à priorité absolue

2.22 A la lumière de l'examen que nous venons de faire des options propres à améliorer la situation demande/offre de bois de feu, la mission recommande que les mesures ci-après soient adoptées (par ordre de priorité pour chaque rubrique):

(a) Mesures à prendre dans le cadre de projets

- (i) Carbonisation des pins mal venants du Haut Mangoro, des déchets provenant des démariages et des scieries: conception détaillée d'un programme global d'investissement pour la production de charbon de bois en morceaux, y compris des systèmes pilotes de carbonisation confiés à de petits exploitants ou des systèmes semi-centralisés pour l'utilisation des déchets; mise au point d'une évaluation détaillée des ressources et d'un calendrier de carbonisation; encouragements d'ordre financier et autre à l'intention des exploitants; réorganisation institutionnelle; et facilitation de l'aménagement de l'infrastructure et conception détaillée des projets.
- (ii) Boisement rural: Il faudrait mettre en oeuvre des programmes analogues au programme de "micro-boisement" de l'Etat ainsi que les programmes recommandés par la Banque dans le cadre du Troisième projet forestier envisagé pour acquérir sans tarder une expérience pratique du boisement rural. Dans le contexte de l'offre d'énergie, il faut spécifier les besoins quantitatifs précis par localité; examiner et concevoir des installations de services de vulgarisation, passer en revue les besoins d'infrastructure, les ensembles de mesures techniques, les incitations nécessaires et les programmes de formation et de valorisation de la main-d'oeuvre.
- (iii) Electrification de la cuisson: examen des coûts détaillés du renforcement et de l'expansion des réseaux de distribution d'électricité pour encourager la cuisson à l'élec-

tricité, y compris l'octroi d'incitations tarifaires, la fourniture d'appareils ménagers électriques et une brève analyse des coûts marginaux à court terme (CMCT) et des coûts marginaux à long terme (CMLT) dans le cadre d'un scénario simplifié d'expansion du réseau (parallèlement à des études du rendement de l'énergie et des moyens d'utiliser économiquement l'énergie hydro-électrique excédentaire dans le principal réseau interconnecté).

- (iv) Utilisation accrue du kérosène pour faire la cuisine: examen macro-économique et examen du sous-secteur pétrolier pour déterminer les difficultés d'ordre budgétaire et logistique qui entravent l'expansion de l'offre de kérosène émanant de la raffinerie actuelle et des importations, et, sous réserve des résultats de ces examens, encourager l'utilisation de réchauds à kérosène améliorés en réduisant, par exemple, les droits de douane sur les réchauds importés ou en encourageant la production nationale de réchauds à kérosène améliorés.
 - (v) Production de briquette de balle de riz: étude de pré-investissement et étude technique, rapidement suivies d'une démonstration, à l'échelle commerciale, d'une fabrique de briquettes de balle de riz dans la région d'Antananarivo, y compris le suivi et l'évaluation des résultats, des essais d'acceptabilité auprès des consommateurs de briquettes carbonisées et non carbonisées, et la mise au point d'un grand programme d'investissement pour l'industrie du riz.
- (b) Assistance technique et programmes d'incitations:
- (i) Formation des charbonniers et programmes d'incitations: fournir des connaissances techniques permettant de démontrer des mesures simples qui amélioreraient les meules en terre traditionnelles grâce à des programmes de formation et de vulgarisation qui finiraient par toucher 2.000 charbonniers par an, démontrer et transférer des techniques nouvelles et fournir du crédit ou octroyer de l'aide pour inciter l'adoption des innovations requises.
 - (ii) Inventaire des ressources forestières et des ressources arborées: pour préparer l'organisation de programmes à long terme de boisement au voisinage de chaque grand centre de demande, la DEF devrait étendre à tous les grands centres de demande de bois de feu l'inventaire des forêts et de la couverture arborée, ainsi que celui des terres pouvant convenir à la création de forêts, qu'elle envisage de dresser dans l'arrière-pays de six grands centres urbains, et devrait s'assurer que cet inventaire donne la liste, par catégorie, de toute la biomasse sur pied.

Pendant la première phase, elle devrait faire une brève étude de conception d'inventaire pour examiner les cartes et les données existantes, et, sur la base du programme actuel de cartographie, pour calculer le coût du programme d'inventaire nécessaire, y compris celui de la formation du personnel et celui du matériel.

- (iii) Renforcement des institutions qui s'occupent de l'exploitation forestière: examiner l'organisation, la gestion, les besoins de formation et de matériel du service forestier de la DEF (par. 2.26). Il apparaît que la FAO songe déjà à accorder de l'assistance technique dans ce but, mais l'IDA devrait aussi apporter son aide, le cas échéant, dans le cadre du Troisième projet forestier envisagé.
- (iv) Récupération des déchets des scieries: il conviendrait de dresser un inventaire des scieries et de leur production de déchets situées dans un rayon de transport raisonnable des principaux marchés urbains et de mettre au point un programme entièrement commercial de récupération qui commencerait par la carbonisation des déchets des dosses et qui aboutirait au compactage de la sciure de bois et des copeaux, compactage effectué, au début, à petite échelle.

Mesures à haute priorité

- (a) Aménagement des taillis: organiser des essais et préparer des programmes de vulgarisation qui visent à accroître la productivité des plantations existantes d'eucalyptus en améliorant la coupe des taillis et leurs techniques d'aménagement.
- (b) Analyses de la demande et programmes de rendement à la cuisson: entreprendre des enquêtes détaillées de l'énergie utilisée par les ménages pour spécifier le niveau et la nature des méthodes culinaires, et faire des essais de foyers à bois et à charbon de bois améliorés, ainsi que de réchauds à kérosène et électriques pour voir la réaction des consommateurs de chaque milieu socio-culturel. 11/
- (c) Conception de programmes de plantations destinées à la production de bois de feu: établir la viabilité économique et financière des plantations périurbaines, et, là où ces mesures sont justifiées, spécifier, par grand centre de demande, les

11/ Les essais des foyers améliorés devraient être coordonnés avec les efforts en cours du Ministère de la Recherche Scientifique et de la Technologie pour le Développement dans ce domaine.

besoins quantitatifs précis et les mérites économiques relatifs des plantations destinées à la production de bois de feu et d'autres combustibles de cuisine susceptibles d'être utilisés par les ménages; examiner et mettre au point des dispositifs institutionnels, les rapports avec le secteur privé, des options techniques, des options de financement, et des calendriers globaux d'exécution, ainsi que des programmes d'investissement.

- (d) Dans le but d'exploiter les ressources forestières sous-utilisées, il ne faudrait pas tarder à évaluer les méthodes d'abattage et de façonnage le plus couramment employées dans l'industrie du bois et les catégories de forêts exploitées afin de spécifier:
 - (i) les volumes réels de déchets et de rejets par catégorie et pour chaque grande catégorie de forêts de l'arrière-pays des principaux marchés urbains;
 - (ii) le coût économique marginal et le coût financier de la récupération sous forme de charbon de bois ou de bois de feu de chaque catégorie de bois de feu identifiée;
 - (iii) un profil de la logistique des opérations futures d'abattage et de façonnage et de récupération des combustibles ligneux pour chacune des catégories de forêts intéressées, ainsi que les investissements supplémentaires qu'il faudrait mettre en place pour faire entrer la production de charbon de bois dans les opérations d'abattage et de façonnage;
 - (iv) les dispositifs institutionnels qui existent au sein du gouvernement, et entre le gouvernement et le secteur privé, qui semblent le mieux faciliter la réalisation du niveau économique maximum de production de bois de feu et de bois d'oeuvre dans les forêts du Domaine;
 - (v) les avantages et les coûts économiques globaux d'un meilleur aménagement des forêts, y compris l'augmentation prévue du rendement et le raccourcissement des rotations des essences commerciales de bois d'oeuvre;
 - (vi) un calendrier d'investissement et un calendrier d'exécution des mesures requises, les dispositions commerciales, l'aménagement de l'infrastructure et la récupération du bois d'oeuvre et des combustibles ligneux qui intéressent chaque grand centre de demande.

Mesures à plus faible priorité:

- (a) Il faudrait examiner les dispositions pratiques que l'on pourrait adopter pour reboiser et protéger les terrains marécageux de la région urbaine d'Antananarivo et d'autres régions urbaines de production analogues pour leur faire produire du bois de feu à jet continu, y compris l'octroi d'incitations appropriées aux résidents ou aux affermataires. Ceci exigera un inventaire des terrains intra-urbains et périurbains qui se prêtent à la plantation en bandes, à la plantation le long des routes ou à la création de petits bosquets.
- (b) Approvisionnement en énergie des complexes agro-industriels: commencer une étude intégrée de planification pour stabiliser et réduire le coût de l'énergie livrée à la région du Lac Aloatra, principal "grenier à riz" du pays où l'incidence du déboisement est particulièrement grave et où le coût de l'énergie mécanique et électrique est élevé (voir à l'annexe 11 le projet de cadre de référence).

Programme d'investissement

2.23 La mission a effectué une estimation préliminaire du programme d'investissement 1986-1995 nécessaire pour faire les études, accorder de l'assistance technique et exécuter les projets recommandés ci-dessus. Ce programme est exposé à l'annexe 12 et résumé au tableau 2.5. Il exige, au total, 60 millions de dollars pour la période de dix ans. Environ 53% sont prévus pour la production forestière à des fins énergétiques, dont 21,7 million de dollars pour aménager 14.000 ha de grandes plantations destinées à la production de bois de feu, 8,8 millions de dollars pour 27.000 ha de boisement rural, et environ 1,2 million de dollars pour améliorer l'aménagement des taillis. Les besoins d'assistance technique sont d'environ 7 millions de dollars, dont un élément essentiel d'environ 3,0 millions de dollars pour définir les études de pré-investissement et les études de planification requises pour formuler le programme d'investissement.

Organisation du sous-secteur forestier

2.24 C'est la Direction des eaux et forêts (DEF) du Ministère de l'élevage, des pêches et des forêts qui est chargée de la gestion et de la mise en valeur des forêts nationales. Au sein de la DEF, le Service de promotion des produits forestiers, organisé en cinq divisions, est responsable de l'inventaire des ressources forestières, de l'aménagement, de l'exploitation et du reboisement; le Service des études de la production forestière est chargé des études et du suivi des projets.

L'autre principale institution de ce secteur est un organisme para-étatique, la Fanamalanga, créé par le gouvernement pendant les années 60 pour aménager de nouvelles plantations en vue de fournir la matière première exportée à l'industrie mondiale du papier et de la pâte à papier. Elle est dotée d'un personnel et d'une direction hautement spécialisés et pleins d'enthousiasme, et a prouvé sa compétence dans l'aménagement des plantations.

Tableau 2.5: PROGRAMME D'INVESTISSEMENT POUR AUGMENTER L'OFFRE
ET LIMITER LA DEMANDE DE BOIS DE FEU, 1986-95
(1,000 \$E.U)

| | 1986 | 1987-90 | 1991-95 | -----Total----- | |
|--------------------------------|------------------|---------|---------|-----------------|---------|
| | (\$E.U. 1.000) | | | \$E.U. 1.000 | % Total |
| Production forestière | 900 | 12,325 | 18,575 | 31,800 | 52,9 |
| Carbonisation | 1,119 | 956 | 3,390 | 5,465 | 9,1 |
| Compactage de la balle de riz | -- | 232 | 744 | 976 | 1,6 |
| Electrification | -- | 1,388 | 12,409 | 13,797 | 22,9 |
| Assistance technique et études | 1,730 | 4,850 | 500 | 7,080 | 11,8 |
| Formation de la main-d'oeuvre | 130 | 400 | 500 | 1,030 | 1,7 |
| Total | 3,879 | 20,151 | 36,118 | 60,148 | 100,0 |

Source: Estimations de la mission.

2.25 La production et la commercialisation de bois de feu et de charbon de bois sont une affaire nationale importante dans le domaine des combustibles ligneux à laquelle participent plusieurs milliers de producteurs et de commerçants. Les sources de bois de feu vont des petits taillis aux vastes peuplement reliés les uns aux autres dont la propriété ou les droits d'usage ne sont pas clairement établis, mais on signale que les "petites exploitations" de plusieurs hectares liées les unes aux autres, sont chose courante. L'exploitation est assurée par des entrepreneurs qui règlent un droit pour abattre une coupe arrivée à maturité, ou par les propriétaires eux-mêmes. Le transport se fait couramment par charettes attelées de boeufs ou par camions sur des distances pouvant aller jusqu'à 50 kms, mais on a signalé des distances plus considérables. Le bois de feu est livré, à la fois, en vrac et en fagots d'un demi kilo. Il y a des marchands qui vendent exclusivement du bois de feu et des camelots qui vendent de petits fagots de bois d'allumage, ainsi que d'autres marchandises. Le commerce du bois de feu est manifestement une affaire importante, compétitive et administrée par des professionnels, et qui, d'habitude, est organisée indépendamment du commerce du charbon de bois.

2.26 La production de charbon de bois est une industrie florissante, dominée par de petits entrepreneurs, pour la plupart agriculteurs, mais à laquelle participent aussi d'autres intéressés qui négocient pour se procurer des ressources de bois, qui mettent sur pied des équipes de

charbonniers, et organisent la vente à des grossistes le long des routes ou assurent leur propre transport jusqu'à des dépôts de grossistes sur les marchés urbains. Le système d'approvisionnement typique en charbon de bois, ou "filière" est décrit à l'annexe 13. Ce commerce est bien organisé et très compétitif. Néanmoins, la méthode de production traditionnelle porte au gaspillage, et les coûts de transport augmentent en raison du déboisement et de la dégradation de l'infrastructure des transports.

2.27 Les principaux problèmes d'ordre institutionnel que l'on rencontre dans le sous-secteur forestier et qui sont liés étroitement aux questions de main-d'oeuvre et de formation (par. 2.31) sont les suivants:

- (a) l'absence d'une capacité d'organisation efficace, en ce qui concerne à la fois l'organisation stratégique de l'aménagement et de la mise en valeur des forêts et les marchés du bois de feu et du charbon de bois qui sont les principaux débouchés des produits forestiers;
- (b) l'absence d'une base de données adéquate aux fins de planification, comme le prouve l'absence d'inventaires des ressources et données sûres relatives à la consommation par région. Ce problème est aggravé par des pénuries de matériel de bureau moderne qui provoquent des retards considérables dans le traitement des données; c'est ainsi, par exemple, que l'analyse de données importantes en matière de recherche à la DEF a environ 18 mois de retard, faute de mini-ordinateurs;
- (c) la médiocrité de l'aménagement des plantations et des connaissances en matière de gestion. Ceci provient, en partie, de la perte de personnel clé expérimenté au profit de l'organisme para-étatique, la Fanamalanga, au CENRADERU, (Centre National de Recherches Appliquées au Développement Rural) et ailleurs;
- (d) ces faiblesses d'ordre institutionnel ont entraîné l'adoption de mesures ou de programmes mal conçus, tels que l'importance attachée, dans le cadre des travaux expérimentaux consacrés au charbon de bois, aux meules fixes et non pas aux techniques de conversion mobiles, et le fait de ne pas tenir compte des possibilités d'améliorer l'aménagement des forêts pour augmenter l'offre de bois de feu, ou du potentiel de conservation que présentent les foyers à charbon de bois et à bois améliorés.

2.28 La pénurie de véhicules et leur mauvais état, résultant du manque de pièces de rechange, joints à l'état délabré du réseau routier, limitent considérablement la capacité du personnel de la DEF à se livrer à des activités essentielles sur le terrain. Les faiblesses du réseau téléphonique et l'absence de radio-communications représentent un autre grave handicap pour assurer les communications entre le siège et les bureaux locaux des provinces.

Main-d'oeuvre et formation

2.29 Les problèmes de main-d'oeuvre les plus importants du secteur de l'énergie semblent se poser dans le service des forêts. Le budget de 1984 approuvé pour la DEF prévoit 100 agents forestiers professionnels et 600 agents techniques et adjoints techniques, mais les effectifs employés au moment de la visite de la mission ne s'élevaient qu'à 61 agents forestiers et 463 agents techniques et adjoints techniques. Il paraît que la pénurie d'agents forestiers provient, en partie, du manque d'intérêt qu'a soulevé cette profession ces dernières années. Si ce manque d'intérêt continue, il aura de graves répercussions sur l'avenir du programme d'exploitation forestière. La pénurie d'adjoints techniques et d'agents techniques est due au fait que huit lycées agricoles, qui formaient autrefois ces techniciens, ne fonctionnent plus depuis plus de dix ans. La DEF n'a donc pas pu remplacer les techniciens qui quittaient ses services, soit parce qu'ils avaient atteint l'âge de la retraite, soit pour d'autres raisons.

2.30 Jusqu'à une date récente, le MPAEF n'avait aucun programme officiel de formation pour son personnel, et la formation se faisait, en grande partie, en cours d'emploi. Certains cadres étaient autrefois envoyés à l'Ecole Nationale des Eaux et Forêts de Nancy, mais la grave pénurie de devises limite cette possibilité. Le MPAEF est actuellement doté d'un budget de formation, mais ses plans, dans ce domaine, accordent une faible priorité au personnel technique, y compris celui des forêts, et place principalement l'accent sur la formation en matière d'organisation, de gestion et de planification. Ceci souligne combien il est important de prévoir des dispositions spéciales pour satisfaire les besoins de formation des projets forestiers.

2.31 En matière de formation, le principal problème est le non fonctionnement des lycées agricoles, seule source de formation officielle des techniciens des forêts. Leur remise en service est une nécessité urgente pour que la DEF dispose d'un nombre suffisant de techniciens qualifiés pour ses programmes forestiers, étant donné que le tiers des techniciens actuels va prendre sa retraite au cours des 5 ou 10 prochaines années.

Autres sources d'énergie renouvelables

2.32 La présente section examine les formes d'énergie renouvelables autres que celles qui pourraient alimenter le marché des combustibles ménagers pour faire la cuisine. La biomasse combustible que nous examinons dans ces pages pourrait alimenter, éventuellement, les marchés des combustibles pour la production d'énergie primaire à l'intention des industries et des transports. Outre la biomasse combustible, la mission recommande le potentiel commercial que présentent les sources d'énergie hydro-électrique à faible échelle, d'énergie solaire, éolienne et géothermique à Madagascar.

Biomasse autre que le bois

2.33 Nous avons déjà examiné la possibilité d'utiliser les déchets agricoles comme combustibles de remplacement direct du bois de feu (par. 2.19). Deux de ces sources, sous forme de déchets de riz (balle et paille) et de bagasse existent en quantités suffisantes pour produire de l'électricité à l'échelle commerciale ou pour fournir une source de combustible pour la production de chaleur industrielle ou de vapeur à l'intention d'industries autres que celles qui les produisent.

2.34 Déchets du riz. L'utilisation des déchets du riz compactés comme combustible ménager ou industriel ou pour la production d'électricité peut ne pas s'exclure réciproquement, étant donné l'importance de cette ressource. Ainsi qu'il est indiqué à l'annexe 15, les 36.000 tonnes/an de balle de riz produites dans le bassin de riziculture du Lac Aloatra pourraient engendrer un excédent par rapport aux besoins d'énergie de la rizerie de près de 22 GWh/an pour un coût total de 28 FMG/kWh, coût à rapprocher de celui de 50-60 FMG/kWh pour le seul coût du combustible de la production d'énergie diesel. L'étude d'aménagement envisagée pour le Lac Aloatra (par. 2.24 (b)) comporterait une évaluation de la possibilité d'utiliser de la balle et de la paille de riz pour produire de l'électricité, comme base de l'électrification régionale.

2.35 Bagasse. L'excédent national de bagasse est actuellement estimé à 29.000-42.000 tonnes/an (séchées au four) (annexe 16). Si on installait des chaudières appropriées, ceci permettrait de produire 19-28 GWh/an pour les réseaux locaux publics, en remplacement de la production d'énergie diesel, ce qui économiserait 4.800-7.000 tep/an de diesel. Ainsi qu'il est indiqué à l'annexe 16, d'après une étude de cas faite par la mission, les perspectives sembleraient particulièrement prometteuses dans la région de Nosy Bé, les coûts estimés de l'électricité produite à partir de bagasse étant de 31FMG/kWh (5 cents E.U./kWh), contre 43 FMG/kWh au moins pour le seul coût du combustible de la production diesel. A l'échelle nationale, l'estimation du potentiel total d'électricité produite par la bagasse, soit 19-28 GWh, dépasse probablement la demande du public dans les régions susceptibles d'être desservies, mais on n'aurait pas besoin d'exploiter immédiatement tout le potentiel. De plus, à plus long terme, en modifiant radicalement les systèmes d'aménagement et de production de chaleur et de vapeur, conformément aux innovations qui viennent de faire leurs preuves, et en récupérant les pailles et les extrémités supérieures de canne à sucre, la capacité de production de biomasse combustible excédentaire de l'industrie sucrière nationale pourrait atteindre 260.000 tonnes séchées au four/an. La Caisse Centrale de Coopération Economique (CCCE) finance une étude générale de l'industrie sucrière qui devait être terminée au printemps en 1985; cette étude prévoit un spécialiste de l'énergie pour évaluer le potentiel réel de production d'électricité à partir de la bagasse excédentaire. La Banque devrait surveiller cette étude, et en prévoir le suivi, le cas échéant.

2.36 Ethanol. La mélasse, autre sous-produit de l'industrie sucrière, est une source potentielle d'éthanol, produit de remplacement de l'essence. Cette mélasse est actuellement exportée comme matière première, mais le gouvernement projette d'en utiliser une partie pour l'usine d'éthanol d'Ambilobe, qui devrait être terminée en 1986. L'analyse de ce projet faite par la mission envisageait d'utiliser l'éthanol uniquement comme combustible pour alimenter le marché régional et ensuite les marchés de la côte est et d'Antananarivo après avoir été mélangé dans la raffinerie de Toamasina (annexe 16). Les résultats indiquent que, même les coûts variables de production dépassent le coût équivalent débarqué de l'essence d'au moins 9 cents E.U./litre, et que la nécessité de mettre en place des investissements supplémentaires pour terminer et mettre en service l'usine augmenterait les pertes évitables par litre. Il est peu probable que toute autre forme de production d'éthanol en tant que combustible soit rentable, vu les prix attendus du pétrole et l'existence d'autres usines d'éthanol à Madagascar. Toutefois, il est suggéré dans une étude complétée récemment par une société française de consultants, qu'il existe des marchés industriels d'une valeur marchande plus élevée, suffisamment importants pour assurer la viabilité du point de vue économique de la production d'éthanol. Le projet d'Ambilobe pourrait donc être intéressant en vue d'une utilisation industrielle de l'éthanol.

2.37 Biogaz produit par les déchets d'origine animale. L'important cheptel de zébus (de plus de 8 millions de têtes), de porcins et le grand nombre de volailles fournit une source non négligeable d'énergie potentielle sous forme de déchets d'origine animale qui s'élevait, selon une estimation 12/ à 2 millions de tep environ en 1977. C'est pourquoi, divers organismes ont examiné la production de biogaz, et deux digesteurs à échelle commerciale fonctionnent aux alentours d'Antananarivo; ces digesteurs utilisent à la fois le modèle en continu et en lots. Cependant, une analyse économique d'un digesteur expérimental, dont on connaît les statistiques d'exploitation, montre que la production de biogaz n'est pas rentable, même si le rendement technique était porté de son niveau actuel de 0,25 m³ de biogaz par m³ de produit de base par jour à 1 m³ (annexe 17). A l'exception, peut-être de digesteurs communaux, situés dans des centres éloignés, où les avantages du traitement des déchets et de l'hygiène pourraient en justifier la construction, il y a peu d'avantages économiques à poursuivre le biogaz comme source d'énergie, notamment par comparaison aux besoins de boisement rural et aux avantages qu'il présente.

12/ "Document National", juillet 1981, présenté par le gouvernement malgache à la Conférence des Nations Unies sur les Sources d'énergie nouvelles et renouvelables. Nairobi, août 1981.

Production d'énergie électrique à petite échelle

2.38 Plusieurs études concernant l'inventaire des ressources et des plans détaillés de production d'énergie hydro-électrique à petite échelle ont été préparés ces dernières années (annexe 19), mais cette ressource n'a encore fait l'objet d'aucune exploitation importante, bien que, d'après une enquête par sondage, elle puisse être compétitive avec la production d'énergie diesel dans des circonstances appropriées (annexe 19). Cette carence reflète les faiblesses d'ordre institutionnel, financier et économique de la façon d'envisager l'aménagement de l'énergie hydro-électrique. Tout d'abord, la responsabilité a été diluée, plus d'un organisme officiel s'étant chargé d'un aspect du cycle de l'aménagement. Deuxièmement, on a consacré des ressources financières insuffisantes à l'aménagement des ressources hydrauliques à petite échelle, même lorsque cet aménagement faisait partie de la solution la plus économique, alors qu'on ne faisait aucune tentative pour encourager la participation du secteur privé. Troisièmement, les travaux effectués sur les ressources ne se sont pas concentrés sur le marché et n'ont pas accordé une attention suffisante aux moyens de servir économiquement les utilisations finales identifiées d'électricité. Si on peut éliminer ces carences, il existe, au niveau local, un certain intérêt pour mettre en valeur ce potentiel; nous n'en voulons pour preuve que le fait que certaines communautés sont parvenues à mettre en valeur leurs ressources d'énergie hydro-électrique, malgré de grosses difficultés. 13/ Partout où le secteur privé s'intéresse à l'aménagement de l'énergie hydro-électrique, notamment au niveau communautaire et pour les micro ou macro projets hydro-électriques, le gouvernement de Madagascar devrait encourager l'utilisation de ressources financières et humaines privées, et non pas publiques, dans ce but, et prévoir des dispositions pour acheter la production excédentaire, dont JIRAMA assurerait la distribution là où elle serait économique.

Hydrologie

2.39 Lorsqu'on envisage de faire des investissements de plusieurs millions de dollars pour aménager l'énergie hydro-électrique, il est essentiel de disposer de longues séries chronologiques exactes sur l'hydrologie. Compte tenu de l'énorme potentiel que présentent les ressources hydrauliques de Madagascar, il faut organiser un programme systématique reposant sur le secteur privé pour mesurer le débit des fleuves. La qualité des statistiques de débit des fleuves dont on dispose actuellement est extrêmement variable et leur quantité est très limitée. La mission n'ignore pas la longueur des délais exigés par la collecte de bonnes statistiques hydrologiques et la nécessité de veiller

13/ C'est ainsi, par exemple, que JIRAFI, coopérative de communautés locales, a aménagé sa propre centrale hydro-électrique de 107 kW dans la province de Fianarantsoa.

à ce que l'organisation et l'analyse de ces données soit toujours de haute qualité; elle recommande donc de fonder un organisme central chargé de recueillir et d'interpréter les statistiques hydrologiques. Cet organisme indépendant établirait son programme de mesure du débit des fleuves sur la base des conseils que lui prodigueraient JIRAMA et les autres organismes qui avaient fait des évaluations préliminaires du potentiel commercial que présentent des sources déterminées pour l'énergie, l'irrigation, etc..., programme qui aboutirait à classer les sites par ordre d'importance afin de recueillir des statistiques plus détaillées.

Energie solaire, éolienne et géothermique

Energie solaire

2.40 Il existe certainement des applications de systèmes de génération par piles photovoltaïques pour l'éclairage, les réseaux de communications, et les réfrigérateurs de faible capacité destinés à conserver les médicaments dans les petits centres sanitaires éloignés, mais ces applications ne présentent pas des marchés importants à court terme et ne devraient pas retenir l'attention des organismes officiels. L'éclairage par alimentation photovoltaïque et les kits de montage de petits appareils électriques à courant continu (radios, magnétophones, lampes rechargeables) devraient être économiques pour les ménages partout où le prix de détail du kérosène dépasse 50 cents E.U./litre et où on utilise couramment les lampes à pétrole. Le chauffage solaire de l'eau pour les hôtels, les hôpitaux et les foyers qui utilisent des chauffe-eau électriques offre de plus grandes possibilités. Le Centre de Développement Industriel de la Commission des Communautés Européennes a défini de la façon suivante le marché potentiel de capteurs solaires à Madagascar, soit: 1.500 m² pour les hôtels, 8.500 m² pour les centres sanitaires et 750 m²/an pour les chauffe-eau solaires ménagers. Le remplacement annuel correspondant de combustible d'environ 500 tep/an à court terme n'est pas important, à l'échelle nationale. Cependant, le marché des capteurs solaires ménagers est suffisamment étendu pour être rentable pour de petits commerçants du secteur privé, qui importent des capteurs partiellement assemblés qu'ils achètent à des fournisseurs internationaux sérieux. Une analyse économique, faite à titre d'illustration, permet de penser (annexe 20) qu'il est peu probable que les sociétés du secteur privé investissent dans des systèmes de chauffage solaire à l'échelle industrielle, mais qu'un tel investissement pourrait être acceptable pour des entreprises d'Etat pour lesquelles des périodes de remboursement de plus de cinq ans, mais de moins de dix ans, pourraient présenter de l'intérêt.

Production d'énergie éolienne

2.41 Madagascar possède d'abondantes ressources d'énergie éolienne, mais qui ne sont pas réparties uniformément. Une analyse de la mission

(annexe 21), fondée sur les statistiques du Service Météorologique National, indique que l'énergie éolienne pourrait devenir compétitive à un coût économique livré de 270 FMG/litre d'huile diesel. Ceci est à rapprocher du prix actuel (mai 1984) du diesel sur le marché d'Antananarivo, soit 186 FMG/litre, et du coût économique correspondant (prix c.a.f.) de 121 FMG/litre (par. 6.3). Une petite équipe de chercheurs, avec de l'assistance technique suisse, a étudié les systèmes électriques éoliens à l'Ecole Polytechnique d'Antsiranana, mais il faudra importer les principaux éléments complètement assemblés dans un avenir prévisible. Les travaux faits sur place devraient se poursuivre dans le sens actuel, et être suivis d'un ou deux petits projets pilotes, mais la mission estime que ce programme n'est pas hautement prioritaire. Cependant, il faudrait étudier l'option énergie éolienne chaque fois qu'on évalue des programmes locaux d'électrification dans les régions où la vitesse moyenne du vent évaluée dépasse 5 m/s.

Energie géothermique

2.42 Une évaluation initiale des ressources géothermiques faite en 1979 a identifié huit sites dotés de températures suffisamment élevées (supérieures à 150°C) pour produire de l'énergie et de la vapeur industrielle (Antsirabé, Itasy, Miandrivaka, Ambilobé, Ambaja, Andapa Doany, Nosy Bé et Morondava). Des études plus détaillées sont en cours ou ont produit des données qui sont actuellement traitées. Cependant, il existe au moins trois facteurs défavorables à l'aménagement de ces ressources, à savoir: leur profondeur relativement grande et donc les coûts élevés de pompage; l'existence indispensable d'une demande locale ou régionale d'énergie à chacun de ces sites d'au moins 20 MW pour justifier le gros investissement initial; et la présence de plusieurs ressources d'énergie concurrentes, notamment hydro-électriques, qui sont raisonnablement accessibles et probablement meilleurs marché. Pour ces raisons, la mission estime que la poursuite active de la mise en valeur de l'énergie géothermique se justifie mal, sauf dans les régions qui offrent un potentiel hydro-électrique limité et présentent des perspectives d'aménagement de grandes industries enclavées, économiquement viables (par exemple, l'extraction minière).

Recommandations concernant les autres sources d'énergie renouvelables

Mesures ultra prioritaires

2.43 La mission recommande:

- (a) d'examiner toutes les évaluations du potentiel d'énergie hydro-électrique à faible échelle faites précédemment pour déterminer lesquels des sites identifiés, si tant est qu'il y en ait, peuvent remplacer économiquement la production d'énergie diesel, publique ou privée;
- (b) si cette étude démontre l'existence d'un potentiel économique important d'aménagement de l'énergie hydro-électrique à faible

échelle, elle devrait être suivie immédiatement d'une deuxième phase de pré-investissement pour:

- (i) définir le cadre institutionnel, juridique et financier de l'aménagement de cette énergie, à la fois dans le secteur public et le secteur privé;
 - (ii) formuler un programme d'investissement pour le secteur public, fondé sur des études techniques et des études de coûts pour plusieurs mini-projets hydro-électriques dont la viabilité économique a été démontrée;
 - (iii) estimer le financement nécessaire pour encourager la participation du secteur privé à cet aménagement;
- (c) la création d'un organisme central chargé de recueillir et d'interpréter les statistiques hydrologiques.

Mesures hautement prioritaires

2.44 La mission recommande:

- (a) de surveiller l'étude de l'industrie sucrière faite par la CCCE, et en assurer le suivi, le cas échéant, en faisant des études plus poussées de pré-investissement concernant le potentiel de production d'électricité à partir de bagasse. Là où il n'existe pas de marché de l'énergie, où là où ce marché est trop limité pour absorber l'excédent de bagasse, il faudrait évaluer la production de combustible compacté pour l'industrie et les ménages.

Mesures à plus faible priorité

2.45 La mission recommande que:

- (a) le gouvernement encourage l'application, par le secteur privé, des systèmes d'énergie par piles photovoltaïques en permettant leur importation en franchise ou hors taxes dans tous les cas où la production d'électricité diesel serait la source du chauffage électrique de l'eau (par exemple, dans les grands centres d'implantation d'industries enclavées, telles que Fanamalanga et SOMALAC);
- (b) la recherche en matière d'énergie éolienne se concentre sur des modèles étudiés spécifiquement pour chaque site, sur la régulation, sur les programmes minimum d'entretien et sur la formation en matière de services. Un ou deux projets pilotes, pouvant aller jusqu'à, mettons, 100 kW, pourraient logiquement faire suite à ces études, après avoir procédé à une analyse économique et à une analyse de marché, étroitement coordonnées

avec JIRAMA, mais ces projets seraient exploités sous forme de projets enclavés, relevant d'une direction distincte.

Assistance technique

2.46 Les domaines prioritaires pour les sources d'énergie renouvelables sont les suivants (les coûts indiqués sont tirés de l'annexe 12).

Aménagement des ressources

- (a) L'inventaire des ressources, à savoir, (i) l'inventaire de la couverture forestière et arborée, et des terres pouvant convenir à la création de forêts dans la région de tous les principaux centres de demande de bois de feu (par. 2.22(b)(ii)), (ii) l'évaluation des méthodes d'abattage et de façonnage de l'industrie du bois pour déterminer le montant réel des déchets (par. 2.23(d)), (iii) l'inventaire des scieries et de leur production de déchets (par. 2.22(b)(iv)). Le coût estimé s'élève à 2,5 millions de dollars pour la période 1986-90.
- (b) Des études détaillées de la consommation de combustibles des ménages pour faire la cuisine dans chaque grand centre de demande, à un coût estimé à 0,32 million de dollars pour la période 1986-88 (par. 2.23(b)).
- (c) Des programmes de rendement à la cuisson pour tester la réaction des consommateurs à l'utilisation de foyers améliorés, à un coût estimé à 2,53 millions de dollars au cours de la période 1986-90 (par. 2.23(b)).
- (d) Une étude d'aménagement de l'énergie pour la région du Lac Aloatra, à un coût estimé à 0,53 million de dollars, au cours de la période 1986-87 (par. 2.24(b)).
- (e) Une étude de faisabilité et une étude technique pour déterminer, avec plus de précision, les coûts et les avantages du compactage de la balle de riz dans la région d'Antananarivo, à un coût estimé à 50.000 dollars en 1986-87 (par. 2.22(a)(v)).
- (f) Une étude pour déterminer la faisabilité, et les coûts, d'une utilisation accrue d'électricité par les ménages pour faire la cuisine, à un coût estimé à 50.000 dollars en 1986 (par. 2.22(a)(iii)).

Renforcement des institutions

- (g) Examiner les besoins en matière d'organisation, de gestion, de formation et de matériel du service forestier de la DEF (par. 2.26). Il semble que la FAO envisage déjà d'accorder de l'assistance technique dans ce but, mais l'IDA devrait apporter son aide, le cas échéant, dans le cadre du Troisième projet forestier envisagé.

Formation

- (h) Formation aux techniques améliorées de fabrication du charbon de bois, y compris des cours certifiés payés à l'intention des charbonniers, à un coût estimé à 1,1 million de dollars au cours de la période 1986-95 (par. 2.22 (b) (i)).

III. AMENAGEMENT DES RESSOURCES EN COMBUSTIBLES FOSSILES SOLIDES

Prospection et réserves

3.1 On sait depuis longtemps que Madagascar possède des réserves de charbon et de lignite, et on a signalé plus récemment des indices de ressources de tourbe. Ces ressources n'ont pas été exploitées commercialement en raison de leur éloignement relatif des marchés et de l'absence de demande industrielle. L'augmentation des prix du pétrole a ravivé l'intérêt que présentent les ressources en charbon au cours des dix dernières années.

Charbon

3.2 Le charbon bitumineux affleure dans le sud-ouest de Madagascar, le long du bord sud-est du bassin sédimentaire de Morondava qui s'étend sur toute la longueur de Madagascar et se prolonge vers l'ouest à 100-200 km au large des côtes. La prospection entreprise depuis le début du siècle a permis d'identifier sept régions, dans lesquelles la présence de charbon est connue ou soupçonnée (annexe 24). Elles comprennent cinq grands gisements de charbon, tous situés dans le bassin de Sakoa, à 900 km environ d'Antananarivo et à 100-200 km de la mer (voir la carte BIRD 19743 en annexe). On trouvera ci-joint un résumé de la stratigraphie (annexe 25). On n'a fait aucune évaluation systématique des ressources en charbon, mais les estimations relatives à l'ensemble du bassin de Sakoa vont jusqu'à 1.000 millions de tonnes, chiffre qui peut être légèrement supérieur à celui que justifient les données disponibles. Des cinq principaux gisements de charbon, celui de Sakoa contient les ressources connues de Madagascar les plus importantes de charbon de chaudière à teneur modérée en cendres et en matières volatiles dont les réserves exploitables sont estimées à 173 millions de tonnes. D'après la société de consultants Saarberg Interplan, sur ces réserves on pourrait récupérer un volume estimé à 82 millions de tonnes par des méthodes d'extraction souterraines. L'analyse de BP Coal du gisement de Sakoa a conclu qu'on pourrait récupérer 23 millions de tonnes par extraction à ciel ouvert avec un taux maximum de découvert de 10 pour 1 en volume dans les régions déjà prospectées en détail (avec un taux maximum de découvert de 5 pour 1 en volume, ce chiffre tombe à 250.000 tonnes). Le charbon tout venant produit à Sakoa par le passé (par. 3.5) contenait 16,4% de cendre, 25,4% de matières volatiles et 0,8% de soufre, sur la base de charbon séché à l'air.

Lignite

3.3 Les principales ressources de lignite se rencontrent dans la région d'Antsirabé sur les hauts plateaux. Le seul gisement qui présente un intérêt éventuel est celui de la Couche No. 3 à Antanifotsy. Le U.S. Bureau of Mines a estimé (1961) que les réserves totales de cette couche s'élevaient à 32 millions de tonnes environ, y compris 18 millions de

tonnes de réserves mesurées (annexe 27). Une estimation plus récente du PNUD (1970), fondée sur une prospection plus extensive, évalue le total à 54 millions de tonnes environ, y compris 11 millions de tonnes de réserves prouvées. La teneur en cendres est de 15-20%, celle en soufre de 2,5%, la valeur calorifique est de 1.900-3.000 kcal/kg et la teneur hygrométrique est de plus de 45% (on signale que la valeur calorifique serait passée à 4.000 kcal/kg après avoir fait subir au lignite un séchage qui aurait ramené sa teneur hygrométrique à moins de 20%). Bien qu'il ne soit pas de première qualité, ce gisement présenterait un potentiel économique si on pouvait facilement l'exploiter. Ceci ne semble pas le cas, étant donné qu'il n'existe aucune réserve que l'on pourrait récupérer par extraction à ciel ouvert, et la couche est, paraît-il, faillée, lenticulaire et ondulée, et contient "beaucoup d'eau". On en conclut que son aménagement ne serait pas économiquement justifié dans un avenir prévisible. Plusieurs gisements de lignite examinés dans l'ouest de Madagascar ne présentent non plus aucun potentiel économique de développement.

Tourbe

3.4 Les ressources en tourbe n'ont pas été examinées. Certains rapports signalent des rencontres d'une épaisseur d'environ 2 mètres ou plus, mais on ignore la base de cette estimation, ainsi que l'emplacement de la tourbe. Des gisements visités près d'Antananarivo, et utilisés comme combustible pour les fours à brique, étaient tous très lenticulaires et présentaient moins d'un mètre d'épaisseur. Néanmoins, il faudrait entreprendre un inventaire systématique des ressources en tourbe.

Aménagement antérieur

Charbon

3.5 Les activités antérieures d'aménagement ont porté principalement sur le gisement de charbon de Sakoa. Une société minière privée, (Société des Charbonnages de Sakoa) a été fondée en 1931. La première production est venue d'une petite mine pilote en 1941, desservie par une ligne ferroviaire de 85 km allant de Soalara, sur la côte, à Vohitsara. Cette mine a été exploitée par intermittence jusqu'en 1972, et a produit 53.000 tonnes de charbon. Il n'y a eu aucun aménagement ultérieur, bien que plusieurs études de faisabilité minière aient été faites, notamment par les Charbonnages de France/BRGM en 1964, KOPEX de Pologne en 1978 et Saarberg-Interplan d'Allemagne de l'Ouest en 1979. Utah International et Amax Inc. des Etats-Unis ont présenté des propositions au gouvernement pour faire des travaux au cours des dix dernières années, mais aucun travail matériel ne semble avoir été accompli.

Lignite

3.6 Une certaine quantité de lignite a été extraite au cours de la période 1947-49, époque à laquelle 570 tonnes ont été produites à l'usage des chemins de fer. Il n'y a actuellement aucune exploitation.

Tourbe

3.7 On utilise de plus en plus la tourbe comme combustible au lieu de bois de feu dans les briquetteries artisanales. On ne dispose d'aucune estimation de la consommation.

Marché du charbon

Tendances antérieures

3.8 L'industrie du ciment, sous la forme de l'usine exploitée par la Cimenterie d'Amboanio (CIMA), près de Mahajanga dans le nord-ouest de Madagascar, constitue à présent, le seul marché du charbon. Ainsi qu'il est indiqué à l'annexe 27, de 1968 à 1980, la consommation s'est élevée en général aux alentours de 20.000 tonnes, mais est tombée depuis à 12.000 tonnes avec la diminution de la production de ciment qui a fléchi à 50% environ de la capacité de la cimenterie ^{14/}. Le charbon est importé en totalité, à l'heure actuelle, de Maputo en Mozambique.

Demande future

3.9 Il semble y avoir peu de possibilités d'établir un marché intérieur du charbon en dehors de l'industrie du ciment. Une évaluation détaillée des perspectives de conversion de l'industrie au charbon comme combustible primaire n'a pas été faite, mais il est évident que les possibilités sont limitées, non seulement par l'exigüité du secteur industriel, mais aussi par l'absence d'infrastructure pour recevoir, transporter et livrer le charbon à des prix concurrentiels. De même, la mission n'a pas examiné la possibilité de produire de l'énergie à partir du charbon à Teliara ou à la sortie de la mine de Sakoa pour la transporter vers les centres régionaux isolés du voisinage, étant donné les volumes relativement faibles d'énergie diesel que cette énergie pourrait remplacer et le coût unitaire correspondant élevé de cette opération. On a supposé que d'ici à 1995, il existerait sur le marché intérieur une demande maximum de 10.000 tonnes par an émanant de secteurs autres que l'industrie du ciment.

^{14/} La baisse de la production provient d'un manque de pièces de rechange pour entretenir convenablement la cimenterie, très vétuste (1956).

3.10 La demande interne future de charbon continuera donc à être fonction, essentiellement, de la tendance de la demande de ciment. La consommation de ciment a oscillé entre 11 et 17 kg par habitant au cours des dix dernières années (annexe 29). Compte tenu des perspectives économiques actuelles, il est peu probable qu'elle dépassera 20 kg d'ici à 1990, ou 25 kg d'ici à l'an 2000. En supposant un accroissement démographique de 2% par an, une telle augmentation de la consommation mettrait en jeu le scénario indiqué à l'annexe 29 d'après lequel la consommation devrait s'élever à 226.000 tonnes en 1990 et 280.000 tonnes en l'an 2000, dont 160.000 tonnes et 225.000 tonnes respectivement proviendraient des cimenteries nationales. Les besoins correspondants de charbon sont estimés à 33.000 tonnes environ en 1990, et passeraient à 50.000 tonnes en l'an 2000 (annexe 29).

3.11 Par conséquent, la projection de la demande totale de charbon est d'environ 43.000 tonnes en 1990 et passera à 60.000 tonnes en l'an 2000 (annexe 30). Il faut considérer ces chiffres comme des maximum, et la demande réelle pourrait très bien leur être inférieure. La demande potentielle de charbon indigène sera beaucoup plus faible (26.000 tonnes en 1990, 40.000 tonnes en l'an 2000), du fait que les fours à ciment en construction à Ibitsy (Antsirabé) ne peuvent utiliser que du charbon à faible teneur en matières volatiles qui doit être importé. De plus, la production actuelle d'environ 10.000 tonnes par an de charbon de bois en morceaux provenant de l'éclaircissement et du démariage des forêts de pins de Moromango pourrait être le mieux utilisée pour la fabrication du ciment dans laquelle elle remplacerait le charbon importé.

3.12 Les perspectives de la demande de charbon de Sakoa pourraient augmenter considérablement au cours des années 90, si la "Cimenterie des trois îles" envisagée (Madagascar, Maurice, Seychelles), d'une capacité de 1 million de tonnes par an s'avérait économiquement faisable, ce qui semble douteux à l'heure actuelle. Une étude de faisabilité de ce projet, qui serait financée par le FED, a été envisagée.

Importations de charbon

3.13 L'industrie du ciment achète son charbon en France par l'intermédiaire d'un agent, la CTC. Les coûts en vigueur depuis 1977 sont récapitulés à l'annexe 31. Le prix moyen payé en 1983 était de 96,34 dollars la tonne débarquée à Mahajanga. Le principal élément de 50,50 dollars la tonne f.o.b. Maputo dépasse probablement de 10 dollars au moins le prix auquel on aurait pu s'attendre pour du charbon de la qualité fournie (8% de teneur hygrométrique, 23% de teneur en matières volatiles, 19% de teneur en cendres, 1,2% de teneur en soufre et d'une valeur calorifique de 6.210 kcal/kg). Les frais d'expédition de 27,85 dollars la tonne peuvent également sembler élevés, mais ils comprennent probablement de forts coûts de surestarie résultant de l'utilisation de petits chalands (d'une capacité inférieure à 100 tonnes) pour le déchargement. Les frais de déchargement étaient d'environ 7 dollars la tonne, plus 10 dollars la tonne pour les pertes. Le seul élément de coût qui présente de réelles possibilités de réduction sans modification de

l'infrastructure, non justifiée par la faiblesse des tonnages, semble être le prix f.o.b. qui pourrait peut-être diminuer en achetant le charbon directement au lieu de passer par un agent (bien que, comme dans le cas du pétrole (par. 5.10) l'importance du prix payé puisse traduire les conditions de paiement restrictives qui règnent dans l'industrie du ciment par suite de la pénurie de devises). 15/

Plans de mise en valeur du charbon

3.14 Il n'existe aucun plan de mise en valeur du lignite ou de la tourbe. Les espoirs que placent actuellement les pouvoirs publics dans la mise en valeur du charbon reposent sur un accord d'exploitation mixte passé récemment avec BP (charbon) Limited (BP), filiale de British Petroleum Limited. Cet accord donne à BP une option exclusive pour mettre en valeur les ressources charbonnières de la plus grande partie de la région de prospection du sud-ouest de Madagascar à la condition que BP entreprenne (a) d'effectuer la prospection entièrement à sa charge et, si les conditions le justifient, de faire par la suite des études de faisabilité d'une grande mine à ciel ouvert (plus de 3 millions de tonnes par an) qui produirait du charbon pour l'exportation, et (b) de préparer, dès que possible, une étude de faisabilité d'une petite mine qui serait aménagée dans l'immédiat pour approvisionner le marché intérieur local. Le gouvernement aurait une participation de 50% dans la grande mine et apporterait sa part du capital au stade de développement.

Grande mine pour l'exportation

3.15 BP examinera toute la région du bassin de Sakoa (par. 3.2), en se concentrant principalement sur le gisement de charbon d'Imaloto (annexe 24) pour essayer de découvrir l'emplacement des réserves avec un rapport de découverte faible, susceptibles d'être exploitées pour fournir un minimum de 3 millions de tonnes par an pour l'exportation. BP a effectué des études théoriques en supposant que le tonnage requis pourrait être extrait sur 20 ans avec un rapport moyen de découverte de 3 m³ de stérile par tonne de charbon tout-venant, c'est à dire un rapport de découverte de 4,5 pour 1 en volume; que le charbon sera disponible en 2 ou 3 couches de 1,54 mètres d'épaisseur dont le pendage se situe entre 0° et 10°, que le charbon tout-venant exigera un lavage pour respecter les normes de qualité à l'exportation; et que les rendements de charbon propre de qualité exportation seront de 80-90% du charbon tout-venant.

15/ Le prix du charbon sur le marché international a baissé depuis 1983. Ainsi, en 1986, l'industrie du ciment de Madagascar payait jusqu'à 75 dollars la tonne rendue Mahajanga, par opposition à 96 dollars en 1986. Cependant, il s'agit toujours d'un prix élevé f.o.b. Maputo.

3.16 Les "premières estimations de coût tracées à grand traits" par la BP à partir de ces hypothèses (en dollars de 1984) sont de 561 millions de capital (y compris l'infrastructure), plus des coûts d'exploitation de 13.60 dollars par tonne marchande avec un plan de 5 millions de tonnes par an, soit 867 millions de dollars, plus des coûts d'exploitation de 13 dollars la tonne pour un plan de 10 millions de tonnes. Ces estimations de coût entraîneraient les coûts du charbon f.o.b. Toliara, port le plus proche, de 30-40 dollars la tonne, coûts qui seraient probablement compétitifs à l'échelle internationale. Cependant, les hypothèses géologiques semblent exagérément optimistes. Rien ne prouve l'existence de couches de l'épaisseur postulée (annexe 24), il faudrait que presque toute la zone qui existerait dans la région prospectée (environ 30 km²) soit exploitable avec des rapports favorables pour soutenir les taux élevés de production envisagés à l'heure actuelle. De plus, étant donné la dépression qui règne sur le marché international du charbon de chaudière, et le faible coût de la production marginale en Afrique du Sud, en Australie et aux Etats-Unis, on peut difficilement envisager l'apparition d'un marché du charbon pour un nouveau projet tel que celui-là avant 1995 au plus tôt, et plus probablement après l'an 2000.

Petite mine de charbon

3.17 La question critique concerne la dimension de la petite mine envisagée. BP a entrepris de faire une étude de faisabilité d'une mine produisant de 50.000 à 100.000 tonnes par an, mine dont l'idée est appuyée par les autorités malgaches. Ceci semblerait approprié, étant donné que la demande intérieure ne devrait pas, selon les projections, dépasser 60.000 tonnes avant l'an 2000, ou même plus tard (par. 3.11). Cependant, les estimations provisoires établies par la mission pour une telle mine à ciel ouvert, fondées sur les travaux de prospection faits autrefois à Sakoa, laissent à penser qu'une telle mine ne serait probablement pas viable dans un avenir proche.

3.18 Il avait été envisagé de faire une étude de faisabilité d'une mine de 400.000 tonnes par an et non pas d'une de 50.000-100.000 tonnes. Une mine de telles dimensions présuppose qu'on pourrait exporter l'excédent de production par rapport à la demande intérieure. Cette éventualité est peu probable pour plusieurs raisons. Tout d'abord, il faudrait laver le charbon tout venant pour le rendre propre à l'exportation; deuxièmement, le rapport de découverte augmenterait en fonction de l'augmentation de la production et le charbon marchand par tonne de charbon tout-venant serait probablement d'environ 0,75 tonne; et, troisièmement, il faudrait une infrastructure importante pour transporter le charbon de la mine au port et pour le manutentionner au port. Par conséquent, le coût f.o.b. du charbon à Toliara serait bien supérieur au coût actuel (35 dollars/tonne) et aux coûts prévus en 1995

(45 dollars/tonne) ^{16/} du charbon f.o.b. importé d'Afrique du Sud ou d'Australie. Le coût du charbon produit par la grande mine ne serait pas non plus concurrentiel avec celui du charbon importé pour la consommation.

Conclusions

3.19 Madagascar possède de vastes ressources de charbon bitumineux qui pourrait éventuellement convenir au marché international du charbon de chaudière, mais il est peu probable que cela se produise dans un avenir prévisible. Les conditions du marché ne sont pas brillantes pour les nouveaux producteurs potentiels; en effet, les prix sont stationnaires, et il est peu probable que le prix réel augmente sensiblement au cours des dix prochaines années. L'aménagement des ressources en charbon de Madagascar à l'échelle de l'exportation exigerait la mise en place d'investissements considérables en infrastructure (voies ferrées, ports, etc...). De plus, la probabilité de trouver des réserves récupérables à des prix compétitifs est faible, étant donné que, d'après tous les indices actuels, il faudrait extraire la plus grande partie de ces ressources par des méthodes d'extraction souterraines relativement coûteuses.

3.20 L'aménagement des ressources en lignite n'offre aucune perspective. La mission appuie la position des pouvoirs publics, à savoir, qu'aucun nouvel examen de ces ressources ne se justifie à l'heure actuelle.

3.21 Les réserves de tourbe n'ont fait l'objet d'aucune recherche, mais il est possible qu'il en existe un peu partout dans le pays, et des découvertes intéressantes présentent des possibilités qu'il faudrait évaluer.

Recommandations

3.22 La mission recommande que:

- (i) le gouvernement encourage une prospection plus poussée des ressources en charbon, s'il le peut sans qu'il lui en coûte rien aux termes d'un accord convenable avec BP;
- (ii) il ne faudrait entreprendre à l'heure actuelle aucune nouvelle recherche de ressources en lignite; et
- (iii) étant donné la pénurie de bois de feu et la hausse rapide de son prix, il faudrait entreprendre, dès que possible, une évaluation des ressources en tourbe.

^{16/} En dollars de 1983.

Questions d'ordre institutionnel

3.23 La principale question d'ordre institutionnel qui se pose dans le sous-secteur du charbon concerne les responsabilités respectives du MIEM et de l'OMNIS au regard des études liées à la mise en valeur des ressources en charbon. En vertu de son mandat, c'est la responsabilité de la Division des projets miniers de la Direction des Mines et du Service de géologie du MIEM. Cependant, depuis 1983, année où l'OMNIS a négocié un contrat avec BP pour faire une étude du charbon, il s'est, en fait, chargé de cette responsabilité, bien que le décret portant création de cet organisme ne mentionne pas le charbon. Il est évident que ceci a été convenu d'un commun accord entre le MIEM et l'OMNIS, du fait, en partie, de l'expérience que possède déjà ce dernier pour négocier des accords de prospection et d'aménagement des ressources pétrolières.

Recommandation

3.24 La mission recommande de définir clairement les responsabilités respectives du MIEM et de l'OMNIS en matière de prospection charbonnière et d'études de mise en valeur de ce produit minier, afin d'éviter un chevauchement des travaux.

IV. AMENAGEMENT DU SOUS-SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

4.1 Le présent chapitre se concentre sur la croissance passée et prévue de la demande d'électricité et sur l'aménagement du réseau public d'alimentation qui lui est associé. Les questions de tarification de l'électricité sont abordées au chapitre VI.

Croissance de la demande

Tendances antérieures

4.2 La consommation d'électricité, mesurée par les ventes aux clients branchés au réseau public d'alimentation, a progressé de 4,4% par an, en moyenne, au cours de la période 1973-83, passant de 203 GWh à 313 GWh (tableau 4.1). Les taux de croissance d'une année sur l'autre ont fortement oscillé de part et d'autre de la moyenne, atteignant une pointe de 14% en 1979 et enregistrant une baisse de 1% en 1982 (annexe 32). Il n'y a aucune corrélation étroite entre la croissance de la consommation d'électricité et celle du PIB d'une année sur l'autre, mais l'augmentation exceptionnellement prononcée des ventes d'électricité en 1979 est venue, principalement, d'une progression de 17% de la consommation industrielle d'électricité, par suite d'un accroissement de 13% de la production industrielle. La diminution ultérieure du taux de croissance en 1980-82 a été, de même, associée aux fortes baisses de la production industrielle qui se sont produites ces années là. Ainsi qu'on peut le voir au tableau 4.1 (détails aux annexes 32 et 33), le taux de croissance pour le réseau interconnecté, qui s'étend sur la région d'Antananarivo, a atteint tout juste un peu plus de la moitié de celui des autres régions ^{17/} qui couvrent le reste du pays (3,4% contre 6,4% par an). On ne connaît pas les chiffres de la demande maximum pour l'ensemble du pays, mais pour la zone d'interconnexion, la demande a augmenté plus rapidement que les ventes (4,1% p.a.), passant d'environ 30 MW à 45 MW. La consommation par habitant, pour l'ensemble du pays, l'une des plus faibles du monde, est passée de 31 kWh en 1973 à 38 kWh en 1983.

4.3 La structure de la consommation d'électricité par catégorie de consommateurs a manifesté relativement peu de changements (tableau 4.2). Après être passée de 51% des ventes totales en 1973 à 55% en 1976, la part du secteur industriel est tombée, par la suite, à moins de 53%. Les consommateurs industriels les plus importants sont les industries alimentaires, la manufacture de tabacs, l'industrie du textile, du papier et du cuir, qui se sont inscrites pour près de 80% de la consommation industrielle en 1983. Les ventes aux consommateurs résidentiels sont passées de 26% à près de 28% au cours de cette période, ce qui traduit

^{17/} Les "zones extérieures" plus les "centres isolés" (voir par. 4.6).

leur taux de croissance légèrement plus rapide que celui des ventes industrielles. Néanmoins, la consommation par consommateur résidentiel est tombée de 738 kWh à 609 kWh en 1977, et ne s'est rétablie que partiellement en 1983 pour atteindre 688 kWh. Cette diminution reflète la baisse des niveaux de vie, jointe à une pénurie d'ampoules (l'utilisation domestique d'électricité est consacrée, en plus grande partie, à l'éclairage) et d'appareils ménagers. La modification relative la plus importante a été celle de la plus faible catégorie, l'éclairage public, qui est tombée de plus de 4% à moins de 2% par suite d'un recul de la consommation qui a régressé de 8,7 à 5,4 GWh.

Projection de la demande

4.4 JIRAMA a établi une projection détaillée de la consommation d'électricité par région jusqu'en l'an 2000. Cette projection figure à l'annexe 34, et des chiffres consolidés pour le réseau interconnecté et pour l'ensemble du pays sont donnés aux annexes 35 et 36. Ainsi qu'on peut le voir au tableau 4.3, qui présente une récapitulation pour la période 1983-95, la projection indique que le total des ventes progressera de 7,1% p.a. jusqu'en 1985, de 5,3% p.a. en 1985-90 et de 3,7% p.a. en 1990-95, pour atteindre 556 GWh en 1995, contre 313 GWh en 1983. La réalisation de la projection des ventes jusqu'en 1990 exigerait un renversement prononcé de la tendance de 1979-83, époque au cours de laquelle les ventes n'ont augmenté que de 2,9% p.a. Ainsi que l'indique clairement le tableau 4.3, les taux de croissance relativement élevés des ventes totales jusqu'en 1990 sont entièrement attribuables aux projections élevées établies pour le réseau interconnecté, étant donné que les ventes dans les "zones extérieures" devraient, selon les projections, progresser beaucoup plus lentement qu'en 1979-83. 18/ Ceci indiquerait la nécessité de procéder à un examen critique des projections établies pour le "réseau interconnecté", jusqu'en 1990, qui indiquent des taux de croissance de plus de 7% p.a. à la fois des ventes et de la demande maximum au cours de cette période, bien qu'on suppose qu'il n'y aura aucune nouvelle charge industrielle importante. Etant donné les conditions économiques actuelles, la mission a pris comme hypothèse des taux de croissance de la demande d'énergie électrique des taux plus bas pour l'ensemble du pays, 3,5% p.a. de 1985 à 1995 alors que le taux de croissance prévu par JIRAMA est de 5% p.a.

18/ Il faut noter que ces prévisions supposent que Toamasina (l'une des zones extérieures actuelles) sera branchée au réseau interconnecté en 1988. Ceci contribue 1,5% de l'augmentation annuelle projetée des ventes de 7,3% jusqu'en 1990 dans le réseau interconnecté. Etant donné la situation actuelle dans le sous-secteur de l'électricité, il semble peu probable que ce branchement aura eu lieu en 1988.

Tableau 4.1: CONSOMMATION D'ELECTRICITE, 1973-83

| | 1973 | 1976 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | Taux de croissance % p.a. | | | |
|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------------------------|---------|---------|---------|
| | | | | | | | | 1973-79 | 1976-79 | 1979-83 | 1973-83 |
| <u>Réseau interconnecté</u> | | | | | | | | | | | |
| Ventes, GWh | 138,2 | 146,6 | 172,6 | 180,0 | 182,0 | 180,2 | 192,3 | 2,0 | 5,6 | 2,7 | 3,4 |
| Demande maximum, MW | 30,2 | 32,5 | 38,0 | 40,0 | 41,5 | 44,6 | 45,3 | 2,5 | 5,4 | 3,6 | 4,1 |
| <u>Autres régions</u> | | | | | | | | | | | |
| Ventes, GWh | 65,1 | 82,4 | 106,4 | 115,6 | 120,8 | 119,8 | 120,6 | 8,2 | 8,9 | 3,2 | 6,4 |
| Total des ventes, GWh | 203,3 | 229,0 | 279,0 | 295,6 | 302,8 | 300,0 | 312,9 | 4,0 | 6,8 | 2,9 | 4,4 |

Source: JIRAMA

Tableau 4.2: CONSOMMATION D'ELECTRICITE PAR CATEGORIE DE CONSOMMATEURS (1973-1983)

| | 1973 | | 1976 | | 1979 | | 1983 | | Taux de croissance % p.a. | | | |
|------------------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|---------------------------|-------|--------|-------|
| | GWh | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % | 1973- | 1976- | 1979- | 1973- |
| | | | | | | | | | 76 | 79 | 83 | 83 |
| Résidentielle | 53,4 | 26,3 | 54,9 | 24,0 | 68,0 | 24,4 | 86,7 | 27,7 | 0,9 | 7,4 | 6,3 | 5,0 |
| Industrielle | 103,8 | 51,1 | 126,8 | 55,4 | 150,4 | 53,9 | 164,4 | 52,6 | 6,9 | 5,9 | 2,2 | 4,7 |
| Administration | 14,5 | 7,1 | 13,8 | 6,0 | 17,0 | 6,1 | 18,9 | 6,0 | (1,7) | 7,2 | 2,7 | 2,7 |
| Pompage de l'eau | 13,1 | 6,4 | 14,2 | 6,2 | 20,5 | 7,3 | 22,7 | 7,3 | 2,7 | 9,6 | 2,6 | 5,6 |
| Eclairage public | 8,7 | 4,3 | 9,0 | 3,9 | 10,1 | 3,6 | 5,4 | 1,7 | 1,2 | 3,9 | (14,5) | (4,6) |
| Divers | 9,8 | 4,8 | 10,3 | 4,5 | 13,0 | 4,7 | 14,8 | 4,7 | 1,7 | 8,1 | 3,3 | 4,2 |
| TOTAL | 203,3 | 100 | 229,0 | 100 | 279,0 | 100 | 312,9 | 100 | 4,0 | 6,8 | 2,9 | 4,4 |

Les chiffres entre parenthèses représentent des taux de diminution.

Source: JIRAMA

4.5 Compte tenu du niveau relativement faible de la demande d'électricité actuelle et prévue, l'apparition d'une nouvelle charge importante exercerait une incidence considérable. Il est donc important que la cadence d'exécution de tout nouveau grand projet consommateur d'électricité, tel que l'usine de ferrochrome, l'usine de pâte à papier, l'aciérie et les cimenteries supplémentaires, projets au sujet desquels il y a eu des débats, se fasse progressivement avec la mise en place des nouvelles centrales électriques qui pourraient devenir nécessaires pour garantir la satisfaction des besoins d'électricité. Une nouvelle cimenterie à Amboanio, dans la région de Mahajanga (l'une des zones extérieures), par exemple, telle que celle qui a été envisagée, ajouterait 50 GWh supplémentaires à la consommation prévue de cette région de 72 GWh en 1990 (annexe 34).

Tableau 4.3: PROJECTION DE LA DEMANDE, 1985-1995

| | 1983 (chiffres effectifs) | | | | Taux de croissance | | | |
|-------------------------------|---------------------------------|-------|-------|---------|--------------------|---------|---------|------|
| | 1985 | 1990 | 1995 | 1983-85 | 1985-90 | 1990-95 | 1983-95 | |
| <u>Zone interconnectée a/</u> | | | | | -- (% p.a.) -- | | | |
| Ventes, GWh | 192,3 | 228,1 | 316,9 | 378,0 | 8,9 | 6,8 | 3,6 | 5,8 |
| Demande maximum, MW | 45,3 | 52,3 | 74,3 | 85,5 | 7,4 | 7,3 | 2,8 | 5,4 |
| <u>Centres isolés</u> | | | | | | | | |
| Ventes, GWh | 1,5 | 1,9 | 3,2 | 5,0 | 12,0 | 11,0 | 9,3 | 10,3 |
| <u>Zones extérieures a/</u> | | | | | | | | |
| Ventes, GWh | 120,6 | 129,0 | 144,6 | 173,0 | 3,4 | 2,3 | 3,7 | 3,1 |
| Ventes totales, GWh | 312,9 | 359,0 | 464,7 | 556,0 | 7,1 | 5,3 | 3,7 | 4,9 |

a/ Les projections supposent que Toamasina (l'une des zones extérieures actuelles) sera branchée au réseau interconnecté en 1988.

Source: JIRAMA

Recommandations et questions liées à la demande

4.6 Les principales questions liées à la demande sont les suivantes:

- (a) La nécessité de surveiller de près l'évolution de la demande, notamment dans le secteur industriel, étant donné l'incertitude dont s'entoure l'exécution des grands projets industriels et l'incidence considérable qu'ils pourraient avoir sur la demande d'électricité. Ceci exige que l'on renforce la capacité de JIRAMA à faire des recherches sur la charge et les prévisions, une importance particulière étant attachée à la mise à jour régulière des projections à court et à moyen terme;

- (b) La prévision actuelle relative au réseau interconnecté est élevée par rapport à la tendance récente et il est à la fois justifié et nécessaire d'établir d'urgence une nouvelle projection de la demande plus détaillée sur la base de la consommation réelle et des plans d'investissement projetés pour les industries existantes et les nouvelles grandes industries envisagées et les utilisations commerciales prévues jusqu'en 1990, et sur la base de techniques plus classiques de prévision de la charge par la suite;
- (c) JIRAMA devrait explorer les possibilités d'encourager la consommation d'électricité des ménages, par exemple, pour faire la cuisine, en raison de l'excédent d'énergie hydro-électrique et de l'opportunité de limiter la croissance de la consommation de bois de feu. Il serait donc nécessaire d'analyser (i) l'impact d'une consommation accrue sur la demande maximum, (ii) le coût de renforcer les réseaux de distribution et d'améliorer le système de connexion électrique des maisons, (iii) la possibilité d'encourager la mise au point d'une marmite électrique bon marché d'un rendement élevé pour cuire le riz (par. 2.18) et (iv) les structures tarifaires innovatrices requises;
- (d) Il est particulièrement important que JIRAMA détermine l'influence que pourrait exercer sur l'énergie du réseau et sur l'équilibre de la puissance installée la charge de l'industrie du ferrochrome, dont l'estimation a été récemment révisée, afin d'établir le calendrier et l'échelle probables d'une puissance installée additionnelle et d'une énergie supplémentaire, au cas où cette industrie serait construite, et d'estimer le véritable coût de l'alimentation de cette industrie, et donc le niveau quotidien ainsi que saisonnier auquel il conviendrait de fixer les tarifs.

Production d'électricité

Installations actuelles

4.7 La puissance installée totale du réseau public d'alimentation, soit 204 MW, comprend 30 centrales hydro-électriques d'une puissance totale de 105 MW, et plus de 160 unités diesel d'une puissance totale de 99 MW (annexe 37). Elle est divisée en trois groupes (Carte de la BIRD 18816), comme suit:

- (a) Le réseau interconnecté, qui englobe Antananarivo et ses environs, s'inscrit pour environ 62% de la puissance, soit 92 MW de puissance hydro-électrique et 34 MW de puissance diesel. Les plus grandes centrales du réseau sont deux centrales hydro-électriques de 29 MW à Andekaleka; la centrale

diesel la plus puissante est de 7,5 MW. Le principal réseau de transport comprend 400 km de lignes de 138 et 60 kV.

- (b) Huit centres isolés, situés dans la région desservie par le réseau interconnecté, mais qui sont trop éloignés pour lui être branchés. Ils ont une puissance d'environ 2 MW, entièrement diesel, à l'exception de deux centrales hydro-électriques de 50 kW.
- (c) Les zones extérieures, c'est à dire les régions situées à l'extérieur du réseau interconnecté. Elles sont desservies par 135 unités diesel, allant de 6 à 9.000 kW, soit au total 63 MW, et par 12 petites centrales hydro-électriques (allant de 40 kW à 2.800 kW), soit au total 13 MW.

Le grand nombre de centrales diesel de plusieurs types et dimensions différents, et l'âge de certaines de ces centrales (plus de vingt ans) font naître des problèmes d'exploitation et d'entretien.

Autoproduction

4.8 Il existe, en dehors du réseau public d'alimentation, une puissance thermique estimée à 26 MW, exploitée par diverses industries à leur propre usage (annexe 38). Il existe, de plus, une puissance hydro-électrique estimée à 10 MW. Les sucreries possèdent, environ, 28 MW (puissance disponible de 17 MW) de la puissance thermique sous forme de centrales à vapeur alimentées par de la bagasse, qui ne fonctionnent que pendant la campagne sucrière pour fournir la chaleur nécessaire au traitement et de l'électricité. Le reste des centrales de ces autoproducteurs est utilisé comme puissance de réserve dans les régions alimentées par JIRAMA, ou par un certain nombre de petites industries dans les régions que ne dessert pas le réseau public d'alimentation.

Tableau 4.4: ALIMENTATION EN ELECTRICITE, RESEAU INTERCONNECTE (1973-1983)

| | 1973 | 1976 | 1979 | 1983 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Puissance installée, MW | 55,4 | 55,4 | 55,4 | 126,9 |
| Puissance garantie, MW a/ | 49,4 | 49,4 | 49,4 | 97,9 |
| Demande maximum, MW | 30,2 | 32,5 | 38,0 | 45,3 |
| Marge de puissance, MW | 19,2 | 16,9 | 11,4 | 52,6 |
| Marge de puissance, % | 64 | 52 | 30 | 116 |
| Production, GWh | 153,2 | 161,6 | 189,8 | 221,4 |
| Coefficient de charge du réseau, % | 58 | 57 | 57 | 56 |

a/ Dans ce tableau, la puissance garantie est définie comme étant la puissance installée moins l'unité de production la plus puissante, qui était de 6 MW jusqu'en 1983 et de 29 MW en 1983.

Source : JIRAMA

Tendances antérieures de la capacité de génération

4.9 La capacité de génération du réseau interconnecté a été bien supérieure à la demande maximum. Ainsi qu'il ressort du tableau 4.4, la marge de puissance garantie en pourcentage de la demande maximum a diminué pendant les années 70, mais, en 1979, elle était encore de 30% de la demande. Elle a fortement augmenté avec l'installation de deux centrales de 29 MW à Andekaleka, pour passer à 53 MW en 1983, soit 116% de la demande maximum cette année là. Le coefficient de charge du réseau a eu tendance à diminuer, tombant de 58% en 1973 à 56% en 1983. Il est probable qu'en l'absence de nouvelles grandes installations industrielles fonctionnant en permanence il restera proche de ce niveau.

4.10 L'installation de la centrale hydro-électrique d'Andekaleka a aussi profondément influencé la structure de l'alimentation. Pendant les années 70, la part respective de la production thermique et hydro-électrique de l'alimentation totale a été renversée, la proportion d'énergie thermique passant de 28% en 1973 à 62% en 1979 (tableau 4.5). En 1983, la situation s'était renversée, une fois de plus, la part de l'énergie thermique tombant à 31% et celle de l'énergie hydroélectrique atteignant 69%, la centrale d'Andekaleka s'étant taillé un rôle prépondérant dans le réseau interconnecté. Le pourcentage de pertes dans le réseau interconnecté a légèrement augmenté (de 8% de la production brute en 1979 à 9% en 1983), mais ces chiffres semblent encore très faibles du fait, notamment, qu'ils comportent des quantités non spécifiées de consommation non facturée d'électricité.

4.11 La consommation de pétrole pour la production d'électricité du réseau public d'alimentation a aussi diminué par suite du remplacement de plus en plus important de la production thermique par la production hydro-électrique. Ainsi qu'on peut le voir au tableau 4.6, l'utilisation de mazout par les centrales thermiques est tombée d'environ 20.000 tep en 1979 à 12.400 tep en 1983, et celle de gaz-oil d'environ 28.000 tep à 15.700 tep, ce qui a économisé au total, cette année-là, 20.000 tep à la consommation de pétrole. En pourcentage de la demande totale de pétrole, la consommation pour la production d'électricité est passée de 11% en 1978 à 14% en 1981, pour retomber à 10% en 1983. Ainsi qu'on peut le voir au tableau 4.6, la consommation spécifique a légèrement augmenté en 1982. Cette augmentation est due au fait que les centrales diesel ont été moins utilisées, soit à cause de l'entrée en service de la centrale hydro-électrique d'Andekaleka, soit tout simplement parce qu'elles ne fonctionnaient pas.

Tableau 4.5: STRUCTURE DE L'ALIMENTATION ELECTRIQUE (1973-1983)

| | 1973 | 1976 | 1979 | 1983 |
|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Puissance installée, MW | a/ | 100,2 (100) | 114 (100) | 204 (100) |
| - Thermique | a/ | 60,7 (61) | 72 (63) | 99 (49) |
| - Hydro-électrique | a/ | 39,5 (39) | 42 (37) | 105 (51) |
| Production, GWh | 228,6 (100) | 254,6 (200) | 312,2 (100) | 360,2 (100) |
| - Thermique | 64,9 (28) | 82,7 (32) | 194,6 (62) | 112,3 (31) |
| - Hydro-électrique | 163,7 (72) | 171,9 (68) | 117,6 (38) | 247,9 (69) |
| Alimentation de la centrale, GWh | a/ | a/ | 8,6 (3) | 14,7 (4) |
| Pertes, GWh b/ | a/ | a/ | 24,6 (8) | 32,7 (9) |

a/ Non disponible.

b/ Y compris la consommation non facturée.

Source: JIRAMA

Tableau 4.6: CONSOMMATION DE PETROLE POUR LA PRODUCTION D'ELECTRICITE (1979-1983) (1.000 tep)

| | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Mazout | 20,0 | 21,5 | 23,6 | 11,6 | 12,4 |
| Gaz-oil | <u>28,0</u> | <u>24,9</u> | <u>21,6</u> | <u>17,5</u> | <u>15,7</u> |
| total | <u>48,0</u> | <u>46,4</u> | <u>45,2</u> | <u>29,1</u> | <u>28,1</u> |
| Grammes/kWh | 247 | 246 | 247 | 254 | 250 |

Source: JIRAMA

Prévisions de la production électrique

4.12 Les détails de la production prévue pour satisfaire la demande attendue (par. 4.4) figurent à l'annexe 35. Dans le tableau 4.7, qui est basé sur l'annexe 36, il s'agit de comparer les prévisions de l'offre et de la demande dans le réseau interconnecté, sur la base d'une production d'électricité pendant l'année hydrologique la plus sèche. Il y est démontré que l'on n'aura pas besoin d'augmenter la capacité de production du réseau interconnecté jusqu'à la fin de 1995, et probablement pas

jusque vers 1998 environ, bien que, selon les prévisions, la production requise doit presque doubler et passer de 221 GWh à 435 GWh d'ici 1995 du fait que la centrale d'Andekaleka continuera à produire un excédent d'énergie et à disposer d'une puissance excédentaire pendant toute cette période. Ainsi qu'on peut le voir au tableau 4.7, l'excédent d'énergie garantie sera encore de 78 GWh (18% de la production requise) en 1995, quoique la marge de puissance tombera à 3,5 MW (4% de la demande maximum) à cette date.

Tableau 4.7: ALIMENTATION ELECTRIQUE DU RESEAU INTERCONNECTE 1985-1995

| | 1983 | 1985 | 1990 | 1995 |
|----------------------------------|-------------|--------|----------|-------|
| | (effectifs) | | | |
| <u>Réseau interconnecté</u> | | | | |
| Production requise, GWh | 221,4 | 262,2 | 364,7 a/ | 434,5 |
| Production garantie, GWh b/ | 512,6 | 512,6 | 512,6 | 512,6 |
| Excédent d'énergie garantie, GWh | 291,2 | 250,4 | 147,9 | 78,1 |
| Puissance installée, MW | 126,9 | 118 c/ | 118 | 118 |
| Puissance garantie, MW d/ | 97,9 | 89 | 89 | 89 |
| Demande maximum, MW | 45,3 | 52,3 | 74,3 | 85,5 |
| Marge de puissance, MW | 52,6 | 36,7 | 14,7 | 3,5 |
| Marge de puissance, % | 116 | 70 | 20 | 4 |

a/ Il est supposé que Toamasina sera branchée au réseau en 1988. La demande de Toamasina est incluse dans la production requise mais, pour mettre en relief la capacité excédentaire du réseau interconnecté, ni la production garantie ni la capacité du réseau interconnecté ont été augmentées en vue de la capacité installée de Toamasina.

b/ Energie disponible pendant l'année hydrologique la plus sèche.

c/ Les petites centrales thermiques de plus de 20 ans sont retirées de service.

d/ Dans ce tableau, la puissance garantie est définie comme étant la puissance installée moins l'unité de production la plus puissante (1 x 29 MW).

Source: JIRAMA.

4.13 Ainsi qu'on peut le voir au tableau 4.8, les parts respectives de la production thermique et hydro-électrique de l'alimentation électrique totale devraient demeurer relativement stables au cours de la période de la prévision, aux alentours de 30% et 70% respectivement. Dans le réseau interconnecté, cependant, la production thermique devrait, selon les projections, tomber à des proportions négligeables d'ici 1995, époque à laquelle la production hydro-électrique s'inscrira pour plus de 99% de la production. C'est l'inverse qui se produit en dehors du réseau interconnecté; en effet, la production thermique représentera plus de 97% de l'alimentation totale en 1995, contre 77% en 1983.

Tableau 4.8: STRUCTURE DE L'ALIMENTATION, 1985-1995
(Production brute)

| | 1983 | | 1985 | | 1990 | | 1995 | |
|---------------------------------|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | GWh (effectifs) | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % |
| <u>Réseau interconnecté</u> | 221,4 | 100,0 | 262,2 | 100,0 | 364,7 | 10,0 | 434,5 | 100,0 |
| Production thermique | 6,1 | 2,8 | 3,1 | 1,2 | 3,5 | 1,0 | 3,5 | 0,8 |
| Production hydro- électrique | 215,3 | 97,2 | 259,1 | 98,8 | 361,2 | 99,0 | 431,0 | 99,2 |
| <u>Divers</u> | 138,8 | 100,0 | 139,9 | 100,0 | 155,8 | 100,0 | 188,2 | 100,0 |
| Production thermique | 106,2 | 76,5 | 130,9 | 93,6 | 150,8 | 96,8 | 183,2 | 97,3 |
| Production hydro- électrique | 32,6 | 23,5 | 9,0 | 6,4 | 5,0 | 3,2 | 5,0 | 2,7 |
| <u>Total</u> | 360,2 | 100,0 | 402,1 | 100,0 | 520,5 | 110,0 | 622,7 | 100,0 |
| Production thermique | 112,3 | 31,2 | 134,0 | 33,3 | 154,3 | 29,6 | 186,7 | 30,0 |
| Production hydro- électrique | 247,9 | 68,8 | 268,1 | 66,7 | 366,2 | 70,4 | 436,0 | 70,0 |

Source: JIRAMA.

4.14 La proportion de la production thermique changera peu au cours de cette période, mais, selon les projections, son volume devrait augmenter et passer de 112 GWh en 1983 à 187 GWh en 1995. En conséquence, l'utilisation de pétrole pour la production d'électricité augmentera aussi d'une façon soutenue au cours de cette période, et passera de son niveau de 28.000 tep en 1983 à 53.000 tep en 1995 (tableau 4.9). L'utilisation accrue de gaz-oil pour la production d'électricité diesel dans les zones extérieures explique plus de 80% de cette augmentation.

**Tableau 4.9: CONSOMMATION DE PETROLE POUR LA PRODUCTION
D'ELECTRICITE 1985-1995**
(1.000 tep)

| | 1983 (effectifs) | 1985 | 1990 | 1995 |
|---------|---------------------|-------------|-------------|-------------|
| Mazout | 12,4 | 11,8 | 13,4 | 16,3 |
| Gaz-oil | <u>15,7</u> | <u>26,1</u> | <u>30,4</u> | <u>36,6</u> |
| Total | 28,1 | 37,9 | 43,8 | 52,9 |

Source: JIRAMA.

Programme d'investissement

4.15 Le programme d'investissement de 1985-90 pour l'aménagement des installations de JIRAMA afin de satisfaire la production requise prévue est estimé à 64 milliards de FMG environ aux prix de 1984 (l'équivalent d'environ 102 millions de dollars, dont 79 millions en devises). Ainsi qu'on peut le voir à l'annexe 39 et sous forme récapitulée au tableau 4.10, l'accent porte principalement sur le transport et la distribution afin d'améliorer la qualité et la fiabilité de l'alimentation. Ces deux postes s'inscrivent pour 32 milliards environ de FMG (51%) du programme indiqué, principalement pour des extensions du réseau, mais comprennent 3,5 milliards de FMG pour la modernisation des réseaux de distribution existants. L'élément production d'environ 26 milliards de FMG (38%) est destiné principalement (16 milliards de FMG) à l'énergie hydro-électrique, et prévoit la modernisation des centrales existantes, l'aménagement de petites centrales hydro-électriques et des études de projets importants. L'élément énergie thermique, soit 10 milliards de FMG prévoit également la modernisation des centrales diesel existantes.

4.16 Ainsi qu'on peut le voir à l'annexe 39, le programme d'investissement envisagé ne prévoit aucun nouveau grand projet de production. Cette prévision repose sur l'hypothèse adoptée pour établir les projections de la demande, hypothèse selon laquelle il n'y aura aucune nouvelle charge industrielle importante avant 1995 (par. 4.4). Cependant, le programme prévoit de faire des études des projets hydro-électriques d'Ankorahotra et d'Ambodiroka. Le premier représenterait une extension logique de la centrale existante d'Andekaleka en construisant en amont un grand barrage de régulation pour créer une réserve d'emmagasinement saisonnier, et en ajoutant deux unités de génération à la centrale existante. De même, Ambodiroka semblerait être le projet suivant le plus intéressant dans la région de Mahajanga, lorsque la croissance de la demande l'exigera. Des études faites par JIRAMA, avec l'aide de consultants, ont indiqué que ces projets feraient partie du programme d'aménagement électrique le plus économique, mais il est peu probable qu'on en aura besoin avant la fin des années 1990.

Tableau 4.10: STRUCTURE DU PROGRAMME D'INVESTISSEMENT (JIRAMA)
1985-90

| | FMG (milliards) | % du programme total |
|--------------|-----------------|----------------------|
| Production | 25,9 | 38,0 |
| Transport | 18,1 | 26,5 |
| Distribution | 18,6 | 27,3 |
| Divers | <u>5,6</u> | <u>8,2</u> |
| Total | 68,2 | 100,0 |

Source: JIRAMA.

4.17 Il faudrait augmenter sensiblement le programme d'investissement de JIRAMA si de nouvelles grandes industries consommatrices d'énergie, telles que l'usine de ferrochrome envisagée dans la zone interconnectée ou la cimenterie supplémentaire de la région de Mahajanga (par. 4.5) étaient construites. La construction des centrales hydro-électriques d'Ankorahotra et d'Ambodiroka (par. 4.16), par exemple, en 1985-90 porterait à plus du double les investissements requis pendant cette période, investissements qui passeraient de 64 milliards de FMG (102 millions de dollars) à 132 milliards de FMG environ (211 millions de dollars, y compris 165 millions en devises). Cependant, la mission estime qu'il est assez peu probable que de nouvelles grandes industries à forte consommation d'énergie seront construites à l'intérieur du réseau interconnecté dans un avenir prévisible. JIRAMA devra donc assurer le service de la dette pour la centrale d'Andekaleka pendant les 10 à 15 prochaines années avec une utilisation relativement faible de sa puissance installée. Cet état de choses aura de graves répercussions sur les résultats financiers de JIRAMA si les niveaux des tarifs ne sont pas majorés en conséquence, et si l'on ne trouve pas bientôt de nouvelles utilisations économiques, et donc de nouvelles ventes d'électricité.

Questions et recommandations en matière de production

4.18 Les principales questions en matière de production qui se dégagent de l'examen du sous-secteur de l'énergie électrique sont les suivantes:

- (a) La principale question concerne l'important excédent d'énergie hydro-électrique du réseau interconnecté, lequel, d'après les projections actuelles, ne sera probablement pas complètement utilisé avant la fin du siècle environ. Il faudrait que JIRAMA examine les possibilités d'accélérer l'utilisation de cet excédent d'énergie à l'intérieur du réseau interconnecté en substituant cette énergie à d'autres sources d'énergie (par. 2.14) pour faire la cuisine dans les ménages et pour produire de la chaleur et de la vapeur dans l'industrie et le commerce.
- (b) La faiblesse des charges et les distances considérables qui séparent la majorité des zones extérieures du réseau interconnecté limitent les perspectives d'intégration de toutes les zones à l'échelle nationale. Néanmoins, l'étude que nous suggérons devrait examiner les possibilités de branchement éventuel de nouvelles zones au réseau interconnecté. JIRAMA devrait également étudier les possibilités d'aménager des centrales hydro-électriques qui pourraient s'interconnecter et desservir des groupements régionaux de systèmes de production d'électricité, actuellement autonomes.
- (c) Certaines parties du réseau de transport ont besoin d'être renforcées pour améliorer l'alimentation. En ce qui concerne l'alimentation d'Antsirabé, une analyse récente indique qu'il serait justifié sur le plan économique soit de construire une

nouvelle ligne de transport de 138 kV, soit de renforcer la ligne existante de 63 kV. Toutefois, le financement de l'investissement important que représente la ligne de 138 kV pourrait poser un problème difficile.

- (d) Le sous-développement de certaines sections du réseau de distribution, et les systèmes de connexions des maisons trop étudiés (par exemple, la double pose des fils) que l'on rencontre dans le réseau interconnecté font obstacle à l'augmentation de la consommation des ménages par l'utilisation plus répandue d'appareils ménagers, tels que les marmites électriques à cuire le riz, dans le cas où ces derniers s'avèrent justifiables du point de vue économique (par. 4.6). En plus, un manque de matériel empêche JIRAMA de satisfaire la demande pour les connexions. La mission appuie donc fortement la proposition de financer la modernisation et le renforcement de la distribution afin d'éliminer les goulots d'étranglement et de réduire la surcharge des principales lignes d'alimentation.
- (e) Les centrales à vapeur de l'industrie du sucre, alimentées par la bagasse, sont sous-utilisées, et ne fonctionnent que pendant la campagne sucrière (par. 4.8). Ceci suggère la possibilité de les faire fonctionner toute l'année pour remplacer la production diesel du réseau public d'alimentation dans cette région (par. 2.34). Une étude d'aménagement de l'industrie sucrière, financée par la France, examinera cette possibilité, étude dont il faudrait observer les résultats, et les suivre, le cas échéant.
- (f) JIRAMA devrait entreprendre un plan d'expansion détaillée à moindre coût pour satisfaire le scénario le plus probable de puissance installée prévue et de demande d'énergie pour le réseau interconnecté - avec et sans la demande émanant de l'usine de ferrochrome dont la construction est envisagée; cette étude ferait suite aux analyses susmentionnées d'offre et de demande et de prévision détaillée de la demande (par. 4.6) et représenterait un élément essentiel pour estimer le coût économique de l'approvisionnement en électricité.
- (g) Il faudrait faire le bilan énergétique des centrales diesel dans les principaux centres de production et les moderniser, le cas échéant, pour qu'elles continuent à fonctionner à moyen terme. Jusqu'à tout récemment, on estimait que plusieurs parmi de telles centrales seraient bientôt remplacées, soit par de nouvelles centrales hydro-électriques, soit par interconnection au réseau interconnecté principal. Après avoir examiné les études techniques achevées en 1985, la mission a conclu que, pour le moment, le fonctionnement continu des centrales thermiques dans ces centres était probablement la solution la plus économique en matière d'alimentation. Dans ce cas,

l'amélioration de la fiabilité et du rendement des centrales thermiques est une haute priorité.

- (h) Etude intégrée. On peut prendre en compte les recommandations relatives au transport, à la distribution et à la réhabilitation de la production sur une base intégrée en entreprenant de faire un "bilan global du rendement du secteur de l'énergie" qui comprendrait toutes les améliorations du rendement du réseau. ^{19/} Il serait extrêmement souhaitable d'examiner également les perspectives d'utilisation de l'excédent d'énergie hydro-électrique du réseau interconnecté dans le cadre de cette analyse, étant donné qu'en matière d'alimentation et de demande, les perspectives et les difficultés sont étroitement liées - du fait que la demande est assujettie au coût et aux possibilités pratiques de l'installation de nouveaux grands réseaux de distribution.

Organisation du sous-secteur de l'électricité

4.19 C'est la Compagnie des Eaux et de l'Electricité de Madagascar, connue sous le nom de JIRAMA ^{20/} qui est chargée de l'alimentation électrique publique; c'est une entreprise d'Etat, créée par un décret de 1975 pour posséder et exploiter toutes les installations d'alimentation publique en eau et en électricité de Madagascar. Son conseil d'administration de huit membres, nommés par l'Etat, comprend quatre membres de divers ministères qui représentent les intérêts de l'Etat. Son président actuel est le Ministre de l'Industrie, de l'Energie et des Mines. Un Directeur général, également nommé par l'Etat, est responsable de la gestion quotidienne. ^{21/}

4.20 Bien que relevant officiellement du MIEM, JIRAMA semble avoir joui jusqu'à présent d'un degré raisonnable d'autonomie, à l'abri de l'ingérence abusive de hauts fonctionnaires dans ses affaires.

^{19/} Le travail de terrain pour une telle étude a été fait, en mars 1986, dans le cadre du Programme conjoint PNUD/Banque Mondiale d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie. Les résultats de cette analyse seront disponibles vers mi-1986.

^{20/} Sigle de son nom malgache, Jiro Sy Rano Malagasy.

^{21/} Le décret portant création de JIRAMA prévoyait également la nomination par le Premier Ministre d'un contrôleur général pour veiller à ce que JIRAMA fonctionne conformément aux dispositions du décret et à la politique officielle. Cependant, ce poste n'a jamais été pourvu, et semblerait superflu tant que le Ministre sera Président de JIRAMA.

Cependant, elle fait l'objet d'un contrôle strict de ses allocations de devises, qui exigent l'approbation du MIEM, du ministère des finances et de la Banque centrale. L'Etat exerce aussi un contrôle rigoureux des tarifs de l'électricité (par. 6.8).

Questions institutionnelles

4.21 Les principales questions institutionnelles du sous-secteur de l'électricité sont les suivantes: 22/

- (a) L'absence d'une capacité effective de planification du réseau pour établir des projections réalistes de la demande et formuler des programmes de développement propres à satisfaire la demande à moindre coût pour l'économie. A l'heure actuelle, la planification a tendance à se fonder sur des prévisions de charge peu réalistes; des hypothèses contradictoires sont utilisées pour évaluer les projets, et les coûts financiers des projets ne sont pas ajustés en fonction des coûts réels qu'ils entraînent pour l'économie. JIRAMA a retenu Electricité de France (EDF) pour faire une étude de planification du réseau, étude terminée il y a deux ans. Ses conclusions, résumées à l'annexe 41, ne semblent avoir inspiré l'adoption d'aucune mesure, et ne semblent pas non plus avoir été mises à jour à la lumière des tendances récentes de la demande. 23/
- (b) Un aspect précis de la faiblesse de la planification est l'absence de responsabilité institutionnelle clairement établie pour dresser un inventaire des sites éventuels des grandes centrales hydro-électriques, inventaire qui tienne régulièrement à jour les caractéristiques techniques et les coûts, sites que l'on pourrait classer par ordre d'importance économique aux fins de planification. La responsabilité de la collecte de données hydrologiques de base semble être dispersée entre divers organismes, notamment le Service Météorologique National et la Division d'hydrogéologie du MIEM. En sa qualité d'organisme chargé de l'alimentation électrique publique, JIRAMA devrait être responsable de la collecte et de la mise à jour régulière des renseignements disponibles.

22/ Les questions de tarification de l'électricité, qui ont également des conséquences d'ordre institutionnel (par exemple, pour le rendement opérationnel et les résultats financiers du JIRAMA) sont examinées au chapitre VI.

23/ Il convient de noter que la situation en 1986 était que JIRAMA avait créé une Direction des études économiques et de la planification. Ainsi toutes les fonctions de planification ont été regroupées, selon les grandes lignes de l'Option 4 recommandée par l'EDF (voir l'annexe 4.10).

- (c) En ce qui concerne l'intérêt que pourraient présenter de petites centrales hydro-électriques (c'est-à-dire de moins de 1 MW), la situation est encore pire, et pour des raisons analogues. Ainsi que nous l'avons déjà recommandé (par. 2.40), il faudrait examiner le potentiel que présentent de petites centrales hydro-électriques, et si cet examen confirme les perspectives économiques, il devrait être suivi d'une étude pour déterminer, entre autres, les dispositions institutionnelles qu'il conviendrait de prendre pour les aménager.
- (d) La liaison qui existe entre JIRAMA et la Direction de l'infrastructure rurale du Ministère de la production agricole et de la réforme agraire semble faible. Une coopération étroite est nécessaire pour assurer que la planification de l'énergie rurale tienne suffisamment compte d'autres options, y compris l'électrification rurale, avec ou sans petites centrales hydro-électriques, et soit convenablement intégrée à d'autres aspects du développement rural.
- (e) La planification financière et les systèmes d'informatique de gestion de JIRAMA pourraient être considérablement renforcés, notamment par le recrutement et la formation de cadres financiers supplémentaires compétents pour aider le personnel actuel surchargé de travail.
- (f) La faiblesse des systèmes d'informatique de gestion reflète, en partie, des pénuries de matériel et de fournitures de bureau essentiels. JIRAMA ne dispose pas d'ordinateurs, mais a recours à une filiale connue sous le nom de SOMAGI ^{24/} pour satisfaire ses principaux besoins en matière de traitement de données. La collecte et le traitement des renseignements recueillis par JIRAMA ne sont pas faits en temps voulu et leur qualité laisse à désirer du fait de l'absence de mini-ordinateurs, de calculateurs électroniques et de logiciels associés.

Recommandations

4.22 La mission appuie les efforts entrepris actuellement dans le cadre du crédit IDA électricité existant pour aborder les faiblesses institutionnelles du sous-secteur de l'énergie et la poursuite de ces efforts dans le cadre du deuxième projet électricité envisagé. En ce qui concerne les questions spécifiques, la mission recommande que:

- (a) JIRAMA adopte un programme d'action urgent pour renforcer la planification du réseau en s'inspirant des mesures recommandées

^{24/} Sigle de la "Société Malgache de Gestion Informatique".

dans l'étude de planification faite par EDF en 1982. ^{25/} De l'assistance technique pour la formation de personnel devrait appuyer ses efforts (par. 4.24).

- (b) JIRAMA nomme un consultant pour rassembler et examiner tous les renseignements disponibles sur les sites éventuels de grandes centrales hydro-électriques et en prépare un classement préliminaire par ordre d'importance économique. Ce consultant devrait également recommander les mesures à prendre pour mettre à jour les données de coûts et les données techniques, le cas échéant, pour chaque site et les modifications qu'il conviendrait d'apporter à l'organisation interne de JIRAMA pour assurer une mise à jour et un examen réguliers de l'inventaire des sites hydro-électriques.
- (c) Il faudrait créer un comité présidé par le Directeur de l'énergie du MIEM pour assurer la coordination de la planification de l'énergie rurale. Ce comité devrait comprendre des représentants de JIRAMA, de la Direction de l'infrastructure rurale du MPARA, de la Direction des Eaux et Forêts du MPAEF, de la Direction de la recherche technique du MRSTD, de l'IMI, de la société HERY VAO et de la DUEN.
- (d) La mission appuie le recrutement par JIRAMA de consultants pour faire un diagnostic de sa gestion financière et des recommandations propres à l'améliorer.
- (e) La mission appuie la proposition de prévoir des fonds pour financer les besoins de JIRAMA en matériel et fournitures de bureau dans le cadre du crédit envisagé par l'IDA pour l'aménagement de l'énergie.

Personnel et formation

Questions

4.23 JIRAMA emploie à l'heure actuelle environ 4.240 personnes, contre environ 3.700 lors de sa création et un maximum de 4.500 en 1981. On ne peut pas dire exactement combien de personnes sont employées dans le service de l'électricité et combien sont affectées à l'adduction d'eau, les unes et les autres assurant des services communs aux deux activités, mais environ la moitié du total est affectée au service de

^{25/} La situation en début 1986 était que JIRAMA avait déjà commencé à prendre de telles mesures, en créant une Direction des études économiques et de la planification.

l'électricité. Les principales questions liées au personnel et à la formation sont les suivantes:

- (a) En raison du ralentissement des activités d'investissement, ralentissement lié à l'important excédent hydro-électrique (par. 4.12) il y a, à l'heure actuelle, pléthore d'ingénieurs électriciens de niveau élevé, malgré le blocage du recrutement.
- (b) Il y a également pléthore de personnel aux niveaux inférieurs, bien que l'on fasse des efforts pour redresser la situation par le blocage du recrutement joint à l'attrition naturelle.
- (c) Les dispositions prises en matière de formation du personnel comptable n'ont pas été adéquates par le passé, mais la situation semble s'être améliorée avec la création récente par l'Etat d'un Centre de formation comptable.
- (d) Ces dernières années, la pénurie de devises a gravement entravé la capacité de JIRAMA d'envoyer des cadres à l'étranger aux fins de formation. Ceci souligne l'importance d'inclure des dispositions précises en matière de formation dans l'aide affectée aux projets, ainsi que l'envisage le deuxième projet de l'IDA.

Assistance technique

4.24 De l'assistance technique est nécessaire pour renforcer les capacités de JIRAMA et réduire son recours important à des consultants de l'extérieur, particulièrement en ce qui concerne la planification du réseau. Plus précisément, il faudrait former au moins 3 ingénieurs économistes dans les domaines suivants:

- (a) Prévisions de la charge : analyse des structures de consommation et de ses caractéristiques, vérification de la consommation d'énergie et des besoins des consommateurs directs, préparation de bilans d'énergie et de puissance, et préparation de modèles de croissance de la charge.
- (b) Planification de la production et du transport : programmes d'aménagement les plus économiques, justification économique des projets, plans directeurs d'aménagement hydro-électrique, conséquences pour l'offre de combustibles, mise à jour des données de coûts et méthodes à suivre pour établir les dispositions financières.
- (c) Analyses du réseau électrique : études du débit, calculs de stabilité, fluctuations de la tension, pertes du réseau, charge des unités de production électriques, choix de paramètres pour le réseau électrique et normalisation du matériel.

De plus, JIRAMA a besoin d'acheter un ordinateur personnel et des logiciels pour faire des analyses numériques et des calculs. Le coût estimé de cet équipement est de 34.000 dollars.

4.25 Etant donné le renouveau d'intérêt manifesté par le GDM pour l'industrie du ferrochrome, et reconnaissant les longs délais exigés pour le renforcement de la capacité de planification du réseau envisagé au par. 4.22, JIRAMA a besoin de recevoir d'urgence de l'assistance technique pour l'aider à mettre à jour le plan d'expansion le plus économique pour le principal réseau interconnecté afin d'estimer le coût économique de l'approvisionnement de divers scénarios de croissance de la charge, avec et sans la charge envisagée par les études techniques les plus récentes de l'industrie du ferrochrome.

4.26 Plusieurs de ces besoins en assistance technique peuvent être adressés en même temps. Par exemple, les consultants qui aident à mettre à jour le plan d'expansion pourraient également former les ingénieurs et économistes de JIRAMA. Il convient de noter que, pour établir des priorités des investissements à mettre en place pour réhabiliter le réseau, une vérification du rendement énergétique du réseau pour le principal réseau interconnecté et les centres de production les plus importants est en cours dans le cadre d'une assistance technique PNUD/Banque Mondiale.

V. REHABILITATION DE LA RAFFINERIE

Introduction

Historique

5.1 L'unique raffinerie de pétrole de Madagascar, située à Toamasina, remonte à 1966. Jusqu'en 1976, elle appartenait à un groupe de sociétés pétrolières étrangères (à l'exception d'une participation de l'Etat de 15%) et était exploitée par la société française, ELF. Depuis sa nationalisation, en 1976, elle est exploitée par la Société malgache de raffinage de pétrole, connue sous le nom de SOLIMA, ^{26/} détenue à 100% par l'Etat. Elle fut construite à l'origine sous forme d'une simple raffinerie d'hydrotraitement avec une capacité de traitement de pétrole brut de 10.000 barils par jour (bpj), portée plus tard à 16.800 bpj (environ 750.000 tonnes par an (tpa)). La gamme de produits de la raffinerie a correspondu de moins en moins à la structure de la demande, avec un trop grand volume de produits lourds et un volume insuffisant de produits légers. Afin de corriger ce déséquilibre, des modifications, terminées en 1982 au coût d'environ 20 millions de dollars ont permis l'installation d'une nouvelle unité de viscoréduction de 350.000 tpa, d'une unité d'hydro-désulfuration de gaz-oil de 165.000 tpa et d'une installation de conditionnement du bitume de 20.000 tpa. Pendant l'exécution de ce grand programme d'investissement, la raffinerie a été privée des devises dont elle avait besoin pour assurer l'entretien indispensable et acheter des pièces de rechange essentielles. L'état général de la raffinerie originale s'est donc rapidement dégradé, entraînant une succession de fermetures, suivies d'une clôture définitive en septembre 1983 à la suite d'un incendie survenu dans le four de fractionnement.

Etudes de réhabilitation

5.2 Une étude faite par BEICIP ("Bureau d'Etudes Industrielles et de Coopération de l'Institut Français du Pétrole") a appuyé les conclusions d'analyses antérieures que la réhabilitation de la raffinerie était techniquement réalisable ainsi qu'économiquement justifiable. L'agence française, la Caisse Centrale de Coopération Economique (CCCE) a donc ouvert une ligne de crédit de 43 millions de FF (4,8 millions de dollars E.U.) à SOLIMA pour (a) financer une étude de faisabilité en vue de donner une définition détaillée du projet et l'évaluer, (b) acheter les pièces de rechange et les catalyseurs nécessaires au fonctionnement de la raffinerie, (c) mettre en oeuvre les mesures de réhabilitation les plus urgentes et (d) financer un programme de formation complet à l'intention du personnel d'exploitation de la raffinerie. La raffinerie a repris ses opérations en septembre 1984. Les résultats de l'étude de

^{26/} D'après son nom malgache, Solitany Malagasy.

faisabilité du projet de réhabilitation, menée également par BEICIP, ont été disponibles en octobre 1985. 27/

Facteurs de l'évaluation du projet

5.3 Comme il est expliqué dans l'étude de faisabilité de BEICIP (octobre 1985), l'opération de réhabilitation a pour but de remettre en état la raffinerie de façon à lui permettre d'opérer à sa capacité de 1972, c'est-à-dire d'environ 750.000 tpa. En plus, la proposition de BEICIP comprend quelques modifications d'ordre secondaire pour améliorer le fonctionnement de la raffinerie. En particulier, l'occasion a été prise pour augmenter le rendement en distillats moyens et la récupération d'énergie, et améliorer la sécurité des installations. La réhabilitation et les améliorations sont estimées à 140 millions de FF en tout, soit 20,0 millions de dollars E.U.

5.4 Pour évaluer le projet de réhabilitation, BEICIP l'a comparé à la solution de rechange qui consisterait à fermer la raffinerie et à importer des produits pétroliers finis pour le marché intérieur. Les principaux facteurs dont on a tenu compte sont les prévisions de la demande de produits pétroliers, la marge de raffinage, les cours mondiaux attendus du pétrole brut et des produits pétroliers, leurs coûts respectifs à l'importation, les exportations de produits, les améliorations techniques à la raffinerie, les coûts d'investissement du projet de réhabilitation et les coûts d'exploitation de la raffinerie.

Demande de produits pétroliers

5.5 Tendances antérieures. La demande de produits pétroliers au cours de la période 1973-1985 a été irrégulière (annexe 42). Ainsi qu'on peut le voir au tableau 5.1, de 1973 à 1976, la demande globale est tombée de près de 5% par an, pour tous les produits, à l'exception du butane. Elle a ensuite augmenté de 7% par an de 1976 à 1979, en raison, principalement, d'une forte progression de la demande de mazout et de gaz-oil. Cette augmentation a été suivie d'une autre diminution de 1979 à 1985 d'à peu près 6% par an, principalement du fait d'une baisse prononcée de la demande de mazout. Le taux moyen de baisse a atteint presque 3% par an pour l'ensemble de la période en question. Le résultat net a été le suivant: la demande totale en 1985, soit 286.000 tep, était de 27% inférieure à celle de 1973, soit 394.000 tep, le mazout et

27/ En mars 1986, la raffinerie a été atteinte par un cyclone, qui a fait environ 1,0 million de dollars E.U. de dégâts. On l'a donc fermé pour cause de réparations, qui devraient prendre environ quatre mois à effectuer. L'assurance de SOLIMA couvre les dépenses nécessaires et le projet de réhabilitation tel que défini par BEICIP n'en est pas modifié.

l'essence ayant enregistré les baisses les plus importantes (soit 53% et 35% respectivement au-dessous du niveau de 1973). La structure de la demande a également changé, ainsi qu'on peut le voir au tableau 5.1, les principales caractéristiques étant la part accrue des distillats moyens (kérosène, carburacteur et gaz-oil) et la part plus faible de l'essence et du mazout.

5.6 Les fluctuations de la demande indiquées au tableau 5.1 reflètent, en partie, les fluctuations de la prospérité économique au cours de cette période (par. 1.3), mais les modifications de la politique des prix ont également joué un rôle. C'est ainsi que les prix à la consommation de tous les produits, sauf l'essence, ont baissé en termes réels entre 1973 et le milieu de 1979, mais ont été autorisés par la suite à augmenter fortement, si bien que les prix de 1984 étaient supérieurs à la moyenne des cours mondiaux, notamment pour l'essence (par. 6.4). La baisse de la demande de gaz-oil et de mazout après 1979, reflète, en partie, une réduction de la consommation des centrales diesel après l'entrée en service en 1982 de la centrale hydro-électrique d'Andekaleka avec l'aide de l'IDA.

5.7 Projection de la demande de produits. BEICIP a basé ses projections de la demande des produits pétroliers de 1985 à 2000 sur des estimations de SOLIMA. Une hypothèse haute et une hypothèse basse de la demande ont été calculées (annexe 43). La différence entre les deux hypothèses consiste en ce que, pour l'hypothèse basse (a) l'usine d'engrais de Zeren est à l'arrêt, (b) les projets routiers sont réduits à 40% de la valeur de l'hypothèse haute et (c) le marché de Thoniers disparaît. Etant donné la situation économique actuelle à Madagascar, l'hypothèse basse de la demande semble être la plus probable et a été retenue au tableau 5.2.

5.8 D'après la projection de l'hypothèse basse, la demande totale devrait augmenter d'un peu plus de 1% par an de 1985 à 1990, puis de plus de 2% par an pendant les années 1990. En ce qui concerne les différents produits, le taux de croissance du butane est le plus élevé. La consommation de butane est censé croître rapidement (d'environ 10% par an de 1990 à 1995) parce qu'il servira de produit de substitution pour le bois de feu, qui deviendra de plus en plus rare.

Tableau 5.1: DEMANDE DE PRODUITS PETROLIERS, 1973-1985

| | 1973 | | 1976 | | 1979 | | 1980 | 1983 | 1984 | 1985 | | Taux de croissance, % p. a. | | | |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | 1,000 tep | Part en % | 1,000 tep | Part en % | 1,000 tep | Part en % | 1,000 tep | 1,000 tep | 1,000 tep | 1,000 tep | Part en % | 1973- 76 | 1976- 79 | 1979- 85 | 1973- 85 |
| Essence | 87,9 | 22,3 | 84,1 | 24,8 | 86,6 | 20,9 | 84,4 | 59,9 | 55,8 | 57,0 | 19,9 | (11,4) | 1,0 | (6,7) | (3,5) |
| Essence d'aviation | -- | -- | -- | -- | 1,5 | 0,4 | 1,3 | 1,0 | 1,0 | 0,7 | 0,2 | -- | -- | (11,9) | -- |
| Pétrole lampant [50,0) | 12,7 | | 33,3 | 9,8 | 31,7 | 7,6 | 29,9 | 30,4 | 27,1 | 28,7 | 10,0 | -- | (1,6) | (1,6) | (1,6) a/ |
| Carburacteur [) | | | 16,8 | 5,0 | 23,7 | 5,7 | 23,1 | 18,6 | 17,7 | 19,6 | 6,9 | -- | 12,1 | (3,1) | 1,7 a/ |
| Gaz-oil | 152,6 | 38,8 | 126,8 | 37,3 | 156,8 | 37,7 | 157,8 | 127,0 | 126,4 | 129,8 | 45,4 | (6,0) | 7,3 | (3,1) | (1,3) |
| Mazout | 99,4 | 25,2 | 73,4 | 21,6 | 110,1 | 26,5 | 91,3 | 49,9 | 39,9 | 47,1 | 16,5 | (9,6) | 14,5 | (13,2) | (6,0) |
| Butane | 4,1 | 1,0 | 5,1 | 1,5 | 5,1 | 1,2 | 5,1 | 2,6 | 2,6 | 3,0 | 1,1 | 7,5 | 0 | (8,5) | (2,6) |
| Total | 394,0 | 100,0 | 339,5 | 100,0 | 415,5 | 100,0 | 393,4 | 289,4 | 270,5 | 285,9 | 100,0 | (4,8) | 7,0 | (6,1) | (2,6) |

-- = non disponible ou non applicable.

Les chiffres qui figurent entre parenthèses sont négatifs.

a/ 1976-85.

Source: SOLIMA

Tableau 5.2: PROJECTIONS DE LA DEMANDE DE PRODUITS PETROLIERS, 1985-2000

| | 1985 | 1990 | 1995 | 2000 | Taux de croissance | | |
|---------------|-------------------------|------------|------------|------------|--------------------|-------------|------------|
| | | | | | 1985-90 | 1990-95 | 1995-2000 |
| | (chiffres effectifs) | | | | ----- % p.a. ----- | | |
| | ----- (1,000 tep) ----- | | | | | | |
| Essence | 57,0 | 59,7 | 61,6 | 64,8 | 0,9 | 0,6 | 1,0 |
| Pétrole | | | | | | | |
| lampant | 28,7 | 28,8 | 31,8 | 35,2 | 0,1 | 2,0 | 2,1 |
| Carburéacteur | 19,6 | 17,5 | 18,4 | 19,4 | (2,2) | 1,0 | 1,1 |
| Gaz-oil | 129,8 | 147,7 | 170,4 | 197,5 | 2,6 | 2,9 | 3,0 |
| Mazout | 47,1 | 48,6 | 53,8 | 59,4 | 0,6 | 2,1 | 2,0 |
| Butane | <u>3,0</u> | <u>4,7</u> | <u>7,7</u> | <u>9,8</u> | <u>9,4</u> | <u>10,4</u> | <u>4,9</u> |
| Total | 285,9 | 307,0 | 343,7 | 386,1 | 1,4 | 2,3 | 2,4 |

Source: BEICIP, octobre 1985.

Prix de pétrole brut et des produits, marge de raffinage

5.9 La viabilité économique du projet dépend essentiellement du niveau relatif des prix internationaux du pétrole brut et des produits pétroliers. Ces prix déterminent la "marge de raffinage", c'est-à-dire la différence entre le coût du pétrole brut et la valeur des produits raffinés. La marge de raffinage est censée couvrir les coûts de production ainsi que les coûts financiers, et constitue un critère clé dans l'évaluation du projet. Pour faire l'étude de faisabilité, BEICIP a choisi les prix du pétrole brut et des produits pétroliers correspondant à deux périodes différentes, les prix moyens c.a.f. Toamasina payés par SOLIMA en 1984 et au premier semestre de 1985 (tableau 5.3).

5.10 Sauf dans le cas du mazout, ces prix sont nettement supérieurs à ceux qui existaient à l'époque en question sur le marché compétitif mondial. BEICIP estime que, pendant chacune de ces deux périodes, SOLIMA a payé un surcoût de 9 dollars la tonne pour le brut, 30 dollars la tonne pour l'essence et pour le kérosène et 20 dollars la tonne pour le gaz-oil. Par contre, BEICIP estime que SOLIMA ne paierait pas de surcoût sur le mazout qu'elle importerait parce que l'on peut en trouver à un prix avantageux à la raffinerie toute proche de Mombasa, qui produit un excédent important de ce combustible. Les prix plus forts proviennent des conditions de crédit restrictives de SOLIMA (qui traduisent la pénurie de devises), soit un crédit de 90 jours garanti par la Banque centrale, au lieu des conditions normales: crédit irrévocable de 30 jours, garanti par une banque internationale de première classe. La plupart des fournisseurs ne sont pas préparés à accepter ces conditions, si bien que SOLIMA est obligée d'opérer sur un marché très restreint et de payer des prix de pénalité.

**Tableau 5.3: PRIX DU PETROLE BRUT ET DES PRODUITS PETROLIERS
RETENUS DANS L'ETUDE DE FAISABILITE BEICIP**

| | Moyenne 1984 | Moyenne Premier Semestre 1985 |
|---|-----------------|----------------------------------|
| (Dollars des E.U. la tonne, c.a.f. Toamasina) | | |
| Pétrole Brut | | |
| Arabe léger | 225 | 217 |
| Qatar | 237 | 229 |
| Produits Pétroliers | | |
| Essence | 312 | 302 |
| Kérosène | 321 | 303 |
| Gaz-oil | 276 | 268 |
| Mazout | 196 | 180 |

Note: Sauf dans le cas du mazout, tous les chiffres reflètent des prix effectivement payés par SOLIMA. Etant donné qu'aucun mazout ne fut importé en 1984 ou en début 1985, le prix du mazout représente une estimation de BEICIP.

Source: BEICIP, octobre 1985.

5.11 C'est ainsi qu'en avril 1984, par exemple, sur les six fournisseurs qui ont répondu à l'invitation que leur faisait la SOLIMA de soumettre des offres, cinq ont stipulé les conditions normales de paiement, si bien que la SOLIMA a été obligée de traiter avec le sixième, le seul qui était disposé à accepter ses conditions de paiement. Les prix que ce fournisseur demandait pour les produits légers (essence, kérosène et gaz-oil) dépassaient, en moyenne, de 24\$ la tonne les prix cotés par le fournisseur le moins-disant. Pour les mêmes raisons, un surcoût existe aussi bien pour le frêt que pour le prix f.o.b. Par exemple, en avril 1984 SOLIMA a payé un frêt de 1,65 \$/baril pour le pétrole brut, tandis qu'un prix normal à l'époque aurait été d'à peu près 1,18 \$/baril.

5.12 La pénalité sur le prix f.o.b. du brut et des produits pourrait être éliminé si SOLIMA pouvait opérer librement sur le marché international des produits pétroliers, mais on n'estime pas cette option réaliste, étant donné qu'elle exigerait que SOLIMA reçoive une allocation de devises d'environ 66 millions de dollars. D'un autre côté, il ne faudrait à SOLIMA qu'une allocation de devises relativement limitée pour réaliser des économies considérables sur le frêt. Ceci reflète le fait que le coût normal du frêt d'un chargement de 50.000 t ne serait que de 0,5 million de dollars environ. Pour l'analyse du projet, BEICIP a supposé que SOLIMA continuerait à payer le surcoût total pendant les trois premières années du projet, mais que ce surcoût se réduirait progressivement à zéro dans les deux années suivantes.

Les exportations de produits

5.13 La viabilité économique du projet dépend également de la proportion de la production de SOLIMA qui est vendue sur le marché malgache, puisque tout excédent doit être exporté. La raffinerie a un marché d'exportation régional (par exemple, Maurice, Réunion). Pour être compétitifs avec les produits en provenance du Golfe Persique, les produits de SOLIMA doivent être exportés à des prix nettement inférieurs aux prix parité importation praticables sur le marché malgache, c'est-à-dire de 10 à 20 dollars la tonne en moins au minimum.

Améliorations techniques

5.14 La raffinerie de SOLIMA ne donne que 34% de distillats moyens (kérosène et gaz-oil). Les améliorations préconisées dans le rapport BEICIP augmenteraient cette proportion à plus de 40%, ce qui est comparable au rendement d'une raffinerie moderne bien outillée. De même, le projet tel qu'il a été formulé réduirait les pertes de raffinerie (y compris le combustible utilisé par la raffinerie) du niveau actuel de 8% du poids du brut à 6%.

Justification du projet

Principaux résultats de l'étude de faisabilité BEICIP

5.15 BEICIP a comparé le projet de réhabilitation à l'alternative, qui consisterait à importer des produits pétroliers finis, pour déterminer si ce projet représente la solution la plus économique pour satisfaire la demande prévue de produits pétroliers. Cette alternative ne comprend que les coûts renouvelables, à savoir les coûts des produits importés. Le projet envisagé comprend les coûts d'investissement exigés par la réhabilitation de la raffinerie, plus les coûts d'exploitation associés, soit le coût du pétrole brut à transformer, les coûts d'exploitation variables de la raffinerie et le coût des importations nettes de produits (c'est à dire le coût des produits qu'il faut encore importer, moins la valeur des produits exportés).

5.16 Le tableau 5.4 résume les résultats de l'analyse de BEICIP pour les prix de pétrole des deux périodes retenues, basée sur le traitement de brut Arabe léger pour satisfaire la demande prévue selon l'hypothèse basse.

Tableau 5.4: RESULTATS DE L'ANALYSE BEICIP DU PROJET DE REHABILITATION DE LA RAFFINERIE

| | Prix moyens du pétrole 1984 | Prix moyens du pétrole premier semestre 1985 |
|--|-----------------------------|--|
| Marge brute de raffinage, dollars E.U. la tonne | 14 | 9 |
| Taux de rentabilité économique, % | 26,4 | 10,0 |
| Valeur nette actualisée, a/ millions de dollars E.U. | 15,3 | 0,0 |

Ces chiffres sont basés sur l'hypothèse basse de la demande de BEICIP et sur le traitement de brut Arabe léger.

a/ Taux d'actualisation 10%.

Source: BEICIP, octobre 1985.

5.17 Avec les prix de 1984, le taux de rentabilité du projet, 26%, est intéressant, mais il diminue sensiblement à un taux marginal de 10% dans les conditions des prix du premier semestre de 1985. Ceci met en relief la sensibilité de la viabilité du projet aux fluctuations des prix relatifs du pétrole brut et des produits pétroliers. Comme le signale BEICIP, en moyenne la marge brute de raffinage ne représente qu'une part faible du coût du brut ou de la valeur des produits, 5 à 10% au maximum à titre d'ordre de grandeur. Ainsi, une variation même limitée du niveau relatif du prix du brut et des produits peut modifier d'une manière importante la marge de raffinage et, par conséquent, le taux de rentabilité. 28/

Tests de sensibilité

5.18 BEICIP a fait des tests de sensibilité pour les principaux paramètres de l'étude. Entre autres, cela a consisté à modifier les coûts du brut et des investissements, éliminer les surcoûts et faire fonctionner la raffinerie uniquement au brut Qatar. Les résultats de ces analyses confirment l'importance des prix relatifs du brut et des produits. Une hausse du prix du brut de 2% réduit le taux de rentabilité d'environ 75%, tandis qu'une baisse du prix de 2% se traduit par une amélioration du taux de rentabilité de 60%. Comme on l'aurait pensé, le

28/ Suite à la baisse rapide des prix internationaux du pétrole en début 1986, et à l'adoption de plus en plus répandue de la méthode de fixer les prix du brut par moyen du "netback" à la raffinerie, il est probable que la marge de raffinage augmente en termes réels pour les raffineries qui sont exploitées d'une manière efficace.

choix du pétrole brut est un autre paramètre clé. En traitant le brut Qatar, par exemple, on arrive à un taux de rentabilité négatif, c'est-à-dire une réduction de plus de 100% par rapport au résultat du cas de base. Par contre, la viabilité du projet est relativement insensible aux variations des coûts de l'investissement.

Modernisation de la raffinerie

5.19 Comme il a été noté ci-dessus, la proposition de BEICIP comprend en effet des mesures qui augmenteront la récupération des distillats moyens. Toutefois, il est possible de produire une proportion encore plus élevée de distillats, en améliorant sensiblement la flexibilité du fonctionnement de la raffinerie, ainsi que sa rentabilité. Cette modernisation consisterait en la réorganisation et le remaniement de l'équipement de viscoréduction installé en 1982, pour permettre la production, à partir des excédents de mazout résiduel, de distillats d'une valeur plus grande. Avec une telle modernisation, il serait possible de convertir 48.000 tpa de mazout produites par le traitement de 500.000 t de brut Arabe léger en 37.000 t supplémentaires de gaz-oil et 9.000 t d'essence, avec 2.000 t de gaz combustible. SOLIMA pourrait ainsi subvenir aux besoins de son marché intérieur en traitant moins de pétrole brut. On estime que la modernisation nécessiterait un investissement supplémentaire d'environ 8,0 millions de dollars E.U., la période de recouvrement étant d'à peu près 2,5 ans. Il faudrait également réhabiliter et moderniser le système actuel d'approvisionnement et de distribution de pétrole, ce qui coûterait 4,0 millions de dollars de plus à titre d'ordre de grandeur. Une description des grandes lignes de cette proposition de modernisation se trouve à l'annexe 44.

Recommandations

5.20 (a) La faisabilité technique de la proposition de modernisation, et surtout l'impact qu'elle aurait sur la viabilité du projet de réhabilitation formulé par BEICIP, devraient être étudiés d'une manière plus détaillée. L'hypothèse basse de la demande devrait servir de cas de base à l'analyse. Il faudrait se concentrer en particulier sur les questions suivantes: (i) la correspondance entre la production de la raffinerie et la demande intérieure, (ii) le marché potentiel des exportations de SOLIMA, (iii) le meilleur choix du brut en vue des contraintes de SOLIMA en approvisionnement de pétrole brut, (iv) les conséquences en ce qui concerne l'approvisionnement à moindre coût des produits pétroliers, de permettre à SOLIMA d'opérer librement sur le marché international du pétrole, et les ressources en devises ainsi que les modalités de l'approvisionnement qui seraient nécessaires à cette fin, (v) la réduction au minimum des pertes de la raffinerie par moyen des mesures d'économie d'énergie et, surtout, (vi) étant donné les incertitudes actuelles sur le marché du pétrole, la viabilité du projet dans les conditions des prix en vigueur au moment de l'analyse, et la sensibilité du taux de rentabilité à

des variations de prix. Cette étude devrait également comporter un examen en détail de la réhabilitation et modernisation du système d'approvisionnement et de distribution du pétrole.

- (b) SOLIMA devrait améliorer ses méthodes de planification de la raffinerie et l'analyse de son mode d'opération. Ceci exigera de l'assistance technique pour former spécialement le personnel à (i) mettre au point, pour chaque unité, des données concernant le mode d'opération, (ii) obtenir de bonnes données sur les rendements et la qualité de toutes sortes de brut pour la raffinerie; (iii) élaborer un programme sur ordinateurs qui permettrait de choisir la qualité et la quantité de brut à traiter et des produits pour l'exportation ou l'importation. Ces recommandations exigeront de l'assistance technique (par. 5.28) à un coût estimé à 10 millions de FF (1,4 million de dollars).

Organisation du sous-secteur pétrolier

SOLIMA

5.21 SOLIMA et l'Office Militaire National pour les Industries Stratégiques (OMNIS) sont les principaux organismes du sous-secteur pétrolier. SOLIMA a été créée en 1976 sous forme d'une entreprise d'Etat pour remplacer les sociétés pétrolières qui existaient alors (qui étaient toutes des filiales de sociétés étrangères); elle est chargée de l'importation et du raffinage du pétrole brut, et du transport, de la distribution et de la commercialisation des produits pétroliers. Elle relève du MIEM, et est dirigée par un conseil d'administration nommé par l'Etat, formé de représentants de divers ministères. Elle fonctionne, en pratique, avec un haut degré d'autonomie, mais fait l'objet d'un contrôle officiel rigoureux pour ses allocations de devises et pour la tarification des produits pétroliers.

OMNIS

5.22 L'OMNIS a été créé en 1975 sous la forme d'un organisme public autonome relevant directement du Président de la République; il est chargé de définir la politique nationale à l'égard des industries militaires et stratégiques. Le rôle qu'il joue dans le sous-secteur pétrolier provient du fait que ces industries incluent spécifiquement les hydro-carbures et les sables bitumineux, dont la prospection, la recherche et la mise en valeur sont dirigées par l'OMNIS. Il joue un rôle analogue pour l'uranium et le charbon, et contrôle également deux entreprises d'Etat chargées de la construction navale et des réparations de navires et de l'extraction du chrome. Il a également formé une co-entreprise avec la Bawden Drilling Company pour fournir des biens et des services à toutes les sociétés pétrolières qui opèrent dans le pays.

5.23 L'OMNIS a formé des coentreprises avec les sociétés pétrolières privées qui font de la prospection. Il a créé, dans ce but, une filiale appelée Akorama, signataire des contrats passés avec les sociétés pétrolières. A l'heure actuelle, Akorama n'existe que sur papier et l'OMNIS agit en son nom. Au cas où du pétrole serait découvert en quantité commerciale à Madagascar, la législation pétrolière prévoit l'activation d'Akorama qui participerait à sa mise en valeur sur le terrain avec des sociétés privées. Il faudra examiner avec soin le calendrier d'une expansion des institutions et la définition des voies hiérarchiques et du contrôle de gestion ainsi que les méthodes de recrutement du personnel. Du fait que les sociétés pétrolières seront les gérants des coentreprises, l'Etat devra éviter d'engager du personnel additionnel coûteux et une bureaucratie supplémentaire, choses qui se sont produites dans d'autres pays. Ces questions institutionnelles seront examinées dans le contexte du projet en cours de promotion de la prospection pétrolière de l'IDA l'année prochaine.

Questions institutionnelles

5.24 Un certain nombre de questions institutionnelles se posent en ce qui concerne SOLIMA, à savoir:

- (a) Elle jouit d'une autonomie fonctionnelle considérable, mais le fait que le gouvernement doive approuver ses allocations de devises lui crée des problèmes, compte tenu de la pénurie de devises qui règne à l'heure actuelle. Ces dernières années, par exemple, SOLIMA a été tenue de réduire le niveau des stocks de produits pétroliers bien au-dessous du niveau minimum indispensable pour éviter les risques d'interruption des approvisionnements des consommateurs, notamment dans l'industrie.
- (b) De même, l'approbation officielle des prix envisagés pour les produits pétroliers est susceptible de subir des retards importants, lourds de conséquences nuisibles à la situation financière de SOLIMA.
- (c) Le traitement des données semble soulever un problème. SOLIMA a recours à SOMAGI, filiale de JIRAMA (par. 4.22(g)) pour ses principaux besoins de traitement des données, tels que les comptes et les états de paye, mais a subi des retards pour faire faire son travail, et doit donc parfois exécuter ce travail à la main. Ce problème est aggravé par une pénurie d'auxiliaires d'informatique installés à demeure qui reflète aussi la pénurie de devises. C'est ainsi, par exemple, que SOLIMA a besoin de 6 petits ordinateurs dont l'achat exige l'approbation officielle d'une allocation de devises de 2,6 millions de FF (290.000\$).
- (d) En raison, partiellement, de ces carences d'informatique, la préparation en temps voulu de renseignements essentiels à l'intention de la direction semble soulever des problèmes.

Ceci nuit, non seulement, au flux de renseignements à l'intérieur de SOLIMA mais aussi au flux de renseignements entre SOLIMA et le MIEM, flux qui semble insuffisant pour que le Ministre soit convenablement informé de la situation récente de l'offre et de la demande de produits pétroliers. Les stocks de produits pétroliers font l'objet d'un rapport hebdomadaire, mais les statistiques des ventes et des importations, par exemple, ne sont apparemment soumises qu'une fois par an, lors de la présentation du programme d'importations envisagé pour l'année suivante.

Recommandations

5.25 La mission recommande:

- (a) d'accélérer l'approbation officielle des augmentations de prix nécessaires des produits pétroliers;
- (b) de faire un examen urgent des besoins de SOLIMA en matériel de bureau, notamment pour le traitement des données et pour l'informatique. Ceci pourrait être fait par le conseiller en énergie dont le recrutement est envisagé (par. 7.16);
- (c) d'examiner aussi le système existant d'informatique de gestion de SOLIMA, y compris les dispositions actuelles en vertu desquelles SOLIMA est tributaire de SOMAGI pour ses principaux besoins de traitement des données.

Personnel et formation

SOLIMA

5.26 Les principaux problèmes concernent le personnel d'exploitation et d'entretien de la raffinerie, qui n'a pas pu se tenir au courant des techniques et des pratiques modernes de raffinage. Ceci provient de la prise de contrôle de la raffinerie par SOLIMA, jointe à la grave pénurie de devises et l'installation du nouvel équipement en 1982. Auparavant, la société française ELF qui exploitait la raffinerie envoyait son personnel régulièrement en France ou ailleurs pour le tenir au courant, mais SOLIMA a constaté qu'il lui était de plus en plus difficile de continuer à le faire. Cependant, le crédit récemment accordé par la France pour moderniser la raffinerie prévoit de la formation, ce qui devrait atténuer ce problème (par. 5.2).

5.27 Le personnel de SOLIMA nécessite une formation dans des domaines très précis, plutôt qu'à un niveau général. Ceci sera encore plus le cas une fois que le nouvel équipement est installé, si la réhabilitation et la modernisation proposées se réalisent. SOLIMA devra acquérir des connaissances techniques en planification de raffinerie,

parmi d'autres spécialités, pour lesquelles il lui faudra de l'assistance technique.

Recommandation

5.28 De l'assistance technique doit être fournie à SOLIMA dans le cadre du crédit accordé par la France aux fins de formation (par. 5.2). Au cas où la raffinerie est réhabilitée et modernisée, il faudrait prévoir une assistance technique supplémentaire pour la formation spécialisée du personnel, par exemple dans le domaine de la planification de raffinerie afin d'obtenir une exploitation optimum de la raffinerie modernisée. Le coût de cette assistance technique, estimé à 10 millions de FF (1,4 million de dollars) a été inclu dans les estimations du projet BEICIP de réhabilitation.

VI. ETABLISSEMENT DES PRIX DE L'ENERGIE

6.1 L'établissement des prix de l'énergie est le principal moyen d'action utilisé par le gouvernement pour régulariser la demande d'énergie dans l'économie. A Madagascar, les sources d'énergie suivantes retiennent l'attention à cet égard : produits pétroliers, électricité et combustibles ligneux. 29/ Les questions fondamentales qu'il faut aborder sont les suivantes:

- (a) Les niveaux des prix intérieurs de l'énergie reflètent-ils le coût économique correspondant de l'offre?
- (b) La structure des prix intérieurs de l'énergie reflète-t-elle les pénuries économiques relatives de combustibles nationaux, donnant ainsi aux consommateurs des indications convenables pour substituer un combustible à l'autre?
- (c) Les prix intérieurs de l'énergie sont-ils suffisants pour récupérer le coût financier correspondant de l'offre?

Produits pétroliers

6.2 Les prix des produits pétroliers sont fixés par le gouvernement, sur la demande de SOLIMA, société nationale de raffinage et de distribution des produits pétroliers. Les principes directeurs consistent à lever un certain montant de recettes budgétaires conformément aux prévisions budgétaires annuelles et à assurer la viabilité financière de SOLIMA. A l'époque de l'augmentation la plus récente des prix des produits pétroliers (17 mai 1984) la raffinerie de SOLIMA ne fonctionnait plus et il fallait importer des produits pétroliers pour satisfaire les besoins. 30/ Les prix c.a.f. payés par SOLIMA pour les produits pétroliers importés représentaient donc un indicateur approprié de leur coût pour l'économie à cette époque.

6.3 Les renseignements fournis par SOLIMA sur la composition des prix des produits pétroliers commencent par les "prix sortie dépôt" (annexe 45). Le tableau 6.1, ci-dessous, élargit cette formule de prix en y ajoutant les prix c.a.f. applicables au point de départ.

29/ Nous excluons le charbon étant donné que seules de petites quantités en sont importées à l'usage de la cimenterie au prix international applicable (par. 3.12).

30/ La raffinerie a depuis repris ses opérations à un niveau réduit en prévision de sa modernisation (Chapitre V).

Tableau 6.1: COMPOSITION DES PRIX DES PRODUITS PETROLIERS
AU 17 MAI 1984

| | | Prix c.a.f. a/ | Taxe nette | Prix sortie dépôt | Marge de distri- bution | Prix de détail |
|-----------|-------------|-------------------|---------------|-------------------------|-------------------------------|-------------------|
| Butane | FMG/12,5 kg | 3.799,5 | 2.450,5 | 6.250,0 | 250,0 | 6.500,0 |
| Essence | | | | | | |
| ordinaire | FMG/litre | 132,9 | 239,1 | 372,0 | 10,0 | 382,0 |
| Kérosène | FMG/litre | 144,1 | 6,9 | 151,0 | 9,0 | 160,0 |
| Gaz-oil | FMG/litre | 120,6 | 57,4 | 178,0 | 8,0 | 186,0 |
| Mazout | FMG/litre | 92,5 | 29,0 | 121,5 | - | - |

a/ Avril 1984

Source: SOLIMA.

En l'absence d'une ventilation de la différence entre les "prix sortie dépôt" et les prix c.a.f. montrant les coûts/bénéfices de SOLIMA et les taxes, on estime que cette différence représente essentiellement la "taxe nette" au sens économique, c'est-à-dire la recette nette du secteur public (Etat et SOLIMA). Quoique faisant manifestement partie du poste "taxe nette" selon la définition que nous en donnons dans ces pages, on peut supposer que les frais de déchargement et de manutention connexes encourus par SOLIMA à la "sortie dépôt" sont négligeables par rapport à l'importance de la différence mentionnée.

6.4 Au tableau 6.2, on compare les prix c.a.f. payés par SOLIMA aux prix intérieurs correspondants des produits immédiatement avant et à la date de la majoration de prix de mai 1984.

Tableau 6.2: RAPPORT ENTRE LES PRIX INTERIEURS ET LES PRIX
AUX FRONTIERES DES PRODUITS PETROLIERS

| Produit | | Prix c.a.f. a/ | Prix intérieur | | Rapport prix intérieur /Prix c.a.f. | |
|-----------|-------------|-------------------|-----------------|-----------|--|-----------|
| | | | 17 mai 84 b/ | 17 mai 84 | 16 mai 84 b/ | 17 mai 84 |
| Butane | FMG/12,5 kg | 3.799,5 | 5.500,0 | 6.500,0 | 1,4 | 1,7 |
| Essence | | | | | | |
| ordinaire | FMG/litre | 132,9 | 323,0 | 382,0 | 2,4 | 2,9 |
| Kérosène | FMG/litre | 144,1 | 126,0 | 160,0 | 0,9 | 1,1 |
| Gaz-oil | FMG/litre | 120,6 | 148,0 | 186,0 | 1,2 | 1,5 |
| Mazout | FMG/litre | 92,5 | 94,1 | 121,5 | 1,0 | 1,3 |

a/ Avril 1984.

b/ Ces prix étaient en vigueur depuis le 17 mai 1982.

Source: SOLIMA.

On peut voir que, déjà avant l'augmentation de mai 1984, les prix intérieurs des produits pétroliers, autres que le kérosène, étaient égaux ou supérieurs aux prix c.a.f. et, dans le cas de l'essence, à concurrence de 140%. L'augmentation de mai 1984 a encore sensiblement accentué ces différences et, ce qui est important, a éliminé la subvention dont bénéficiait autrefois le kérosène. Par conséquent, du fait de cette augmentation, tous les prix intérieurs des produits pétroliers reflètent entièrement leur coût économique. Cependant, depuis lors, (mai 1984), le FMG a subi une dépréciation de 20% (mai 1985) par rapport au dollar E.U., monnaie des échanges pétroliers internationaux. Un autre examen des prix intérieurs des produits pétroliers semblerait donc indiqué.

6.5 Les variations de l'excédent des prix intérieurs des produits par rapport à leurs prix c.a.f. proviennent, bien entendu, du degré divers auquel sont imposés les produits. Le tableau 6.3 fait ressortir l'élément taxe des prix des produits, selon la définition que nous en donnons ci-dessus (par. 6.3) en l'exprimant en pourcentage des prix "coûtants" applicables (c'est-à-dire le prix de détail moins la taxe nette). Ce qui frappe, ce sont les taux d'imposition nette hautement discriminatoires qui varient de 5% pour le kérosène à près de 170% pour l'essence; ces taux sont d'environ 31% pour le mazout, d'environ 45% pour le gaz-oil et 61% pour le butane. Ces différences prononcées reflètent, bien entendu, la politique officielle de répartition du revenu; en effet, les produits utilisés principalement par les consommateurs à revenu élevé sont lourdement taxés (par exemple l'essence) et vice versa (par exemple le kérosène). Le prix relativement bas du gaz-oil, notamment, est lié à la politique officielle de mécanisation de l'agriculture, d'importation massive d'autobus et de camions diesel et de réduction au minimum des coûts des facteurs de la production industrielle.

6.6 Cependant, des différences aussi frappantes par rapport aux coûts économiques relatifs aboutissent à utiliser l'énergie d'une manière inefficace à plusieurs égards. Le prix relativement bas du gaz-oil favorise l'utilisation injustifiée de véhicules à moteur diesel de préférence aux véhicules à moteur à essence, ceux-ci, dans des conditions normales, utilisant le combustible d'une manière plus efficace que ceux-là. Et cependant, les voitures à moteur diesel coûtent relativement plus cher à importer, ont tendance à endommager davantage les routes en raison de leur poids plus élevé et entraînent une plus grande pollution de l'air, notamment dans les régions urbaines; il convient de prendre en considération le coût social de tous ces inconvénients. Le prix relatif très bas du kérosène (42% de celui de l'essence, 85% de celui du gaz-oil) incite fortement à le mélanger au gaz-oil dans des proportions considérables, et, dans une moindre proportion, à l'essence; une telle dénaturation provoque une usure accrue des moteurs et, dans le cas de l'essence, diminue également le rendement du moteur. De plus, compte tenu du profil de la demande intérieure des produits par rapport à la configuration de la raffinerie nationale, le gaz-oil, notamment, est en quantité limitée, et doit être importé, alors qu'il y a une capacité excédentaire considérable pour la production d'essence. En revanche, le rapport de prix d'environ 0,7 entre le gaz-oil et le mazout, offre une incitation suffisante à utiliser ce dernier, dont l'offre est excédentaire.

Tableau 6.3: PRIX DES PRODUITS PETROLIERS, TAXES ET SUBVENTIONS

| Produit | 16 mai 1984 | | | | 17 mai 1984 | | | |
|-----------------------------|----------------|-------------------------|--------------|--|----------------|------------|--------------|---------------------------------|
| | Prix de détail | Taxe nette (subvention) | Prix coûtant | Taxe nette (subvention) en % du prix coûtant b/ | Prix de détail | Taxe nette | Prix coûtant | Taxe nette en % du prix coûtant |
| Butane FMG/12,5 kg | 5,500,0 | 1,500,5 | 3,999,5 | 37,5 | 6,500,0 | 2,450,5 | 4,049,5 | 60,5 |
| Essence ordinaire FMG/litre | 323,0 | 181,1 | 141,9 | 127,6 | 382,0 | 239,1 | 142,9 | 167,3 |
| Kérosène FMG/litre | 126,0 | (24,1) | 150,1 | (16,1) | 160,0 | 6,9 | 153,1 | 4,5 |
| Gaz-oil FMG/litre | 148,0 | 21,4 | 126,6 | 16,9 | 186,0 | 57,4 | 128,6 | 44,6 |
| Mazout a/ FMG/litre | 94,1 | 1,6 | 92,5 | 1,7 | 121,5 | 29,0 | 92,5 | 31,4 |

a/ Prix de gros

b/ Prix coûtant = prix de détail, moins la taxe nette (ou plus la subvention nette).

Source: SOLIMA.

6.7 La mission ne disposait pas des renseignements nécessaires pour calculer le niveau auquel les prix des produits pétroliers permettraient à SOLIMA de couvrir ses coûts. En général, cependant, ce niveau semble suffisant. En effet, ainsi que nous l'observons ci-dessus (par. 6.2) la viabilité financière de SOLIMA est l'un des critères qui président à l'établissement des prix intérieurs des produits.

Electricité

6.8 Pour des raisons d'ordre historique, les tarifs de l'électricité à Madagascar sont extraordinairement complexes et d'une administration difficile. Ce n'est qu'en octobre 1975 que JIRAMA a été créée et que s'est présentée l'occasion d'établir des tarifs de l'électricité uniformes sur le plan intérieur et rationnels sur le plan économique. Avant cette date, l'énergie était produite et les tarifs étaient fixés séparément pour chaque région administrative. Cependant, à ce jour, aucune réforme tarifaire importante qui aurait unifié la structure et le niveau des tarifs n'a été mise en oeuvre. Les tarifs, fixés et administrés par différentes circonscriptions administratives, varient considérablement, même si l'énergie provient du même réseau et est produite aux mêmes coûts. De plus, le nombre de classifications tarifaires peut dépasser 20 pour chaque zone administrative. En particulier, pour les usagers résidentiels il y a en général deux tarifs, un pour l'éclairage et l'autre pour les autres utilisations de l'énergie électrique. Ceci entraîne l'emploi coûteux de deux compteurs. A part le réseau interconnecté, chacun des nombreux réseaux électriques régionaux est également doté de ses propres tarifs. Pour la plupart, ces niveaux de tarif ne correspondent aux coûts réels de production et d'alimentation que par coïncidence, et les considérations tarifaires sont principalement d'ordre financier et non pas économique. La structure des tarifs se complique également par le fait de rajouter des taxes de valeur ajoutée et des taxes municipales, qui varient entre les régions et, pour chaque région, entre les différentes catégories de consommateurs. La formulation des tarifs est entravée par la planification inadéquate de l'expansion du réseau et par des prévisions peu satisfaisantes de la demande qui aboutissent à établir presque rétrospectivement les tarifs requis en tenant compte des besoins financiers grossièrement estimés pour couvrir, au minimum, les coûts variables de production et le service de la dette pour les prêts non amortis. On trouvera à l'annexe 46 des exemples de tarifs actuels qui mettent en lumière la grande diversité des niveaux de tarifs. Le fardeau administratif qui consiste à comptabiliser une gamme aussi étendue et un nombre aussi grand de tarifs est épuisant pour JIRAMA et déroutant pour les consommateurs, et présente, sans aucun doute, un obstacle important à l'amélioration de la gestion financière de la société.

6.9 JIRAMA n'ignore pas l'irrationalité de la structure tarifaire actuelle dont elle a hérité en grande partie et reconnaît la nécessité d'une réforme tarifaire radicale. Par exemple, en janvier 1982, la

Division commerciale a encouragé l'adoption de directives pour établir à Madagascar des prix de l'électricité qui reconnaissent la nécessité de tarifs reflétant intégralement les coûts de l'alimentation, y compris, le cas échéant, des prix de référence. La notion d'établissement de coûts marginaux à long terme a également été adoptée ainsi que la nécessité d'allier cette pratique aux besoins financiers de la société d'électricité. JIRAMA, et c'est regrettable, n'a pas pu mettre en oeuvre de réformes tarifaires importantes malgré les majorations récentes de tarifs qu'elle a imposées pour essayer de satisfaire les accords financiers passés avec ses principaux emprunteurs. Cet état de choses entraîne une confusion administrative et un manque d'efficacité économique coûteux. JIRAMA avait préparé en 1982 des tarifs de référence simplifiés qui reflétaient plus fidèlement les coûts de la production et de l'alimentation dans chaque zone, et se proposait d'adopter des tarifs de transition en vue de leur application intégrale en 1984/85.

6.10 Il est urgent de réformer les tarifs, non seulement pour les raisons sus-mentionnées, mais aussi parce qu'il est évident que l'énorme excédent d'énergie hydro-électrique qui existera jusqu'au milieu des années 90 promet de mettre les consommateurs à l'abri, dans une certaine mesure, de l'escalade des prix des combustibles ligneux, ainsi que de réduire la demande de devises pour importer du pétrole. Il faudra peut-être mettre au point des tarifs spéciaux pour encourager la consommation dans certains secteurs pour lesquels, du point de vue économique, l'énergie hydro-électrique représente l'option la meilleure marché, tout en conservant l'intégrité financière de la société. Pour les nouvelles charges industrielles importantes, telles que l'électrification des chaudières, l'installation de compteurs distincts, et même de nouvelles lignes d'alimentation, permettra l'application de tarifs spéciaux, sans soulever de difficulté administrative. Il est évident qu'il faudra coordonner étroitement la tarification, l'expansion de la distribution et la commercialisation de nouvelles structures de consommation dans l'industrie et chez les ménages (par exemple, pour la cuisson) pour obtenir le résultat souhaité, c'est-à-dire pour augmenter les ventes d'électricité. Il faudrait étudier en détail ce problème complexe, dans le cadre de l'examen envisagé des perspectives d'utilisation des excédents d'énergie hydro-électrique du principal réseau interconnecté.

Bois de feu et charbon de bois

6.11 Les prix du bois de feu et du charbon de bois sont établis librement sur le marché, leur réglementation officielle n'étant pas pratique. Ces prix ont considérablement augmenté ces dernières années, par suite de la pénurie croissante de combustibles ligneux. Ceci est particulièrement vrai à Antananarivo, la capitale, où cette pénurie est le plus vivement ressentie: au cours de la période 1973-1983 le prix réel du bois de feu a augmenté de 40% et celui du charbon de bois de 16% (annexe 47). La mission estime que les prix de détail du bois de feu et

du charbon de bois en 1984, soit 22,1 FMG/kg et 55,0 FMG/kg respectivement, indiquent des augmentations de prix réels de 9% et de 6% rien que cette année là. Même ainsi, les prix actuels des combustibles ligneux sur le marché sont encore sensiblement inférieurs à leur coût économique si l'on tient compte de leur coût intégral de remplacement calculé sur la base des nouvelles plantations destinées à la production de bois de feu : on estime que ces coûts économiques sont environ deux fois plus élevés pour le charbon de bois, et de près de 30% de plus pour le bois de feu, respectivement (tableau 2.4). Etant donné l'écart de plus en plus grand entre la demande et l'offre de combustibles ligneux à Antananarivo, leurs prix, en termes réels vont encore sensiblement augmenter. Le rythme et la portée de ces augmentations seront fonction, en grande partie, de l'adoption ou de l'absence d'adoption des diverses mesures en matière d'offre et de régulation de la demande recommandées ci-dessus (par. 2.45 à 2.48).

Recommandations

6.12 La mission recommande l'adoption des mesures prioritaires suivantes:

- (a) Mesures à priorité absolue: Il faudrait entreprendre un examen complet des tarifs, parallèlement à une étude détaillée des projections de la demande dans chacun des grands centres d'alimentation et aux études d'expansion la plus économique envisagées. De plus, cet examen devrait proposer une structure tarifaire simplifiée, fondée sur le coût économique marginal de l'approvisionnement, tout en s'assurant que JIRAMA couvre ses frais. Compte tenu de l'excédent prévu d'énergie hydro-électrique qui existera au cours de la prochaine décennie, et de la charge considérable que représente pour JIRAMA le service de la dette, nous recommandons que l'étude examine les moyens d'augmenter l'utilisation de la puissance installée et de l'électricité produite, et donc, les recettes, en accordant aux consommateurs industriels et résidentiels des tarifs appropriés.
- (b) Mesures à haute priorité. Il faudrait entreprendre une étude de la portée et de l'importance quantitative du remplacement non économique d'un combustible par l'autre dans les transports à Madagascar et de l'influence qu'exercerait sur la balance des paiements une diminution de la différence de prix entre l'essence, le gaz-oil et le kérosène sur la balance des paiements, les finances publiques et la répartition du revenu.

VII. PLANIFICATION ET PRIORITES D'INVESTISSEMENT DANS LE DOMAINE DE L'ENERGIE

Planification du secteur de l'énergie

Absence de coordination

7.1 Ainsi que l'indique l'organigramme de l'annexe 49, de nombreux ministères et organismes s'occupent du secteur de l'énergie. Ceci complique la bonne coordination de leurs politiques et de leurs programmes et cette situation a grand besoin d'être améliorée pour accroître l'efficacité de la planification nationale de l'énergie. En vertu du décret portant sa création, le Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines (MIEM) doit assurer la coordination à l'intérieur du secteur, mais n'a pas pu, jusqu'à présent, remplir ce rôle efficacement. Ceci provient, en partie, de sa création relativement récente (juillet 1983), de sa préoccupation à résoudre les urgents problèmes quotidiens et de l'insuffisance de ses effectifs par rapport à ses responsabilités. Ses travaux de coordination sont compliqués par le fait que l'Office National pour les Industries Stratégiques (OMNIS), à l'inverse des deux autres organismes d'Etat, JIRAMA et SOLIMA, relève directement du Président de la République sans avoir de rapports définis avec le MIEM. L'OMNIS a des activités importantes dans le secteur de l'énergie (par. 5.21) et s'occupait de la planification de l'énergie (par. 7.2) avant la création du MIEM.

Faiblesses de la planification

7.2 L'absence de planification globale du secteur de l'énergie reflète, ici encore, en grande partie la capacité limitée du MIEM à jouer ce rôle jusqu'à présent. La Direction de l'énergie du MIEM est chargée, en vertu de ses fonctions, de faire dans ce domaine des études de l'offre et de la demande, de recueillir les statistiques en matière d'énergie et de préparer les plans à court, moyen et long terme. En pratique, cependant, elle ne dispose pas de ressources qui lui permettraient de se livrer à ces activités. Pendant ce temps là, l'OMNIS s'est occupé de planifier le secteur de l'énergie du fait, en partie, qu'il avait été chargé d'exécuter une étude nationale de la planification de l'énergie financée par le premier crédit consenti par l'IDA pour la promotion de la prospection pétrolière. Ceci se passait avant la création du MIEM, qui faisait alors partie du Ministère de l'économie et du commerce. C'est pourquoi l'OMNIS, en sa qualité de bureau du projet, dans le cadre du crédit de l'IDA a aussi été chargé de faire cette étude à laquelle a participé le Service de l'énergie de ce qui était alors le Ministère de l'économie et du commerce. Deux des conclusions de cette étude, terminée en avril 1982 étaient les suivantes: la nécessité de créer une banque de données relatives à l'énergie et un bureau de planification de l'énergie. Ici encore, du fait que le MIEM n'existait toujours pas, l'OMNIS s'est chargé de créer la banque de données relatives à l'énergie

et le bureau de planification de l'énergie. La préparation de la Banque de données, cependant, a progressé lentement, alors que cette banque est indispensable pour que la planification de l'énergie se fasse d'une manière efficace.

7.3 Bien qu'il n'ait pas encore été appliqué à l'époque où la mission s'est rendue à Madagascar (époque où l'organisation était celle qui est indiquée à l'annexe 50), un décret officiel du 4 mai 1984 prévoyait une réorganisation complète du MIEM. Ainsi qu'il est indiqué à l'annexe 51, ce décret divise la direction actuelle unique des Mines et de l'énergie en deux directions. Il est évident que cette réorganisation vise, entre autres, à renforcer le MIEM pour lui permettre de mener à bien ses activités dans le secteur de l'énergie, mais le MIEM devrait bénéficier d'une assistance technique pour assurer le fonctionnement de la nouvelle organisation, notamment en ce qui concerne la planification.

Solutions possibles

7.4 Les problèmes de coordination sectorielle et de planification de l'énergie sont étroitement liés et il faut les étudier ensemble pour évaluer les différentes options qui permettraient de les résoudre. Les quatre principales propositions qui se sont dégagées sont les suivantes:

- (a) faire du MIEM le centre, comme il semble l'être en principe en vertu du décret qui en porte création, de la coordination des programmes et des politiques en matière d'énergie, et de la planification du secteur de l'énergie dans son ensemble;
- (b) créer une commission nationale de l'énergie, relevant du Président de la République, chargée de formuler la politique de l'énergie et de coordonner les activités à l'intérieur de ce secteur, avec l'appui d'un bureau central de planification de l'énergie;
- (c) adopter une variante de b), en vertu de laquelle le comité sectoriel de l'énergie incorporé à la nouvelle structure envisagée pour assurer la planification économique nationale (par. 7.7) serait chargé de la coordination dans le secteur de l'énergie, avec l'aide d'un bureau permanent de planification de l'énergie;
- (d) retirer officiellement la fonction de planification nationale de l'énergie au MIEM pour la confier à l'OMNIS.

7.5 La première option, à savoir rendre le MIEM réellement responsable de la coordination et de la planification du secteur, présente le mérite d'être simple et éviterait aussi la création d'un autre niveau d'organisation dans le secteur de l'énergie. Il est possible que la nouvelle organisation envisagée pour le MIEM (par. 7.3) soit conçue à cette fin, bien que les grandes lignes de la réorganisation que l'on connaît jusqu'ici ne prouvent en aucune façon qu'elle remplisse

cet objet. Quoi qu'il en soit, le MIEM aurait besoin d'aide pour asseoir son autorité et prouver qu'il peut jouer un rôle essentiel en matière de planification.

7.6 La deuxième option, à savoir: la création d'une organisation relevant directement du Président de la République qui aurait le prestige nécessaire pour exercer les fonctions de coordination et de planification dans le secteur de l'énergie, a été également la conclusion à laquelle était arrivée l'étude de la planification de l'énergie faite en 1982 par Motor Columbus. Cette étude recommandait, en effet, la création d'une commission de coordination relevant du Président, commission qui serait à caractère politique et non pas technique, composée de représentants de tous les ministères et organismes qui s'intéressent à ce secteur et des diverses régions. Elle recevrait l'appui d'un Centre de planification de l'énergie et aurait à sa tête un Directeur général qui serait responsable de tous les aspects de la planification de l'énergie, y compris de la collecte des données de base, de la préparation des projections de la demande, de la mise au point de différents scénarios de l'offre, et de l'établissement de normes et de règlements applicables à la production et à l'utilisation d'énergie. L'étude de Motor Columbus, commandée par l'OMNIS, suggérait également que cet organisme forme le noyau du Centre de planification de l'énergie, et dirige aussi les activités de la Commission de coordination.

7.7 La troisième option est la proposition avancée par la Direction générale du plan (DGP) de restructurer la planification économique nationale. En vertu de cette restructuration, serait créé un "Conseil Supérieur du Plan" (CSP), relevant du Président de la République, qui recevrait l'appui de "Comités sectoriels" pour les principaux secteurs de l'économie. Le CSP serait composé de représentants des ministères, des entreprises d'Etat, des gouvernements des provinces, du secteur privé et d'ouvriers, et la DGP lui fournirait un secrétariat. Les comités sectoriels, y compris celui de l'énergie formuleraient les orientations sectorielles et coordonneraient les activités sectorielles. En dehors du CSP et des comités sectoriels, la nouvelle structure de planification prévoit une "cellule de planification" ou bureau central des orientations et de la planification, dans chaque ministère, chargé de la planification sectorielle, de la préparation du programme du secteur et d'assurer la liaison avec le CSP, la DGP et le comité sectoriel intéressé. En supposant que cette nouvelle structure de planification soit créée en bonne et due forme, une commission distincte de l'énergie serait manifestement superflue, mais les comités sectoriels de l'énergie, qui ne siègeraient pas en permanence, auraient besoin d'un secrétariat technique permanent vigoureux pour être efficaces. La section actuelle de planification de l'énergie de l'OMNIS (par. 7.2) pourrait former le noyau de ce secrétariat.

7.8 La quatrième option, à savoir l'attribution officielle de la planification nationale de l'énergie à l'OMNIS aurait l'avantage d'utiliser un groupe de planificateurs de l'énergie qui existe déjà au sein d'une organisation efficace et bien dirigée dont le chef relève

directement du Président de la République. Pour que cette solution soit applicable, toutefois, il faudrait que les responsabilités du MIEM, en ce qui concerne le secteur de l'énergie, soient transférées au moins en partie à l'OMNIS ou soient partagées avec lui, ce qui créerait un niveau supplémentaire d'organisation dans le secteur de l'énergie.

Recommandations

7.9 La mission ne s'estime pas à même de donner son avis sur celle des options susmentionnées qui, dans le contexte politique de Madagascar, conviendrait le mieux pour institutionnaliser la planification nationale de l'énergie. Elle recommande, cependant, que le gouvernement étudie d'urgence la création et la mise en oeuvre de dispositifs institutionnels appropriés et qu'il ne tarde pas à prendre une décision à cet égard, pour assurer une coordination efficace dans le secteur de l'énergie à l'échelon national, en mettant, notamment, l'accent sur une planification intégrée des investissements dans ce secteur afin de minimiser le coût économique correspondant. Pour ce faire, la mission recommande spécifiquement la nomination d'un consultant en énergie auprès du gouvernement pendant deux ans pour l'aider à mettre au point ces dispositifs et veiller à leur application. Ce consultant devrait être économiste ou ingénieur-économiste, doté d'une expérience de tous les aspects de la planification de l'énergie. Il serait détaché auprès de l'organisme qui serait choisi pour jouer le rôle principal. Son travail consisterait principalement à donner des conseils en matière de recrutement et de mandat du bureau central de planification nationale de l'énergie, quel que soit le siège administratif de cet organisme. Il donnerait également des conseils sur les changements qu'il estimerait nécessaires, notamment en ce qui concerne la planification des investissements, l'évaluation et le suivi des projets, le système d'informatique de gestion, les besoins de matériel (y compris le matériel de bureau) et la formation du personnel.

Main-d'oeuvre

7.10 Dans ce domaine, le principal problème général est l'absence de planification à long terme en matière de main-d'oeuvre, c'est-à-dire l'absence de toute tentative systématique de faire des projections des besoins futurs de main-d'oeuvre dans le secteur de l'énergie, notamment en ce qui concerne les cadres et les techniciens qualifiés, pour essayer de faire correspondre l'offre à la demande prévue. Les principaux établissements d'enseignement supérieur technique et scientifique (l'école polytechnique pour les ingénieurs et les deux "établissements" pour les sciences naturelles et les sciences agricoles, respectivement) servent les besoins de tous les secteurs, et non pas seulement de celui de l'énergie, et on semble n'avoir prévu aucune disposition officielle pour tenir compte des besoins du secteur de l'énergie pour organiser les programmes de ces établissements et prévoir leur nombre d'étudiants. Le Ministère de l'enseignement supérieur essaye actuellement de redresser

cette situation en encourageant la création de "conseils d'orientation" dans les établissements d'enseignement supérieur, conseils qui mettraient en rapport les administrateurs de ces établissements et les représentants des employeurs des divers secteurs de l'économie pour discuter des besoins futurs. Le gouvernement a également accepté, en principe, une proposition visant à la création d'un "Conseil National Technique pour l'Enseignement" qui comprendrait des représentants des établissements d'enseignement et des employeurs. L'une de ses fonctions consisterait à recueillir des statistiques plus fiables des besoins et de l'offre de diverses catégories de cadres. A cet égard, chacun des organismes du secteur de l'énergie devrait être tenu de produire un plan à long terme des besoins de main-d'oeuvre, plan qui serait mis à jour tous les ans; tous ces plans seraient consolidés par le MIEM en un plan sectoriel et seraient présentés au MES et à la DGP.

7.11 Il existe un autre problème général: les cadres techniques du secteur de l'énergie ont tendance à n'être plus du tout au courant des dernières découvertes de leurs domaines professionnels. Ceci reflète les graves compressions des budgets de fonctionnement adoptées ces dernières années et les réductions qu'elles ont entraînées pour l'achat de journaux et de livres techniques, pour l'organisation de cours de perfectionnement, pour la présence à des séminaires, à des symposiums et activités de même nature. Il faut aborder ce problème avec une assistance technique appropriée dans le cadre de projets déterminés.

Formation

7.12 Les importantes restrictions imposées aux dépenses de fonctionnement ces dernières années se sont accompagnées de réductions considérables des crédits destinés à la formation dans le secteur de l'énergie. Certains organismes de ce secteur ont prévu des crédits limités pour la formation, si tant est qu'ils en aient prévus, ce qui a entraîné une dégradation constante des programmes officiels de formation et des services de vulgarisation. Le personnel technique n'a pas pu, entre autres, se tenir au courant des découvertes qui se sont produites dans son domaine (par. 7.11).

7.13 Il ne semble pas y avoir de programme officiel de formation pour le personnel du secteur de l'énergie du MIEM, et on ne sait pas très bien qui est chargé d'organiser la formation. La formation du personnel professionnel du Service de l'énergie n'a pas eu de rapport suffisamment direct avec ses responsabilités professionnelles. Les possibilités plus intéressantes de formation qui se présentent à l'étranger ne sont, la plupart du temps pas utilisées, faute de devises (par exemple le prix du passage par avion).

Besoins d'assistance technique

7.14 Les domaines prioritaires qui ont besoin d'assistance technique pour la planification de l'énergie sont les suivants:

- (a) le renforcement de la planification du secteur de l'énergie par la nomination d'un conseiller en énergie auprès du gouvernement pendant deux ans, à un coût estimé à 150.000 dollars (par. 7.9);
- (b) du financement pour l'achat de matériel de bureau essentiel, y compris des mini-ordinateurs, à l'intention de la Direction de l'énergie du MIEM, à un coût estimé provisoirement à 250.000 dollars;
- (c) la nomination de consultants à court terme, par exemple, pour assurer la formation dans des domaines présentant un intérêt spécial, domaines identifiés par le conseiller en énergie. Coût estimé à 100.000 dollars.

Investissements requis dans le secteur de l'énergie

7.15 Le tableau 7.1 présente un programme d'investissement pour le secteur de l'énergie pour 1986-1990, par ordre de priorité, fondé sur les propositions d'investissement et les recommandations présentées dans le présent rapport. L'ordre de priorité représente le point de vue de la mission, et a été déterminé strictement selon des critères économiques. Le programme de cinq ans envisagé par la mission s'élève, au total, à l'équivalent de 138 millions de dollars, y compris près de 10 millions de dollars pour l'assistance technique et les études indiquées séparément au tableau 7.2. Cette proposition a pour objet de servir de base au gouvernement pour programmer les investissements du secteur public dans le domaine de l'énergie, en tenant compte, comme il se doit, de la disponibilité des ressources aux fins d'investissement à l'échelle nationale. Sur ce total, les investissements qui présentent la plus haute priorité s'élèvent à 46 millions de dollars, les investissements qui présentent une haute priorité à 41 millions de dollars et ceux qui présentent une priorité plus faible à 31 millions de dollars. Le projet de réhabilitation de la raffinerie (20,0 millions de dollars) n'a pas été classé par ordre de priorité, en attendant qu'une analyse détaillée soit faite sur l'effet qu'aurait la modernisation proposée de la raffinerie sur la viabilité du projet de réhabilitation (par. 5.20). Les investissements ultra prioritaires et hautement prioritaires visent principalement à améliorer l'offre de plus en plus précaire de combustibles ménagers, notamment dans la région d'Antananarivo, tout en utilisant en même temps une partie de l'importante capacité excédentaire hydro-électrique du réseau interconnecté.

7.16 L'assistance technique et les études envisagées (tableau 7.2) s'appliquent spécifiquement à certains projets en ce sens qu'elles contribuent à préparer et/ou à mettre en oeuvre des projets déterminés, par exemple la formation de charbonniers pour le projet de carbonisation ultra prioritaire du Haut Mangoro; ou sont la condition préalable d'une planification plus générale du secteur de l'énergie, par exemple les études relatives à l'inventaire des forêts et l'appui institutionnel du secteur de l'énergie. Pratiquement la totalité de l'assistance technique et des études envisagées dans ces pages présentent donc une priorité immédiate.

**Tableau 7.1: INVESTISSEMENTS ENVISAGES POUR LE SECTEUR DE L'ENERGIE
PAR ORDRE DE PRIORITE, 1986-1990**

| Projet ou Programme | Coût estimé (1,000 dollars prix de 1984) a/ |
|---|---|
| <u>Priorité absolue</u> | |
| <u>Combustibles ménagers</u> | |
| Carbonisation des déchets de pins du Haut Mangoro, des déchets des opérations d'abattage et de façonnage et des déchets des scieries..... | 2,531 a/ |
| Boisement rural..... | 2,250 |
| Production de briquettes de balle de riz - Antananarivo..... | 282 a/ |
| <u>Sous-secteur de l'énergie électrique</u> | |
| Electrification de la cuisson..... | 1,438 a/ |
| Distribution - Centres existants et nouveaux centres..... | 27,032 a/ |
| Divers (matériaux, outils et divers)..... | 8,112 |
| <u>Appui institutionnel du secteur de l'énergie</u> | |
| Formation et valorisation de la main-d'oeuvre..... | 530 |
| Assistance pour la planification de l'énergie..... | 500 |
| Etude de l'inventaire des forêts..... | 2,500 |
| Plan de développement de l'énergie du Lac Aloatra..... | 530 |
| Sous-total..... | 45,705 |
| <u>Haute Priorité</u> | |
| <u>Combustibles ménagers</u> | |
| Amélioration de l'aménagement des taillis..... | 700 |
| Plantations destinées à la production de bois de feu..... | 9,375 |
| Programmes de rendement à la cuisson..... | 2,530 |
| Etudes de la demande de combustibles pour la cuisson..... | 320 |
| <u>Sous-secteur de l'énergie électrique</u> | |
| Transport Antananarivo - Antsirabe..... | 4,771 |
| Transport Andekaleka - Tamatave..... | 14,158 |
| Aménagement de micro-centrales hydro-électriques..... | 8,848 |
| Sous-total..... | 40,702 |
| <u>Priorité plus faible</u> | |
| <u>Combustibles ménagers</u> | |
| Briquettes de balle de riz du Lac Aloatra..... | 144 |
| <u>Sous-secteur de l'énergie électrique</u> | |
| Transport Ambodiroka - Mahajanga Travaux préparatoires..... | 640 |
| Centrale hydro-électrique Ambodiroka Travaux préparatoires..... | 797 |
| Ankorahotra - Etudes..... | 272 |
| Centrales thermiques - Centres isolés..... | 14,256 |
| Centrales hydro-électriques - diverses..... | 14,048 |
| Transport - divers..... | 1,482 |
| Sous-total..... | 31,639 |
| <u>Non classé par ordre de priorité</u> | |
| Réhabilitation de la raffinerie..... | 20,000 b/ |
| TOTAL..... | 138,046 |

a/ Y compris l'assistance technique et les études indiquées au Tableau 7.2.

b/ Y compris l'assistance technique et les études indiquées au Tableau 7.2. Le projet de réhabilitation n'est pas classé par ordre de priorité, en attendant qu'une analyse détaillée soit faite sur l'effet qu'aurait la modernisation proposée sur la viabilité dudit projet.

Sources: Annexe 12.

Tableau 7.2: ASSISTANCE TECHNIQUE ET ETUDES PRIORITAIRES COMPRISES DANS
LES INVESTISSEMENTS ENVISAGES POUR LE SECTEUR DE L'ENERGIE, 1986-1990

| Projet ou Programme | Coût estimé (1.000 dollars prix de 1984) a/ |
|--|---|
| <u>Programme de carbonisation</u> | |
| Formation des charbonniers du Haut Mangoro..... | 600 |
| Compactage de la balle de riz - Antananarivo..... | 50 |
| Amélioration de la fabrication traditionnelle de charbon de bois..... | 48 |
| <u>Cuisson des ménages</u> | |
| Examen de l'électrification de la cuisson..... | 50 |
| Programmes de rendement à la cuisson..... | 2.530 |
| Etudes de la demande de combustibles pour la cuisson..... | 320 |
| Etudes d'inventaires des forêts..... | 2.500 |
| Plan de développement du Lac Aloatra..... | 530 |
| <u>Sous-secteur de l'énergie électrique</u> | |
| Etudes d'expansion du réseau, y compris l'examen des tarifs..... | 250 |
| Ankorahotra - Etudes..... | 170 |
| <u>Réhabilitation de la raffinerie</u> | |
| Assistance technique (formation spécialisée)..... | 1.100 |
| Ordinateurs..... | 290 |
| <u>Appui institutionnel du secteur de l'énergie</u> | |
| Formation et valorisation de la main-d'oeuvre..... | 530 |
| Aide à la planification du secteur de l'énergie..... | 500 |
| TOTAL..... | 9.468 |

Sources: Annexes 12 et 39

BILAN ENERGETIQUE NATIONAL, 1979
(milliers de TEP)

| | ENERGIE PRIMAIRE | | | | | | Charbon | Electricité | PRODUITS PETROLIERS | | | | | | Total | Total de la rangée |
|--|------------------|------------|------------------|---------------------|-------------|--------------|-------------|-------------|---------------------|--------------------|-------------|-------------|----------------|--------------|--------------|--------------------|
| | Bois de feu a/ | Bagasse b/ | Solaire éolienne | Hydro électrique c/ | Charbon | Pétrole brut | | | Butane | Essence d'aviation | Essence | Kérosène | Carbu-réacteur | Gaz oil | | |
| Offre brut | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Production | 1,464,8 | 2,9 | 0,1 | 29,4 | | | | | | | | | | | | 1,497,2 |
| Importations | | | | | 12,0 | 358,8 | | | | | | | | | | 511,4 |
| Exportations primaires | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Variations des stocks | | | | | | | | | 0,7 | | 1,0 | | | | | 1,7 |
| Total disponible | 1,464,8 | 2,9 | 0,1 | 29,4 | 12,0 | 358,8 | | | 0,7 | 2,0 | 27,4 | 1,0 | 22,4 | 88,8 | 140,6 | 2,010,3 |
| Conversion | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Raffinage du pétrole | | | | | | (333,2) | | | | 4,4 | 59,2 | 33,5 | 68,0 | (68,1) | 333,2 | 0,0 |
| Production de charbon de bois d/ | (99,8) | | | | | | 99,8 | | | | | | | | | 0,0 |
| Production d'énergie électrique | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -- Publique | | | | (29,4) | | | | 78,0 | | | | | (28,6) | (20,0) | (48,6) | 0,0 |
| -- Auto-production | (2,9) | | | | | | 11,9 | | | | | | (9,0) | (9,0) | 0,0 | |
| Pertes de conversion | (290,2) | | | | | (25,6) | | (11,9) | | | | | | | | (327,7) |
| Pertes de transport/distribution e/ | | | | | | | | (6,2) | | | | | | | | (6,2) |
| Utilisation du secteur de l'énergie e/ | | | | | | | | (2,1) | | | | | | | | (2,1) |
| Offre nette disponible | 1,074,8 | | 0,1 | | 12,0 | | 99,8 | 69,7 | 5,1 | 2,0 | 86,6 | 34,5 | 22,4 | 119,2 | 148,1 | 1,674,3 |
| Exportations secondaires | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Augmentation des ventes | | | | | | | | | | | | | | | | (22,4) |
| Consommation intérieure nette | 1,074,8 | | 0,1 | | 12,0 | | 99,8 | 69,7 | 5,1 | 2,0 | 86,6 | 34,5 | 119,2 | 63,1 | 310,5 | 1,566,9 |
| Consommateur par secteur | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Industrie, agriculture et divers | | | 0,1 | | 12,0 | | | 52,7 | 1,2 | | | | 40,6 | 21,9 | 63,7 | 128,5 |
| Transport | | | | | | | | | | 2,0 | 88,1 | | 73,3 | 41,2 | 204,6 | 204,6 |
| Ménages | 1,074,8 | | | | | | 99,8 | 17,0 | 4,2 | | | 34,5 | | | 38,7 | 1,230,3 |
| Différence et erreurs provenant de l'arrondissement des chiffres | | | | | | | | | | (0,3) | | (1,5) | | 5,3 | | 3,5 |

a/ Convertie sur la base du remplacement thermique (1 GWh = 250 tep).

b/ Données de 1980.

c/ Le bois de feu est converti à 3,200 kcal/kg avec une teneur hygrométrique de 25%.

d/ Le charbon de bois est converti à 7,082 kcal/kg.

e/ Les pertes de transport et de distribution sont probablement plus élevées que les pertes signalées.

BILAN ENERGETIQUE NATIONAL 1983
(milliers de TEP)

| | ENERGIE PRIMAIRE | | | | | | Charbon | Electricité | PRODUITS PETROLIERS | | | | | | Total | Total de la rangée | |
|--|------------------|------------|------------------|---------------------|---------|--------------|---------|-------------|---------------------|--------------------|---------|----------|----------------|---------|--------|--------------------|---------|
| | Bois de feu a/ | Bagasse b/ | Solaire éolienne | Hydro électrique c/ | Charbon | Pétrole brut | | | Butane | Essence d'aviation | Essence | Kérosène | Carbu-réacteur | Gaz oil | | | Mazout |
| Offre brute | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Production | 1,675,8 | 2,9 | 0,1 | 62,0 | | | | | | | | | | | | 1,740,8 | |
| Importations | | | | | 7,5 | 210,2 | | | 0,6 | 1,5 | 6,2 | 5,0 | 18,4 | 12,5 | 44,2 | 261,9 | |
| Exportations primaires | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Variations des stocks | | | | | | | | | 0,7 | | 9,1 | 2,9 | | 68,0 | 80,7 | 80,7 | |
| Total disponible | 1,675,8 | 2,9 | 0,1 | 62,0 | 7,5 | 210,2 | | | 1,3 | 1,5 | 15,3 | 7,9 | 18,4 | 80,5 | 124,9 | 2,083,4 | |
| Conversion | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Raffinage du pétrole | | | | | | (201,1) | | | 1,3 | | 44,6 | 22,7 | | 55,5 | 77,0 | 201,1 | 0,0 |
| Production de charbon de bois d/ | (121,3) | | | | | | 121,3 | | | | | | | | | | 0,0 |
| Production d'énergie électrique | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -- Publique | | | | (62,0) | | | | 90,1 | | | | | | (15,7) | (12,4) | | 0,0 |
| -- Auto-production | | (2,9) | | | | | | 11,9 | | | | | | (9,0) | | | 0,0 |
| Pertes de conversion | (352,7) | | | | | | | (11,9) | | | | | | | | | (373,7) |
| Pertes de transport/ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Pertes de distribution e/ | | | | | | | | | | | | | | | | | (8,2) |
| Utilisation du secteur de l'énergie | | | | | | | | | | | | | | | | | (3,7) |
| Offre nette disponible | 1,201,8 | | 0,1 | | 7,5 | | 121,3 | 78,2 | 2,6 | 1,5 | 59,9 | 30,6 | 18,4 | 111,3 | 64,6 | 288,9 | 1,697,8 |
| Exportations secondaires | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Augmentation des ventes | | | | | | | | | | | | | | | | (18,4) | (18,4) |
| Consommation intérieure nette | 1,201,8 | | 0,1 | | 7,5 | | 121,3 | 78,2 | 2,6 | 1,5 | 59,9 | 30,6 | | 111,3 | 35,4 | 241,3 | 1,650,2 |
| Consommateur par secteur | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Industrie, agriculture et divers | | | 0,1 | | 7,5 | | | 56,5 | 0,6 | | | | | 47,9 | 17,2 | 65,7 | 129,8 |
| Transports | | | | | | | | | | 1,5 | 58,3 | | | 63,4 | 18,2 | 141,4 | 141,4 |
| Ménages | 1,201,8 | | | | | | 121,3 | 21,7 | 1,7 | | | 28,6 | | | | 30,3 | 1,375,1 |
| Différence et erreurs provenant de l'arrondissement des chiffres | | | | | | | | | 0,3 | | 1,6 | 2,0 | | | | 3,9 | 3,9 |

a/ Convertie sur la base du remplacement thermique (1 GWh = 250 tep).

b/ Données de 1980.

c/ Le bois de feu est converti à 3,200 kcal/kg avec une teneur hygrométrique de 25%.

d/ Le charbon de bois est converti à 7,082 kcal/kg.

e/ Les pertes de transport et de distribution sont probablement plus élevées que les pertes signalées.

PROSPECTION ET PERSPECTIVES PETROLIERES

Géologie liée aux hydrocarbures

1. On sait depuis longtemps que Madagascar présente des perspectives de découvertes commerciales de pétrole et de gaz. Tous les éléments de la formation et de l'accumulation existent à un certain degré: coupes sédimentaires épaisses, structures abondantes (principalement liées à des failles) et indices de pétrole de surface sous forme de sables bitumineux et d'huile lourde indiquant la présence de roches-mères d'hydrocarbures. La géologie de cette région est compliquée, cependant, par l'existence d'intrusions imperméables amorphes qui viennent couper les formations prospectives. De plus, la recherche des pièges susceptibles de renfermer les huiles est rendue difficile par la présence de nombreuses failles et le changement rapide des faciès dans l'espace et dans le temps.
2. Les trois-quarts, environ, de Madagascar se composent d'un ancien noyau cristallin. Cette surface amorphe est flanquée de deux bassins sédimentaires qui présentent des perspectives de pétrole et de gaz. Le plus important est le bassin de Morondava, situé à l'ouest, et l'autre, le bassin de Mahajanga qui se trouve au nord. La superficie totale des terrains sédimentaires de ces bassins recouvre 170.00 km². Ces deux bassins se prolongent au large des côtes dans le canal de Mozambique. Le plateau continental (0-200 m) est de 80,00 km²; la superficie en eau profonde (200-2000 m) s'étend sur 50.000 km² de plus et pourrait se révéler prospective à l'avenir. Il existe aussi de petites régions sédimentaires à l'extrême sud du pays et au large des côtes le long d'une zone étroite qui longe la côte est, mais on ne les considère pas prospectives au même degré que les bassins de Morondava et de Mahajanga.
3. Ces deux bassins contiennent l'un et l'autre des sédiments d'origine continentale et marine. Les plus anciennes formations, celles de la série Karoo affleurent près de la bordure du socle amorphe le long de la partie centre-ouest du pays et en général, ne sont pas d'origine marine. Elles sont régionalement très étendues et recouvrent la plus grande partie de l'Afrique du sud et on peut compter qu'elles sont sous-jacentes à la totalité de la côte ouest et nord de Madagascar. Lorsqu'on s'éloigne, en direction de la mer, des affleurements amorphes apparaissent des couches de sédiments plus jeunes -- jurassiques, crétacées et, finalement, tertiaires le long de la côte. Ce coin de sédiments plus jeunes, formé essentiellement de dépôts marins, va en s'épaississant vers la mer à partir à peu près du milieu des bassins de Morondava et de Mahajanga, pour finir par acquérir de 6.00 à 7.00 m d'épaisseur, et se prolonge au large des côtes. Ces couches ont été interrompues en de nombreux endroits, cependant, par des failles importantes qui ont permis l'accumulation en longues dépressions de grandes épaisseurs de sédiments Karoo plus anciens.

4. En matière de prospection pétrolière, la sagesse classique décrèterait normalement que les moitiés des bassins de Morondava et de Mahajanga qui s'étendent vers la côte, c'est-à-dire la partie recouverte de sédiments marins serait plus prospective. Cette opinion est modifiée, cependant, par le fait que le Karoo contient des dépôts étendus et épais de grès bitumineux et d'huile lourde que l'on rencontre dans les sables qui affleurent et dans les marnes à Bemolanga à l'extrémité nord intérieure du bassin de Morondava, et plus au sud près du horst de Tsimiroro. De tels indices renforcent considérablement les perspectives que présente le Karoo, et indiquent la présence de roches-mères d'hydrocarbures, dont, toutefois, on ne connaît pas l'origine.

Historique de la prospection

5. La plus grande partie de la prospection qui s'est poursuivie dans le pays jusqu'à ce jour a été faite dans le bassin de Morondava, où on a trouvé des sables bitumineux et des indices d'huile lourde. Des programmes sismiques et des programmes de forages ont été entrepris à plusieurs reprises dès 1902. La prospection initiale s'est effectuée, en grande partie, dans la région de Bemolanga-Tsimiroro. Après la seconde guerre mondiale, la prospection a gagné d'autres régions à mesure que les sociétés se déplaçaient vers l'ouest et vers le nord en direction de la côte pour prospecter le Karoo et les formations plus récentes du sous-sol dans l'espoir de découvrir du pétrole léger. Au cours de la période 1965-74, cinq grandes sociétés internationales et six indépendants ont pris des concessions et ont entrepris une certaine prospection à Madagascar. Elles ont rencontré une stratigraphie favorable et des indices d'hydrocarbures (à la fois de pétrole et de gaz) mais n'ont fait aucune découverte au cours des forages limités auxquels elles ont procédé. Un grand nombre de ces puits ont été forés avant l'apparition des techniques sismiques modernes (de grands progrès techniques ont été faits au cours des dix dernières années); c'est pourquoi, seuls quelques uns des puits sondés ont trouvé des pièges stratigraphiques, et certains n'ont pas été forés assez profondément pour sonder toutes les accumulations possibles. En 1975, cependant, la plupart des sociétés avaient quitté le pays, préférant concentrer leurs fonds et leur main d'oeuvre sur les découvertes importantes de la Mer du Nord et d'Extrême-Orient que sur celles de Madagascar, où aucune découverte n'avait encore été faite, où les coûts étaient élevés, et où le climat politique à l'égard des investissements étrangers avait changé. Et, cependant, pour de nombreuses personnes de l'industrie du pétrole, il était évident qu'il fallait faire des travaux plus poussés avant de pouvoir confirmer ou réfuter le potentiel de Madagascar.

Promotion de la prospection

6. En 1980, à la suite des fortes augmentations des prix du pétrole de 1979, les pouvoirs publics ont cherché à stimuler de nouveau la prospection pétrolière dans le pays. Etant donné les risques élevés qu'elle comportait et le manque de personnel expérimenté, les pouvoirs publics ont décidé de confier la prospection de pétrole léger classique à

des sociétés pétrolières étrangères. possédant des ressources techniques, financières et humaines nécessaires. L'Office Militaire National pour les Industries Stratégiques (OMNIS), chargé des ressources stratégiques du pays, a reçu l'autorité nécessaire pour exécuter cette stratégie de prospection et participer à des co-entreprises avec des sociétés pétrolières privées. 1/ L'OMNIS a aussi été chargé de continuer son étude de l'accumulation d'huile lourde de Tsímororo et des sables bitumineux de Bemolanga afin d'en évaluer le potentiel commercial. Pour appuyer la politique officielle, l'IDA a consenti un crédit de 12,5 millions de dollars au gouvernement de Madagascar en mai 1980 pour un projet de prospection pétrolière. Ce projet visait, principalement, à fournir de l'assistance technique et juridique au gouvernement du fait qu'il essayait d'intéresser les sociétés pétrolières privées à entreprendre une prospection dans le pays.

7. Avec l'aide de conseillers juridiques, l'OMNIS a préparé un code pétrolier et un cadre budgétaire, qui a finalement pris force de loi en novembre 1980. En juin 1980, l'OMNIS a largement distribué un rapport géologique préparé en collaboration avec Petroconsultants et a offert quatre blocks pour des contrats de prospection. L'industrie a bien réagi: dix sociétés ont fait des propositions. En décembre 1981, l'OMNIS a signé des contrats de prospection avec deux grandes sociétés pétrolières, Mobil et Occidental Petroleum; ces contrats intéressaient une superficie de 36.000 km² au large des côtes et 21.500 km² à terre, respectivement, dans le bassin de Morondava. L'AGIP a alors signé un contrat de prospection avec l'OMNIS en avril 1982, qui intéressait une superficie de 22.400 km² à terre et au large des côtes dans le bassin de Mahajanga, au nord. Finalement, Amoco a signé un contrat en juillet 1982 pour une superficie de 22.650 km² à terre, ici encore, dans le bassin de Morondava. Par la suite, en 1983, Amoco a signé des accords pour des superficies supplémentaires: dans le block Belo/Manja, au sud-ouest (20.500 km²), et pour une petite bande située à l'est de sa concession initiale (4.700 km²). L'OMNIS a une participation de 51% dans ces contrats; la société partenaire s'en charge cependant, pendant la prospection.

8. Les quatre sociétés pétrolières ont largement dépassé leurs obligations contractuelles initiales; en novembre 1984, elles avaient dépensé, au total, pour la prospection 90 millions de dollars. Trois de ces sociétés ont terminé leurs obligations sismiques et entreprennent actuellement la phase du forage. C'est pourquoi les dépenses supplémentaires totales jusqu'au milieu de 1988 devraient être proches de 100 millions de dollars.

1/ Par la création d'une filiale, appelée Akorana, organisme signataire des contrats avec les sociétés pétrolières privées. A l'heure actuelle, Akorana n'existe que sur le papier, et c'est l'OMNIS qui agit en son nom.

9. En juin 1984, Mobil a exercé son option d'entreprendre la "deuxième phase" du contrat qui prévoit le forage d'un puits en 1985; ce puits a été percé en juin 1985. D'autres puits sont optionnels. En juillet 1984, Occidental a conclu un accord avec Union Oil of California pour prendre une participation de 50% des actions d'Oxy, garantissant ainsi à cette dernière la participation à la phase du forage de son contrat; ici encore, le forage d'un puits est obligatoire. Un programme sismique supplémentaire de 2.552 km a été achevé en août 1985. Le forage devrait commencer en 1986.

10. Le programme d'Amoco a été, de loin, le plus ambitieux. Son contrat initial portant sur les blocks du Serinam sud et du Serinam nord comportait l'obligation de forer trois puits. Dans le cadre des accords qu'elle a passés ultérieurement pour acquérir une superficie supplémentaire, Amoco a entrepris de nouvelles obligations sismiques et s'est également engagée à forer deux puits supplémentaires. Amoco a terminé le forage de deux puits, Namakia et Sarananala, qui n'ont rien donné. Un troisième puits a été percé à Manambolo le 1er juin 1985, et un quatrième emplacement est en préparation.

11. AGIP a terminé un programme sismique de 1,311 km en mai 1985. Elle n'a pas encore annoncé ses plans de forage, mais les résultats techniques qu'elle a obtenus onshore à ce jour sont encourageants. Le forage en mer n'est pas exclu, mais la société le considère favorable au gaz et ne pense pas que le gaz sera commercial à Madagascar dans un avenir prévisible.

Recherche sur les sables bitumineux

12. Au début de 1981, le gouvernement a demandé à l'IDA de coopérer avec la Banque Européenne d'Investissement (BEI) pour financer une étude d'un procédé prometteur d'extraction du bitume des sables bitumineux de Bemolanga. Des travaux considérables, financés par la BEI, avaient déjà été faits sur la géologie de la région et sur les méthodes d'extraction de grès qui seraient la première étape de l'exploitation de cette ressource. L'IDA a accepté de ré-affecter 500.000 dollars du projet de promotion au financement d'une telle étude. L'OMNIS a retenu les services d'INEGCO, société italienne, pour faire des essais du procédé au solvant et à l'eau chaude, qui lui est exclusif, pour extraire le bitume des sables bitumineux malgaches et pour étudier la valorisation nécessaire du bitume sur place. La société a présenté son rapport final en septembre 1982. Une étude de la phase d'extraction et de broyage financée par la BEI a également été terminée à cette époque. Ces études ont montré que l'extraction du bitume n'était pas économiquement faisable aux niveaux actuellement prévus des prix du pétrole et avec la technologie dont on dispose actuellement, et compte tenu des coûts élevés d'extraction (du fait que Bemolanga est situé dans une région éloignée du pays). L'OMNIS continue, à son propre compte, à identifier et à considérer de nouveaux procédés, qui pourraient éventuellement rendre l'extraction de pétrole des sables économiques. Ceci est une perspective

à très long terme, cependant, étant donné les conditions qui règnent actuellement sur le marché du pétrole.

Les gisements d'huile lourde de Tsimiroro

13. On connaît l'existence des gisements d'huile lourdes de Tsimiroro depuis le début des années 1990, et plusieurs sociétés pétrolières, dont la dernière en date était Chevron au début des années 70, ont fait des forages dans cette région. Elles ont obtenu de précieuses données stratigraphiques et pétrographiques, et elles ont trouvé un certain nombre d'imprégnations d'huile lourde à la suite de leurs efforts, mais elles ont entrepris des carottages et des tests insuffisants pour confirmer avec une certitude quelconque le potentiel du gisement à produire des hydrocarbures en quantité suffisante pour justifier sa mise en valeur. C'est pourquoi les consultants en huile lourde retenue par l'OMNIS, D&S of Canada, ont recommandé de faire des carottages à faible profondeur et de tester dix puits dans des formations susceptibles de renfermer du pétrole situées dans toute la région de Tsimiroro afin d'identifier les zones qui présentent un potentiel de production de pétrole par écoulement naturel ou par injection de vapeur et d'entreprendre une analyse complète des propriétés de ce réservoir. L'OMNIS a commencé par rechercher la participation d'une société pétrolière privée à cet effort, mais n'a pas pu trouver de partenaire; plusieurs sociétés ont indiqué qu'elles avaient fondé leur décision sur l'absence de données suffisantes sur le gisement. Etant donné la nécessité d'obtenir davantage de précisions sur le réservoir et la production pour attirer les investissements privés, c'est l'IDA qui a fini par financer le programme de forage dans le cadre du projet de prospection de l'huile lourde de Tsimiroro.

14. Au cours du programme de forage de 1983, huit puits ont été forés, terminés et mis à l'essai; en raison du début de la saison des pluies, il fut impossible de forer l'ensemble des dix puits. Malheureusement, la saturation de pétrole dans les régions forées était médiocre; tous les sables du réservoir avaient été lavés par des eaux météorologiques. Aucune réserve de pétrole récupérable n'a donc été prouvée. Cependant, les essais de laboratoire sur le lavage continu des échantillons de carottes prélevés ont indiqué que le réservoir possédait de bonnes caractéristiques et se prêtait à des injections de vapeur; on aurait pu récupérer de l'huile lourde de ces sables par injection de vapeur si la saturation en pétrole des sables avait dépassé 60%. L'OMNIS a entrepris un programme supplémentaire pendant la saison sèche de 1984 qui prévoyait quatre forages par carottages peu profonds et le carottage des intervalles prospectifs pour des analyses de laboratoire. Un programme sismique supplémentaire d'environ 100 km sera entrepris dans la région de Tsimiroro pendant la saison sèche de 1985, et, en fonction des résultats de ce programme, un programme prévoyant environ 10 forages par carottages peu profonds sera appliqué en 1986. L'objectif de cette phase finale du projet consiste à essayer d'établir les régions qui présentent de hautes saturations en pétrole.

PROJECTION DU BILAN OFFRE/DEMANDE D'ENERGIE DES MENAGES DANS LE FARITANY D'ANTANANARIVO
(milliers de tonnes d'équivalent de bois)

| | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Population urbaine (milliers) | 691,5 | 726,0 | 762,3 | 800,4 | 840,5 | 882,5 | 926,6 | 972,9 | 1,021,6 | 1,072,7 | 1,126,3 | 1,182,6 | 1,241,7 |
| Population rurale (milliers) | 2,184,5 | 2,243,5 | 2,304,1 | 2,366,3 | 2,430,2 | 2,495,8 | 2,563,2 | 2,632,2 | 2,703,4 | 2,776,4 | 2,851,4 | 2,928,4 | 3,007,4 |
| Population totale (milliers) | 2,876,0 | 2,969,5 | 3,066,4 | 3,166,7 | 3,270,6 | 3,378,3 | 3,489,8 | 3,605,3 | 3,725,0 | 3,849,1 | 3,977,7 | 4,111,0 | 4,249,2 |
| Demande Totale d'énergie (milliers teb) | 2,111,4 | 2,189,4 | 2,270,4 | 2,344,3 | 2,420,6 | 2,499,5 | 2,581,1 | 2,665,4 | 2,752,6 | 2,842,8 | 2,936,0 | 3,032,3 | 3,132,0 |
| 0,01 "élasticité" à dater de 1985. | | | | | | | | | | | | | |
| Offre soutenable | | | | | | | | | | | | | |
| Antananarivo Faritany | | | | | | | | | | | | | |
| A partir des plantations (milliers teb) | 329,92 | 323,59 | 317,38 | 311,29 | 305,33 | 299,48 | 293,76 | 288,14 | 282,64 | 277,25 | 271,97 | 266,79 | 261,72 |
| A partir des forêts (milliers teb) | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 | 45,82 |
| Toamasina Faritany | | | | | | | | | | | | | |
| A partir des plantations (milliers teb) | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 | 129,60 |
| A partir des forêts (milliers teb) | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 | 281,51 |
| Offre totale soutenable (milliers teb) | 786,9 | 780,5 | 774,3 | 768,2 | 762,3 | 756,4 | 750,7 | 745,1 | 739,6 | 734,2 | 728,9 | 723,7 | 718,7 |
| Combustibles modernes existants | | | | | | | | | | | | | |
| Electricité (milliers teb) | 9,1 | 9,6 | 10,0 | 10,5 | 11,1 | 11,6 | 12,2 | 12,8 | 13,4 | 14,1 | 14,8 | 15,6 | 16,3 |
| Butane (milliers teb) | 62,4 | 65,5 | 68,8 | 72,3 | 75,9 | 79,7 | 83,7 | 87,8 | 92,2 | 96,8 | 101,7 | 106,8 | 112,1 |
| Kérosène (milliers teb) | 9,7 | 10,2 | 10,7 | 11,3 | 11,8 | 12,4 | 13,0 | 13,7 | 14,4 | 15,1 | 15,8 | 16,6 | 17,5 |
| Total partiel (milliers teb) | 81,2 | 85,3 | 89,6 | 94,1 | 98,8 | 103,7 | 108,9 | 114,3 | 120,0 | 126,0 | 132,3 | 139,0 | 145,9 |
| Arbres des régions urbaines et déchets ligneux (milliers teb) | 63,3 | 65,7 | 68,1 | 70,3 | 72,6 | 75,0 | 77,4 | 80,0 | 82,6 | 85,3 | 88,1 | 91,0 | 94,0 |
| Déficit en l'absence d'intervention (milliers teb) | 1,180,0 | 1,257,9 | 1,338,4 | 1,411,7 | 1,487,0 | 1,564,4 | 1,644,1 | 1,726,1 | 1,810,4 | 1,897,3 | 1,986,6 | 2,078,7 | 2,173,5 |
| Déficit en équivalent d'hectares (milliers ha de plantations) | 98,3 | 104,8 | 111,5 | 117,6 | 123,9 | 130,4 | 137,0 | 143,8 | 150,9 | 158,1 | 165,6 | 173,2 | 181,1 |
| A) <u>Nouvelles sources</u> | | | | | | | | | | | | | |
| Charbon de bois | | | | | | | | | | | | | |
| Pins de Moromanga | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 18,7 | 18,7 | 18,7 | 18,7 | 18,7 | 18,7 | 18,7 | 18,7 | 18,7 | 18,7 |
| Déchets des opérations d'abattage | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 32,3 | 43,0 | 57,3 | 76,5 | 102,0 | 136,0 | 181,3 | 241,8 | 322,5 |
| Déchets de scieries | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,1 | 2,7 | 3,7 | 4,9 | 6,5 | 8,7 | 11,5 | 15,4 | 20,5 |
| Briquettes de charbon de bois du Lac Alaotra | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,3 | 3,9 | 6,6 | 11,2 | 19,0 | 22,8 |
| Total, charbon de bois | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 18,7 | 53,0 | 64,5 | 79,7 | 102,4 | 131,1 | 170,0 | 222,8 | 295,0 | 384,6 |
| Déchets agricoles | | | | | | | | | | | | | |
| Briquettes de balle de riz | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,5 | 4,7 | 6,3 | 8,3 | 11,1 | 14,8 | 19,8 | 26,4 | 35,2 |
| Total partiel A) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 18,7 | 53,0 | 64,5 | 79,7 | 102,4 | 131,1 | 170,0 | 222,8 | 295,0 | 384,6 |
| B) <u>Production valorisée</u> | | | | | | | | | | | | | |
| Charbon de bois traditionnel | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,8 | 21,7 | 32,5 | 43,3 | 54,2 | 65,0 | 75,8 | 86,6 | 97,5 | 108,3 |
| Aménagement des taillis | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,2 | 4,3 | 5,8 | 7,7 | 10,2 | 13,7 | 18,2 | 24,3 | 32,4 |
| Total partiel | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 10,8 | 24,9 | 36,8 | 49,1 | 61,8 | 75,2 | 89,5 | 104,9 | 121,8 | 140,7 |
| <u>Augmentation de l'offre de combustibles modernes</u> | | | | | | | | | | | | | |
| Kérosène | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,9 | 11,9 | 15,8 | 21,1 | 28,1 | 37,5 | 50,0 | 66,7 | 89,0 |
| Electricité | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - | 11,0 | 15,5 | 21,7 | 30,3 | 42,4 | 59,4 | 83,2 | 110,5 |
| Total partiel C) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 8,9 | 22,9 | 31,3 | 42,8 | 58,5 | 80,0 | 109,5 | 149,9 | 199,5 |
| Offre totale | 931,4 | 931,5 | 932,0 | 962,2 | 1,024,0 | 1,064,0 | 1,103,4 | 1,154,7 | 1,218,1 | 1,299,8 | 1,406,2 | 1,546,7 | 1,718,4 |
| Déficit | 1,180,0 | 1,257,9 | 1,338,4 | 1,382,1 | 1,396,6 | 1,435,5 | 1,477,7 | 1,510,8 | 1,534,5 | 1,543,0 | 1,529,7 | 1,485,6 | 1,413,5 |

Source: Estimations de la mission.

STATISTIQUES DES PLANTATIONS PAR PROVINCE
(1.000 ha)

| Province | < 1965 | 1966-70 | 1971-75 | 1976-80 | > 1980 | Total |
|--------------|--------|---------|---------|---------|--------|-------|
| Antananarivo | 29.8 | 10.4 | 8.4 | 3.2 | 1.0 | 52.8 |
| Fianarantsoa | 13.8 | 16.2 | 2.0 | 0.6 | 0.3 | 32.9 |
| Toamasina | 6.2 | 9.3 | 1.2 | 1.4 | 0.1 | 18.2 |
| Mahajanga | 2.5 | 1.6 | 1.2 | 0.4 | 0.1 | 5.8 |
| Toliary | 5.0 | 2.7 | 0.6 | 0.6 | 0.1 | 9.0 |
| Antsiranana | 1.3 | 2.2 | 0.5 | 0.2 | 0.1 | 4.3 |
| Total | 58.6 | 42.4 | 13.9 | 6.4 | 1.7 | 123.0 |

Source: Calculées à partir du nombre de jeunes plants fournis par les Eaux et Forêts, soit un nombre moyen de 2.000 jeunes plants par ha, et un taux de perte de 20%.

Note: Les plantations créées par la Direction des Eaux et Forêts représentent, en moyenne, la moitié des plantations ci-dessus, le reste étant fourni par les collectivités locales et les particuliers. Il convient d'observer que les totaux qui figurent ci-dessus sont sensiblement inférieurs aux chiffres cités par Rakotomaninpison dans l'ouvrage "Situation forestière à Madagascar (Direction des Eaux et Forêts - MPAEF, juin 1984) (environ la moitié). Ce dernier auteur reconnaît une part beaucoup plus élevée des plantations d'Etat.

Annexe 5

ASPECTS ECONOMIQUES DE LA FABRICATION DE CHARBON DE BOIS
AVEC DES MEULES TRADITIONNELLES - MEULES OU TERRES DE SURFACE
16 stère (par exemple 4.3 x 3.7 x 1.0 en moyenne)

| | Coûts de la stère | | Coût de la stère | |
|---|----------------------|------------------------|---------------------|---------------------|
| | cE.U. | FMG | cE.U. | FMG |
| A. Coûts | | | | |
| 1. Matériel | | | | |
| - Outils (machettes, hâches, bêches) 25 \$/homme x 4 hommes = 100 \$ avec une durée de vie de 3 ans; f.r.c. de 0,4021 | 5,0 | 31,4 | 1,29 | 806 |
| - Pièces de rechange et entretien (20%) | 1,0 | 6,3 | 0,26 | 161 |
| 2. Coûts de la main d'oeuvre (par meule de 16 stères) | | | | |
| - 4 hommes s'occupent de 2 meules | | | | |
| - le cycle est d'environ 14 jours | | | | |
| - 16 hommes-jour/meule, répartis de la façon suivante h/j): | | | | |
| - coupe, marque et portage | | 8 | | |
| - préparation et charge | | 2 | | |
| - décharge et mise en sacs | | 2 | | |
| - surveillance de la meule | | 4 | | |
| | | <u>16</u> | | |
| c'est-à-dire coupe de 2 st/hj etc..., 1 st/h/j dans l'ensemble, et 100 jours/hommes/an; 800 hj/an, 25,6 stères/t de charbon de bois. | | | | |
| 3. Sacs/ficelle à 150 FMG/sac (utilisés 3 fois) | 11,6 | 72,2 | 2,96 | 1.852 |
| 4. Coût des ressources: droit négocié de récolte, 30.000 FMG/ha de 100 m ³ soit 300 FMG/m ³ | 31,2 | 195,0 | 8,00 | 5.000 |
| TOTAL | <u>48,8</u> | <u>304,9</u> | <u>12,51</u> | <u>7.819</u> |
| B. Avantages | | | | |
| 5. Production: 800 stères x 0,65 (facteur de réduction utilisé) x 0,4 (400 kg/m ³ bd) x 0,15 (rendement de la conversion) = 31,2 t de charbon de bois et 39 kg de charbon de bois/stère. Prix de vente: 30 FMG/kg Recettes: 31,2 t x 30.000 FMG/t = 936.000 FMG | | | | |
| C. Rendements | | | | |
| 6. Bruts - par homme/jour et par stère | | <u>\$ E.U.</u> 1,87 | | <u>FMG</u> 1.170 |
| 7. Net - par homme/jour et par stère | | 1,38 | | 863 |

ASPECTS ECONOMIQUES DE LA FABRICATION DE CHARBON DE BOIS
 AVEC LA "MEULE CASAMANCAISE"
 MEULE DE 16 STERES AVEC UN CYCLE DE 7 JOURS
 (800 stères, soit 208 t séchées au four traitées par an pour
 416 t de charbon de bois par an)

| | <u>Coûts de</u> | | <u>Coûts de</u> | |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | <u>la stère</u> | <u>la stère</u> | <u>la stère</u> | <u>la stère</u> |
| | çE.U. | FMG | çE.U. | FMG |
| A. Coûts | | | | |
| 1. Matériels | | | | |
| - <u>Outils</u> - coût initial | 5,0 | 31,4 | 0,96 | 604 |
| - pièces de rechange, entretien | 1,0 | 6,3 | 0,19 | 121 |
| - <u>Pièces en métal des meules</u> | | | | |
| - Cheminées (1 ou 2) 2,5 m | | | | |
| - Conduites de ventilation (3-4) 1 m | | | | |
| - Durée de vie de 2 ans | | | | |
| Coût total, environ 200 \$, avec un f.r.c | | | | |
| = 0,5762, le coût annuel est | | | | |
| donc de 115,24 \$ | 14,4 | 90,0 | 2,77 | 1731 |
| 2. Coûts de la main d'oeuvre | | | | |
| (par meule de 16 stères, avec un cycle | | | | |
| de 7 jours (hj) | | | | |
| - coupe, stockage, portage | 8 | | | |
| - préparation de la meule, charge | 2 | | | |
| - surveillance de la meule | 2 | | | |
| - décharge et mise en sacs | 2 | | | |
| | 14 | | | |
| c'est-à-dire 0,88 jh/meule et 704 hj/an dans l'ensemble, | | | | |
| dont 14,8 hj/t de charbon de bois et 19,23 stères/t | | | | |
| de charbon de bois. | | | | |
| 3. Sacs/ficelle à 150 FMG le sac | | | | |
| (utilisés 3 fois) | 15,4 | 96,3 | 2,96 | 1852 |
| 4. Coût des ressources: 300 FMG/m ³ | 31,2 | 195,0 | 6,00 | 3750 |
| TOTAL | <u>67,0</u> | <u>419,0</u> | <u>12,88</u> | <u>8058</u> |

B. Avantages

5. Production: 16 Stères = 4,2 t séchées au four
- 20% de rendements thermiques, 840 kg/meule
 - 800 stères donnent 41,6 t/an de charbon de bois et 52 kg de charbon de bois par stère.
- Recettes: 41,6 x 30.000 FMG/t = 1.248.00 FMG

C. Rendements

| | <u>çE.U.</u> | <u>FMG</u> |
|----------------------------------|--------------|------------|
| 6. <u>Bruts</u> - par homme/jour | 2,84 | 1773 |
| - par stère | 2,50 | 1560 |
| 7. <u>Nets</u> - par stère | 1,83 | 1144 |
| - par homme/jour | 2,08 | 1300 |

LA CARBONISATION COMME ALTERNATIVE DE LA PELLETISATION DES PINS
MALS VENANTS DE FANAMALANGA ET DES RESSOURCES DE BOIS DE DECHETS DE PINS

1. Notes générales: On pourrait récupérer deux genres de ressources à Fanamalanga pour la production de combustibles ligneux:

- coupe blanche de pins mal venants avant leur remplacement;
- traitement des bois de déchet résultant de l'entretien courant des plantations existantes.

2. Il convient d'évaluer avec soin les estimations de chaque catégorie de déchets, mais nous adoptons ici pour faire notre analyse l'estimation de Sandwell, soit 191.000 m³/an.

3. On suppose que la production de charbon de bois provient des fours en métal du type "Ghana", soit:

+21.150 tonnes/an dont 15.900 t/an seraient livrées à la CIMA et 5.600 tonnes/an seraient destinées aux ménages. Ce dernier chiffre représente moins de 10% de la consommation actuelle du faritany d'Antananarivo. Compte tenu de l'augmentation rapide de la consommation, le marché du charbon de bois produit ne devrait présenter aucun problème, si la commercialisation et le transport sont bien concus et exécutés.

4. Les hypothèses retenues pour analyser ce projet sont les suivantes:

- Le bois de pin a une densité de 450 kg/m³ (supérieure à la normale) en raison de la lenteur de la croissance.
- Le four du type "Ghana" a une capacité de 6,5 stères (soit 4,23 m), soit 1,9 t séchées au four.
- Le rendement des fours est de 25%, 475 kg de charbon sont donc produits par mise à feu.
- Le four est mis à feu 80 fois par an, et, par conséquent, 152 t/an de bois séché au four produisent 38 t/an de charbon de bois.
- Le coût du four est de 800 \$, plus le transport à Moramanga, et sa vie utile est de 5 ans.
- Les fours sont surveillés en groupes de 4 par quatre ouvriers à plein temps.
- Le flux de matériau est de 1 stère/hj.

- Chaque four carbonise 340 m³/an, il faut donc 556 fours pendant les cinq premières années d'exploitation (plus des imprévus de 20% du fonctionnement réel pour les fours de rechange et les pièces de rechange) et 139 équipes.
- Les salaires sont payés à la pièce, mais s'élèvent, en moyenne, à 40.000 FMG par mois (64 \$/mois) pour 200 jours de travail par an.
- Les outils comprennent des scies à chantourner, des machettes, des fourches, des gants, des bèches, soit 50 \$/an/homme la première année, le remplacement de la moitié de ces outils après deux ans, et leur remplacement total après quatre ans.
- Les tracteurs, le transport des fours, le charbon de bois et divers frais - 9,4 \$ la tonne.
- Le prix initial du charbon de bois est de 30 FMG/kg à Moramanga pour la qualité de charbon de bois ménages et de 96,52 FMG/kg pour le charbon destiné à la CIMA. Les détails et l'analyse des mouvements de trésorerie sont donnés ci-après sous forme de tableaux.

ANALYSE ECONOMIQUE COMPAREE DE LA CARBONISATION ET DE LA PELLETISATION DES PINS MAL VENANTS ET DES PINS DE DECHET
Plantation du Haut Mangro

| Analyse des mouvements de trésorerie (1,000 US\$) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------|----------|-------------------------------|--------------------------|-----------|---|---------------|------------|--------------|----------------------|----------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Année | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Achat de fours | 452,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Emploiement de fours | | | | 452,0 | | | 452,0 | | | 452,0 | | | 452,0 | | | 452,0 | | | | |
| Tracteurs/remorques | 330,0 | | | | | | | 330,0 | | | | | | | | 330,0 | | | | |
| Utilis | 26,2 | | 14,1 | | 26,2 | | 14,1 | | 26,2 | | 14,1 | | 26,2 | | 14,1 | | 26,2 | | 14,1 | |
| Autre capital | 200,0 | | | | | | | | | 200,0 | | | | | | | | | | |
| Impôts | 101,0 | 0,0 | 1,4 | 45,2 | 2,8 | 0,0 | 46,6 | 33,0 | 2,8 | 45,2 | 21,4 | 0,0 | 48,0 | 0,0 | 34,4 | 76,2 | 2,8 | 0,0 | 1,4 | 0,0 |
| Capital Total | 1,111,2 | 0,0 | 15,5 | 497,2 | 31,0 | 0,0 | 512,7 | 363,0 | 31,0 | 497,2 | 235,5 | 0,0 | 526,2 | 0,0 | 318,5 | 860,2 | 31,0 | 0,0 | 15,5 | 0,0 |
| Main d'oeuvre | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 | 433,2 |
| Exploitation des tracteurs | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 | 154,0 |
| Autres coûts d'exploitation | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 | 257,9 |
| Total des coûts d'exploitation | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 |
| Vente de charbon de bois | 0,0 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 | 2,723,8 |
| Mouvements nets de trésorerie | -1,936,2 | 1,878,8 | 1,863,5 | 1,381,6 | 1,847,7 | 1,878,8 | 1,366,1 | 1,315,8 | 1,847,7 | 1,381,6 | 1,643,3 | 1,878,8 | 1,350,5 | 1,878,8 | 1,500,3 | 1,018,6 | 1,847,7 | 1,878,8 | 1,863,5 | 1,878,8 |
| Million \$ | 11,0 | 6,9 | | | | | | | 1,0 | | | | | | | | | | | |
| Taux d'actualisation | 10,0 % | | | Taux de rendement | | | 91,7 % | | | | | | | | | | | | | |
| Comparaison directe des dépenses en capital et des mouvements de trésorerie: Carbonisation ou pelletisation (1,000\$) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Carbonisation des Charbonniers locaux | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital total | 1,111,2 | 0,0 | 15,5 | 497,2 | 31,0 | 0,0 | 512,7 | 363,0 | 31,0 | 497,2 | 235,5 | 0,0 | 526,2 | 0,0 | 318,5 | 860,2 | 31,0 | 0,0 | 15,5 | 0,0 |
| Total des coûts d'exploitation | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 | 845,0 |
| Vente de charbon de bois | 1,031,4 | 0,0 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 | 2,805,5 |
| Marge nette d'auto-financement | -1,936,2 | 1,878,8 | 1,863,5 | 1,381,6 | 1,847,7 | 1,878,8 | 1,366,1 | 1,315,8 | 1,847,7 | 1,381,6 | 1,643,3 | 1,878,8 | 1,350,5 | 1,878,8 | 1,500,3 | 1,018,6 | 1,847,7 | 1,878,8 | 1,863,5 | 1,878,8 |
| Pelletisation (chiffres tirés de l'analyse de projet de Sandwell Co.) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital total | 560,0 | 6,500,0 | 1,585,0 | 230,6 | 194,6 | 293,2 | 329,2 | 363,0 | 496,2 | 431,7 | 111,6 | 20,0 | 344,3 | 120,0 | 80,0 | 80,0 | 80,0 | 80,0 | 80,0 | -327,0 |
| Total variable | 0,0 | 0,0 | 1,178,5 | 1,341,0 | 1,368,7 | 1,424,0 | 1,506,8 | 1,534,4 | 1,562,1 | 1,617,4 | 1,389,7 | 1,398,3 | 1,341,0 | 1,341,0 | 1,424,0 | 1,341,0 | 1,341,0 | 1,341,0 | 1,341,0 | 1,341,0 |
| Total fixe | 0,0 | 0,0 | 200,5 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 | 200,3 |
| Vente de Paillets | 0,0 | 0,0 | 809,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 | 807,2 |
| Vente de Charbon | 0,0 | 0,0 | 1,360,3 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 | 2,181,4 |
| Mouvements nets de trésorerie | -560,0 | -6,500,0 | -772,5 | 1,216,8 | 1,225,1 | 1,089,2 | 932,4 | 914,3 | 863,3 | 674,8 | 747,0 | 1,280,5 | 1,427,4 | 1,103,1 | 1,244,4 | 1,367,4 | 1,367,4 | 1,367,4 | 1,367,4 | 327,0 |
| Million \$ | 0,0 | 10,0 | | | | | | | 10,1 | | | | | | | | | | | |
| Taux d'actualisation | 10,0 % | | | Taux de rendement | | | 0,1 | | | | | | | | | | | | | |
| Paramètres du projet de carbonisation | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Unité des pins | acre ³ | 450,00 | Productivité | stères/hj | 1,00 | Prix du charbon | 26,44 FNG/kg | Boulets | 50,77 FNG/kg | Indicateurs | CB local | Sandwell | | | | | | | | |
| Capacité des fours | stère | 6,50 | Sécheres annuels | 1,000 FNGs | 40,00 | Frêt maritime | 10,59 FNG/kg | Prix du CB | 96,52 FNG/kg | DMCF M \$ | 10\$ | 11,0 | 0,0 | | | | | | | |
| Rendement | \$ | 25,00 | Impôts | \$ | 10,00 | Assurance | 0,27 FNG/kg | | | IRR | \$ | 91,7 | 10,1 | | | | | | | |
| Fours, cycles/en | nombre | 80,00 | Outils | \$/homme/an | 90,00 | Déchetement | 10,08 FNG/kg | | | Capital (M \$) | 1,13 | 8,44 | | | | | | | | |
| Coûts des fours (livres) | \$ | 800,00 | Transport | \$/t | 9,40 | Frais portuaires | 0,23 FNG/kg | | | Main d'oeuvre (h/an) | 564,00 | 437,00 | | | | | | | | |
| Vie utile des fours | années | 5,00 | Tracteur | 1,000\$ | 30,00 | Frais d'emballage au port | 0,24 FNG/kg | | | | | | | | | | | | | |
| Taux de change | FNG/\$ | 625,00 | Volume coupé | 1,000 m ³ /an | 191,00 | Transport intérieur | 50,88 FNG/kg | | | | | | | | | | | | | |
| Taux d'actualisation | \$ | 10,00 | Après 5 ans | 1,000 m ³ /an | 191,00 | Coût du charbon livré | 96,72 FNG/kg | | | | | | | | | | | | | |
| Remboursement du capital | ss dia | 0,26 | Prix du charbon de bois | FNG/kg | 30,00 | Facteur de rendement thermique | 1,25 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | Prix du charbon de bois CIMA | FNG/kg | 96,52 | Prix du CB livré | 125,40 FNG/kg | | | | | | | | | | | | | |
| Équipes | nombre | 365,00 | Tracteurs | nombre | 11,00 | Transport ferroviaire | 26,88 FNG/kg | | | | | | | | | | | | | |
| | | | Coûts des tracteurs | 1,000\$/an | 14,00 | Prix net du CB sortie usine | 96,32 FNG/kg | | | | | | | | | | | | | |
| Coût d'investissement | 1,000 \$ | 497,20 | Magasins/logements | 1,000 \$ | 200,00 | Tarif transport ferroviaire, y compris CB | 1,00 | | | | | | | | | | | | | |
| Coût des outils | 1,000 \$ | 28,20 | Autres coûts | FNG/kg | 7,50 | Moranga-Tomesina | 250,00 ka | | | | | | | | | | | | | |
| Coût des tracteurs | 1,000 \$ | 330,00 | Production de charbon de bois | t/an | 21,467,50 | Tarif transport ferroviaire, y compris CB | 1,00 | | | | | | | | | | | | | |
| Coût d'investissement | 1,000 \$ | 855,40 | Consommation CIMA | t/an | 15,900,00 | Moranga-Antsirabe | 280,00 ka | | | | | | | | | | | | | |
| Coût de la main d'oeuvre | 1,000 \$/an | 433,15 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

NOTE: Les outils sont entièrement remplacés tous les quatre ans, et la moitié sont remplacés tous les deux ans. Le tarif normal du transport ferroviaire est donné ci-dessus, il est majoré d'un certain facteur (actuellement de 100%) afin de tenir compte de la faible densité de charbon de bois par rapport au charbon.

SOURCE: Estimations de la mission.

PRODUCTION ESTIMEE DE DECHETS AGRICOLES
DE CERTAINES CULTURES, 1984
(milliers de tonnes par an)

| Produit | Production du produit principal | Déchets laissés sur place | Déchets industriels | Total |
|-------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|------------------------|---------------|
| <u>Céréales</u> | | | | |
| Riz paddy | 2.132 | 4.050 | 533 | 4.583 |
| Mais | 141 | 423 | 0 | 423 |
| Sorgho | 1,5 | 3,0 | 0 | 3 |
| <u>Légumineuses</u> | | | | |
| Haricots | 41 | NKP | 0 | - |
| <u>Racines et tubercules</u> | | | | |
| Pommes de terre | 263 | 53 | 0 | 53 |
| Manioc | 2.047 | 410 | 0 | 410 |
| Patates | 462 | 92 | 0 | 92 |
| Taro | 93 | 19 | 0 | 19 |
| <u>Cultures industrielles</u> | | | | |
| Canne à sucre | 1.660 | xxx | 1.210 | 260 <u>a/</u> |
| Arachides | 31 | NKP | NA | - |
| Coton | 30 | 150 | NKP | 150 |
| Café | 81 | 0 | 33 | 33 |
| Cacao | 2 | 0 | 1 | 1 |
| Poivre | 3 | NKP | NKP | - |
| Vanilla | 5 | NKP | NKP | - |
| Clous de girofle | 13 | NKP | NKP | - |
| Sisal | 20 | NKP | 15 | 15 |

NA: Quantités non évaluées

KP: Potentiel connu

NKP: Potentiel non connu

a/ potentiel maximum de surplus, de bagasse et de résidus des champs de canne (séchés au four).

STATISTIQUES RELATIVES A LA RIZERIE D'ANTANANARIVO

| Rizerie | Emplacement | Année d'entrée en service | Capacité tonnes/hre a/ | Production annuelle de paddy | Production annuelle de balle |
|----------------------------------|------------------------|---------------------------------|---------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 1. UNION DES MINOTIERS | | | | | |
| Andriamanobola Gabriel | Isotry | 1960 | 1 | | |
| Ramanandraibé | Isotry | | 1,1 | | |
| | | | 1,3 | | |
| Ramanandraibé | Mahitsy | | 2 | | |
| Rakotondratafika | Ambatolampy | 1964 | 2 | | |
| Rajaofera Fredy | Anosizato Ouest | 1969 | 1,8 | | |
| Moolamahefa | Antanimena | | 2 | | |
| Ramanamefa | Ambohahady | | 1,5 | | |
| Ravonjariavelo | Ambohimanambola | 1980 | 2 | | |
| Rasoanoro | Antsahadinta | | 1 | | |
| Ranaivo Norbert | Andranobevara | | 1 | | |
| Ramahandry Victor | Ambohibao | | 1 | | |
| Randriambolonda Justin | Ambohivary | | 1,5 | | |
| Ramahandry | Andavabato | | 2 | | |
| Loanan'imamo | Arivonomano | | 1,8 | | |
| Andriamiadana Samuel | Fenoarivo | | 2 | | |
| Rasoloarijao | Fihaonana | | 1,8 | | |
| Rasoanaivo | Tsiroanomandidy | | 2 | | |
| Total partiel (17 rizeries) | | | <u>28,8</u> | 34.560 | 7.260 |
| 2. SOPIMA | | | | | |
| Rakotonarivo | Antohomadinika | 1956 | 2 | | |
| Rabehaja | Andohatapenaka | 1964 | 1 | | |
| Razakamanana | Tsiazotafy | 1972 | 2 | | |
| Rabehaja Vincent | Anosizato Ouest | 1979 | 3 | | |
| Rakotozanany Augustin | Antsirabé | 1958 | 3 | | |
| | Betafo | 1953 | 1 | | |
| Rakotoniaina Georges | Antsirabe | 1964 | 2 | | |
| Razafimandranto | Ambohimanarina (digue) | 1964 | 1,5 | | |
| Razafimahatana | Ambohitrimanjaka | 1964 | 1 | | |
| Rakotondrabiby | Imeritsiatosika | 1964 | 2 | | |
| Rze. of Imeritsiatosika | Imeritsiatosika | 1964 | 1,2 | | |
| Ramanantseheno | Imeritsiatosika | 1953 | 1 | | |
| Rakotalahy | Imeritsiatosika | 1953 | 1 | | |
| Rie. ny Antsika | Betafo | 1957 | 3 | | |
| Razafindrakaka | Imeritsiatosika | 1954 | 1 | | |
| Razafindrangodona | Amboditsiry | 1954 | 1 | | |
| Heritier Rabehaja | Isotry | 1964 | 1 | | |
| Total partiel (17 rizeries) | | | <u>30,7</u> | 36.840 | 7.740 |
| 3. RIZERIES NATIONALISEES | | | | | |
| SINPA | Antsirabé | | 3 | | |
| | Miarinarivo | | 3 | | |
| ROSO | Andrefan'Amboijanahary | | 1 | | |
| Total Partiel (4 rizeries) | | | | <u>19.800</u> | <u>2.270</u> |
| TOTAL (38 rizeries) | | <u>68,5</u> | <u>82.200</u> | <u>17.270</u> | |

a/ Capacité horaire x 1.200.

Notes générales:

1. Il y a, au total, 38 rizeries qui sont exploitées dans le faritany d'Antananarivo dont la liste figure au tableau précédent. Ainsi qu'on peut le voir, ces rizeries ont une capacité allant de 1 à 3 tonnes de riz paddy à l'heure. Elles produisent toutes de la balle de riz comme sous-produit de leurs opérations de meunerie et cette balle est, en général, un rebus gênant.
2. Seuls un ou deux minotiers brûlent actuellement une partie de leur balle dans des chaudières appropriées. Le reste de la balle, et pour la vaste majorité des minotiers, doit être jetée. Une partie en est recueillie par les agriculteurs locaux qui en font de la litière ou des aliments pour le bétail, mais pas en grandes quantités. En conséquence, les minotiers doivent consacrer de l'argent et de l'énergie à faire emporter par camion, la balle sur une distance minimum de 5 km (étant donné l'environnement urbain) et faire à cette fin, plusieurs voyages par jour (jusqu'à 18 voyages dans un endroit visité par la mission).
3. Les minotiers s'intéressent vivement aux possibilités de se défaire de la balle économiquement. On a estimé le total de cette ressource en se servant des hypothèses suivantes:
 - Les rizeries fonctionnent 20h/jour 6 jours/semaine et 9 mois/an;
 - la balle représente 21% du paddy traité.Dans ces conditions, le total de cette ressource dépasserait 17.000 tonnes de balles par an.
4. Dans le faritany d'Antananarivo, la solution la plus raisonnable pour transformer la balle serait de produire des briquettes combustibles de balle de riz pour les ménages ou pour l'industrie pour la consommation locale.

COUT ESTIME DE PRODUCTION DES BRIQUETTES DE BALLE DE RIZ
ANTANANARIVO, 1984

Le coût d'investissement des presses à briquettes débarquées à Antananarivo est de 25.000 dollars, plus 20% d'installation, y compris le transport et les travaux de génie civil.

La capacité des presses à briquettes est de 300 kg/hr en exploitation continue. Les besoins de main d'oeuvre: deux ouvriers par équipe de 8 heures, soit 960.000 FMG par an.

Caractéristiques de fonctionnement de la machine: 8 heures par jour, 6 jours par semaine, 50 semaines par an, avec un repos forcé de 10%. Les heures de fonctionnement annuel s'élèvent donc à 2.160 et la production est de 648 tonnes de briquettes.

La durée de vie de la presse à briquettes est de 20 ans, et le remboursement du capital est de 3.525 \$/an, avec un taux d'actualisation de 10%.

L'entretien, y compris le coût de la main d'oeuvre spécialisée, de la graisse et de l'huile et des pièces de rechange représente 5% du coût de l'investissement (c.a.f.) soit 1.250 \$/an.

La demande d'énergie est de 20 kWh/tonne de briquettes produites à un coût estimé à 50 FMG/kWh, soit 0,08 \$/kWh, c'est-à-dire 1.60 \$ ou 1.00 FMG/tonne.

On ne tient pas compte des économies réalisées en n'enlevant pas la balle, alors que ce coût est d'environ 1.000 FMG la tonne.

Coût de production a/
(Milliers de \$ E.U. et de FMG)

| | Coût de production | | --la tonne-- | |
|--------------------------|--------------------|--------------|--------------|-------------|
| | \$E.U. | FMG | \$E.U. | FMG |
| Coût de l'investissement | 3.525 | 2.203 | 5,44 | 3,40 |
| Entretien | 1.250 | 781 | 1,93 | 1,21 |
| Main d'oeuvre | 1.536 | 960 | 2,37 | 1,48 |
| Energie | 1.036 | 648 | 1,60 | 1,00 |
| TOTAL | 7.347 | 4.592 | 11,34 | 7,09 |

Coût de production du kg sortie usine: 1,1 cent, soit 7,1 FMG.

a/ Taux de change: 1 \$ E.U. = 625 FMG.

PROJET DE CADRE DE REFERENCE D'UNE ETUDE INTEGREE DE PLANIFICATION
DE L'ENERGIE ET DE L'AGRICULTURE DANS LA REGION DU LAC ALOATRA

Responsables locaux de l'étude

1. L'étude de planification régionale de l'énergie du Lac Aloatra (PRELA) sera entreprise par une équipe multidisciplinaire de spécialistes de l'énergie, de l'agriculture et de l'exploitation forestière qui travailleront en collaboration étroite avec le Comité régional pour la recherche et le développement, comité composé de représentants locaux du MPARA, du MPAEF et de la FOFIFA, et de représentants de la SOMALAC. Ce comité sera chargé de superviser l'étude localement et de la faciliter.

Composition de l'équipe

2. Cette équipe comprendra au moins les spécialistes suivants à temps partiel ou à temps complet:

- Un chef d'équipe doté d'une grande expérience de la planification et de la gestion de l'énergie, possédant de préférence une expérience d'activités analogues de planification régionale et de préférence avec une formation en économie, en agriculture ou en ingénierie et parlant français couramment.
- Un ingénieur électricien (hydro-électricité et transport-distribution).
- Un ingénieur spécialisé dans l'ingénierie des rizeries, et en gestion de l'énergie utilisée dans les procédés d'usinage, et en systèmes de combustion de la biomasse.
- Un spécialiste de l'énergie de la biomasse.
- Un forestier-écologiste possédant des connaissances étendues des méthodes de conservation des sols et de l'agro-sylviculture communautaire.
- Un ingénieur hydrologue.
- Un sociologue écologiste spécialiste en ressources humaines.
- Un agronome possédant certaines connaissances du bétail.
- Un économiste agricole ou un économiste des ressources naturelles ayant une certaine expérience de l'aménagement de l'espace.

3. La portée précise des travaux et le cadre de référence de la PRELA devraient résulter d'une courte mission de préparation sur le

terrain, composée de deux ou trois généralistes dotés d'une expérience appropriée, travaillant en liaison étroite avec le GM, la Banque, la Caisse Centrale, et les organismes régionaux du Lac Aloatra. Cette mission devrait préparer un budget détaillé, un plan de travail, et un calendrier d'exécution de l'étude de planification et de pré-investissement, en spécifiant les résultats anticipés du point de vue de la politique générale et des questions de stratégie qu'il faudra résoudre ou examiner, des projets connus qu'il faudra étudier et des programmes d'investissement et de la planification de la stratégie qu'il faudra déterminer.

4. La préparation de l'étude comportera au minimum:
 - La conclusion d'un accord concernant la durée de l'étude.
 - La délimitation de la région géographique étudiée. Par exemple, il pourrait être souhaitable d'inclure les pacages d'été dans la région de l'étude (des pâturages à 40 km au nord-ouest du Lac).
 - Le recueil et l'analyse des données disponibles qui présentent de l'intérêt pour l'étude.
 - La description des structures actuelles de l'offre et de la demande d'énergie, à la fois des formes d'énergie traditionnelles et modernes, par combustible et principale utilisation économique finale. Ceci exigera d'identifier les principales catégories sociales qui consomment et produisent de l'énergie dans la région (minotiers, organismes et peuplements associés, agriculteurs vivant à l'intérieur et à l'extérieur des régions de la SOMALAC, transporteurs, etc.); l'identification de la consommation d'énergie par grande activité économique et par forme d'énergie (produits pétroliers, électricité, balle de riz, etc.), et par utilisation finale (par exemple, pour faire la cuisine dans les ménages, pour chauffer l'eau et produire de la vapeur, pour produire de la force motrice fixe, pour les transports, pour actionner les machines agricoles, pour l'éclairage, etc.) pour l'année de base, et le calcul d'un bilan énergétique régional de référence.
5. Cette étude comprendra:
 - Des inventaires des ressources et des évaluations des coûts économiques des sources actuelles et potentielles d'énergie.
 - La mise au point de scénarios de développement régional réalisables pour définir les besoins d'énergie et la demande d'autres ressources naturelles telles que les forêts, les terres et l'eau.

- L'identification des politiques connexes et des questions de planification de mise en valeur de l'énergie et des ressources et des programmes et des projets d'aménagement dans le cadre d'un plan convenu de développement économique régional.
- L'identification de dispositifs institutionnels adéquats et de valorisation de la main d'oeuvre, et des questions et options en matière de formation.
- La préparation de programmes d'investissement conformément aux solutions à moindre coût pour l'alimentation en énergie et les besoins de développement et de mise en valeur d'autres ressources.

Questions prévues en matière d'aménagement de l'énergie et de mise en valeur d'autres ressources

Electrification:

Les options pour l'électrification régionale, notamment l'interconnexion avec le réseau de JIRAMA; la mise en valeur des ressources hydro-électriques locales (potentiel de 3,5 MW identifié à la sortie du Lac Aloatra); production de vapeur (en tant que source d'énergie) par des chaudières fonctionnant à la balle et à la paille de riz.

Conception et calcul des coûts des options en matière de réseaux de transport et de distribution.

Utilisation des déchets de la récolte de riz:

Analyse des aspects économiques du ramassage et du traitement de la paille et de la balle de riz pour la production de combustibles destinés aux ménages et à l'industrie pour l'utilisation locale ou externe comparés à la consommation agricole d'une certaine partie de cette ressource.

Boisement:

Examen de la couverture forestière actuelle et de son utilisation possible. Analyse de la nécessité du boisement, à la fois dans les exploitations agricoles et les forêts protégées et dans les plantations industrielles et les plantations destinées à la production de bois de feu/parcelles boisées. Conception de l'infrastructure requise dans l'exploitation forestière rurale et l'exploitation des plantations et spécification de l'emplacement et de la superficie des terrains se prêtant à l'aménagement des forêts.

Réseaux d'irrigation:

Mise en valeur de l'eau à la fois pour l'irrigation et l'adduction d'eau en général et analyse des moyens pratiques d'alimenter en énergie à moindre coût les réseaux d'irrigation autres que les réseaux d'irrigation par gravité.

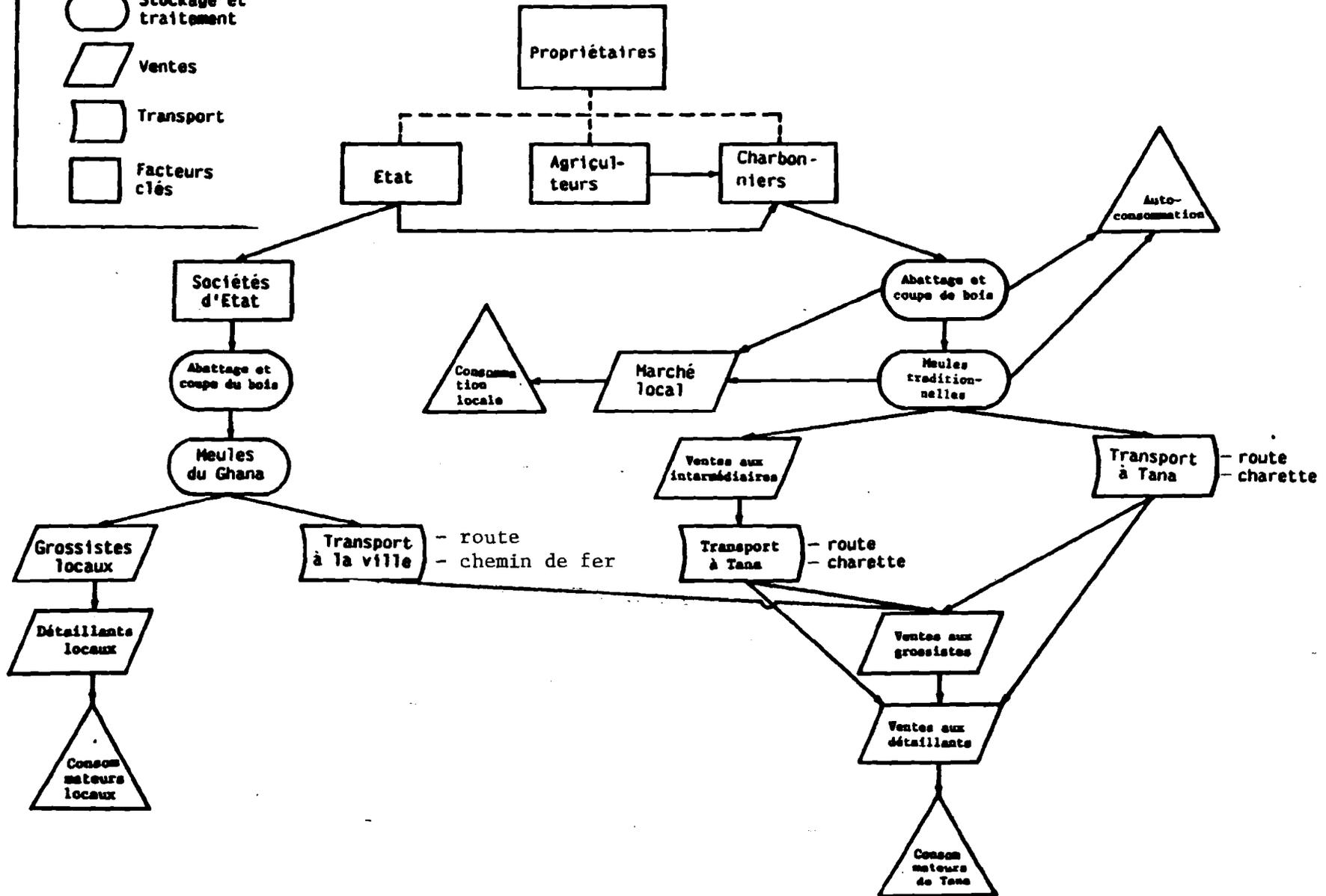
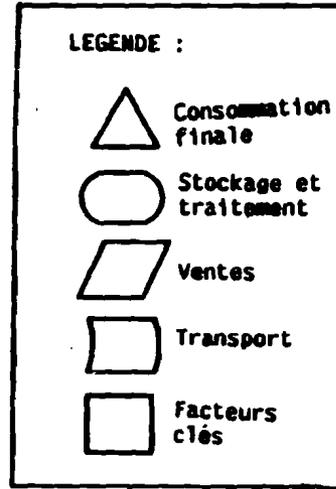
PROGRAMME D'INVESTISSEMENT POUR LE SOUS-SECTEUR DES MENAGES, 1985-1995
(milliers de dollars)

| Catégorie d'investissement | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | Total |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|----------|
| Programme de carbonisation | | | | | | | | | | | |
| Déchets de pins de Moromanga | 1.111 | | 16 | 497 | 31 | | 513 | 363 | 31 | 497 | 3.059 |
| Déchets des opérations d'abattage | | 51 | 17 | 23 | 81 | 57 | 77 | 204 | 170 | 227 | 907 |
| Déchets des scieries | | 14 | 5 | 6 | 8 | 11 | 28 | 24 | 32 | 42 | 170 |
| Briquettes de balle de riz du Lac Aloatra | | | | | 144 | 48 | 82 | 162 | 244 | 415 | 1.095 |
| Valorisation de la fabrication traditionnelle de charbon de bois | 8 | 8 | 16 | 16 | 23 | 23 | 31 | 31 | 39 | 39 | 234 |
| Total partiel | 1.119 | 73 | 54 | 542 | 287 | 139 | 731 | 784 | 516 | 1.220 | 5.465 |
| Programmes forestiers | | | | | | | | | | | |
| Plantations destinées à la production de bois de feu | | | | | | | | | | | |
| Plantations établies ('000ha) | | 1,0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 2,0 | 14.000ha |
| Investissements requis ('000US\$) | 750 | 1.875 | 2.250 | 2.250 | 2.250 | 2.250 | 2.250 | 2.250 | 2.625 | 3.000 | 21.750 |
| Boisement rural | | | | | | | | | | | |
| Equivalent de plantations ('000ha) | | 1 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 5 | 27.000ha |
| Investissements requis ('000US\$) | 150 | 450 | 750 | 900 | 900 | 900 | 900 | 1.050 | 1.350 | 1.500 | 8.850 |
| Amélioration de l'aménagement des taillis | | 100 | 200 | 200 | 200 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 1.200 |
| Total partiel | 900 | 2.425 | 3.200 | 3.350 | 3.350 | 3.250 | 3.250 | 3.400 | 4.075 | 4.600 | 31.800 |
| Electrification de la cuisson | | | | | | | | | | | |
| Nombre de foyers | | 0 | 0 | 503 | 704 | 986 | 1.380 | 1.932 | 2.705 | 3.787 | 11.997 |
| Investissements requis | | 0 | 0 | 578 | 810 | 1.134 | 1.587 | 2.222 | 3.111 | 4.355 | 13.797 |
| Compactage de la balle de riz: | | | | | | | | | | | |
| Antananarivo | | | | | | | | | | | |
| Capacité de fabrication de briquettes ('000t/an ajoutées) | | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 | 16 |
| Investissement requis | | 98 | 33 | 43 | 58 | 77 | 103 | 137 | 183 | 244 | 976 |
| Assistance technique et études | | | | | | | | | | | |
| Formation en carbonisation | 200 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 1.100 |
| Travaux inventaire des ressources | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | | | | | | 2.500 |
| Compactage de la balle de riz | 50 | | | | | | | | | | 50 |
| Programmes de rendement à la cuisson | 530 | 500 | 500 | 500 | 500 | | | | | | 2.530 |
| Etudes de la demande de combustible pour la cuisine | 120 | 100 | 100 | | | | | | | | 320 |
| Examen de l'electrification de la cuisson | 50 | | | | | | | | | | 50 |
| Plan de mise en valeur de l'énergie du Lac Aloatra | 280 | 250 | | | | | | | | | 530 |
| Total partiel | 1.730 | 1.450 | 1.200 | 1.100 | 1.100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 7.080 |
| Formation et valorisation de la main d'oeuvre | | | | | | | | | | | |
| Total | 130 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 1.030 |
| Total | 3.879 | 4.146 | 4.587 | 5.713 | 5.705 | 4.800 | 5.871 | 6.743 | 8.085 | 10.619 | 60.148 |

Source: Estimations de la mission.

MADAGASCAR

EVALUATION DE L'ENERGIE A MADAGASCAR DESCRIPTION DE LA FILIERE DU CHARBON SITUATION FUTURE



ANALYSE ECONOMIQUE SIMPLE DE LA PRODUCTION D'ENERGIE
A PARTIR DE BALLE DE RIZ, LAC ALOATRA, MADAGASCAR, 1984

Resources de balle de riz

| | | |
|-------------------------------|----------|--------------------------|
| Production quotidienne de riz | 470,00 | t/jour |
| Nombre de rizeries | 9,00 | |
| Puissance installée | 1341,00 | kVA |
| Production actuelle d'énergie | 5021,00 | MWh/year |
| Taux d'actualisation | 0,10 | |
| Période d'amortissement | 25,00 | |
| | | |
| Production de balle de riz | 155,10 | t/jour 36290,00t/an |
| Production totale d'énergie | 21774,00 | MWh/ans |
| Capacité requise | 5816,00 | kW |
| Investissement requis | 4650,00 | (1,000 US\$) |
| Coût de l'électricité | 0,03 | US\$/kWh 21,38FMG/kWh |

POTENTIEL PRESENTE PAR LA BAGASSE POUR LA PRODUCTION
D'ENERGIE, 1984

Etude de la sucrerie de Nosy Bé

1. La sucrerie étudiée, connue sous le nom de Dzamandzar, a broyé, en moyenne, 137.500 tonnes/an de canne, produisant 15.000 tonnes/an de sucre entre 1977 et à la fin de 1983. La canne avait une teneur moyenne en fibre de 15,5%, et la bagasse une teneur hygrométrique moyenne de 50,2%. En supposant une consommation unitaire de 22 kWh/tonne de canne broyée, et un rendement thermique de la nouvelle chaudière de 84%, on estime l'excédent potentiel de production d'énergie entre 6,4 et 9,7 GWh/an. La consommation d'énergie de l'île de Nosy Bé est de 5,1 GWh/an avec une demande de pointe de 1.260 kWe. Le coût de l'énergie au consommateur varie de 40 à 61 FMG/kWh, avec une moyenne de 48 FMG/kWh, dont un minimum de 43,4 FMG/kWh représente le coût du diesel à lui seul. L'étude recommande qu'on prolonge la période de production actuelle de 4-6 mois à 9 mois, et qu'on fournisse donc 3,9 GWh à la petite île durant cette période, la génératrice diesel existante assurant la production pendant le dernier trimestre. On estime le coût du matériel supplémentaire nécessaire pour produire un excédent d'énergie à 2,2 millions de dollars pour la production d'une puissance installée de 4,4 MWe à 500 \$/kW installé. On estime le coût de l'électricité produite à 31,4 FMG/kWh (environ 0,05 \$/kWh), y compris 23,9 FMG/kWh pour l'amortissement du matériel. La production d'énergie à partir de bagasse serait donc sensiblement plus efficace en fonction du coût que la production diesel.

Potentiel de l'industrie nationale

2. La production globale de bagasse à Madagascar fait naître un "excédent" que l'on peut utiliser pour produire de l'énergie, une fois qu'auront été installées les chaudières appropriées. Pour estimer ce potentiel, on peut avancer deux hypothèses: une production moyenne (4% de la bagasse disponible) et une disponibilité supérieure à la moyenne à Madagascar (5,8% de la bagasse disponible, comme à Nosy Bé). Si on ne retient que les chiffres de teneur globale en fibre et non pas ceux de Nosy Bé, la production de bagasse sera de 29.000 à 42.000 tonnes/an. Cette quantité permettrait de produire de 19 à 28 GWh/an, et remplacerait de 4.800 à 7.000 tep/an de la production équivalente de diesel. Le problème, et c'est ironique, risque d'être une absence de demande sur les réseaux publics d'alimentation. En prenant un chiffre moyen de 650 kWh/ménage/an pour l'éclairage et les appareils ménagers autres que les appareils utilisés pour la cuisson électrique, il faudrait de 30.000 à 43.000 abonnés pour utiliser complètement l'excédent prospectif d'énergie produite par la bagasse, soit une population de 177.000 à 257.000 âmes. Il est probable que ce chiffre dépassera ce maximum dans un rayon de transport économique des sources respectives d'alimentation. Cependant, on n'aura pas besoin d'exploiter immédiatement la totalité de ce potentiel énergétique, et des études ultérieures devraient

examiner les aspects économiques de l'alimentation du marché existant et de l'expansion par tranches de cette alimentation pour satisfaire la croissance prévue de la demande. Le potentiel national réel sera évalué dans le cadre de la grande étude du sucre commandée pour le printemps de 1985 par la CCCE, qui vise à la modernisation de l'industrie sucrière. Cette mission comprendra un spécialiste de l'énergie pour définir avec plus de précision le potentiel énergétique de la bagasse.

ANALYSE ECONOMIQUE DU PROJET D'USINE D'ETHANOL:
PROJECTION DU COMPTE DE PROFITS ET PERTES

| | 1987 | 1988 | 1989 et au delà |
|--|---------|--------|-----------------|
| Données matérielles | | | |
| Ethanol (ML) | 1,50 | 2,55 | 3,00 |
| Recettes | | | |
| Ethane (1.000\$) | 330,00 | 561,00 | 660,00 |
| Frais d'exploitation | | | |
| Mélasses | 206,90 | 351,72 | 413,79 |
| Traitements et salaires | 140,00 | 140,00 | 140,00 |
| Entretien | | | |
| Usine | | 60,00 | 60,00 |
| Bâtiments | 12,00 | 12,00 | 12,00 |
| Produits chimiques | 15,00 | 25,50 | 30,00 |
| Electricité, vapeur et eau | 37,34 | 63,49 | 74,69 |
| Total | 471,24 | 652,71 | 730,48 |
| Bénéfice d'exploitation (avant amortissement, dépréciation, intérêt, et impôts) | -141,24 | -91,71 | -70,48 |
| Perte d'exploitation, ¢ le litre | -9,42 | -3,60 | -2,35 |

Hypothèses:

La production d'éthanol débute la troisième année, soit en 1987 à 50%, atteint 85% la quatrième année, et 100% à partir de la cinquième année. Le prix de l'éthanol, sortie usine est de 22,00 cents le litre, calculé d'après la valeur c.a.f. de l'essence, moins le coût du mélange, soit 1 cent le litre.

Les coûts des matières premières comprennent: (a) 1 cent le litre pour les produits chimiques; (b) 40 dollars la tonne de mélasse, en supposant un rendement de 290 litres d'éthanol par tonne. Ceci se traduit par un coût de 13,79 dollars le litre.

Les traitements et salaires annuels de la main d'oeuvre spécialisée et non qualifiée sont estimés respectivement à 100.000 dollars et 40.000 dollars.

On suppose que l'entretien de l'usine et des bâtiments s'élève à 3% du coût de l'investissement. Ce dernier coût est estimé respectivement à 200.000 dollars pour l'usine et 40.000 dollars pour les bâtiments ce qui entraîne un coût annuel d'entretien de 60.000 dollars pour le matériel et de 12.000 dollars pour les bâtiments.

Le coût total de l'électricité, de la vapeur et de l'eau est estimé à 2,49 cents par litre d'éthane produit, calculé de la façon suivante:

- on suppose que la consommation d'électricité est de 0,11 KWh par litre d'un coût marginal de 5 cents le KWh. Le coût de l'énergie par litre est donc de 0,55 cent (c'est-à-dire 0,11 multiplié par 5,00);
- on suppose que la consommation de vapeur atteint 4 kg par litre d'éthanol à 6,5 cm². Si on suppose encore 2,7 MJ/kg de vapeur et un rendement de 65% de la chaudière alimentée par des balles de bagasse d'une teneur hygrométrique de 25%. Les besoins d'énergie sont donc de 4,15 MJ/kg de vapeur, soit 16,62 MJ/litre d'éthanol. Si le coût de la bagasse séchée et mise en balles est de 10,00 dollars, et que la valeur de l'énergie est de 13,30 MJ/kg, le coût d'un litre d'éthanol est d'environ 1,25 cent.
- la consommation d'eau comprend à la fois l'eau utilisée pour le refroidissement et l'eau utilisée pour le traitement. L'eau requise pour le traitement est estimée à 40 m³ par jour environ. Les coûts du pompage, du traitement de l'eau, et de l'emmagasinage sont estimés à 0,15 cent par litre d'éthanol. L'eau requise pour le refroidissement est estimée à 1.000 m³ par jour, et les coûts du pompage à 5 cents par m³, soit environ 0,50 cent par litre.

ANALYSE ECONOMIQUE DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ, MADAGASCAR 1984

A: "Analyse économique de la production de biogaz, Madagascar 1984

| Paramètres | 1,000'FMG | \$ E.U. | Durée de vie du digesteur | 10 |
|--|---------------|----------------|----------------------------|-------------------------|
| | | | Taux d'actualisation | 10 |
| Investissement total | 3000,0 | 4800,0 | Taux de change | 625,0 |
| | | | Volume du digesteur | 20,0 |
| Amortissement | 488,2 | 781,2 | Production de gaz | 5,0 m ³ jour |
| Exploitation et entretien | 600,0 | 960,0 | % de méthane | 60,0 |
| | | | % de matières organiques | 20,0 |
| Coût total annuel | 1088,2 FMG/an | 1741,2 US\$/an | Energie en méthane | 0,9 kgoe/m ³ |
| Valeur marchande de l'énergie | 170,1 FMG/an | 272,2 US\$/an | | |
| Production d'énergie | 810,0 koe/an | | Prix du Kgep sur le marché | 210,0 KMG/kg |
| Coût/kilogramme de l'équivalent en pétrole | 1344,0 FMG/an | 2,15 US\$/kgep | | |

B: "Conditions actuelles" avec l'exemple d'Antsahasoa

| Paramètres | 1,000'FMG | US\$ | Durée de vie du digesteur | 10 |
|---|---------------|----------------|----------------------------|--------------------------|
| | | | Taux d'actualisation | 10 |
| Investissement total | 3000,0 | 4800,0 | Taux de change | 625,0 |
| | | | Volume du digesteur | 20,0 |
| Amortissement | 488,2 | 781,2 | Production de gaz | 5,0 m ³ /jour |
| Exploitation et entretien | 150,0 | 240,0 | % de méthane | 60,0 |
| | | | % de matières organiques | 5,0 |
| Coût total annuel | 638,2 FMG/an | 1021,2 US\$/an | Energie en méthane | 0,9 kgep/m ³ |
| Valeur marchande de l'énergie | 170,1 FMG/an | 272,2 US\$/an | | |
| Production d'énergie | 810,0 kgep/an | | Prix du Kgep sur le marché | 210,0 KMG/kg |
| Coût /kilogramme de l'équivalent en pétrole | 788,0 FMG/an | 1,26 US\$/kgep | | |

RECAPITULATION DES RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LES INVENTAIRES
RECENTS DES RESSOURCES D'ENERGIE HYDRO-ELECTRIQUES

1. On a fait ces dernières années plusieurs inventaires des ressources et des études techniques détaillées de mise en valeur de l'énergie hydro-électrique à petite échelle. Des exemples des travaux accomplis figurent ci-après:

Canadian International Power Service, octobre 1982, a identifié parmi huit sites retenus les quatre projets suivants aux fins d'aménagement, à savoir:

| <u>Emplacement</u> | <u>Production d'énergie</u> | <u>Faritany</u> |
|--------------------|---------------------------------|-----------------|
| Andapa | 4,4 | Antsiranana |
| Manatsimba | 5,0 | Fianarantsoa |
| Maroantsetra | 4,0 | Toamasina |
| Lac Aloatra | 3,5 | Antananarivo |
| TOTAL | <u>16,9</u> | |

2. Un inventaire dressé en 1975 par le Service de l'Energie de ce qui était alors le Ministère de l'Economie et du Commerce donnait une liste de 99 sites potentiels d'importance variée d'un total de 4.221 MWe et de 25.210 GWh/an de production (cependant, les chiffres de production d'énergie n'étaient pas entièrement comparables, et n'auraient donc pas dû être additionnés). Un inventaire dressé plus récemment par JIRAMA donnait les résultats suivants:

| <u>Unité de production d'énergie</u> | <u>No. de sites</u> | <u>Production d'énergie (MWe)</u> | <u>Production (GWh/an)</u> |
|--|---------------------|---|--------------------------------|
| Plus de 50 MWe | 33 | 6.330,0 | 55.704,0 |
| 5 à 50 MWe | 21 | 194,0 | 1.707,0 |
| 1 à 5 MWe | 72 | 167,8 | 1.475,2 |
| 0,1 à 1 MWe | 159 | 59,8 | 526,4 |
| Au-dessous de 0,1 MWe | 54 | 3,2 | 28,5 |
| TOTAL | <u>339</u> | <u>7.054,8</u> | <u>59.441,1</u> |

Note: D'après la définition de JIRAMA, la production d'énergie est la production moyenne d'énergie annuelle, et non pas la puissance installée, considérablement plus élevée (de deux à trois fois).

ANALYSE ECONOMIQUE COMPAREE DE LA PRODUCTION DE PETITES
CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES ET DE CENTRALES DIESEL,
MADAGASCAR, 1984

(dimension de référence d'une centrale de 100 kW)

| | HYDRO | DIESEL | |
|---------------------------------------|---------|---------|---------------------------|
| Coût installé | 4.000,0 | 950,0 | \$/kW |
| Durée de vie de l'investissement | 35,0 | 10,0 | ans |
| Facteur de recouvrement du capital | 0,104 | 0,163 | |
| kWh/kW installé/an | 4.380,0 | 4.380,0 | charge 50% |
| Coûts | | | |
| Amortissement | 414,8 | 154,6 | \$/an Diesel 186,0 FMG/1 |
| Personnel | 2,9 | 29,2 | \$/an |
| Exploitation et entretien | 18,0 | 44,7 | \$/7 Taux de change 625,0 |
| Frais généraux | | 37,9 | 49,1\$/an kWh/1 2,5 |
| Total des coûts fixes | 473,6 | 277,6 | \$/E.U./an |
| Coûts fixes/kWh | | 0,108 | 0,06\$/E.U./kWh |
| Coûts variables/kWh | 0,001 | 0,14 | \$/E.U./kWh |
| Total | 10,91 | 20,62 | \$/E.U./kWh |

Les chiffres de coûts fondamentaux et les paramètres sont tirés du rapport préparé par Canadian International Power Ltd.

ESTIMATION DE LA RESSOURCE SOLAIRE ET EXEMPLE DE L'ANALYSE ECONOMIQUE DU CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU
MADAGASCAR, 1984

| | JAN | FEV | MARS | AVRIL | MAI | JUIN | JUIL | AOUT | SEPT | OCT | NOV | DEC | TOTAL |
|-----------------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------|
| BESALAMPY TOTAL | 5,70 | 5,80 | 5,80 | 5,80 | 5,20 | 4,80 | 5,00 | 5,70 | 6,60 | 7,10 | 7,10 | 5,50 | 2132,21 |
| FRACTION -16,5 | 0,53 | 0,57 | 0,65 | 0,78 | 0,87 | 0,90 | 0,88 | 0,86 | 0,86 | 0,85 | 0,79 | 0,50 | |
| TANA TOTAL | 6,00 | 6,20 | 5,60 | 5,70 | 4,90 | 4,30 | 4,40 | 5,30 | 6,30 | 7,00 | 6,40 | 5,90 | 2068,33 |
| FRACTION -19 | 0,51 | 0,58 | 0,54 | 0,68 | 0,68 | 0,64 | 0,63 | 0,66 | 0,71 | 0,72 | 0,59 | 0,49 | |
| TOAMAS TOTAL | 5,90 | 5,90 | 5,20 | 4,80 | 4,20 | 3,50 | 3,60 | 4,30 | 5,40 | 6,10 | 6,20 | 5,90 | 1855,42 |
| FRACTION -18 | 0,57 | 0,59 | 0,51 | 0,57 | 0,58 | 0,52 | 0,50 | 0,52 | 0,61 | 0,65 | 0,63 | 0,57 | |

| | | |
|---|-------------|------|
| Radiation globale horizontale par temps réel | kWh/période | GJGM |
| Fraction d'insolation | Sans unités | FSER |
| Fraction de radiation directe | Sans unités | FDIR |
| Radiation globale horizontale par temps clair | kWh/période | GJDO |

$$GJGM = GJDO/FDIR*(.35+.65*FSER)$$

Estimations de la mission: Cas optimiste.

| | | | |
|--------------------------------|--------------------------------|---|------------------------------|
| Consommation quotidienne d'eau | 60,00 m ³ /d | Rendement du système solaire | 45,00% |
| Température de l'eau | 60,00 c | Aire du capteur | 710,00 m ² |
| Energie finale requise | 1016,86 MWh/an | Coût du capteur | 210,00 \$E.U./m ² |
| Taux d'actualisation | 10,00% | Coût du système solaire | 149,10 \$E.U. 1.000' |
| Apport d'énergie solaire | 65,00% | Combustible économisé | 76,00 tep/an |
| Energie solaire disponible | 2060,00 kWh/m ² /an | Epargne financière | 20,00 \$E.U./an 1.000' |
| | | Amortissement annuel du système d'énergie solaire | 19,60 \$E.U./an 1.000' |

ENERGIE EOLIENNE ET ANALYSE ECONOMIQUE

1. On a évalué le potentiel en utilisant les données météorologiques du Service de la Météorologie Nationale (10 ans d'enregistrements) analysées sur place par des ordinateurs.
2. On a effectué une analyse financière en utilisant les données de coûts fondamentales du rapport "Reliability, energy and costs effects of wind-powered generation" (Argonne National Laboratory 1980" dont on s'est servi pour établir les projections de coût de 1985).
3. Les données brutes utilisées, ainsi que les résultats de l'analyse, figurent ci-après. On a établi un rapport entre le coût de production d'un kWh d'énergie éolienne et le "coût équivalent d'énergie produite par diesel", qui est le prix seuil du diesel au-dessus duquel il devient plus rentable de produire de l'énergie à partir du vent qu'à partir du diesel. Ainsi qu'on peut le voir, le coût est de 272 FMG/litre, proche en fait du coût économique du diesel dans les régions éloignées. Cependant, deux facteurs n'ont pas été inclus dans l'analyse économique; le coût des accumulateurs pour assurer une alimentation régulière si l'éolienne n'est pas connectée à un réseau, et le coût supplémentaire de la construction d'une éolienne dans une localité éloignée. Ces facteurs, à eux deux, augmenteraient probablement le "coût équivalent".

TABLEAUX DES RESSOURCES EOLIENNES ET ANALYSE ECONOMIQUE DE CERTAINS SITES, MADAGASCAR, 1984

| Site et hauteur au-dessus du sol | Jan. | Fev. | Mar. | Avr. | Mai | Juin | Juil | Août | Sep. | Oct. | Nov. | Déc. | Année |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Ranohira | | | | | | | | | | | | | |
| 10 m | 64,2 | 57,3 | 52,2 | 43,5 | 45,8 | 40,6 | 36,8 | 38,2 | 64,5 | 115,5 | 85,5 | 73,3 | 717,4 |
| 50 m | 215,1 | 193,3 | 175,8 | 157,9 | 173,9 | 157,1 | 137,3 | 139,5 | 351,7 | 214,1 | 272,8 | 241,0 | 2.429,5 |
| Toleary | | | | | | | | | | | | | |
| 10 m | 43,0 | 33,1 | 40,6 | 37,6 | 32,5 | 35,5 | 35,6 | 49,1 | 46,8 | 61,3 | 52,4 | 40,9 | 507,5 |
| 50 m | 143,1 | 112,9 | 136,9 | 122,8 | 111,7 | 121,0 | 120,5 | 157,9 | 154,7 | 197,5 | 166,6 | 135,7 | 1.681,3 |
| Faux-Cap | | | | | | | | | | | | | |
| 10 m | 192,3 | 281,4 | 318,6 | 280,7 | 241,0 | 174,6 | 184,1 | 136,5 | 145,8 | 178,7 | 348,8 | 184,6 | 2.667,1 |
| 50 m | 460,7 | 655,3 | 709,3 | 653,0 | 583,2 | 435,3 | 443,9 | 346,9 | 370,4 | 435,7 | 808,6 | 448,8 | 6.351,1 |

| Production MWe | Capital \$/kWe | Exploitation et entretien \$/kWe-an | Vitesse du vent | | | Superficie de la pale | |
|-------------------|-------------------|---|-----------------|---------|---------|--------------------------|--------|
| | | | 5m/s | 6m/s | 7m/s | | |
| 10 kWe | 2.139,0 | 0,015 | 22,4 | 31,5 | 42,7 | 0,5 | ou 50% |
| 200 kWe | 1.764,0 | 0,015 | 300,8 | 476,8 | 636,2 | 0,5 | ou 50% |
| 2,5 MWe | 1.873,0 | 0,015 | 4.423,8 | 6.796,1 | 9.313,4 | 0,5 | ou 50% |

| Coût/kWh | 10 kW | | 200 kW | | 2,5 MWe | |
|---|-------|-------|--------|-------|---------|-------|
| | FMG | US\$ | FMG | US\$ | FMG | US\$ |
| I. Analyses des régions dont la vitesse du vent moyenne de 5m/s | | | | | | |
| Capital | 117,7 | 0,188 | 144,6 | 0,231 | 130,5 | 0,209 |
| Coût d'exploitation et d'entretien | 9,4 | 0,015 | 9,4 | 0,015 | 9,4 | 0,015 |
| Total | 127,1 | 0,203 | 154,0 | 0,246 | 139,8 | 0,224 |
| Coût/l équivalent de diesel | 254,1 | 0,407 | 307,9 | 0,493 | 279,7 | 0,447 |
| II Analyses des régions dont la vitesse du vent moyenne de 6m/s | | | | | | |
| Capital | 83,7 | 0,134 | 91,2 | 0,146 | 84,92 | 0,136 |
| Coût d'exploitation et d'entretien | 9,4 | 0,015 | 9,4 | 0,015 | 9,4 | 0,015 |
| Total | 93,1 | 0,149 | 100,6 | 0,161 | 94,3 | 0,151 |
| Coût/l équivalent de diesel | 186,1 | 0,298 | 201,2 | 0,322 | 188,6 | 0,302 |
| III Analyses des régions dont la vitesse du vent moyenne de 7m/s | | | | | | |
| Capital | 61,7 | 0,099 | 68,4 | 0,109 | 62,0 | 0,099 |
| Coût d'exploitation et d'entretien | 9,4 | 0,015 | 9,4 | 0,015 | 9,4 | 0,015 |
| Total | 71,1 | 0,114 | 77,7 | 0,124 | 71,3 | 0,114 |
| Coût/l équivalent de diesel | 142,2 | 0,228 | 155,5 | 0,249 | 142,7 | 0,228 |

Notes: a/ Unité de mesure: kWh/m².

b/ Période d'observation: janvier 1972-décembre 1981. Comprend la limite de Betz.

c/ Taux d'intérêt assumé à 10% pour une durée de 15 ans.

d/ On suppose un coût de génération thermique de huile plus 25% pour autres charges. Le diesel produit 2,5 kWh/l donc, pour chaque kWh épargné, l'économie financière équivaut à 1,2 l d'huile.

Source: Estimations de la mission.

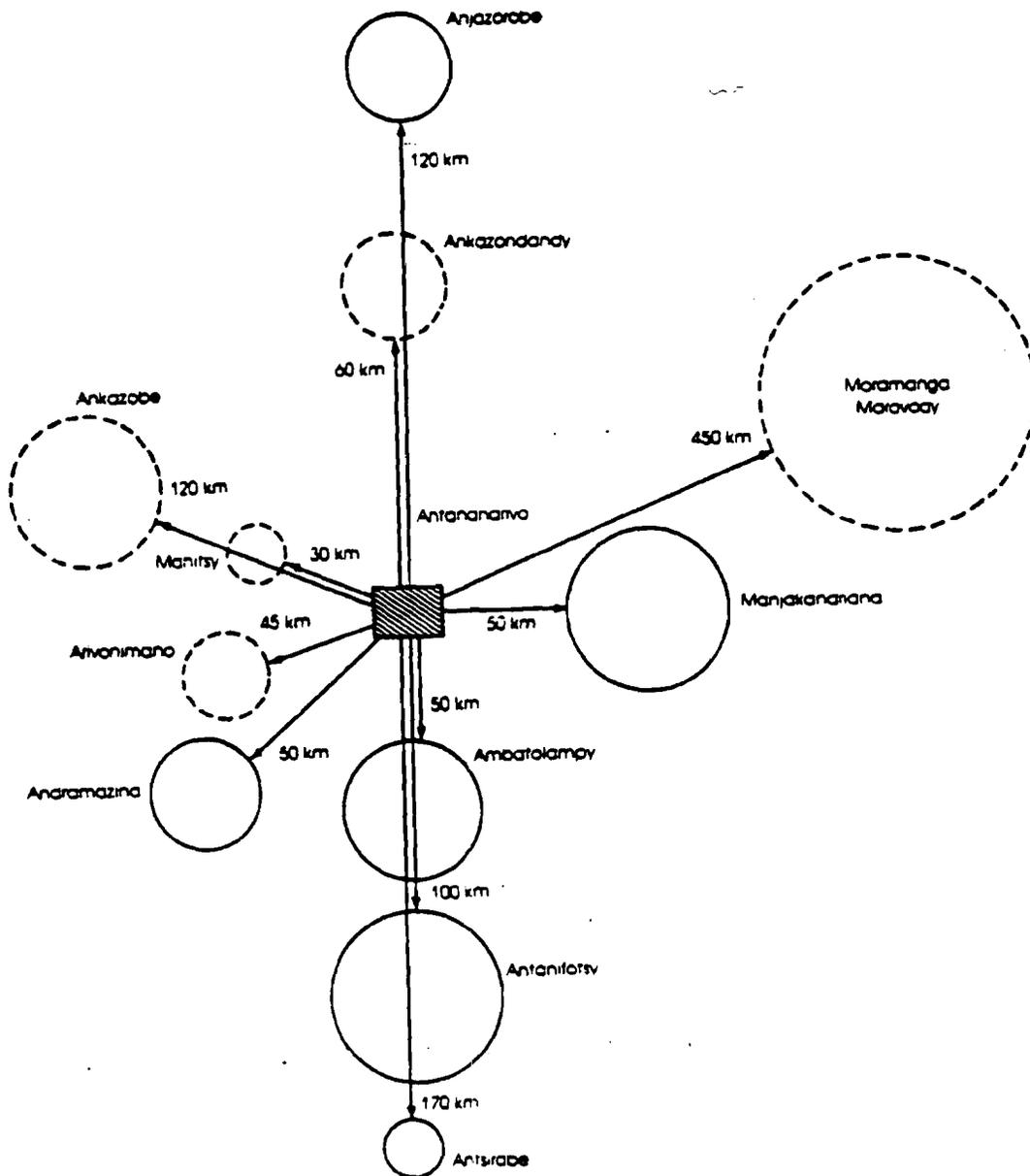
MADAGASCAR: DEMANDE ACTUELLE ET PREVUE DE COMBUSTIBLES LIGNEUX DES MENAGES

| | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Population (1.000) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Population totale | 8452,0 | 8174,0 | 8984,1 | 9282,7 | 9549,8 | 9734,9 | 10036,7 | 10347,8 | 10660,6 | 10999,3 | 11340,3 | 11691,8 | 12054,3 | 12429,0 | 12813,2 | 13210,4 | 13620,0 |
| Hautes plateaux, villes | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Antananarivo | 452,0 | 474,6 | 498,3 | 523,2 | 549,4 | 577,7 | 606,6 | 636,9 | 668,6 | 702,2 | 737,5 | 774,2 | 812,9 | 853,6 | 896,2 | 941,1 | 988,1 |
| Antsirabe | 81,3 | 85,4 | 89,6 | 94,1 | 98,8 | 103,8 | 109,0 | 114,4 | 120,2 | 126,2 | 132,5 | 139,1 | 146,1 | 153,4 | 161,0 | 169,1 | 177,5 |
| Fianarantsoa | 70,6 | 74,3 | 78,1 | 82,0 | 86,1 | 90,4 | 95,0 | 99,7 | 104,7 | 109,9 | 115,4 | 121,2 | 127,2 | 133,6 | 140,5 | 147,3 | 154,7 |
| Uveros | 154,5 | 162,2 | 170,3 | 178,9 | 187,8 | 197,0 | 199,4 | 104,4 | 109,6 | 115,1 | 120,8 | 126,9 | 133,2 | 139,9 | 146,9 | 154,2 | 161,9 |
| Total, hautes plateaux, villes | 758,6 | 796,5 | 856,4 | 876,2 | 922,1 | 966,7 | 910,0 | 955,5 | 1003,2 | 1053,4 | 1106,1 | 1161,4 | 1219,4 | 1280,4 | 1344,4 | 1411,6 | 1481,2 |
| Plaines, villes | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mahajanga | 68,4 | 71,8 | 75,4 | 79,2 | 83,1 | 87,3 | 91,6 | 96,2 | 101,0 | 106,1 | 111,4 | 117,0 | 122,8 | 128,9 | 135,4 | 142,2 | 149,3 |
| Toamasina | 72,9 | 76,5 | 80,4 | 84,4 | 88,6 | 93,0 | 97,6 | 102,5 | 107,6 | 113,0 | 118,7 | 124,6 | 130,8 | 137,4 | 144,3 | 151,3 | 158,0 |
| Toilary | 62,4 | 65,5 | 68,8 | 72,2 | 75,8 | 79,7 | 83,7 | 87,9 | 92,5 | 96,9 | 101,8 | 106,9 | 112,2 | 117,8 | 123,7 | 129,9 | 136,4 |
| Uveros | 274,3 | 286,0 | 302,4 | 317,5 | 333,4 | 349,7 | 367,2 | 385,0 | 403,0 | 421,4 | 440,2 | 459,4 | 479,0 | 499,0 | 519,3 | 540,0 | 561,0 |
| Total, plaines, villes | 478,0 | 501,9 | 527,0 | 553,3 | 581,0 | 609,7 | 638,2 | 667,6 | 697,0 | 727,4 | 758,7 | 790,0 | 822,0 | 854,0 | 886,0 | 918,0 | 950,0 |
| Hautes plateaux, campagnes | 5173,9 | 5619,0 | 5924,7 | 6055,0 | 6144,1 | 6180,5 | 6294,3 | 6410,8 | 6530,1 | 6652,2 | 6777,2 | 6905,1 | 7035,9 | 7169,8 | 7306,7 | 7446,6 | 7589,7 |
| Plaines, campagnes | 5499,3 | 5596,6 | 5696,1 | 5798,1 | 5902,7 | 5937,0 | 6044,2 | 6153,9 | 6266,2 | 6381,2 | 6498,9 | 6619,4 | 6742,6 | 6868,6 | 6995,5 | 7125,3 | 7264,1 |
| Consommation urbaine de combustibles ligneux | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| dois de feu (milliers de tonnes) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Antananarivo | 31,6 | 33,2 | 34,9 | 36,6 | 38,5 | 40,4 | 42,5 | 44,6 | 46,8 | 49,2 | 51,6 | 54,2 | 56,9 | 59,7 | 62,7 | 65,9 | 69,2 |
| Antsirabe | 5,7 | 6,0 | 6,5 | 6,6 | 6,9 | 7,3 | 7,6 | 8,0 | 8,4 | 8,8 | 9,3 | 9,7 | 10,2 | 10,7 | 11,3 | 11,8 | 12,4 |
| Fianarantsoa | 5,0 | 5,2 | 5,5 | 5,7 | 6,0 | 6,3 | 6,6 | 7,0 | 7,3 | 7,7 | 8,1 | 8,5 | 8,9 | 9,4 | 9,8 | 10,3 | 10,8 |
| Uveros | 10,8 | 11,4 | 11,9 | 12,5 | 13,1 | 13,6 | 14,1 | 14,6 | 15,1 | 15,6 | 16,1 | 16,6 | 17,1 | 17,6 | 18,1 | 18,6 | 19,1 |
| Total, hautes plateaux, villes | 53,1 | 55,8 | 58,5 | 61,3 | 64,5 | 67,7 | 70,9 | 74,1 | 77,3 | 80,5 | 83,7 | 86,9 | 90,1 | 93,3 | 96,5 | 99,7 | 102,8 |
| Mahajanga | 6,8 | 7,2 | 7,5 | 7,9 | 8,3 | 8,7 | 9,2 | 9,6 | 10,1 | 10,6 | 11,1 | 11,7 | 12,3 | 12,9 | 13,5 | 14,2 | 14,9 |
| Toamasina | 7,3 | 7,7 | 8,0 | 8,4 | 8,9 | 9,3 | 9,8 | 10,3 | 10,8 | 11,3 | 11,9 | 12,5 | 13,1 | 13,7 | 14,4 | 15,1 | 15,9 |
| Toilary | 6,2 | 6,6 | 6,9 | 7,2 | 7,6 | 8,0 | 8,4 | 8,8 | 9,2 | 9,7 | 10,2 | 10,7 | 11,2 | 11,8 | 12,4 | 13,0 | 13,6 |
| Uveros | 27,4 | 28,8 | 30,2 | 31,8 | 33,3 | 34,9 | 36,5 | 38,1 | 39,6 | 41,2 | 42,8 | 44,4 | 46,0 | 47,6 | 49,2 | 50,8 | 52,4 |
| Total, plaines, villes | 47,8 | 50,2 | 52,7 | 55,3 | 58,1 | 60,9 | 63,7 | 66,5 | 69,3 | 72,1 | 74,9 | 77,7 | 80,5 | 83,3 | 86,1 | 88,9 | 91,7 |
| Charbon de bois (milliers de tonnes) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Antananarivo | 65,3 | 66,4 | 69,8 | 73,3 | 76,9 | 80,9 | 84,9 | 89,2 | 93,6 | 98,3 | 103,2 | 108,4 | 113,8 | 119,5 | 125,3 | 131,2 | 138,3 |
| Antsirabe | 11,4 | 12,0 | 12,5 | 13,2 | 13,8 | 14,5 | 15,3 | 16,0 | 16,8 | 17,7 | 18,5 | 19,3 | 20,4 | 21,5 | 22,5 | 23,7 | 24,9 |
| Fianarantsoa | 9,9 | 10,4 | 10,9 | 11,5 | 12,0 | 12,7 | 13,3 | 14,0 | 14,7 | 15,4 | 16,2 | 17,0 | 17,8 | 18,7 | 19,8 | 20,6 | 21,7 |
| Uveros | 21,6 | 22,7 | 23,8 | 25,0 | 26,5 | 28,0 | 29,5 | 31,0 | 32,5 | 34,0 | 35,5 | 37,0 | 38,5 | 40,0 | 41,5 | 43,0 | 44,5 |
| Total, hautes plateaux, villes | 108,2 | 111,5 | 117,1 | 122,0 | 127,2 | 133,1 | 139,7 | 146,8 | 154,3 | 162,2 | 170,4 | 178,9 | 187,7 | 196,8 | 206,1 | 215,6 | 225,4 |
| Mahajanga | 4,8 | 5,0 | 5,3 | 5,5 | 5,8 | 6,1 | 6,4 | 6,7 | 7,1 | 7,4 | 7,8 | 8,2 | 8,6 | 9,0 | 9,5 | 10,0 | 10,4 |
| Toamasina | 5,1 | 5,4 | 5,6 | 5,9 | 6,2 | 6,5 | 6,8 | 7,2 | 7,5 | 7,9 | 8,3 | 8,7 | 9,2 | 9,6 | 10,1 | 10,6 | 11,1 |
| Toilary | 4,4 | 4,6 | 4,8 | 5,1 | 5,3 | 5,6 | 5,9 | 6,2 | 6,5 | 6,8 | 7,1 | 7,5 | 7,9 | 8,2 | 8,7 | 9,1 | 9,5 |
| Uveros | 19,2 | 20,2 | 21,2 | 22,2 | 23,5 | 24,9 | 26,3 | 27,7 | 29,1 | 30,5 | 31,9 | 33,3 | 34,7 | 36,1 | 37,5 | 38,9 | 40,3 |
| Total, plaines, villes | 33,5 | 35,1 | 36,9 | 38,7 | 40,7 | 42,5 | 44,3 | 46,1 | 47,9 | 49,7 | 51,5 | 53,3 | 55,1 | 56,9 | 58,7 | 60,5 | 62,3 |
| Consommation de combustibles ligneux dans les campagnes | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| dois de feu (milliers de tonnes) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Hautes plateaux, campagnes | 2045,8 | 2100,5 | 2156,6 | 2218,2 | 2279,2 | 2299,3 | 2361,9 | 2425,9 | 2491,6 | 2568,7 | 2647,5 | 2697,8 | 2769,8 | 2843,4 | 2916,7 | 2995,6 | 3074,3 |
| Plaines, campagnes | 1277,3 | 1312,7 | 1349,1 | 1386,5 | 1424,5 | 1457,0 | 1494,1 | 1531,2 | 1572,2 | 1609,2 | 1648,1 | 1686,1 | 1731,0 | 1777,0 | 1824,1 | 1872,2 | 1921,4 |
| Total | 3323,1 | 3413,2 | 3505,7 | 3604,7 | 3703,7 | 3756,3 | 3856,0 | 3957,1 | 4068,8 | 4159,9 | 4269,6 | 4383,9 | 4500,8 | 4620,4 | 4742,8 | 4867,8 | 4995,7 |
| Totaux généraux | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Charbon de bois (kt) | 139,7 | 146,6 | 154,0 | 161,7 | 169,8 | 173,9 | 182,6 | 191,7 | 201,3 | 211,3 | 221,9 | 232,8 | 243,8 | 255,0 | 266,3 | 277,9 | 289,6 |
| Bois de feu (kt) | 5422,0 | 5519,2 | 5618,9 | 5721,3 | 5826,3 | 5872,0 | 5960,5 | 6091,8 | 6205,9 | 6322,8 | 6442,8 | 6565,8 | 6691,8 | 6821,0 | 6953,3 | 7089,0 | 7227,9 |
| Charbon de bois (kteq) | 1241,6 | 1303,7 | 1368,9 | 1437,8 | 1509,2 | 1545,8 | 1621,1 | 1704,2 | 1789,4 | 1878,9 | 1972,8 | 2071,5 | 2175,1 | 2283,8 | 2398,0 | 2517,9 | 2647,8 |
| Bois de feu (kteq) | 3422,0 | 3519,2 | 3618,9 | 3721,3 | 3826,3 | 3872,0 | 3960,5 | 4091,8 | 4205,9 | 4322,8 | 4442,8 | 4565,8 | 4691,8 | 4821,0 | 4953,3 | 5089,0 | 5227,9 |
| Total | 4663,6 | 4822,8 | 4987,8 | 5149,1 | 5335,5 | 5477,8 | 5603,0 | 5790,0 | 5995,3 | 6201,7 | 6415,6 | 6637,2 | 6866,9 | 7104,6 | 7351,3 | 7606,8 | 7875,7 |
| Charbon de bois (kteq) ^{a/} | 99,8 | 104,7 | 110,0 | 115,5 | 121,5 | 124,2 | 130,4 | 136,9 | 143,8 | 150,9 | 158,3 | 166,4 | 174,8 | 183,5 | 192,6 | 202,3 | 212,4 |
| Charbon de bois (kteq) ^{b/} | 390,0 | 409,3 | 429,9 | 451,4 | 474,0 | 485,5 | 509,8 | 535,3 | 562,0 | 590,1 | 619,6 | 650,6 | 683,1 | 717,3 | 753,2 | 790,8 | 830,4 |
| Bois de feu (kteq) | 1074,8 | 1105,3 | 1156,6 | 1168,8 | 1201,8 | 1216,1 | 1245,9 | 1285,1 | 1321,0 | 1357,7 | 1395,4 | 1434,0 | 1473,6 | 1514,2 | 1555,9 | 1598,3 | 1642,0 |
| Hypothèses | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Population au départ | 9754,9 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Accroissement global | 1,031 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Population de Tana au départ | 577,7 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Accroissement démographique urbain | 1,1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Population, hautes plateaux, campagnes | 0,5 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bois de feu par habitant, hautes plateaux, villes | 70,0 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| dois de feu par habitant, plaines, villes | 100,0 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Charbon de bois, hautes plateaux, villes | 140,0 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Charbon de bois par habitant plaines, villes | 70,0 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bois de feu par habitant, hautes plateaux, campagnes | 950,0 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| dois de feu par habitant, plaines, campagnes | 305,0 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tonnes de bois (25Mc)/tonne de charbon de bois | 8,9 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tonnes de charbon de bois par ton | 1,4 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tonnes de bois de feu par ton | 5,2 | | | | | | | | | | | | | | | | |

a/ Energie secondaire.

b/ Energie primaire.

LOCALISATION DES PRINCIPALES RESSOURCES ACCESSIBLES
EN COMBUSTIBLES LIGNEUX (1984)



Source: Mrs Ranarajaona's thesis E.E.S.S. Antananarivo

PRINCIPALES REGIONS CARBONIFERES

Vue d'ensemble

1. On a identifié sept régions, y compris cinq grands gisements de charbon, où la présence de charbon est connue ou supposée, comme objectifs de prospection. En parcourant la région qui s'étend du sud-ouest au nord-est en bordure du bassin de Morondava on trouve:

| | | |
|------------------------------------|---|-----------------|
| Le gisement de charbon de Sakamena |] | |
| Le gisement de charbon de Sakoa |] | Au sud de la |
| Le gisement de charbon de Vohibory |] | rivière Onilahy |
| Le gisement de charbon d'Ianapera |] | |
| | | |
| Le gisement de charbon d'Imaloto |] | Au nord de la |
| La région de Ranohira-Beroroha |] | rivière Onilahy |
| La région de Malaimbandy-Ranotsara |] | |

Toutes ces régions ont été cartographiées, et on a, par ailleurs, trouvé des affleurements de charbon en creusant des sillons et des galeries d'accès. Les gisements de charbon de Sakamena, Sakoa et Vohibory ont également fait l'objet de carottages lesquels, ainsi que les analyses du charbon, indiquent que le gisement de Sakoa contient la ressource de charbon de chaudière à teneur en cendres et en matières volatiles modérées, la plus importante de Madagascar. On n'a fait aucune évaluation systématique des ressources de charbon, mais les estimations pour l'ensemble du bassin de Sakoa vont jusqu'à 1.000 millions de tonnes. Ce chiffre est acceptable, mais dépasse peut-être légèrement le chiffre justifié par les données disponibles. On en conclut que la ressource géologique in situ est très importante.

2. Les réserves exploitables (d'une épaisseur supérieure à 1,4 m avec une couverture de moins de 300 m) ont été estimées à 173 millions de tonnes dans le gisement de Sakoa, l'un des cinq gisements identifiés dans le bassin. Saarberg-Interplan, groupe de consultants réputé et compétent, a estimé que 81,79 millions de tonnes de ces réserves étaient recupérables par des méthodes d'extraction souterraines et que 2,4 millions de tonnes étaient exploitables à ciel ouvert dans une partie limitée du gisement. BP Coal, dans l'examen qu'elle a fait récemment (1984) de la superficie carbonifère totale du sud-ouest de Madagascar a estimé à 22,9 millions de tonnes le charbon récupérable à ciel ouvert avec un taux maximum de découvert de 10 pour 1 en volume dans la région entre Mahasora et la rivière Savazy. Avec un taux maximum de découvert de 5 pour 1 en volume, ce groupe estime la quantité de charbon récupérable à 250.000 tonnes dans la zone "mini-fosse" proposée près de l'ancienne mine Sakoa. Il est important d'observer que ces réserves récupérables sont toutes situées dans le gisement de Sakoa et excluent les réserves du gisement d'Imaloto qui, d'après BP (et aussi Utah and Amax), offrent des perspectives de réserves exploitable à ciel ouvert à extraire en priorité. Nous examinons ci-après les perspectives de

découverte de réserves supplémentaires à ciel ouvert dans d'autres gisements.

Les principaux gisements de charbon

3. Parmi les gisements de charbon, le gisement de Sakamena est celui qui est situé le plus au sud et le plus à l'ouest et qui est le plus proche de la mer, que l'on rencontre à une centaine de km à l'ouest. Il a fait l'objet d'une prospection étendue qui a comporté 19 sondages, le creusement d'environ 35 sillons et de 6 galeries d'accès dans les couches de charbon. Le gisement, dont le pendage va de 25° à 30° vers le nord-ouest, s'étend du nord-est au sud-ouest. Il forme un affleurement continu de 19 km de long, subdivisé en un segment septentrional qui va du mur de Tamotamo à la rivière Sakamasay, et en une couche méridionale, de qualité inférieure, qui s'étend de Bealitsi au-delà d'Analahiva, couche où les veines sont qualifiées de minces, et d'anastomosées avec une teneur en cendres élevée. Les couches de charbon varient de 40 m à plus de 100 m d'épaisseur, mais le charbon se présente en cinq zones de veines d'épaisseur variable au sein de l'intervalle basal de 40 m. La veine No. 5, au sommet, varie de moins d'un mètre à 2,4 mètres avec une teneur brute en cendres de 31%, sur la base du charbon séché à l'air et une teneur en matières volatiles de 25%, sur la base du charbon séché à l'air. La veine No. 4 est un peu meilleure; elle va, en effet, jusqu'à 4,7 m d'épaisseur; sa teneur brute en cendres est de 26% et en matières volatiles de 24%, sur la base du charbon séché à l'air. Les données que l'on possède sur les autres veines sont incomplètes, mais ces veines présentent un intérêt économique limité.

4. Un horst de 3 km de large formé des schistes et des gneiss du socle sépare le gisement de charbon de Sakamena des sédiments qui composent le gisement de charbon de Sakoa à l'est. Ce dernier, comme celui de Sakamena, a été prospecté par cartographie, par creusement de sillons, par forages, et par sondages d'exploration. On a ouvert environ 42 sillons et puits, 13 sondages ont été forés et des galeries d'accès ont été creusées dans le charbon des principales couches à 7 sites; l'un d'eux, à Andranomanintsy, est devenu la "mine de Sakoa". L'orientation des couches de charbon nord-ouest-sud-est est parallèle à celle du gisement voisin de Sakamena et ces couches ont un pendage allant de 20° à 30°. L'affleurement est divisé en quatre couches contenues par des failles. Les couches de charbon ont normalement 100 m d'épaisseur environ et affleurent sur 30 km en une couche de 1 km de large. Les cinq couches de charbon que l'on rencontre dans l'intervalle basal de 40 m ont été corrélées dans la partie méridionale de 10 km du bassin de Sako et sont numérotées de 1 à partir de la base. Les seules couches qui présentent une importance économique sont les couches No. 4 et No. 5 situées au sommet de la série. Elles ont généralement plus de 2 m d'épaisseur et la couche No. 4 a une teneur moyenne brute en cendres de 20%, sur la base du charbon séché à l'air. La partie Mavono-Andranomanintsy-Mamboreko-Mahosaio du gisement de Sakoa est la partie la plus prospective où la série complète des cinq couches a été forée et où l'on a découvert des zones carbonifères allant jusqu'à 9 m

d'épaisseur avec une teneur brute en cendres de 28%, y compris des couches de stérile. Les couches ont un pendage d'environ 25%. La couche No. 4 contient une section de 3 à 4 m dont la teneur brute en cendres tombe jusqu'à 16%. Cette partie méridionale du gisement a 10 km de long et a fait l'objet d'au moins trois études de faisabilité minière en 1963 (BUMIFON), 1978 (KOPEX), et 1979 (Saarburg-Interplan). Les couches No. 4 et No. 5 de la mine d'Andranomaninty ont été exploitées et une production totale de 53.000 tonnes a été extraite de 1941 à 1972. A Andranomaninty le charbon a été extrait principalement de la couche No. 4 dont l'épaisseur va de 4 à 5 m. Le charbon avait la qualité suivante pour du charbon tout-venant séché à l'air: cendres 16,4%, matières volatiles 25,4%, et soufre 0,8%.

5. Le gisement de charbon de Vohibory est situé au nord-est et son orientation est parallèle à celle du gisement de Sakoa. Sa limite septentrionale est constituée par un réseau de failles à 2 km au sud de la rivière Onilahy. On a observé des veines de charbon allant jusqu'à 3 m d'épaisseur, mais le gisement de Vohibory est remarquable par l'épaisseur variable de ses couches plus accentuée au sud, le plus près du gisement de charbon de Sakoa. Le pendage varie également, allant de 6° à 45° et la présence de failles semble courante. L'orientation varie de N-S à E-O ce qui donne au gisement au affleurement sinueux de plus de 14 km qui suit toujours la tendance générale NE-SO du bassin. Les travaux de prospection se sont concentrés dans la région méridionale de 4 km où 2 sondages et 4 sillons font apparaître deux zones carbonifères, la zone supérieure ayant de 0,0 à 1,8 m d'épaisseur avec une teneur en cendres de 49% dans le sondage AS1, et jusqu'à 5 couches de charbon dans une zone inférieure de 12 à 15 m d'épaisseur. La couche de meilleure qualité est la couche basale de 1,75 m d'une teneur en cendres de 10% (base inconnue).

6. Le gisement de charbon d'Ianapera se trouve dans une fosse d'effondrement du socle à 9 km au sud-est de Vohibory et 20 km à l'est d'Andranomaninty (la mine de Sakoa). La dépression mesure 7 km sur 11 km et les couches de charbon affleurent en plusieurs courtes couches séparées (d'environ 1 km) limitées par des failles. La faille est orientée principalement du nord au sud, avec une direction secondaire NNE-SSO. Les pendages varient énormément (de 10° à 40°) en gravité et en orientation et sont manifestement influencés par la présence de failles. On n'a effectué aucun forage, mais des sillons ont été creusés à 4 sites. Les deux sources de données ne concordent pas quant au nombre de couches et il n'existe aucun carnet de sondage des sillons. Un rapport de 1928 décrivait cinq couches d'une épaisseur totale de 8,5 m, dont une couche de 3 m. Ce rapport est en opposition à un rapport ultérieur (1956) qui ne décrit qu'une couche très rubanisée ne contenant que de 0,10 à 0,60 m de charbon d'une teneur en cendres de 29%.

7. Dans le gisement de charbon d'Imaloto, les couches de charbon affleurent sur une superficie de 12 km sur 4 km environ, au confluent de la rivière Imaloto et de la rivière Onilahy à 150 km environ de la mer. Du point de vue structurel, les couches de charbon forment un synclinal

incliné faiblement dans la moitié méridionale du gisement de charbon qui se transforme en structure monoclinale délimitée par une faille au nord. Les pendages vont de 0° à 15°, mais les pendages peu inclinés d'environ 5° sont prédominants. Les quatre couches de charbon ont été décrites dans un rapport de 1954 comme étant principalement des schistes argileux carbonifères, mais un rapport ultérieur (1957) décrit une couche d'une épaisseur moyenne de 1 m et d'une teneur brute en cendres de 15%. Etant donné qu'il est le seul dont les couches ont un pendage inférieur à 10°, ce gisement pourrait présenter le plus grand potentiel d'extraction à ciel ouvert si on y découvrait une (des) couche(s) épaisse(s) de charbon propre. Une interprétation optimiste des données disponibles suppose que l'on n'a trouvé que des vestiges de charbon désagrégés à la surface et que l'on pourrait découvrir encore des couches épaisses de charbon. Si on pouvait trouver des couches épaisses de charbon de bonne qualité près de la surface à Imaloto, ce gisement pourrait se révéler une importante ressource de charbon d'extraction à ciel ouvert. BP envisage actuellement de faire de l'évaluation de ce gisement son objectif principal.

Autres régions

8. D'après la carte que l'on en a dressée, la région centrale qui s'étend de Beroroha à Ranshira sur 170 km environ, entre le gisement de charbon d'Imaloto et l'affleurement du Faisceau rouge du groupe de Sakoa au SE de Malaimbandy ne présente aucun sédiment du Groupe de Sakoa à la surface du sol. Les sédiments plus jeunes du Groupe de Sakoa ne sont peut-être pas très profondément enfouis et qu'on pourrait les découvrir en établissant une cartographie minutieuse et en faisant des forages stratigraphiques. Toutefois, les faits dont on dispose semblent fortement indiquer qu'il n'y a pas le moindre sédiment du Groupe de Sakoa dans les 500 premiers mètres au-dessous de la surface du sol. Quatre sondages de prospection pétrolière faits à Beroroha, Ranohira et près du gisement de charbon d'Imaloto ont indiqué le Groupe de Sakamena repose sur le socle à 720 m. Des sections sismiques faites par Geosource pour Occidental Petroleum confirment la structure du graben de la dépression de Karoo et permettent de penser qu'il existe des sédiments du Groupe de Sakoa profondément enfouis (à environ 6.000 m). Cette opinion coïnciderait, dit-on, avec les résultats d'une reconnaissance gravimétrique effectuée en 1954 au début des recherches pétrolières. On signale que les géologues de BP et de l'OMINIS ont observé un contact de faille entre les sédiments inférieurs de Sakamena et le socle à 10 km environ au nord de la Nationale 7 près de Ranohira. On ne pense pas que cette région soit prospective pour l'exploitation de charbon.

9. Dans la région de Malaimbandy-Ranotsara, on sait qu'il existe des sédiments du Groupe supérieur de Sakoa (Faisceau rouge) dans une série de horsts situés des deux côtés de la ligne de faille de Ranotsara orientée NO-SE. Cette faille représente une grande fracture du socle, accompagnée de toute une série de déplacements antérieurs, concomitants et postérieurs au dépôt du groupe de Sakoa. On n'a trouvé aucune couche carbonifère dans cette région, mais on pense qu'un gisement de charbon pourrait se cacher sous l'affleurement de 100 km de long. C'est une perspective à très faible priorité.

STRATIGRAPHIE DES PRINCIPAUX GISEMENTS DE CHARBON

| Période | Epoque | Groupe | Formation du sous-groupe | Epaisseur m | Faciès |
|-----------------------|-----------------------------------|-----------|---|---|---|
| Tertiaire Crétacée | Pliocène-Récent Eocène-Miocène | | | | Continental/Lacustrine Marin Marin/continental Lignite |
| Jurassique | | Sakahara | | | Faciès mixte |
| Jurassique | Inférieure |)Isalo | (Il (Makay) | 1000 à ± 200 | Grès, argilolite, lignites locaux |
| Triassic | supérieure |) | (I | 3000 à ± 200 | Alluvions et sel du Piémont |
| Triassic Permienne | Inférieure Supérieure |)Sakamena | (Supérieure (Moyenne (Inférieure | 500 à 600 200- 2000 à 2600 | Continental Schistes argileux et calcaire marins Transitif marin |
| Permian | Moyenne Inférieure |)Sakoa | (Vohitolia Lst (Faisceau rouge (Couches de charbon (Faisceau glaciaire | 10 à 20 1000 à 1200 10 à 200 1 à 275 | Calcaire marin Continental Continental avec charbon Fluvioglaciare |

RESSOURCES DE LIGNITE

1. Les principales ressources de lignite de Madagascar se trouvent dans la région d'Antsirabé sur le plateau central de Madagascar. On trouve des ressources peu importantes de lignite dans l'ouest du pays. On a entrepris plusieurs programmes de prospection dans la région d'Antsirabé/Antanifotsy (annexe 3.1) depuis que le gisement a été signalé pour la première fois en 1912. Les recherches les plus importantes ont été faites par une société française privée (1920-27), le Service des Mines (1936), le U.S. Bureau of Mines (1961), et par le PNUD (1970). Une exploitation limitée de ces ressources s'est poursuivie au cours de la période 1947-1949, époque où l'on a extrait environ 570 tonnes de lignite par des méthodes d'exploitation souterraines, quantité destinée aux chemins de fer. Il paraît que le gisement de lignite a été examiné comme source possible de matière première pour la cimenterie d'Antsirabé, actuellement en construction, mais on n'a pu trouver aucune donnée de cette évaluation, en supposant qu'elle ait été faite.

Région d'Antsirabé

2. On rencontre le lignite dans de petits bassins alluviaux situés dans des gisements du Pliocène qui se sont formés dans des lacs d'une étendue limitée entre les montagnes par suite du barrage des vallées par des grandes coulées de lave. Le principal gisement est celui d'Antanifotsy. Il contient plusieurs couches de lignite associées à des schistes bitumineux de mauvaise qualité, mais ces couches sont généralement minces et souvent lenticulaires. La prospection n'a révélé qu'une couche ayant des réserves suffisantes d'une qualité assez bonne pour entrer en ligne de compte dans une évaluation économique du potentiel minier. Cette couche, connue sous le nom de couche No. 3, va d'une épaisseur de 1,5 m à 2 m. L'analyse de ce lignite révèle une teneur en cendres de 15-20% et une valeur calorifique qui oscille entre 1.900 kcal et 3.000 kcal/kg. La base sur laquelle ces valeurs calorifiques ont été déterminées n'est pas entièrement claire, mais l'ampleur de la variation traduit probablement des variations de la teneur en cendres et de la teneur hygrométrique des échantillons. On dit que le lignite produit par la mine avait une valeur calorifique de 4.000 kcal/kg après que le séchage eut réduit sa teneur hygrométrique à moins de 20%. On signale que la teneur hygrométrique du lignite tout-venant était supérieure à 45%, ce qui entraînait une réduction de sa valeur calorifique. La teneur en soufre était relativement élevé, soit 2,5%.

3. Les réserves ont fait l'objet de plusieurs calculs. Le U.S. Bureau of Mines (1961) estimait les réserves de la couche No. 3 de la façon suivante:

| | |
|--------------------|---------------------|
| Réserves prouvées | 18,3 million tonnes |
| Réserves probables | 3,7 " " |
| Réserves possibles | 10,4 " " |
| Total | 32,4 " " |

Une estimation faite plus récemment par le PNUD (1971) a établi le montant des réserves de la façon suivante:

| | | | |
|--------------------|------|---------|--------|
| Réserves prouvées | 11,0 | million | tonnes |
| Réserves probables | 10,6 | " | " |
| Réserves possibles | 32,0 | " | " |
| Total | 53,6 | " | " |

Ce calcul plus récent reflète les données qui résultent de travaux de prospection plus poussés faits par le PNUD. Ces réserves et les renseignements d'ordre analytique n'indiquent pas l'existence d'un lignite de première qualité, mais si ce gisement était facilement exploitable, il présenterait manifestement un certain potentiel économique. Malheureusement, il n'existe pas de réserves récupérables par des méthodes d'extraction à ciel ouvert. De plus, les rapports établis sur la mine en exploitation et sur les galeries d'accès d'exploration indiquent que la couche "est faillée, lenticulaire et ondulante". De plus, ces rapports font allusion à "beaucoup d'eau". On ne conclut que la mise en valeur des lignites de la région d'Antsirabé ne présente aucun potentiel économique dans l'avenir prévisible.

Autres régions

4. On a signalé plusieurs rencontres de lignite dans l'ouest de Madagascar dans la formation Isalo d'âge Permien. On a examiné ces rencontres et on a trouvé une épaisseur maximum de 0,40 m de la couche dans la région d'Antosohihy. Une couche de 0,12 m était, paraît-il, exploitée dans la région d'Ambilobé. Dans tous les cas, on signale que les couches sont lenticulaires. On ne pense pas que l'exploitation de ces ressources présente un potentiel économique.

PRODUCTION DE CIMENT ET CONSOMMATION DE CHARBON
(Tonnes)

Cimenterie d'Amboanio (CIMA)

| Année | Production de Clinker | Production de ciment | Consommation de charbon |
|-----------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------------|
| 1968 | 61.024 | 67.743 | 19.840 |
| 1969 | 61.926 | 75.445 | 19.824 |
| 1970 | 62.787 | 75.216 | 20.032 |
| 1971 | 65.325 | 76.930 | 20.775 |
| 1972 | 48.597 | 64.177 | 16.479 |
| 1973 | 56.655 | 69.863 | 18.128 |
| 1974 | 54.095 | 61.447 | 18.180 |
| 1975 | 61.253 | 58.021 | 20.261 |
| 1976 | 54.200 | 69.904 | 17.761 |
| 1977 | 41.892 | 52.229 | 14.216 |
| 1978 | 53.652 | 66.000 | 20.589 |
| 1979 | 51.917 | 61.535 | 19.394 |
| 1980 | 52.266 | 60.014 | 20.723 |
| 1981 | n.d. | 36.357 | 11.932* |
| 1982 | n.d. | 36.060 | 11.980* |
| 1983 | n.d. | 36.235 | 12.078* |
| 1984 (jusqu'au fin sep.) | n.d. | 28.597 | n.d. |

* Estimée à partir de la production de ciment.

Source: CIMA

CONSOMMATION DE CIMENT
(tonnes)

| Année | Total | Production locale | Ciment importé | kg/habitant |
|-------|---------|-------------------|----------------|-------------|
| 1968 | 128.000 | 67.743 | 60.678 | |
| 1969 | 141.000 | 75.445 | 53.445 | |
| 1970 | 148.000 | 75.216 | 72.680 | |
| 1971 | 170.000 | 76.930 | 93.206 | |
| 1972 | 126.000 | 64.177 | 61.632 | |
| 1973 | 113.000 | 69.863 | 43.496 | |
| 1974 | 88.000 | 61.447 | 26.891 | 11,3 |
| 1975 | 109.000 | 58.021 | 50.985 | |
| 1976 | 92.000 | 69.904 | 23.892 | 11,1 |
| 1977 | 95.000 | 52.227 | 38.473 | |
| 1978 | 144.000 | 66.000 | 48.706 | 17,0 |
| 1979 | 108.000 | 61.535 | 46.565 | |
| 1980 | 126.560 | 60.014 | 66.548 | 14,3 |
| 1981 | n.d. | 36.357 | n.d. | |
| 1982 | n.d. | 36.060 | n.d. | |
| 1983 | n.d. | 36.235 | n.d. | |

Note: Il existe dans le tableau ci-dessus certaines contradictions qui traduisent les différentes sources de données.

Source: Etude de faisabilité de la Cimenterie d'Amboiano, Keramoprojekt Trencin (Polytechna, Prague), décembre 1983.

CIMENT - PROJECTION DE LA PRODUCTION ET DE LA DEMANDE
(milliers de tonnes)

| | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 2000 |
|-----------------------------------|-----------------------|----------------------|---------|---------|-----------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1. Mahajanga | 35 (12) _{b/} | 35 (12) | 10 (4) | 30 (8) | 60 (16) | 60 (16) | 75 (20) | 75 (20) | 75 (20) | 75 (20) | 75 (20) | 75 (20) |
| 2. Ibitsy | -- | 30 (5) _{b/} | 60 (10) | 90 (15) | 100(16,5) | 100 (16,5) | 110 (18) | 110 (18) | 120 (20) | 130 (22) | 140 (24) | 180 (30) |
| 3. Production totale | 35 | 65 | 70 | 120 | 160 | 160 | 185 | 185 | 195 | 205 | 215 | 255 |
| 4. Demande | 120 | 153 | 166 | 183 | 196 | 226 | 228 | 239 | 242 | 255 | 264 | 280 |
| 5. Excédent (Deficit) | [85] | [88] | [96] | [63] | [36] | [66] | [43] | [54] | [47] | [50] | [49] | [25] |
| 6. Total de besoins de charbon | 12 | 17 | 14 | 23 | 32,5 | 32,5 | 38 | 38 | 40 | 42 | 44 | 50 |

- Note: (a) La production de la demande se fonde sur (i) une augmentation de la population qui passera de 10,0 millions (1984) à 14,0 millions (2000);
(ii) une consommation annuelle de ciment par habitant passant de 15 kg (1984) à 25 kg (2000).
(b) Les besoins de charbon par usine figurent entre parenthèses.
(c) On suppose que Mahajanga sera modernisée en 1986-87.
(d) Four supplémentaire installé à Ibitsy en 1993. (L'alternative est un agrandissement de Mahajanga)

DEMANDE DE CHARBON (Milliers de tonnes)
(par catégorie)

| | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 2000 |
|---|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 1) Industrie du ciment | | | | | | | | | | | | |
| a) Faible volatilité a/ | -- | 5 | 10 | 15 | 16,5 | 16,5 | 18 | 18 | 18 | 20 | 20 | 20 |
| b) Moyen volatilité | <u>12</u> | <u>12</u> | <u>4</u> | <u>8</u> | <u>16</u> | <u>16</u> | <u>20</u> | <u>20</u> | <u>20</u> | <u>22</u> | <u>24</u> | <u>30</u> |
| Total, industrie du ciment | 12 | 17 | 14 | 23 | 32,5 | 32,5 | 38 | 38 | 40 | 42 | 44 | 50 |
| 2) Autres utilisations possibles | <u>1</u> | <u>3</u> | <u>5</u> | <u>10</u> |
| 3) Demande Totale | 13 | 20 | 19 | 28 | 32,5 | 42,5 | 48 | 48 | 50 | 52 | 54 | 60 |
| 4) Demande potentielle de charbon indigène 1(a)+2 | 13 | 15 | 9 | 13 | 26 | 26 | 30 | 30 | 30 | 32 | 34 | 40 |

a/ Les fours en construction à Ibitsy (Antsirabe) n'accepteront que du charbon à faible volatilité qui doit être importé.

Source: Estimations de la mission.

COUTS DU CHARBON IMPORTE

| 1. Année | 1977 | | 1978 | | 1979 | | 1980 | | 1981 | | 1983 | |
|--|------------|-----------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|--------|-------|-------------|------------|
| 2. Tonnes | 2,665 | | 20,815 | | 18,354 | | 22,126 | | 4,789 | | 4,459 | |
| | FM\$ | US\$ | FM\$ | US\$ | FM\$ | US\$ | FM\$ | US\$ | FM\$ | US\$ | FM\$ | US\$ |
| 3. F.O.B. Maputo | 22,621,926 | 92,071,33 | 67,859,325 | 744,057,29 | 144,680,069 | 680,254,20 | 181,008,359 | 856,641,55 | n.d. | | 94,258,096 | 225,180 |
| 3a. F.O.B. Maputo/tonne | | 34,55 | | 35,75 | | 37,06 | | 38,71 | | | | 50,50 |
| 4. Fret/tonne | 14,382,103 | 58,555,22 | 103,841,104 | 460,288,18 | 104,890,911 | 493,140,16 | 127,748,355 | 604,582,84 | | | 48,256,598 | 115,283,69 |
| 4a. Fret/tonne | 5,397 | 21,96 | 4,989 | 22,11 | 5,715 | 26,87 | 5,775 | 27,32 | | | 10,822 | 25,85 |
| 5. Frais bancaires | 596,248 | | 7,126,810 | | 4,155,850 | | 3,878,148 | | | | 1,322,473 | |
| b. Frais douaniers | 290,646 | | 1,547,154 | | 87,065 | | 142,748 | | | | 789,713 | |
| 7. Coût total | 37,891,103 | | 280,374,303 | | 255,823,895 | | 312,777,610 | | | | 144,626,880 | |
| 8. Coût par tonne (CAF Mahajanga) | 14,218 | 57,86 | 13,470 | 59,71 | 13,829 | 63,01 | 14,136 | 66,90 | 16,900 | 62,42 | 32,434 | 77,49 |
| 9. Déchargement | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | 10,748,611 | |
| 10. Main d'oeuvre | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | 2,035,284 | |
| 11. Coût total décharge | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | 157,410,775 | 376,050,01 |
| 12. Perte (tonnes) | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | 555 | |
| 13. Coût/tonne CAF débarqué Mahajanga | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | n.d. | | 40,330 | 96,34 |
| 14. Taux de change (FM\$ par (US\$)) | 245,70 | | 225,60 | | 212,70 | | 211,30 | | 270,21 | | 418,59 | |

n.d. -- non disponible

Source: CIMA

PRODUCTION D'ELECTRICITE ET CONSOMMATION (JIRAMA), 1973-1983

| | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|---------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 1. Puissance Installé (MW) | (1) | 92,0 | 100,2 | 100,2 | 104 | 103 | 114 | 120 | 133 | 204 | 204 |
| Thermique | (1) | 52,5 | 60,7 | 60,7 | 62 | 61 | 72 | 73 | 86 | 99 | 99 |
| Hydro-électrique | (1) | 39,5 | 39,5 | 39,5 | 42 | 42 | 42 | 47 | 47 | 105 | 105 |
| 2. Production (MWh) | | | | | | | | | | | |
| Brute | 228.605 | 244.559 | 245.845 | 254.552 | 271.264 | 282.309 | 312.164 | 335.683 | 337.683 | 342.680 | 360.328 |
| Thermique | 64.908 | 87.454 | 172.082 | 82.700 | 90.114 | 166.667 | 194.577 | 188.113 | 183.129 | 114.360 | 112.292 |
| Hydro-électrique | 163.697 | 157.105 | 173.763 | 171.852 | 181.150 | 115.642 | 117.587 | 147.570 | 154.254 | 228.320 | 247.946 |
| Alimentation de la centrale | (1) | (1) | (1) | (1) | (1) | 7.434 | 8.560 | 9.753 | 9.689 | 8.866 | 14.669 |
| Nette | (1) | (1) | (1) | (1) | (1) | 274.875 | 303.604 | 325.930 | 327.694 | 333.814 | 345.569 |
| Pertes ^{a/} | (1) | (1) | (1) | (1) | (1) | 29.832 | 24.646 | 30.372 | 24.917 | 33.840 | 32.657 |
| 3. Ventes (MWh) | 203.280 | 217.970 | 219.609 | 228.954 | 235.783 | 245.043 | 278.958 | 295.558 | 302.777 | 299.970 | 312.912 |
| HT et MT | 131.400 | 147.756 | 149.126 | 154.779 | 157.627 | 161.477 | 187.890 | 196.662 | 197.878 | 195.813 | 206.014 |
| Client Directs | (103.788) | (122.900) | (123.300) | (126.776) | 126.621 | 128.568 | 150.436 | 159.552 | 158.320 | 157.944 | 164.366 |
| Administration | (14.554) | (12.206) | (12.660) | (13.818) | 14.621 | 15.751 | 16.690 | 16.546 | 18.569 | 16.703 | 18.890 |
| Divers ^{b/} | 13.058 | (12.650) | (13.166) | (14.185) | 16.385 | 17.158 | 20.494 | 20.564 | 20.989 | 21.166 | 22.758 |
| BT | 71.880 | 70.214 | 70.483 | 74.175 | 78.156 | 83.566 | 91.068 | 98.896 | 104.899 | 104.157 | 106.898 |
| Clients résidentiels | 53.382 | 51.795 | 51.525 | 54.834 | 57.994 | 62.064 | 68.027 | 74.277 | 80.610 | 83.822 | 86.716 |
| Eclairage public | 8.709 | 8.780 | 9.153 | 9.011 | 9.239 | 9.685 | 10.097 | 9.828 | 9.016 | 6.196 | 5.431 |
| Entraînement de moteurs | 9.789 | 9.639 | 9.805 | 10.330 | 10.923 | 11.817 | 12.944 | 14.791 | 15.272 | 14.139 | 14.751 |
| 4. Consommation de combustible | | | | | | | | | | | |
| Mazout | (1) | (1) | (1) | (1) | 8.071.488 | 15.345.378 | 21.669.900 | 23.299.161 | 25.626.864 | 12.572.126 | 13.502.727 |
| Gas Oil | (1) | (1) | (1) | (1) | (1) | 25.924.824 | 32.525.671 | 28.868.196 | 25.013.687 | 20.312.130 | 18.169.236 |

a/ Pertes techniques et consommation non facturée.

b/ Pompage de l'eau (JIRAMA).

() Chiffres estimés.

HT - Haute Tension.

MT - Moyenne Tension.

BT - Basse Tension.

PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ENERGIE, RESEAU INTERCONNECTE, 1973-1983

| | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|--|----------|----------|----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|
| 1. Puissance installée (MW) | 55,4 | 55,4 | 55,4 | 55,4 | 55,4 | 55,4 | 55,4 | 55,4 | 61,4 | 126,9 | 126,9 |
| Thermique | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 21,0 | 27,0 | 34,5 | 34,5 |
| Hydro-électrique | 34,4 | 34,4 | 34,4 | 34,4 | 34,4 | 34,4 | 34,4 | 34,4 | 34,4 | 92,4 | 92,4 |
| 2. Production (MWh) | | | | | | | | | | | |
| Brute | 153.157 | 155.147 | 155.383 | 161.571 | 173.755 | 176.859 | 189.778 | 200.342 | 201.842 | 207.525 | 221.448 |
| Thermique | 4.752 | 17.946 | 875 | 10.615 | 12.306 | 80.765 | 91.526 | 83.123 | 76.579 | 9.009 | 6.093 |
| Hydro-électrique | 148.405 | 137.201 | 154.508 | 150.956 | 161.449 | 96.094 | 98.252 | 117.219 | 125.263 | 198.516 | 215.355 |
| Alimentation de la centrale | (1) | (1) | (1) | (1) | (1) | 1.561 | 1.665 | 1.685 | 1.741 | 1.740 | 4.574 |
| Nette ^{a/} | (1) | (1) | (1) | (1) | (1) | 175.298 | 188.113 | 198.657 | 200.101 | 205.785 | 216.874 |
| Pertes ^{b/} | (1) | (1) | (1) | (1) | (1) | 17.104 | 15.541 | 18.669 | 18.085 | 25.601 | 24.582 |
| 3. Ventes (MWh) | 138.151 | 140.229 | 139.566 | 146.559 | 154.062 | 158.194 | 172.572 | 179.988 | 182.016 | 180.184 | 192.292 |
| HT et MT | 92.639 | 95.642 | 95.248 | 99.127 | 104.389 | 106.190 | 110.335 | 119.603 | 117.255 | 115.702 | 125.707 |
| Clients directs | 71.531 | (77.029) | (75.845) | (77.972) | 81.844 | 83.691 | 90.794 | 93.928 | 88.881 | 88.627 | 95.368 |
| Administration | (10.722) | (8.779) | (9.083) | (9.829) | 10.142 | 10.109 | 10.637 | 11.210 | 13.078 | 11.556 | 13.622 |
| Divers ^{b/} | (10.386) | (9.834) | (10.320) | (11.326) | 10.402 | 12.390 | 14.904 | 14.465 | 15.296 | 15.519 | 16.717 |
| BT | 45.512 | 44.587 | 44.318 | 47.432 | 49.673 | 52.004 | 56.237 | 60.385 | 64.761 | 64.482 | 66.585 |
| Clients résidentiels | 33.596 | 32.758 | 32.319 | 35.143 | 37.419 | 39.287 | 42.631 | 46.302 | 50.684 | 52.788 | 54.782 |
| Eclairage public | 5.133 | 5.122 | 5.288 | 5.214 | 5.115 | 5.235 | 5.528 | 5.175 | 4.921 | 3.349 | 3.074 |
| Entraînement de moteurs | 6.792 | 6.707 | 6.711 | 7.075 | 7.139 | 7.482 | 8.078 | 8.908 | 9.156 | 8.345 | 8.729 |
| 4. Consommation de combustibles | | | | | | | | | | | |
| Mazout | (1) | (1) | 5.046 | 1.455.857 | 1.534.288 | 9.347.378 | 9.854.000 | 10.693.161 | 13.764.164 | 2.170.326 | 1.272.727 |
| Gaz-oil | (1) | (1) | 253.022 | 1.464.233 | 1.915.830 | 12.834.124 | 15.225.704 | 11.882.459 | 6.499.351 | 711.138 | 292.369 |
| 5. Charge de pointe (kW) | 30.200 | 31.430 | 29.720 | 32.460 | 33.420 | 34.400 | 37.990 | 39.980 | 41.460 | 44.600 | 45.300 |

a/ Pertes techniques et consommation non facturée.

b/ Pompage de l'eau (JIRAMA).

(1) Chiffres estimés.

HT - Haute Tension.
 MT - Moyenne Tension.
 BT - Basse Tension.

ZONE INTERCONNECTEE (ZI)
PREVISION DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE
(Gwh)

| ANNEE | ANTANANARIVO | | | ANTISIRABE | | | | | | | AUTRES Z.I. | | | | | | TOTAL Z.I. | | |
|-------|--------------|-------|-------|------------|------|------------------|------|-------------|--------------|------|-------------|------|-------------|-----|--------------|------|------------|-------|-------|
| | BT | MT | TP | BT | MT.T | COTONA + EXT. | STAR | KOB- AMA | MAM- ISOA | TP | BT | MT.T | PAP- MAD | RDN | SOMA- COU | TP | BT | MT.T | TP |
| 1983 | 57,1 | 51,5 | 108,6 | 4,3 | 2,9 | 37,0 | 2,0 | 1,6 | 0,2 | 48,9 | 5,1 | 3,7 | 17,4 | 6,6 | 2,0 | 34,8 | 66,6 | 125,7 | 192,3 |
| 1984 | 60,6 | 54,1 | 114,7 | 4,5 | 3,0 | 39,1 | 2,9 | 1,6 | 0,3 | 51,4 | 5,9 | 4,3 | 18,0 | 6,9 | 2,7 | 37,8 | 71,0 | 132,9 | 203,9 |
| 1985 | 64,3 | 56,8 | 121,1 | 4,7 | 3,2 | 50,4 | 3,8 | 3,0 | 2,5 | 67,6 | 6,9 | 4,9 | 18,0 | 6,9 | 2,7 | 39,4 | 75,9 | 152,2 | 228,1 |
| 1986 | 68,1 | 59,6 | 127,7 | 4,9 | 3,3 | 50,4 | 5,2 | 3,0 | 2,5 | 69,3 | 8,1 | 5,6 | 18,0 | 6,9 | 2,9 | 41,5 | 81,1 | 157,4 | 238,5 |
| 1987 | 72,2 | 62,6 | 134,8 | 5,1 | 3,5 | 54,3 | 6,8 | 3,0 | 2,5 | 75,2 | 9,4 | 6,4 | 18,0 | 6,9 | 3,3 | 44,0 | 86,7 | 167,3 | 254,0 |
| 1988 | 76,5 | 65,7 | 142,2 | 5,3 | 3,7 | 54,3 | 8,2 | 3,0 | 2,5 | 77,0 | 11,0 | 7,4 | 18,0 | 6,9 | 3,3 | 47,6 | 92,8 | 174,0 | 266,8 |
| 1989 | 81,1 | 69,0 | 150,1 | 5,5 | 3,8 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 77,7 | 11,6 | 7,9 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 49,7 | 98,2 | 179,3 | 277,5 |
| 1990 | 86,0 | 72,5 | 158,5 | 5,8 | 4,0 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 78,2 | 12,3 | 8,3 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 50,8 | 104,1 | 183,4 | 287,5 |
| 1991 | 91,2 | 76,1 | 167,3 | 6,0 | 4,2 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 78,6 | 13,0 | 8,9 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 52,1 | 110,2 | 187,8 | 298,0 |
| 1992 | 96,6 | 79,9 | 176,5 | 6,3 | 4,4 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 79,1 | 13,7 | 9,4 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 53,3 | 116,6 | 192,3 | 308,9 |
| 1993 | 102,4 | 83,9 | 186,5 | 6,6 | 4,6 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 79,6 | 14,5 | 10,0 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 54,7 | 123,5 | 200,1 | 325,6 |
| 1994 | 108,6 | 88,1 | 196,7 | 6,8 | 4,9 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 80,1 | 15,3 | 10,6 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 56,1 | 130,7 | 202,1 | 332,9 |
| 1995 | 115,1 | 92,5 | 207,6 | 7,1 | 5,1 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 80,6 | 16,2 | 11,3 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 57,7 | 138,4 | 207,5 | 345,9 |
| 1996 | 122,0 | 97,1 | 219,1 | 7,4 | 5,3 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 81,1 | 17,1 | 12,0 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 59,3 | 146,5 | 213,0 | 259,5 |
| 1997 | 129,3 | 102,0 | 231,3 | 7,7 | 5,6 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 81,7 | 18,1 | 12,7 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 61,0 | 155,1 | 218,9 | 374,0 |
| 1998 | 137,1 | 107,1 | 244,2 | 8,1 | 5,9 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 82,4 | 19,1 | 13,5 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 62,0 | 164,3 | 225,1 | 389,4 |
| 1999 | 145,3 | 112,4 | 257,7 | 8,4 | 6,2 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 83,0 | 20,2 | 14,4 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 64,8 | 173,9 | 231,6 | 405,5 |
| 2000 | 154,0 | 118,1 | 272,1 | 8,8 | 6,4 | 54,3 | 8,6 | 3,0 | 2,5 | 83,6 | 21,4 | 15,3 | 20,0 | 6,9 | 3,3 | 66,9 | 184,2 | 238,4 | 422,6 |

BT - Basse tension
MT - Moyenne tension
TP - Total partiel

CENTRES ISOLES (CI)
PREVISION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE
(Gwh)

| Année | Amhatondrakaka | | | Autres Centres Isolés (Basse-Tension) | | | | | | | | Total C.I. | | |
|-------|----------------|------|------|---------------------------------------|------------------|---------------|------------------|-------------------------|------------------|------------------|------|------------|------|-------|
| | BT | MT | ST | Tsiroa- noman- didy | Miari- narivo | Anka- zobe | Nosi-be Anala | Mana- kamba- hiny | Tsiaz- Paniry | Mian- drivazo | TP | BT | MT | Total |
| 1983 | 0,68 | 0,30 | 0,98 | 0,22 | 0,14 | 0,04 | 0,02 | 0,02 | 0,05 | 0,06 | 0,55 | 1,23 | 0,30 | 1,53 |
| 1984 | 0,72 | 0,32 | 1,04 | 0,26 | 0,17 | 0,05 | 0,02 | 0,02 | 0,05 | 0,07 | 0,64 | 1,36 | 0,32 | 1,68 |
| 1985 | 0,77 | 0,35 | 1,12 | 0,32 | 0,21 | 0,06 | 0,03 | 0,03 | 0,06 | 0,09 | 0,80 | 1,57 | 0,35 | 1,92 |
| 1986 | 0,82 | 0,38 | 1,20 | 0,37 | 0,23 | 0,07 | 0,03 | 0,03 | 0,08 | 0,10 | 0,91 | 1,73 | 0,38 | 2,11 |
| 1987 | 0,87 | 0,41 | 1,28 | 0,44 | 0,28 | 0,07 | 0,04 | 0,04 | 0,10 | 0,12 | 1,09 | 1,96 | 0,41 | 2,37 |
| 1988 | 0,93 | 0,44 | 1,37 | 0,53 | 0,34 | 0,10 | 0,05 | 0,05 | 0,12 | 0,14 | 1,33 | 2,26 | 0,44 | 2,70 |
| 1989 | 0,99 | 0,47 | 1,46 | 0,57 | 0,40 | 0,11 | 0,05 | 0,05 | 0,13 | 0,15 | 1,46 | 2,45 | 0,47 | 2,92 |
| 1990 | 1,06 | 0,51 | 1,57 | 0,61 | 0,48 | 0,11 | 0,06 | 0,06 | 0,14 | 0,16 | 1,62 | 2,68 | 0,51 | 3,19 |
| 1991 | 1,13 | 0,55 | 1,68 | 0,65 | 0,57 | 0,12 | 0,06 | 0,06 | 0,15 | 0,17 | 1,78 | 2,91 | 0,55 | 3,46 |
| 1992 | 1,20 | 0,59 | 1,79 | 0,70 | 0,68 | 0,13 | 0,07 | 0,07 | 0,16 | 0,19 | 2,00 | 3,20 | 0,59 | 3,79 |
| 1993 | 1,28 | 0,63 | 1,91 | 0,75 | 0,81 | 0,14 | 0,07 | 0,07 | 0,17 | 0,20 | 2,21 | 3,49 | 0,63 | 4,12 |
| 1994 | 1,37 | 0,68 | 2,05 | 0,80 | 0,97 | 0,15 | 0,08 | 0,08 | 0,18 | 0,21 | 2,47 | 3,84 | 0,68 | 4,52 |
| 1995 | 1,46 | 0,73 | 2,19 | 0,86 | 1,16 | 0,16 | 0,08 | 0,08 | 0,20 | 0,23 | 2,77 | 4,23 | 0,73 | 4,96 |
| 1996 | 1,56 | 0,79 | 2,35 | 0,92 | 1,38 | 0,17 | 0,09 | 0,09 | 0,21 | 0,26 | 3,10 | 4,66 | 0,79 | 5,45 |
| 1997 | 1,66 | 0,85 | 2,51 | 1,00 | 1,64 | 0,19 | 0,09 | 0,09 | 0,22 | 0,26 | 3,49 | 5,15 | 0,85 | 6,00 |
| 1998 | 1,77 | 0,92 | 2,69 | 1,06 | 1,95 | 0,20 | 0,10 | 0,10 | 0,24 | 0,28 | 3,93 | 5,70 | 0,92 | 6,62 |
| 1999 | 1,88 | 0,99 | 2,87 | 1,14 | 2,32 | 0,21 | 0,11 | 0,11 | 0,26 | 0,30 | 4,45 | 6,33 | 0,99 | 7,32 |
| 2000 | 2,01 | 1,06 | 3,07 | 1,22 | 2,77 | 0,23 | 0,12 | 0,11 | 0,28 | 0,32 | 5,05 | 7,06 | 1,06 | 8,12 |

ZONES EXTERIEURES (ZE)
PREVISION DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE
(GWh)

| Grandes Zones | | Résultats | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|---------------|-------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| Antsiranana | BT | 4,7 | 5,0 | 5,3 | 5,7 | 6,0 | 6,4 | 6,8 | 7,3 | 7,7 | 8,2 | 8,7 | 9,3 | 9,9 | 10,5 | 11,2 | 11,9 | 12,7 | 13,5 | |
| | MT/HT | 3,1 | 3,1 | 3,2 | 5,1 | 5,4 | 5,5 | 5,8 | 6,0 | 6,2 | 6,4 | 6,8 | 6,9 | 7,1 | 7,3 | 7,4 | 7,7 | 7,9 | 8,1 | |
| | TP | 7,8 | 8,1 | 8,5 | 10,8 | 11,4 | 11,9 | 12,6 | 13,3 | 13,9 | 14,6 | 15,5 | 16,2 | 17,0 | 17,8 | 18,5 | 19,6 | 20,6 | 21,6 | |
| Nosy-Be | BT | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | |
| | MT/HT | 3,2 | 3,5 | 3,6 | 3,8 | 3,9 | 4,1 | 4,2 | 4,4 | 4,6 | 4,8 | 5,0 | 5,2 | 5,5 | 5,8 | 6,2 | 6,5 | 7,0 | 7,4 | |
| | TP | 4,6 | 4,9 | 5,0 | 5,2 | 5,3 | 5,5 | 5,6 | 5,8 | 6,0 | 6,2 | 6,4 | 6,6 | 6,9 | 7,3 | 7,7 | 8,0 | 8,5 | 8,9 | |
| Mahajanga | BT | 7,4 | 7,8 | 8,3 | 8,8 | 9,3 | 9,8 | 10,4 | 11,0 | 11,6 | 12,2 | 12,9 | 13,7 | 14,4 | 15,3 | 16,1 | 17,1 | 18,0 | 19,1 | |
| | MT/HT | 45,5 | 46,6 | 48,6 | 51,9 | 57,7 | 58,6 | 59,5 | 60,5 | 61,6 | 62,7 | 63,9 | 65,2 | 66,6 | 68,1 | 69,8 | 71,5 | 73,4 | 75,3 | |
| | TP | 53,3 | 54,4 | 56,9 | 60,7 | 67,0 | 68,4 | 69,9 | 71,5 | 73,2 | 74,9 | 76,8 | 78,9 | 81,0 | 83,4 | 85,9 | 88,6 | 91,4 | 94,4 | |
| Antalaha | BT | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 1,9 | 2,0 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | 2,6 | |
| | MT/HT | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | |
| | TP | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,8 | 2,0 | 2,1 | 2,3 | 2,5 | 2,6 | 2,8 | 3,0 | 3,2 | 3,4 | 3,7 | 3,9 | 4,1 | 4,4 | |
| Toamasina | BT | 8,6 | 8,9 | 9,1 | 9,4 | 9,6 | 9,9 | 10,2 | 10,4 | 10,7 | 11,0 | 11,3 | 11,7 | 12,0 | 12,3 | 12,7 | 13,0 | 13,4 | 13,8 | |
| | MT/HT | 11,8 | 12,7 | 13,1 | 17,7 | 18,4 | 18,6 | 18,8 | 19,0 | 19,2 | 19,4 | 19,7 | 19,9 | 20,1 | 20,4 | 20,7 | 20,9 | 21,2 | 21,5 | |
| | TP | 20,4 | 21,6 | 22,2 | 27,1 | 28,0 | 28,5 | 29,0 | 29,4 | 29,9 | 30,4 | 31,0 | 31,6 | 32,1 | 32,7 | 33,4 | 33,9 | 34,6 | 35,3 | |
| Fianarantsoa | BT | 3,2 | 3,3 | 3,4 | 3,5 | 3,7 | 3,8 | 3,9 | 4,1 | 4,2 | 4,4 | 4,5 | 4,7 | 4,9 | 5,1 | 5,3 | 5,5 | 5,7 | 5,9 | |
| | MT/HT | 1,6 | 1,9 | 2,1 | 3,4 | 4,5 | 4,6 | 4,8 | 5,0 | 5,1 | 5,3 | 5,6 | 5,8 | 6,0 | 6,3 | 6,6 | 6,9 | 7,2 | 7,6 | |
| | TP | 4,8 | 5,2 | 5,5 | 6,9 | 8,2 | 8,4 | 8,7 | 9,1 | 9,3 | 9,7 | 10,1 | 10,5 | 10,9 | 11,4 | 11,9 | 12,4 | 12,9 | 13,5 | |
| Manakara | BT | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | |
| | MT/HT | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | |
| | TP | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 2,0 | 2,0 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | |
| Toliary | BT | 3,5 | 3,7 | 3,9 | 4,1 | 4,3 | 4,6 | 4,8 | 5,1 | 5,4 | 5,7 | 5,8 | 6,3 | 6,7 | 7,0 | 7,4 | 7,8 | 8,3 | 8,7 | |
| | MT/HT | 12,2 | 12,7 | 12,8 | 14,9 | 15,8 | 15,9 | 16,1 | 16,3 | 16,4 | 16,6 | 16,9 | 17,1 | 17,3 | 17,6 | 17,9 | 18,2 | 18,5 | 18,9 | |
| | TP | 15,7 | 16,4 | 16,7 | 19,0 | 20,1 | 20,5 | 20,9 | 21,4 | 21,8 | 22,3 | 22,7 | 23,4 | 24,0 | 24,6 | 25,3 | 26,0 | 26,8 | 27,6 | |
| Morondava | BT | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,7 | 1,9 | 2,0 | 2,2 | 2,4 | 2,5 | 2,7 | 3,0 | 3,2 | 3,4 | 3,7 | |
| | MT/HT | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,2 | |
| | TP | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,7 | 1,9 | 2,0 | 2,1 | 2,3 | 2,5 | 2,7 | 2,9 | 3,2 | 3,3 | 3,6 | 3,9 | 4,2 | 4,5 | 4,9 | |
| Taolanaro | BT | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 2,0 | 2,1 | 2,3 | 2,4 | 2,6 | 2,8 | |
| | MT/HT | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | |
| | TP | 1,7 | 1,8 | 1,9 | 2,0 | 2,0 | 2,2 | 2,3 | 2,4 | 2,6 | 2,7 | 2,8 | 3,0 | 3,2 | 3,3 | 3,6 | 3,7 | 4,0 | 4,3 | |
| Autres Z.E. | BT | 6,7 | 6,7 | 7,7 | 8,8 | 10,0 | 11,4 | 13,1 | 14,1 | 15,1 | 16,2 | 17,4 | 18,6 | 20,0 | 21,5 | 23,0 | 24,7 | 26,5 | 28,4 | |
| | MT/HT | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,1 | 1,2 | 1,4 | 1,6 | 1,8 | 2,1 | 2,3 | 2,7 | 3,1 | |
| | TP | 7,0 | 7,1 | 8,1 | 9,3 | 10,5 | 12,0 | 13,8 | 14,9 | 16,0 | 17,3 | 18,6 | 20,0 | 21,6 | 23,3 | 25,1 | 27,0 | 29,2 | 31,5 | |
| Total | BT | 39,0 | 40,5 | 43,1 | 46,0 | 48,8 | 52,1 | 55,7 | 58,8 | 61,9 | 65,3 | 68,6 | 72,7 | 76,6 | 81,1 | 85,8 | 90,6 | 95,7 | 101,3 | |
| | MT/HT | 80,1 | 82,9 | 85,9 | 99,6 | 108,8 | 110,7 | 112,8 | 115,2 | 117,4 | 119,8 | 122,8 | 125,5 | 128,3 | 131,7 | 135,3 | 138,9 | 143,2 | 147,5 | |
| | Total | 119,1 | 123,4 | 129,0 | 145,6 | 157,6 | 162,8 | 168,5 | 174,0 | 179,3 | 185,1 | 191,6 | 198,2 | 205,1 | 212,8 | 221,1 | 229,5 | 238,9 | 248,8 | |

PREVISION DU BILAN D'ENERGIE ELECTRIQUE
(GWh)
Ensemble du réseau

| | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <u>Consommation</u> | | | | | | | | | | | | |
| Réseau interconnecté | 203,9 | 228,1 | 238,5 | 254,0 | 295,3 | 306,5 | 316,9 | 327,9 | 339,3 | 354,6 | 364,5 | 378,0 |
| Centres isolés | 1,7 | 1,9 | 2,1 | 2,4 | 2,7 | 2,9 | 3,2 | 3,5 | 3,8 | 4,1 | 4,5 | 5,0 |
| Zones extérieures | 123,4 | 129,0 | 145,6 | 157,6 | 134,3 | 139,5 | 144,6 | 149,4 | 154,7 | 160,6 | 166,6 | 173,0 |
| Total | <u>329,0</u> | <u>359,0</u> | <u>386,2</u> | <u>414,0</u> | <u>432,3</u> | <u>448,9</u> | <u>464,7</u> | <u>480,8</u> | <u>497,8</u> | <u>519,3</u> | <u>535,6</u> | <u>556,0</u> |
| <u>Pertes</u> | 42,8 | 43,1 | 46,3 | 49,7 | 51,9 | 53,9 | 55,8 | 57,7 | 59,7 | 62,3 | 64,3 | 66,7 |
| <u>Production requise</u> | | | | | | | | | | | | |
| Thermique | 131,4 | 134,0 | 152,5 | 165,8 | 143,2 | 149,0 | 154,3 | 160,1 | 166,0 | 172,5 | 179,4 | 180,7 |
| Hydro-électrique | 240,4 | 268,1 | 280,0 | 297,9 | 341,0 | 353,8 | 366,2 | 378,4 | 391,5 | 409,1 | 420,5 | 436,0 |
| Total | <u>371,8</u> | <u>402,1</u> | <u>432,5</u> | <u>463,7</u> | <u>484,2</u> | <u>502,8</u> | <u>520,5</u> | <u>538,5</u> | <u>557,5</u> | <u>581,6</u> | <u>599,9</u> | <u>622,7</u> |
| <u>Consommation de combustible</u> (millions de litres) | | | | | | | | | | | | |
| Mazout | 13,5 | 12,8 | 14,4 | 15,7 | 13,5 | 14,1 | 14,5 | 15,2 | 15,7 | 16,4 | 17,0 | 17,7 |
| Gaz-oil | 25,4 | 30,3 | 34,6 | 37,7 | 32,6 | 34,0 | 35,3 | 36,4 | 37,7 | 39,4 | 40,8 | 42,5 |

PREVISION DU BILAN D'ENERGIE ELECTRIQUE ET DES PUISSANCES INSTALLEES
(Réseau interconnecté), 1984-1995

| | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CONSUMMATION (GWh) | | | | | | | | | | | | |
| Antanarivo | | | | | | | | | | | | |
| Basse tension | 60,6 | 64,3 | 68,1 | 72,2 | 76,5 | 81,1 | 86,0 | 91,2 | 96,6 | 102,4 | 108,6 | 115,1 |
| Moyenne tension | 54,1 | 56,8 | 59,6 | 62,6 | 65,7 | 69,0 | 72,5 | 76,1 | 79,9 | 83,9 | 88,1 | 92,5 |
| Total partiel | 114,7 | 121,1 | 127,7 | 134,8 | 142,2 | 150,1 | 158,5 | 167,3 | 176,5 | 186,3 | 196,7 | 207,6 |
| Antsirabe | | | | | | | | | | | | |
| Basse tension | 4,5 | 4,7 | 4,9 | 5,1 | 5,3 | 5,5 | 5,8 | 6,0 | 6,3 | 6,6 | 6,8 | 7,1 |
| Moyenne tension | 3,0 | 3,2 | 3,3 | 3,5 | 3,7 | 3,8 | 4,0 | 4,2 | 4,4 | 4,6 | 4,9 | 5,1 |
| Gros clients | 43,9 | 59,7 | 61,1 | 66,6 | 67,7 | 68,4 | 68,4 | 68,4 | 68,4 | 68,4 | 68,4 | 68,4 |
| Total partiel | 51,4 | 67,6 | 69,3 | 75,2 | 77,0 | 77,7 | 78,2 | 78,6 | 79,1 | 79,6 | 80,1 | 80,6 |
| Autres régions | | | | | | | | | | | | |
| Basse tension | 5,9 | 6,9 | 8,1 | 9,4 | 11,0 | 11,6 | 12,3 | 13,0 | 13,7 | 14,5 | 15,3 | 16,2 |
| Moyenne tension | 4,3 | 4,9 | 5,6 | 6,4 | 7,4 | 7,9 | 8,3 | 8,9 | 9,4 | 10,0 | 10,6 | 11,3 |
| Gros clients | 27,6 | 27,6 | 27,8 | 28,2 | 29,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 |
| Total partiel | 37,8 | 39,4 | 41,5 | 44,0 | 47,6 | 49,7 | 50,8 | 52,1 | 53,3 | 54,7 | 56,1 | 57,7 |
| Toamasina a/ | | | | | | | | | | | | |
| Basse tension | (8,9) | (9,1) | (9,4) | (9,6) | 9,9 | 10,2 | 10,4 | 10,7 | 11,0 | 11,3 | 11,7 | 12,0 |
| Moyenne tension | (12,7) | (13,1) | (17,7) | (18,4) | 18,6 | 18,8 | 19,0 | 19,2 | 19,4 | 19,7 | 19,9 | 20,1 |
| Total partiel | (21,6) | (22,2) | (27,1) | (28,0) | 28,5 | 29,0 | 29,4 | 29,9 | 30,4 | 31,0 | 31,6 | 32,1 |
| Total | 203,9 | 228,1 | 238,5 | 254,0 | 295,3 | 306,5 | 316,9 | 327,9 | 339,3 | 354,6 | 364,5 | 378,0 |
| PERTES | 30,6 | 34,1 | 35,6 | 38,0 | 44,2 | 45,8 | 47,8 | 49,0 | 50,7 | 53,0 | 54,5 | 56,5 |
| PRODUCTION | | | | | | | | | | | | |
| REQUISE (GWh) | | | | | | | | | | | | |
| THERMIQUE | 3,1b/ | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| Hydro-électrique | 231,4 | 259,1 | 271,0 | 288,9 | 336,0 | 348,8 | 361,2 | 373,4 | 386,5 | 404,1 | 415,5 | 431,0 |
| Total | 234,5 | 262,2 | 274,1 | 292,0 | 339,5 | 352,3 | 364,7 | 376,9 | 390,0 | 407,6 | 419,0 | 434,5 |
| PRODUCTION GARANTIE | | | | | | | | | | | | |
| Marge de production c/ | 351,1 | 323,4 | 311,5 | 293,6 | 250,5 | 237,7 | 225,3 | 213,1 | 200,0 | 182,4 | 171,1 | 155,5 |
| COEFFICIENT DE CHARGE (%) | | | | | | | | | | | | |
| DEMANDE MAXIMUM (MW) | 47,0 | 52,3 | 54,9 | 58,5 | 69,2 | 71,8 | 74,3 | 75,5 | 78,1 | 80,2 | 82,5 | 85,5 |
| Puissance disponible d/ | | | | | | | | | | | | |
| (MW) | 71 | 65,7 | 63,1 | 59,5 | 53,8 | 51,2 | 48,7 | 47,5 | 44,9 | 42,8 | 40,5 | 37,5 |
| % | 151 | 126 | 115 | 102 | 78 | 71 | 66 | 63 | 57 | 53 | 49 | 44 |

a/ Il est supposé que Toamasina sera branchée au réseau interconnecté en 1988.

b/ Consommation annuelle de combustibles (litres) - mazout 688.140 + gaz-oil 107.760.

c/ Il est supposé que la production garantie se base sur une année hydrologique normale.

d/ Les petites centrales thermiques de plus de 20 ans sont retirées de service.

PUISSANCE INSTALLEE

| Centrale | Type | Nombre d'unités | Puissance par unité | Date d'entrée en service | Puissance installée kW | Puissance garantie kW | Production moyenne GWh p.a. | Production d'année sèche GWh p.a. |
|---------------------------------------|---------|-----------------|---------------------|--|---------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|
| I. Centrales hydro-électriques | | | | | | | | |
| A. Réseau interconnecté | | | | | | | | |
| Antelomita | Francis | 6 1 | 6x1,360 1x640 | 1930-58 | 8,160 640 | 8,160 640 | 50 | 28 |
| Mandraka | Pelton | 4 | 4x6,000 | 1 - 04/56 2 - 04/56 3 - 11/66 4 - 05/71 | 24,000 | 24,000 | 81 | 45 |
| Manandona | Francis | 2 1 | 2x480 1x640 | 1 - 1932 2 - 1932 3 - 06/60 | 960 640 | 960 640 | 12 | 9,5 |
| Andekaleka | Francis | 2 | 2x29,000 | 1 - 06/82 1 - 06/82 | 58,000 | 58,000 | 500 | 427 |
| B. Centres isolés | | | | | | | | |
| Ankazobe | Francis | 1 | 1x50 | 1959 | 50 | - | 0,05 | - |
| Ambohimidana | Francis | 1 | 56 | - | 56 | - | 0,07 | - |
| C. Zones extérieures | | | | | | | | |
| Toamasina | Francis | 4 | 3x1,520 1x2,200 | 1931 1971 | 6,760 | 4,560 | 24,0 | 40 |
| Vatomandry | Francis | 3 | 1x90 2x40 | 1953 1953 | 170 | 40 | 0,3 | 0,3 |
| Namorona | Francis | 2 | 2x2,800 | 1980 | 5,600 | 2,800 | 8,5 | 25 |
| Fianarantsoa Manandray | Francis | 3 | 2x140 1x170 | 1932 1963 | 450 | 170 | 1,5 | 1,5 |

PUISSANCE INSTALLEE

| | Type | Com- bustibles | Nombres d'unités | Puissance par unité | Date d'entrée en service | Puissance installée kW | Puissance disponible kW | Consommation spécifique g/kWh |
|---------------------------------|-------------|-------------------|---------------------|------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|
| II. Centrales thermiques | | | | | | | | |
| A. Réseau interconnecté | | | | | | | | |
| Ambohimambola | Pielstick | G0+combustible | 3 | 3x6,000 | 1 - 10/72 2 - 08/73 3 - 05/81 | 18,000 | 18,000 | 245 |
| Antsirabe | MGO | G0 | 2 | 1x500 | 1 - 11/58 | 500 | 500 | |
| | | | | 1x500 | 2 - 11/60 | 500 | 500 | |
| | MAN | G0 | 2 | 2x1,100 | 3 - 03/64 4 - 07/67 | 2,200 | 2,200 | |
| | Pielstick | G0+fuel | 1 | 1x1,800 | 5 - 11/68 | 1,800 | 1,800 | |
| | | | 1 | 1x7,500 | 6 - 05/82 | 7,500 | 7,500 | |
| Mandroseza | Sulzer | G0 | 1 | 1x720 | 1 - 09/49 | 720 | 720 | |
| | Worthington | G0 | 2 | 2x1,040 | 2 - 1951 | 2,080 | 2,080 | 260 |
| | | | | 3x6,000 | 3 - 10/72 | | | |
| SGCM | G0 | 1 | 1x1,200 | 4 - 06/55 | 1,200 | 1,200 | | |
| B. Centres isolés | | | | | | | | |
| 7 Centrales | Diesel | G0 | 21 | 26-180 | 1967-79 | 1,835 | | |
| C. Zones extérieures | | | | | | | | |
| 45 Centrales | Diesel | G0 | 135 | 6-9,000 | 1950-83 | 63,130 | | |

PUISSANCE INSTALLEE DES AUTO-PRODUCTEURS, 1980

| Emplacement | Source | Puissance installée (kW) |
|--|--------|--------------------------|
| Société Siramany Malagasy | Steam | 13,625 |
| Etablissement d'Ambilobé | Diesel | 2,070 |
| Secren A'ntsiranana | Diesel | 4,505 |
| Sucreries de Nosy Bé et de la Côte-Est (Exploitation de Nosy Bé) | Steam | 3,435 |
| | Diesel | 490 |
| Sirama Etablissement de Namakia | Steam | 3,675 |
| | Diesel | 1,483 |
| Ste Kraoma | | |
| Exploitation Andriamena | Diesel | 3,075 |
| Exploitation Befandriana | Diesel | 160 |
| Sucreries de Nosy Bé de la Côte-Est | Steam | 1,450 |
| | Diesel | 1,845 |
| Cie. des Ciments Malgaches Amboanio | Diesel | 2,850 |
| SOLIMA Raffinerie de Toamasina | Diesel | 2,610 |
| Sté. d'exploitation du Complexe Industriel et Agricole de Moron-dava | Diesel | 2,462,5 |
| Société H. et A. de Heaulme Fort Dauphin | Diesel | 1,965 |
| Société Agricole du domaine de Pechpeyron Amboasary Sud | Diesel | 1,624 |
| Ets. Gallois Fort Dauphin | Diesel | 1,354 |
| Sté. Agricole Minière et Industrielle Exploitation graphic Ambatomitamba | Diesel | 1,040 |
| Sté. Malgache d'Industrie et d'Agriculture Agence d'Anomy | Diesel | 975 |
| Sté. Rasolaarijao et Fils Ambatasoratra | Diesel | 877 |
| Cie. Salinière de Madagascar | Diesel | 820 |
| Ets. Gallois - Graphite Marovintsy | Diesel | 121 |
| - Graphite Antsira Kanso | Diesel | 521 |
| Samangoky (usines à Canaux) | Diesel | 650 |
| Société du Sisal Malgache Amboasary-Sud | Diesel | 560 |
| Sté. Murri Frères Sambara | Diesel | 560 |
| Sté. Galland et Cie. Andromosaba Alaotra | Diesel | 548 |

| Emplacement | Source | Puissance installée (kW) |
|---|------------------|--------------------------|
| SCIM Usine de Maikampango | Diesel | 534,4 |
| Fifabe Marovoay Diesel | Steam 255 | 270 |
| Samangoky Morombé | Diesel | 486 |
| Papeteries de Madagascar Ambohimambola | Steam | 450 |
| Sté. Malgache Nippon de Viande concentrée Antonogombato | Diesel | 435,5 |
| C.F.D.T. Madagascar Usines d'Ambahikily et d'Ambilobé | Diesel | 395 |
| SORIFEMA - Vohidiala - Anjiro | Diesel Diesel | 300 5 |
| Sté. des Mines d'Ampandrama Fort Dauphin | Diesel | 260 |
| Sté. Union des Micas Fort Dauphin | Diesel | 250 |
| Hôpital Lutheran Manambara | Diesel | 217,5 |
| Ets. R. Izouard Graphine Perinet | Diesel | 210 |
| SEVMACAM Ambatofinandrahana | Diesel | 210 |
| Sté. Rizerie d'Amparafaravola | Diesel | 200 |
| Sté. Malgache de Consérvierie Ambato-Boeri | Diesel | 193,5 |
| Sté. Arsène Louis et Cie. Andasifahatelo Parinet | Diesel | 154 |
| FIFATO Bezela | Diesel | 153 |
| Mahavelona Ets. Ravanjarivelo | Diesel | 150 |
| Etablissements L. Millot et Cie Andzavibe Sambara | Diesel | 141 |
| SOMALACA Rizerie Ambongalava Amparafaravola Aloatra | Diesel | 137 |
| Compagnie Nosy béenne d'Industrie Agricole Ambohimena - Ambanja | Diesel | 130 |
| Ecole Normale Joffre Ville Antsiranana | Diesel | 115 |
| Sté. Kadherbbay et Fils Maintirano | Diesel | 108 |
| Aladina Allbhay Isoanala Fort Dauphin | Diesel | 105 |

| Emplacement | Source | Puissance Installée (kW) |
|--|--------|--------------------------------|
| Hôpital d'Ambovombé Androy | Diesel | 103 |
| SINPA Sambava | Diesel | 100 |
| Tranombarotra Roso | Diesel | 83 |
| SINPA Miarinarivo | Diesel | 75 |
| Ets. Lachaize Ambohimahasoa | Diesel | 75 |
| Union des Coopératives Agricoles du Sambirano et de Ifasy Ambanja | Diesel | 75 |
| Aladina Alibhay Isoanala | Diesel | 60 |
| Hôpital Lutherien EJeda | Diesel | 58 |
| Ets. Rostaing Sahamany Bricke Ville | Diesel | 55 |
| Ets. Restaing. exploitation minière Sahamany Bricka Ville | Diesel | 50 |
| O.B.M. Mandritsara | Diesel | 25 |
| Folk Kam Ambanja | Diesel | 25 |
| C.E.G. Joffre-ville Antsiranana | Diesel | 20 |
| Société d'Exportation de Produits Sambava | Diesel | 17 |
| Société SHAM-CHUN WING et Cie Sambava | Diesel | 16 |
| Etablissement AH Seng Sambava | Diesel | 16 |
| SIAMA Maintirano | Diesel | 10 |
| SORIFEMA Vohidiala M.L.A. | Diesel | 10 |
| | | 62.088,4 |

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT POUR L'ENERGIE ELECTRIQUE, ^{a/}, 1985-1990
(en millions de FMG)

| | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | Total |
|-------------------------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Centrales hydro-électriques | | | | | | | |
| Ambodiroka | 84 | 98 | 100 | 100 | 100 | 100 | 582 |
| Ankorahotra | | | | | 80 | 90 | 170 |
| Microcentrales | 380 | 240 | 990 | 1,200 | 1,400 | 1,700 | 5,910 |
| Divers | (580) | (360) | (400) | 1000+(600) | 2000+(670) | 3000+(750) | 9,360 |
| | 1,044 | 698 | 1,490 | 2,900 | 4,250 | 5,640 | 16,022 |
| Centrales thermiques | | | | | | | |
| (Centres isolées) | 356+(570) | 840+(560) | 940+(630) | 1050+(710) | 1180+(790) | 1320+(890) | 9,836 |
| Réseau de transport de force | | | | | | | |
| Ambodiroka-Mahajanga | | | 100 | 100 | 100 | 100 | 400 |
| Antananarivo's-Antsirabé | 100 | 112 | 1,490 | 1,180 | 100 | 100 | 3,082 |
| Andekaleka-Tamatave | 70 | 210 | 4,213 | 4,426 | | | 8,919 |
| Divers | 467 | 216 | 315 | 395 | | | 1,393 |
| | 637 | 538 | 6,118 | 6,101 | 200 | 200 | 13,794 |
| Distribution | | | | | | | |
| Centres existants | 1141+(430) | 1540+(490) | 1730+(550) | 1930+(610) | 2170+(690) | 2430+(770) | 14,481 |
| Nouveaux Centres | 150 | 350 | 475 | 660 | 1,000 | 1,500 | 4,135 |
| | 1,721 | 2,380 | 2,755 | 3,200 | 3,860 | 4,700 | 18,616 |
| Divers | | | | | | | |
| Matériel et outils | 308 | 350 | 410 | 470 | 540 | 620 | 2,698 |
| Divers | 274 | 420 | 470 | 530 | 600 | 660 | 2,954 |
| | 582 | 770 | 880 | 1,000 | 1,140 | 1,280 | 5,652 |
| TOTAL | 4,910 | 5,786 | 15,298 | 18,988 | 11,320 | 13,930 | 63,920 |

a/ Les chiffres entre parenthèses indiquent la réhabilitation de centres existants.

Source: Estimations de JIRAMA et de la mission.

PLANIFICATION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

1. Electricité de France (EDF) a effectué vers la fin de 1982 une étude de l'organisation de la planification au sein de JIRAMA, afin d'identifier les points faibles des dispositions actuelles et de recommander les modifications requises pour les éliminer. La présente note résume les principaux aspects de l'étude de l'EDF. Comme cette dernière, elle est divisée en deux parties : l'analyse critique de la situation actuelle et les solutions envisagées.

Analyse critique

Recueil de données

2. Divers services de JIRAMA recueillent une masse de données sur tous les aspects de son exploitation de l'énergie électrique, mais les dispositions actuelles souffrent des défauts suivants:

- (a) la "direction zones interconnectées" (DZI) et la "Direction zones extérieures" (DZE), qui sont les principales sources de données, utilisent pour ce faire différentes méthodes;
- (b) de même, la présentation des données statistiques souffre d'une absence de normalisation qui en diminue l'utilité;
- (c) il se produit parfois des retards considérables dans la diffusion des statistiques de production recueillies par la DZI et la DZE.

Présentation des statistiques

3. Les bulletins statistiques semestriels préparés par la "Direction Clients" omettent certaines statistiques importantes, bien que ces statistiques existent à JIRAMA, à savoir: certaines statistiques de production de centrales hydro-électriques (hydrologie et état des réservoirs) et de centrales thermiques (consommation spécifique de combustible); les détails relatifs aux usines en exploitation et aux fermetures d'usines pour opérations d'entretien régulier et non régulier; l'énergie livrée par les sous-stations au niveau moyenne tension; la fréquence et la durée des interruptions de courant; les statistiques de l'énergie facturée (en valeur); les données relatives à la population desservie; la récapitulation des opérations de chaque centrale; l'examen sommaire des activités des principaux départements de JIRAMA.

4. Il n'est présenté aucune analyse des statistiques disponibles sous forme d'une publication annuelle indiquant des coefficients caractéristiques ou indicateurs de performance pour l'année la plus récente et les années précédentes.

Prévision de la demande

5. On observe les défauts suivants dans les méthodes actuelles de prévision:

- (a) On ne se soucie pas suffisamment d'identifier dans les prévisions à moyen terme de la demande les nouvelles charges industrielles importantes, ce qui entraîne, parfois, de graves sous-estimations de la demande. Ceci reflète, en partie, la liaison médiocre qui existe entre JIRAMA et l'Etat, mais en partie, aussi, le fait que JIRAMA coordonne mal ses relations directes avec l'industrie.
- (b) La multiplicité des diverses directions de JIRAMA qui interviennent dans la même zone géographique ou secteur, souvent, semble-t-il indépendamment les unes des autres.

Production et transport

6. JIRAMA ne possède pas de modèle établi par ordinateur pour sa planification à long terme.

7. Les fonctions de planification et d'exploitation ne sont pas distinctes. La DZI, la DZE, la "Direction Clients" et la "Direction Grands Projets" se mêlent toutes, indépendamment, de faire des études technico-économiques du développement de la production et du transport, ce qui devrait faire l'objet d'une méthode de planification convenablement intégrée.

8. Les études de pré-investissement des projets hydro-électriques sont faites soit par la "Direction Grands Projets" soit par le "Département Travaux", au lieu de l'être par une seule direction ou un seul département.

9. De même, les études de projets de centrales diesel sont faites par la DZI, ou par le "Département Travaux" dans le cas des projets des zones extérieures relevant de la DZE, au lieu de l'être par un seul département, ce qui encouragerait la normalisation et faciliterait l'entretien.

10. La DZI, la "Direction Grands Projets" et la "Direction Développement" se font concurrence pour faire des études de transport de force.

Distribution

11. Les travaux de distribution ne sont programmés que sur une base annuelle, alors qu'une programmation s'étendant au-delà de l'exercice financier (par exemple une programmation triennale) serait souhaitable, ne serait-ce qu'à des fins indicatives.

12. On ne sait pas bien si la DZI et la DZE, qui établissent chacune leurs programmes de distribution, utilisent les mêmes critères pour planifier les projets, ou les mêmes normes techniques pour les concevoir et les exécuter.

13. Il y a également une absence de critères et de méthodologie définis pour établir les priorités entre les éléments des programmes de distribution envisagés, compte tenu des difficultés financières.

Electrification rurale

14. Il n'existe aucun programme défini d'électrification rurale, bien que la grande majorité de la population vive dans des régions rurales, et rien n'a été fait pour classer, par ordre d'importance, les régions susceptibles d'être électrifiées conformément à des critères économiques compatibles.

Conclusions

15. EDF tire les conclusions sommaires suivantes de son examen des dispositions qui régissent actuellement la planification de JIRAMA:

- (a) La fonction de planification est dispersée entre des directions trop nombreuses, ce qui entraîne des risques d'incompatibilité, de répétition d'efforts et de coûts accrus.
- (b) Certaines activités normales de planification ne sont pas prises en ligne de compte.
- (c) Une certaine confusion règne entre les travaux de planification et les travaux de préparation des projets (conception, achats du matériel et construction).

16. La coordination de la planification est également entravée par le clivage géographique des responsabilités fonctionnelles entre la DZI et la DZE, qui exercent des fonctions analogues dans leurs domaines respectifs. Ceci fait naître, notamment les difficultés suivantes:

- (a) Absence de normalisation du matériel à l'intérieur de JIRAMA, ce qui augmente, à la fois, les coûts d'investissement et d'exploitation. Nous n'en voulons pour exemple que la multiplicité des types de centrales diesel.
- (b) Absence d'une approche globale des problèmes de production et de transport, approche essentielle pour évaluer convenablement toutes les options d'expansion du réseau.
- (c) Difficultés d'établir des critères techniques et économiques uniformes en matière de production et de transport, d'une part, et de distribution, de l'autre (par exemple pour la formulation de plans directeurs).

Options pour améliorer la planification

Objectifs

17. La réorganisation des dispositions qui régissent actuellement la planification du réseau de JIRAMA a deux objectifs principaux:

- (a) L'élimination du chevauchement actuel des fonctions et des responsabilités en matière de planification qui met en jeu cinq directions (DZI, DZE, "Direction Clients", "Direction Développement" et "Direction Grands Projets"). Trois de ces directions (DZI, DZE et "Direction Clients" s'occupent essentiellement de l'exploitation, et deux ("Direction Développement" et "Direction Grands Projets") de l'aménagement du réseau (production et transport de force).
- (b) La séparation des fonctions en matière de planification et d'équipement du réseau, et le regroupement des fonctions de planification (pour la production et le transport). L'étude d'EDF groupe les fonctions de planification en deux catégories, désignées sous le nom de "Planification A", couvrant les statistiques, les projections de la demande et les études tarifaires, relevant actuellement de la "Direction Clients", et "Planification B", couvrant les études économiques et la planification des investissements (production et transport de force), dont s'occupent la "Direction Développement" et la "Direction Grands Projets".

Elimination des chevauchements

18. La réalisation du premier de ces objectifs (élimination du chevauchement actuel des activités de planification) exige une certaine réaffectation des responsabilités spécifiques, jointe à une définition plus précise du rôle de chacune des directions et de chacun des départements dans la planification. Les recommandations spécifiques d'EDF sont les suivantes:

- (a) Collecte de données : la DZI et la DZE devraient continuer à être chargées de recueillir les données de production, de transport et de distribution.
- (b) Présentation des statistiques : La "Direction Clients" devrait continuer à être chargée de la synthèse et de la présentation des statistiques recueillies dans d'autres services de JIRAMA, mais elle devrait rester en contact étroit avec les usagers des statistiques pour s'assurer que leurs besoins sont satisfaits.
- (c) Analyse des données : Cette fonction devrait devenir la seule responsabilité de la "Direction Clients" à laquelle il faudrait transférer le "Service statistique" de la "Direction Développement".

- (d) Prévisions de la demande : La DZI et la DZE devraient avoir la principale responsabilité des prévisions de la demande au niveau local dans leurs régions, les autres directions qui s'en occupent actuellement (Clients, Développement et Grands projets) les aidant, le cas échéant. Les prévisions globales pour l'ensemble du réseau de JIRAMA devraient incomber essentiellement à la "Direction Clients" avec des données fournies par la DZI (pour le réseau interconnecté) et la "Direction Développement" et la "Direction Grands Projets" (pour les nouvelles demandes industrielles). La "Direction Clients" devrait également être chargée d'assurer la liaison avec les départements de l'administration qui s'occupent du développement économique national; celle-ci devrait également reprendre les fonctions exercées actuellement par la DZI, la "Direction Développement" et la "Direction Grands Projets" dans ce domaine.
- (e) Planification des investissements (production et transport de force) : A l'heure actuelle, trois directions (DZI, Développement et Grands Projets) s'occupent à la fois des aspects techniques et des aspects économiques. Cependant, la DZI s'intéresse essentiellement à l'exploitation du réseau interconnecté, et ses responsabilités en matière de planification des investissements devraient être transférées à la "Direction Développement" ou à la "Direction Grands Projets".
- (f) Matériel et projets : Il existe à l'heure actuelle un chevauchement des fonctions en ce qui concerne (i) les projets d'énergie thermique, (DZI et "Direction Développement", et, à l'intérieur de cette dernière, entre deux départements chargés des stations thermiques); (ii) les projets hydro-électriques ("Direction Grands Projets" pour ceux supérieurs ou égaux à 5 MW et "Direction Développement" pour ceux inférieurs à 5 MW); (iii) le transport de force (DZI, "Direction Grands Projets" et "Direction Développement"). Comme pour la planification des investissements, les fonctions de la DZI devraient être transférées aux deux autres directions.
- (g) Travaux de génie civil et construction (production et transport de force): Les grands projets hydro-électriques sont exécutés par des entrepreneurs étrangers. La JIRAMA construit d'autres centrales (diesel et petites centrales hydro-électriques) ainsi que des installations de transport de force. La "Direction Développement" est déjà chargée de tous les travaux, à l'exception des travaux liés aux centrales diesel existantes qu'elle devrait également reprendre à la DZI et à la DZE.

Options en matière de réorganisation de la planification

19. L'étude d'EDF avance les options suivantes pour réaliser le deuxième objectif sus-mentionné (par. 17 (b)):

Option 1

- (i) Les fonctions de Planification A continuent à relever de la "Direction Clients", comme à l'heure actuelle.
- (ii) Les fonctions de Planification B deviennent la responsabilité exclusive de la "Direction Développement", qui reste chargée de la "Direction Travaux".
- (iii) Responsabilité du matériel centralisée à la "Direction Grands Projets".

Option 2

Toutes les fonctions de planification (A et B) sont transférées à la "Direction Clients".

Option 3

Toutes les fonctions de planification (A et B) sont transférées à la "Direction Développement".

Option 4

Toutes les fonctions de planification (A et B) sont transférées à une nouvelle direction, la "Direction Etudes et Planification".

Note : Pour chacune des options 2-4 qui prévoient le transfert de toutes les fonctions de planification à une seule direction, il existe les deux variantes suivantes:

- (a) La "Direction Grands Projets" reste chargée du matériel.
- (b) La "Direction Grands Projets" est abolie, une fois terminé le projet hydro-électrique d'Andekaleka (pour lequel elle fut créée à l'origine). Ses fonctions en ce qui concerne le matériel et la planification sont transférées à la "Direction Développement", et la séparation des fonctions en matière de planification et de matériel est opérée en chargeant différents départements de la "Direction Développement".

20. En vertu de l'option 1, le nombre des directions resterait le même et cette option entraînerait le minimum de changements de l'organisation actuelle de la planification, mais elle risquerait de bloquer le passage ultérieur aux options 2-4. Les options 2 b) et 3 b)

réduiraient le nombre de directions d'une unité; l'option 4 augmenterait le nombre de directions d'une unité.

21. L'étude d'EDF n'exprime aucune préférence spécifique pour l'une quelconque de ces options dont elle laisse la décision à JIRAMA, mais exprime l'opinion selon laquelle

- (a) Les options 2 b) et 3 b) sont probablement préférables si on prévoit un niveau d'investissement relativement faible pour l'expansion du réseau, ce qui semble probable, dans les conditions actuelles;
- (b) L'option 4 est probablement la meilleure si on prévoit un niveau d'investissement élevé;
- (c) L'option 4 exigerait rapidement une réorganisation générale de la structure actuelle de JIRAMA, qui nécessiterait la préparation d'une étude distincte.

Annexe 41

PREVISION DE LA CROISSANCE DE LA CHARGE (GW)
(3,5 % p.a.)

1. En supposant une croissance de 3,5 % par an, la prévision de la charge s'établit de la façon suivante:

| Année | Réseau interconnecté | Total, Madagascar |
|-------|----------------------|-------------------|
| 1984 | 234,5 | 371,8 |
| 1985 | 242,7 | 384,8 |
| 1986 | 251,2 | 398,3 |
| 1987 | 260,0 | 412,2 |
| 1988 | 297,6 | 426,6 |
| 1989 | 308,0 | 441,6 |
| 1990 | 318,8 | 457,0 |
| 1991 | 329,9 | 473,0 |
| 1992 | 341,5 | 489,6 |
| 1993 | 353,4 | 506,7 |
| 1994 | 365,8 | 524,5 |
| 1995 | 378,6 | 542,8 |

2. Ni une croissance annuelle de la charge de 5 % ni une croissance de 3,5 % n'exigerait une puissance installée supplémentaire du réseau interconnecté, pas plus qu'elle n'aurait de conséquences pour le total des investissements du réseau. Cependant, si on suppose que la croissance de la charge augmentera de 3,5 % par an dans l'ensemble du réseau de JIRAMA, il faudrait environ 26 GWh de moins pour satisfaire les besoins d'énergie des zones extérieures (30 % du total) en 1995. Ceci correspond à la réduction d'environ 5,6 MW de la puissance installée des zones extérieures. Du point de vue monétaire, si cette puissance était fournie par des centrales diesel (900 \$/kW), les économies atteindraient environ 5 millions de dollars pour les coûts d'investissement, soit 7 % du programme total d'investissement de JIRAMA en 1985-1995.

Annexe 5.1

DEMANDE DE PRODUITS PETROLIERS, 1973-1985

| | Unité | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 |
|-------------------------|---------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| (a) en unités initiales | | | | | | | | | | | | | | |
| Butane | 1000 tonnes | 3,7 | 4,0 | 4,0 | 4,7 | 5,3 | 4,8 | 4,6 | 4,7 | 3,8 | 2,6 | 2,4 | 2,4 | 2,8 |
| Essence | 1000 m ³ | 115,5 | 113,5 | 111,3 | 110,5 | 109,9 | 116,5 | 113,8 | 110,8 | 95,2 | 79,2 | 78,7 | 73,3 | 74,9 |
| Essence aviation | 1000 m ³ | - | - | - | - | - | 3,4 | 1,9 | 1,8 | 1,5 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,0 |
| Kérosène | 1000 m ³ |) 61,3) | 61,1) | 62,6 | 41,0 | 39,9 | 37,0 | 39,0 | 36,8 | 35,4 | 34,9 | 37,4 | 33,3 | 35,3 |
| Carburéacteur | 1000 m ³ |) |) |) | 20,6 | 23,7 | 24,6 | 29,0 | 28,4 | 25,1 | 20,8 | 22,8 | 21,7 | 24,0 |
| Gaz-oil | 1000 m ³ | 177,1 | 175,5 | 169,7 | 147,2 | 146,6 | 163,3 | 182,0 | 183,1 | 169,9 | 149,1 | 147,4 | 146,7 | 150,6 |
| Mazout | 1000 m ³ | 107,9 | 132,1 | 105,4 | 79,7 | 60,9 | 63,9 | 119,5 | 99,1 | 63,1 | 53,8 | 54,1 | 43,3 | 51,1 |
| (b) en tep | | | | | | | | | | | | | | |
| Butane | 1000 toe | 4,1 | 4,4 | 4,4 | 5,1 | 5,8 | 5,2 | 5,1 | 5,1 | 4,2 | 2,8 | 2,6 | 2,6 | 3,0 |
| Essence | 1000 toe | 87,9 | 86,4 | 84,7 | 84,1 | 83,6 | 88,7 | 86,6 | 84,4 | 72,5 | 60,3 | 59,9 | 55,8 | 57,0 |
| Essence aviation | 1000 toe | - | - | - | - | - | 3,6 | 1,5 | 1,3 | 1,5 | 1,3 | 1,0 | 1,0 | 0,7 |
| Kérosène | 1000 toe |) 50,0) | 49,7) | 51,0 | 33,3 | 32,4 | 30,1 | 31,7 | 29,9 | 28,8 | 28,4 | 30,4 | 27,1 | 28,7 |
| Carburéacteur | 1000 toe |) |) |) | 16,8 | 19,4 | 20,1 | 23,7 | 23,1 | 20,5 | 17,0 | 18,6 | 17,7 | 19,6 |
| Gaz-oil | 1000 toe | 152,6 | 151,3 | 146,3 | 126,8 | 126,3 | 140,7 | 156,8 | 157,8 | 146,4 | 128,5 | 127,0 | 126,4 | 129,8 |
| Mazout | 1000 toe | 99,4 | 121,8 | 97,1 | 73,4 | 56,1 | 58,9 | 110,1 | 91,3 | 58,1 | 49,6 | 49,9 | 39,9 | 47,1 |
| Total | | 394,0 | 413,6 | 383,5 | 339,5 | 323,6 | 347,3 | 416,0 | 393,4 | 332,0 | 287,9 | 289,9 | 270,5 | 285,9 |

Source: SOLIMA.

PROJECTIONS DE LA DEMANDE DES PRODUITS PETROLIERS, 1984/85-2000/01
 HYPOTHESE HAUTE DE L'ETUDE DE FAISABILITE DE BEICIP, OCTOBRE 1985
 (1.000 tonnes par année fiscale) a/

| | 84/85 | b/ 86/87 | 87/88 | 88/89 | 89/90 | 90/91 | 91/92 | 92/93 | 93/94 | 94/95 | 95/96 | 96/97 | 97/98 | 98/99 | 1999/ 2000 | 2000/ 2001 | Taux d'accrois p.a. à partir de 93/94 |
|-------------------|-------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------------|---------------|--|
| Butane | 2,3 | 2,6 | 3,1 | 3,6 | 4,1 | 4,7 | 5,3 | 5,9 | 6,5 | 7,0 | 7,6 | 8,2 | 8,8 | 9,5 | 10,3 | 11,1 | 8 |
| Essence ordinaire | 55,8 | 59,9 | 60,5 | 60,5 | 61,1 | 61,7 | 62,3 | 62,9 | 63,6 | 64,2 | 64,9 | 65,5 | 66,2 | 66,8 | 67,5 | 68,2 | 1 |
| Essence super | 2,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1 |
| Naphta | - | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 24,0 | 0 |
| Lampant | 28,3 | 34,7 | 33,0 | 31,7 | 32,6 | 33,8 | 35,1 | 36,5 | 38,0 | 39,9 | 41,9 | 44,0 | 46,2 | 48,5 | 50,9 | 53,5 | 5 |
| Jet fuel | 16,5 | 16,6 | 16,8 | 16,8 | 17,0 | 17,2 | 17,6 | 17,9 | 18,2 | 18,6 | 18,9 | 19,3 | 19,7 | 20,1 | 20,5 | 20,9 | 2 |
| Gaz oil | 122,9 | 140,0 | 144,7 | 149,4 | 154,1 | 158,8 | 163,6 | 168,4 | 173,2 | 181,9 | 190,9 | 200,5 | 210,5 | 221,0 | 232,1 | 243,7 | 5 |
| Fuel oil Zeren c/ | - | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 26,0 | 0 |
| Fuel oil 2 | 44,7 | 72,7 | 84,3 | 86,3 | 87,8 | 89,3 | 90,9 | 92,5 | 94,6 | 97,4 | 100,4 | 103,4 | 106,5 | 109,7 | 113,0 | 116,4 | 3 |
| Bitume | 0,8 | 20,0 | 20,0 | 15,2 | 16,6 | 18,0 | 19,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 0 |
| Total | 273,3 | 398,2 | 414,1 | 415,2 | 425,0 | 435,2 | 445,5 | 455,8 | 465,8 | 480,7 | 496,3 | 512,6 | 529,7 | 547,4 | 566,1 | 585,6 | |

a/ Il s'agit seulement de la demande sur le marché malgache intérieur.

b/ Chiffres effectifs de SOLIMA.

c/ Fuel oil pour l'usine d'engrais de Zeren. Ce fuel doit contenir moins de 10 ppm de vanadium et moins de 2% de soufre.

Source: BEICIP, Réhabilitation de la raffinerie de Toamasina, Etude de faisabilité, Octobre 1985.

PROJECTIONS DE LA DEMANDE DES PRODUITS PETROLIERS, 1984/85-2000/01
 HYPOTHESE BASSE DE L'ETUDE DE FAISABILITE DE BEICIP, OCTOBRE 1985
 (1,000 tonnes par année fiscale) a/

| | 84/85 b/ | 86/87 | 87/88 | 88/89 | 89/90 | 90/91 | 91/92 | 92/93 | 93/94 | 94/95 | 95/96 | 96/97 | 97/98 | 98/99 | 1999/ 2000 | 2000/ 2001 | Taux d'accrois |
|-------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|----------------------------------|
| | | | | | | | | | | | | | | | | | p.a. à partir de 93/94 (%) |
| Butane | 2,3 | 2,5 | 3,0 | 3,5 | 4,0 | 4,6 | 5,2 | 5,8 | 6,5 | 6,8 | 7,2 | 7,5 | 7,9 | 8,3 | 8,7 | 9,2 | 5 |
| Essence ordinaire | 55,8 | 54,0 | 54,3 | 54,9 | 54,9 | 55,5 | 55,5 | 56,1 | 56,1 | 56,7 | 57,2 | 57,8 | 58,4 | 59,0 | 59,6 | 60,2 | 1 |
| Essence super | 2,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1 |
| Lampant | 28,3 | 28,7 | 28,0 | 27,1 | 27,7 | 28,2 | 28,8 | 29,4 | 30,0 | 30,6 | 31,2 | 31,8 | 32,5 | 33,1 | 33,8 | 34,5 | 2 |
| Jet fuel | 16,5 | 16,6 | 16,8 | 16,8 | 17,0 | 17,0 | 17,2 | 17,4 | 17,4 | 17,7 | 18,0 | 18,1 | 18,3 | 18,5 | 18,7 | 18,9 | 1 |
| Gaz oil | 122,9 | 138,1 | 139,8 | 140,6 | 143,4 | 146,3 | 150,7 | 155,1 | 159,8 | 164,6 | 169,5 | 174,6 | 179,9 | 185,2 | 190,8 | 196,5 | 3 |
| Fuel oil 2 | 44,7 | 46,8 | 47,7 | 48,7 | 49,6 | 50,6 | 51,7 | 52,7 | 53,8 | 54,9 | 56,0 | 57,1 | 58,2 | 59,4 | 60,6 | 61,8 | 2 |
| Bitume | 0,8 | 20,0 | 20,0 | 15,2 | 16,6 | 18,0 | 19,0 | 19,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 0 |
| Total | 273,3 | 308,4 | 311,3 | 308,5 | 314,9 | 321,9 | 329,8 | 337,2 | 345,3 | 353,0 | 360,8 | 368,6 | 377,0 | 385,3 | 394,0 | 402,9 | |

a/ Il s'agit seulement de la demande sur le marché intérieur malgache.

b/ Chiffres effectifs de SOLIMA.

Source: BEICIP, Réhabilitation de la raffinerie de Toamasina, Etude de faisabilité, Octobre 1985.

MODERNISATION DE LA RAFFINERIE DE SOLIMA

1. Le matériel qui fait déjà partie du nouvel équipement de viscoréduction de la raffinerie, équipement installé en 1982 à un coût d'environ 25,0 millions de dollars E.U., peut être réorganisé et remanié de façon à permettre une transformation secondaire importante de fuel oil résiduel. On arrivera ainsi à une amélioration considérable de la flexibilité du fonctionnement de la raffinerie, ainsi que de sa rentabilité. Le montant de l'investissement supplémentaire nécessaire à ce remaniement a été calculé approximativement à 8,0 millions de dollars, avec une période de recouvrement d'environ deux ans et demi.

2. Les modifications en question se résume de la façon suivante:

- (a) Le brut réduit provenant de l'unité de distillation sera traité dans une nouvelle unité de vaporisation instantanée sous vide, afin de produire du gaz-oil sous vide et du résidu sous vide. Le coût de cette unité (environ 5,0 millions de dollars) constitue la partie la plus importante du montant de l'investissement supplémentaire.
- (b) L'unité d'hydrotraitement qui fait déjà partie de l'équipement de viscoréduction peut se transformer en unité d'hydrocraquage modéré en remplaçant le catalyseur qui s'y trouve à l'heure actuelle, et en intégrant d'autres modifications d'ordre secondaire à l'équipement. Le coût de cette partie de la modernisation a été estimé à environ 1,0 million de dollars.
- (c) Il s'agirait alors de traiter le gaz-oil produit sous vide dans l'unité d'hydrocraquage modéré, afin de produire des quantités supplémentaires d'essence, de diesel et de gaz-oil lourd à faible teneur en soufre.
- (d) Vingt milles tonnes par an du résidu produit sous vide serviraient à produire de la bitume.
- (e) Le résidu produit sous vide qui resterait et le gaz-oil lourd à faible teneur en soufre pourraient alors se faire traiter dans l'unité d'hydrocraquage de l'équipement actuel de viscoréduction, en vue de produire de l'essence et du gaz-oil.

3. Le résultat de ces modifications du traitement du résidu atmosphérique est une augmentation nette de la production d'essence et de diesel, aux dépens de l'excédent de fuel oil résiduel. Une estimation préliminaire de la production avec et sans les modifications, en se basant sur le traitement de brut Arabe léger, donne les résultats suivants:

| | Raffinage sans Modifications | Raffinage avec Modifications |
|---|---------------------------------|---------------------------------|
| | ----- (tonnes par an) ----- | |
| Stock d'alimentation traité (résidu atmosphérique de 500,000 tpa de pétrole brut) | 215,000 | 215,000 |
| Produits: | | |
| Gaz combustible | 6,000 | 8,000 |
| Essence | 9,000 | 18,000 |
| Diesel | - | 37,000 |
| Fuel oil | 180,000 | 132,000 |
| Bitume | <u>20,000</u> | <u>20,000</u> |
| Total | 215,000 | 215,000 |

Note: Les produits de la distillation primaire du brut seront les mêmes dans les deux cas.

4. Pour résumer, l'estimation des coûts de cette proposition de modernisation est la suivante:

| | <u>Millions de dollars E.U.</u> |
|--|---------------------------------|
| Installation de la nouvelle unité de vaporisation instantanée sous vide | 5,0 |
| Transformation de l'unité d'hydrotraitement existente en une unité d'hydrocraquage modéré | 1,0 |
| Autres frais (connexions, imprévus, etc.) | <u>2,0</u> |
| Total | 8,0 |

COMPOSITION DES PRIX DES PRODUIT PETROLIERS, 1977-84

| Date d'application | 1977 28 Mars | 1979 12 Juillet | -----1980----- 4 Avril 14 Nov. | | 1981 23 Mars | 1982 17 Mai | 1984 17 Mai |
|---------------------------------|-----------------|--------------------|--------------------------------------|--------------|-----------------|----------------|----------------|
| <u>Essence - FMG/L</u> | | | | | | | |
| Prix sortie dépôt | 86,000 | 139,000 | 155,000 | 165,000 | 263,000 | 315,000 | 372,000 |
| Marges gérant | 4,000 | 5,000 | 5,000 | 5,000 | 6,000 | 7,000 | 8,000 |
| Transport ville | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>2,000</u> |
| Prix détails pompe | 91,000 | 145,000 | 161,000 | 171,000 | 270,000 | 323,000 | 382,000 |
| <u>Pétrole - FMG/L</u> | | | | | | | |
| Prix sortie dépôt | 45,550 | 67,000 | 77,000 | 79,000 | 105,000 | 120,000 | 151,000 |
| Marges gérant | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 5,000 | 6,000 | 7,000 |
| Transport ville | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | - | - | <u>2,000</u> |
| Prix détails pompe | 50,550 | 72,000 | 82,000 | 84,000 | 110,000 | 126,000 | 160,000 |
| <u>Gas-oil - FMG/L</u> | | | | | | | |
| Prix sortie dépôt | 48,650 | 71,000 | 83,000 | 85,000 | 122,000 | 142,000 | 178,000 |
| Marges gérant | 2,750 | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 5,000 | 6,000 |
| Transport ville | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>1,000</u> | <u>2,000</u> |
| Prix détails pompe | 52,400 | 76,000 | 88,000 | 90,000 | 127,000 | 148,000 | 186,000 |
| <u>Gaz - FMG/bouteille 12,5</u> | | | | | | | |
| Prix sortie dépôt | 1,370 | 2,350 | 2,650 | 3,250 | 4,700 | 5,300 | 6,250 |
| Marges | <u>150</u> | <u>150</u> | <u>150</u> | <u>150</u> | <u>150</u> | <u>200</u> | <u>250</u> |
| Prix détails | 1,520 | 2,500 | 2,800 | 3,400 | 4,850 | 5,500 | 6,500 |
| <u>Mazout - FMG/l a/</u> | | | | | | | |
| Prix sortie dépôt | 29,317 | 30,680 | 44,680 | 60,000 | 70,500 | 94,087 | 121,450 |

a/ Ces prix étaient appliqués le 1er avril 1977, le 1er décembre 1979, le 4 août 1980, le 23 mars 1981, le 1er mai 1982, le 6 juillet 1983 et le 17 mai 1984.

Source: SOLIMA.

EXEMPLES DE NIVEAUX DE TARIFS
(juin 1984)
Unités : FMG/kWh

| | ANTANANARIVO | RESEAU INTERCONNECTE | NOUVEAUX SECTEURS | DIVERS |
|----------------------|---|--|--|--|
| Tarif les plus hauts | Résidentiel Résidentiel T1 (10 kWh) : 55,61 T2 (10 kWh) : <u>108,88</u> | Antsirabe T1 (10 kWh) : 51,25 T2 (10kWh) : <u>93,03</u> | Résidentiel Taux forfaitaire : <u>91,91</u> | Maevatanana Taux forfaitaire : <u>114,59</u> |
| Tarifs les plus bas | FMMT Administrations Contractuel PF/mois/kW:297,55 T1 (1500 h):26,17 T2 (1000 h):23,55 T3 (2500h): <u>19,63</u> | Grand Tana FMMT Administrations PF/an/kW: 12. 870,35 T1 (600 h): 51,48 T2 (1000 h): 38,61 T3 (1600 h): <u>17,90</u> | FMBT Administrations Taux forfaitaire: <u>63,02</u> | Toamasina FMMT Adminis- trations Facultatif 5 kVA PF/mois/kVA: 799,90 T1 (1200 h) : 20,54 T2 (1200 h) : 16,07 T3 (1200 h) : 13,34 T4 (3600 h): <u>12,01</u> |

Notes : T = Tranche
PF = Prélèvement forfaitaire
FMMT = Force motrice, moyenne tension
FMBT = Force motrice, basse tension
Administrations = Consommateurs autres que les particuliers

Source : JIRAMA

PRIX DE DETAIL DES COMBUSTIBLES
LIGNEUX A ANTANANARIVO, 1973-84

| Année | Prix courants (FMG) | | Indice des prix con- sommateur <u>a/</u> | Prix constants (1978 FMG) | |
|--------------------|---------------------|--------------------|--|---------------------------|--------------------|
| | Bois de feu | Charbon de bois | | Bois de feu | Charbon de bois |
| 1973 | 3,0 | 8,6 | 69,5 | 4,3 | 12,4 |
| 1974 | 3,7 | 9,0 | 76,9 | 4,8 | 11,7 |
| 1975 | 4,7 | 10,0 | 84,2 | 5,6 | 11,9 |
| 1976 | 4,7 | 11,0 | 89,8 | 5,2 | 12,3 |
| 1977 | 4,9 | 13,8 | 93,6 | 5,2 | 14,8 |
| 1978 | 5,4 | 14,0 | 100,0 | 5,4 | 14,0 |
| 1979 | 6,9 | 14,0 | 111,2 | 6,2 | 12,6 |
| 1980 | 8,7 | 21,0 | 128,0 | 6,8 | 16,4 |
| 1981 | 13,9 | 25,4 | 162,2 | 8,6 | 15,7 |
| 1982 | 17,7 | 39,4 | 225,8 | 7,8 | 18,0 |
| 1983 | 19,0 | 45,0 | 291,1 | 6,5 | 15,5 |
| 1984 | 22,1 <u>b/</u> | 55,1 <u>b/</u> | 337,7 <u>c/</u> | 6,5 <u>c/</u> | 16,3 <u>c/</u> |
| Ratio 1984/1973 | 7,4 | 6,3 | 4,9 | 1,51 | 1,31 |

a/ INSRE (indice composite du coût générale de la vie).

b/ Mesures effectuées par la mission moyenne de plusieurs.

c/ En supposant un taux d'inflation de 16 % en 1984.

ENQUETE PAR SONDAGE DES PRIX ET DE LA COMMERCIALISATION DES COMBUSTIBLES LIGNEUX
Madagascar, derniers jours d'octobre 1984

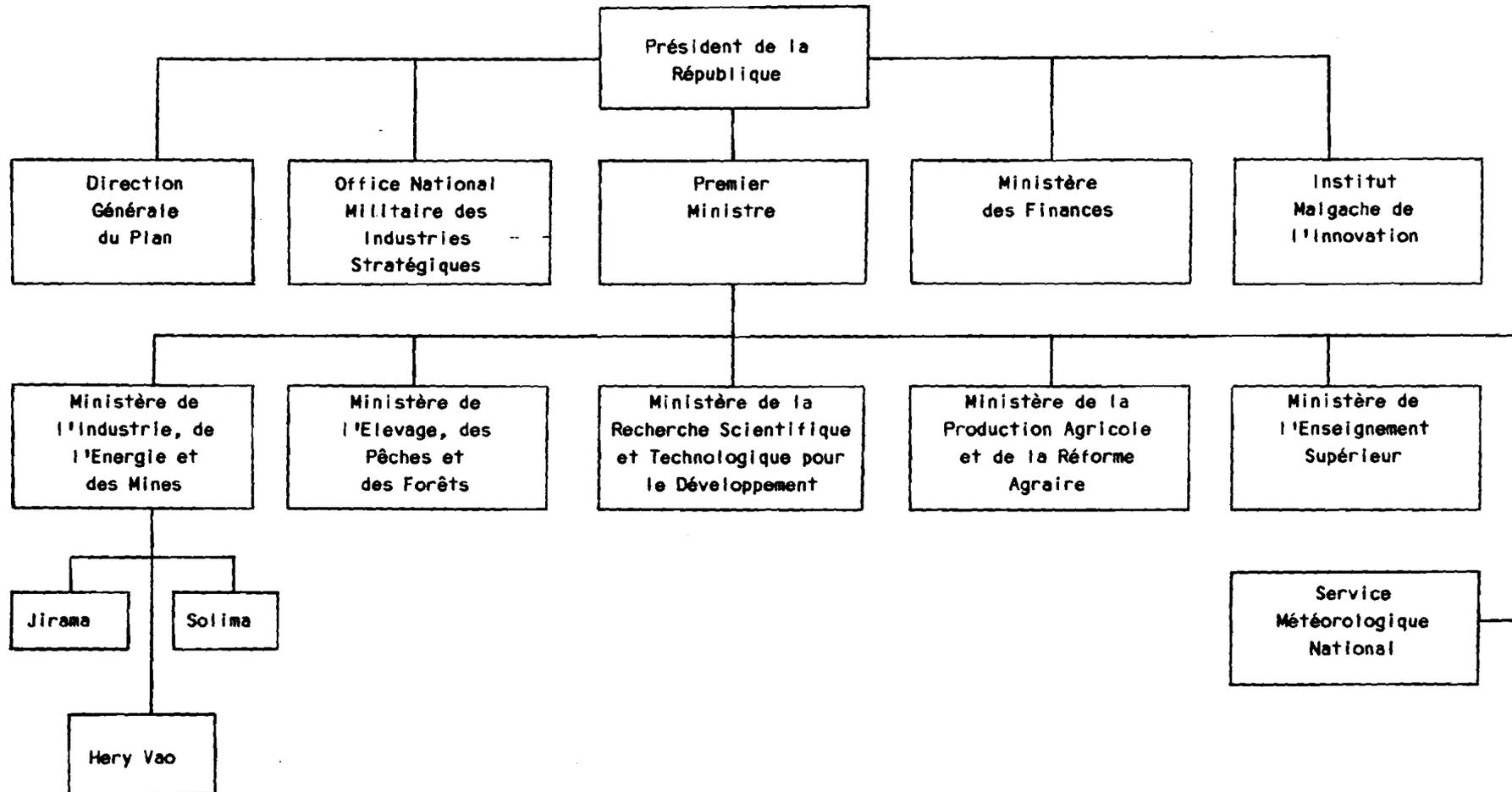
| Lieu | Produit | Dimension de l'unité | Prix au détail | |
|--|--------------------------------------|-------------------------------|------------------|------------------------------|
| | | | au kilo (FMG) | Ventes hebdomadaires |
| Andriatany - près du canal à Antananarivo | Charbon de bois Détail | Pelletée environ 1/3 kg | 54-60 | 35-55 sacs de 25-30 kg |
| Anduatabenaky - près du barrage à Antananarivo | Bois de feu Détail | au kg à la demande | 15 | 5-7 tonnes |
| Imerinafanoany - du côté d'Antananarivo (banlieue) | Charbon de bois Détail | Pelletée 0,32 kg | 57 | 0,3 tonnes |
| Ambohdratino - banlieue d'Antananarivo (en face des "Magasins M") | Charbon de bois Détail | Petits fagots 0,35 kg | 17 | 0,17 tonnes |
| Près d'Angavokely (à 35 km d'Antananarivo sur la route de Moramango) | Charbon de bois Gros | Sacs de 25 kg | 50 | |
| Moramango (à 120 km d'Antananarivo) | Charbon de bois Gros et détail | Sacs de 25 kg et au kg | 34 & 53 | 150 sacs |
| Mahajina - à 35 km de Moramango en allant vers Antananarivo | Charbon de bois Gros | Sacs de 31-32 kg | 27 | 150 sacs |
| Ambohitavy - à 64 km au nord de Moromango | Charbon de bois Gros | Sacs de 26 kg | 24 | variables |

Source: Interviews des marchands et échantillons dont le poids et la teneur hydrométrique ont été vérifiés par une équipe de la DEF et les membres de la mission.

MADAGASCAR

EVALUATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE

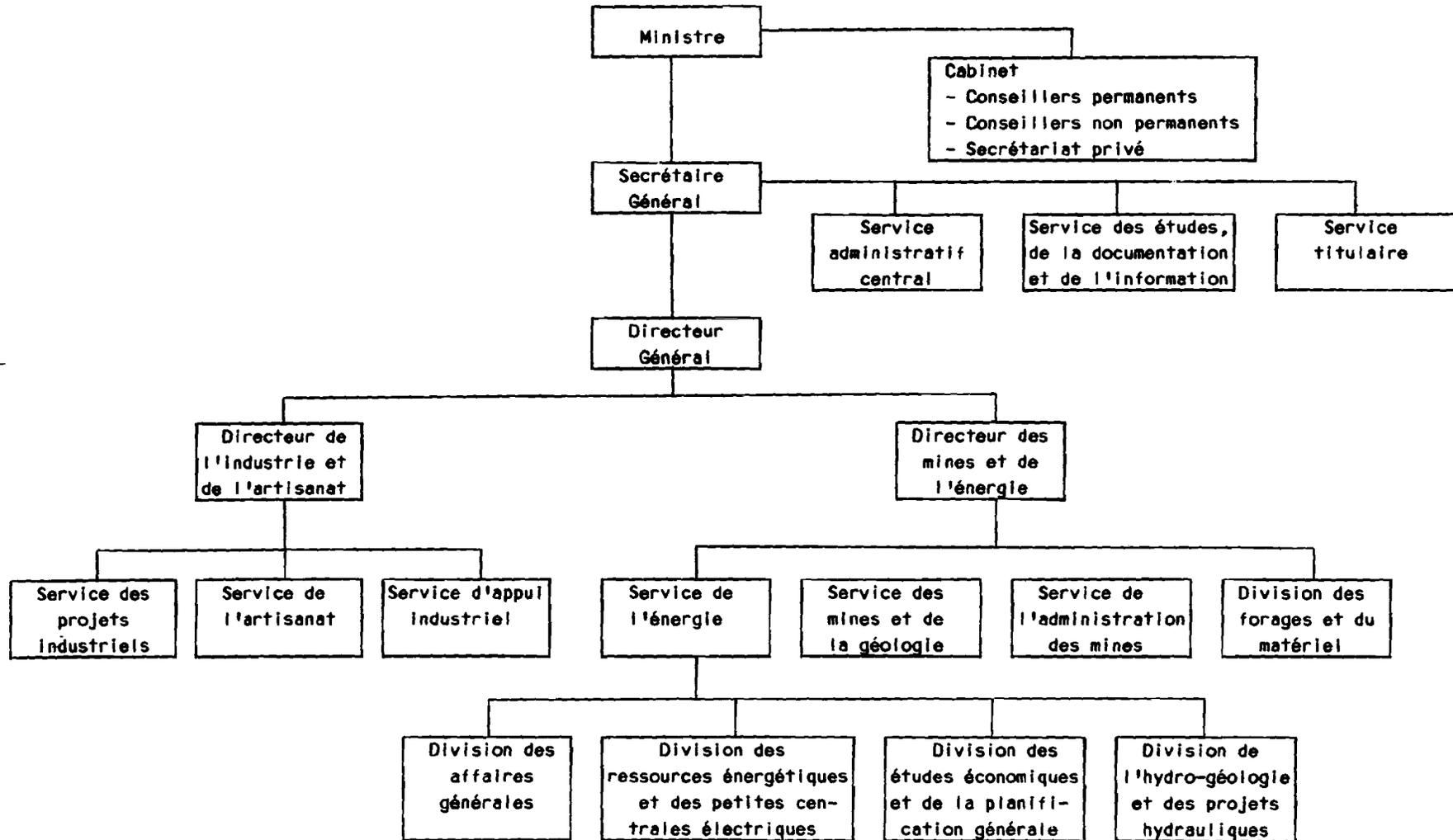
ORGANISATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE

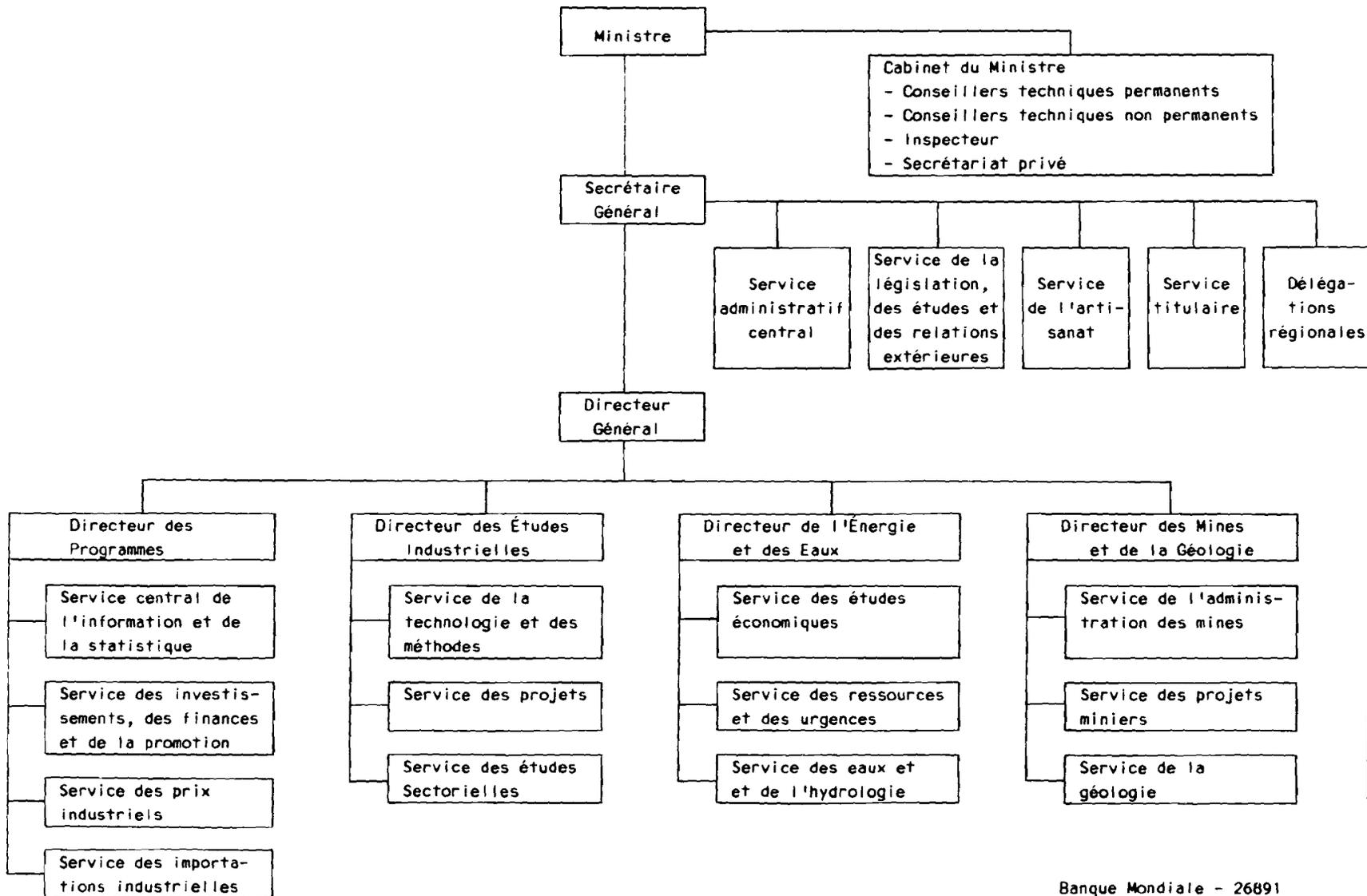


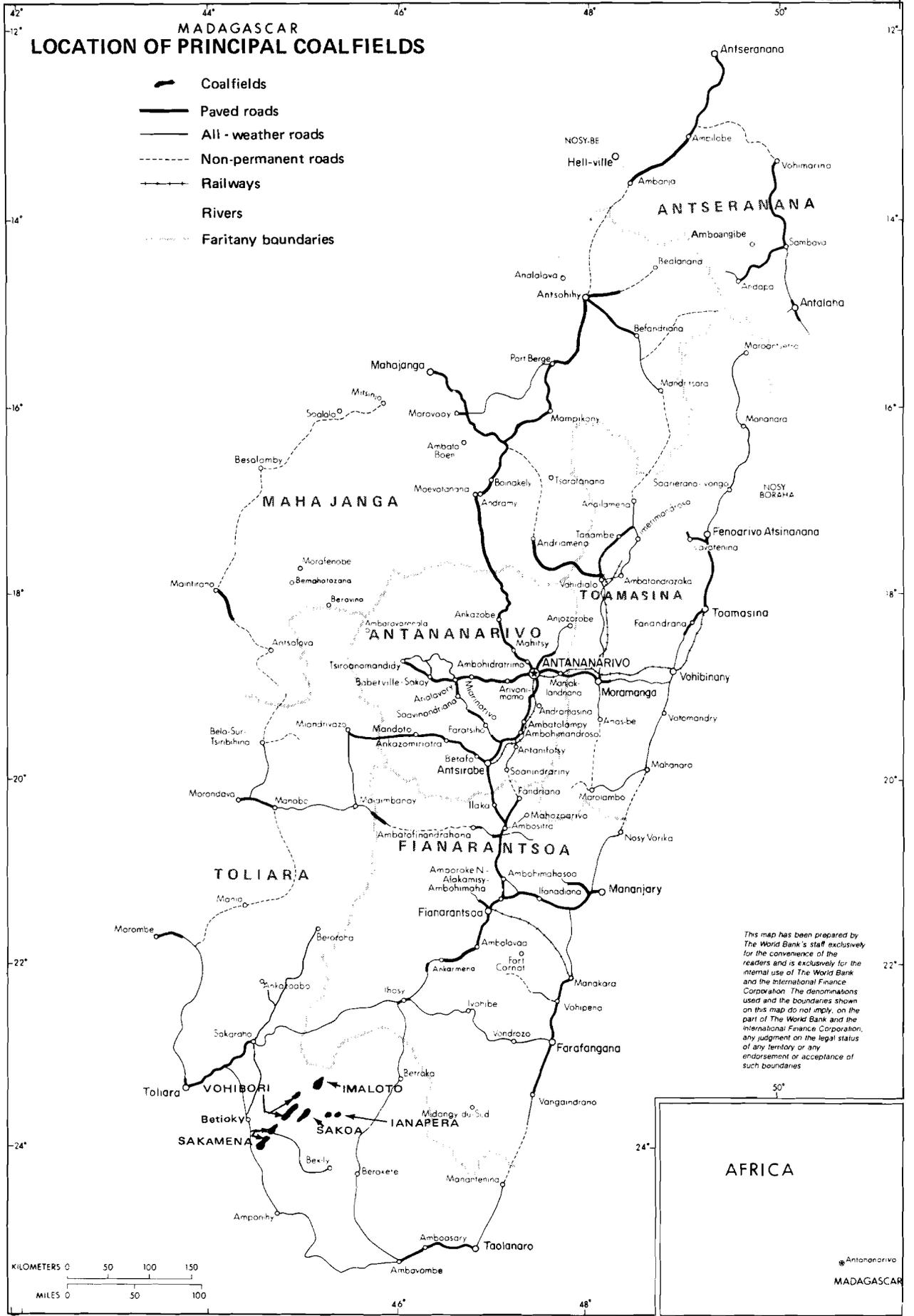
MADAGASCAR

EVALUATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE

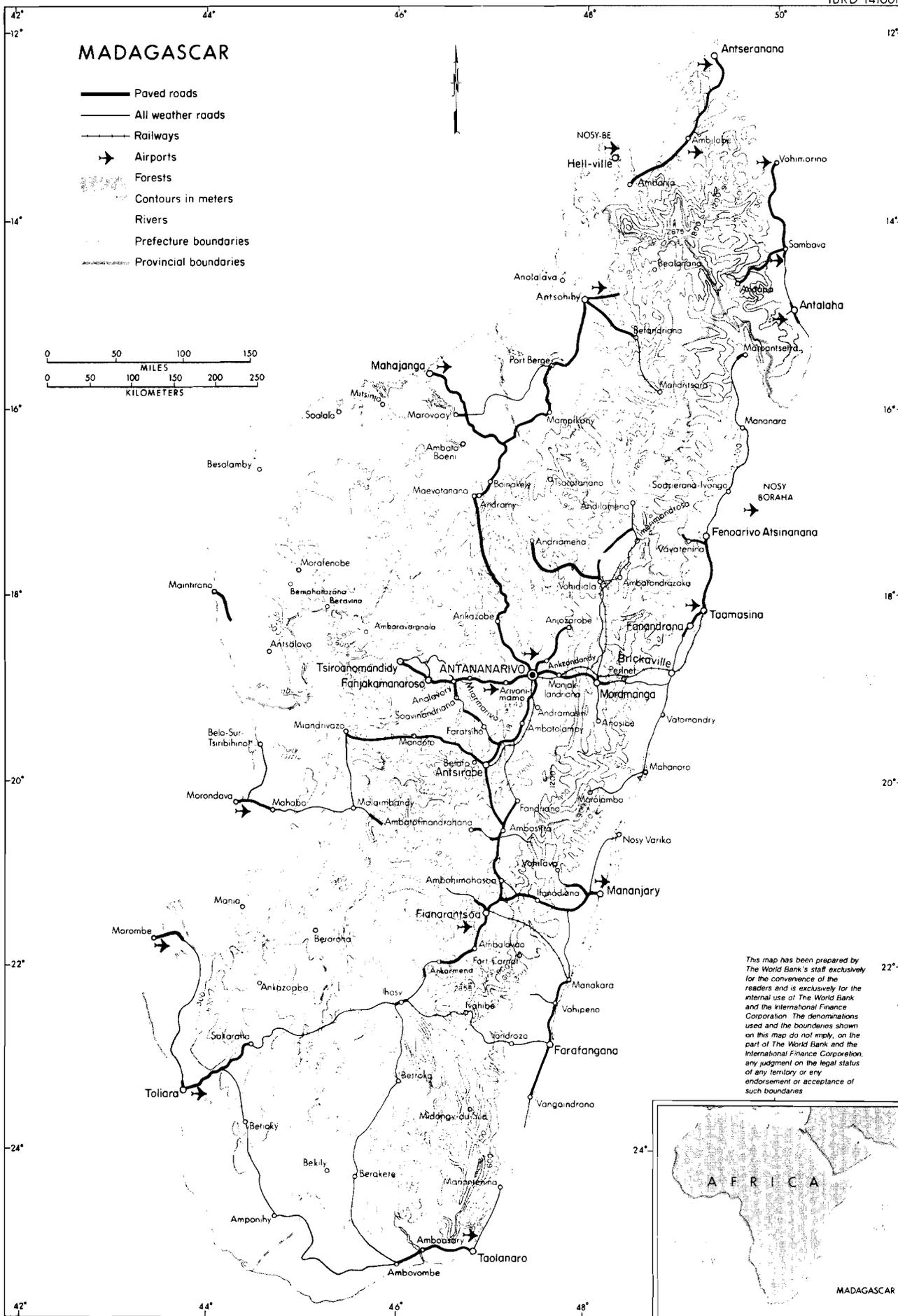
ORGANISATION ACTUELLE DU MINISTRE DE L'INDUSTRIE, DE L'ENERGIE ET DES MINES







This map has been prepared by The World Bank's staff exclusively for the convenience of the readers and is exclusively for the internal use of The World Bank and the International Finance Corporation. The denominations used and the boundaries shown on this map do not imply, on the part of The World Bank and the International Finance Corporation, any judgment on the legal status of any territory or any endorsement or acceptance of such boundaries.



MADAGASCAR PUBLIC POWER STATIONS AND TRANSMISSION LINES

Power Stations:

- Hydro
- ▲ Diesel

Installed Capacity:

- ▲ <500kW
- ▲ 500-1000kW
- ▲ 1000-5000kW
- ▲ >5000kW

Transmission Lines:

- 20kV
- 35kV
- 63kV
- 138kV

