

220 2nd

11747

NOTE TECHNIQUE

GROUPEMENT MANANTALI

IRIRI

DORTMUND



BRUXELLES



DAKAR

O. M. V. S.

ETUDE D'EXECUTION DU BARRAGE ET DE L'USINE HYDRO-
ELECTRIQUE DE MANANTALI

MISSION A.1.15. CHOIX DE LA SOLUTION FINALE

ANALYSE ECONOMIQUE CONDUISANT AU CHOIX DE LA
HAUTEUR DE RETENUE

Projet de synthèse intérimaire

Note Technique n° 3

Mars 1977

TABLE DES MATIERES

| | <u>Page</u> |
|--|-------------|
| 1. <u>INTRODUCTION</u> | 1 |
| 2. <u>LES CAS DE REGULARISATION RETENUS</u> | 3 |
| 3. <u>LES ETAPES DE L'ANALYSE ECONOMIQUE DU PROJET MANANTALI</u> | 6 |
| 4. <u>LE CALCUL DES COUTS ET BENEFICES QUANTIFIABLES</u> | 7 |
| 4.1. Rappel des limitations du calcul quantifiable | 7 |
| 4.2. Les coûts du secteur énergie | 7 |
| 4.3. Les bénéfices du secteur énergie | 11 |
| 4.4. Le secteur navigation | 13 |
| 4.5. Le secteur agricole | 14 |
| 4.6. Les coûts de la régularisation | 15 |
| 5. <u>LES RENTABILITES INTERNES DE CHAQUE SECTEUR</u> | 17 |
| 5.1. Rentabilité interne du secteur énergie | 17 |
| 5.2. Rentabilité interne du secteur navigation | 21 |
| 5.3. Rentabilité interne du secteur agriculture | 22 |
| 6. <u>LA RENTABILITE INTEGREE DES 3 SECTEURS ET LA RENTABILITE GLOBALE</u> | 23 |
| 7. <u>LES DEFICITS ET LEURS PENALITES</u> | 25 |
| 8. <u>CHOIX DE LA HAUTEUR DE RETENUE</u> | 29 |
| 9. <u>PROPOSITION DE REPARTITION DU COUT DE LA REGULARISATION ENTRE LES TROIS SECTEURS ECONOMIQUES</u> | 34 |

ANNEXES

1. Evolution des ventes d'électricité
2. Prix du kWh

1. INTRODUCTION - OBJECTIF DE CETTE NOTE TECHNIQUE

1.1. Les rapports sectoriels couvrant les Missions

A.1.1. Marché de l'Energie

A.1.2. Hydrologie

A.1.3. Navigabilité

A.1.4. Agriculture

A.1.5. Régularisation

déjà remis à l'O.M.V.S. avaient comme objectifs de :

(i) mettre à jour, pour chacun de ces secteurs, les données nécessaires pour la détermination soit du volume d'eau disponible, soit du volume d'eau requis par chacun des secteurs,

(ii) recueillir dans chacun des secteurs les informations économiques requises pour évaluer ultérieurement les avantages à retirer de différents niveaux de retenue et contribuer ainsi à la détermination de la retenue optimum.

1.2. De plus, le Groupement Manantali a remis au début mars 1977 une Note Technique n° 2 décrivant la "Méthodologie de l'analyse économique conduisant au choix de la Hauteur de retenue". Cette note technique visait à décrire la façon d'exploiter les données recueillies dans les premiers rapports pour définir la hauteur de retenue qui assure le meilleur résultat économique, compte tenu des coûts et des avantages de chaque cas de régularisation. Il était prévu de soumettre pour la mi-avril 1977, un rapport de synthèse intermédiaire qui aurait donné les résultats de l'analyse économique proposée dans la Note Technique n° 2.

1.3. Dans l'entretemps, les responsables de l'OMVS pour le projet de Manantali ont souhaité pouvoir connaître les résultats de cette analyse un tant soit peu en avance de la date fixée pour pouvoir en soumettre la teneur à la réunion du Conseil des Ministres de l'OMVS qui doit se tenir à partir du 15 avril 1977. Le Groupement Manantali a dès lors trouvé préférable de soumettre cette "Note Technique n° 3" qui livre la quintessence des résultats obtenus sans présenter tout le détail des explications et des hypothèses faites ni des calculs exécutés.

Les informations complémentaires souhaitées seront fournies de vive voix au cours de la réunion que l'OMVS et le Groupement MANANTALI auront à BAMAKO du 6 au 9 avril 1977. Suite aux discussions et commentaires qui seront formulés lors de cette réunion, cette Note Technique n° 3, qui ne doit donc être considérée que comme un document de travail, pourra au besoin être éditée sous forme d'une synthèse intérimaire telle que proposée dans les paragraphes 3.1.6. de l'Offre de Service du Groupement Manantali.

- 1.4. Au terme de l'analyse esquissée dans cette note, le Groupement Manantali considère justifié de recommander une hauteur de retenue maximum d'environ 208 m, impliquant un barrage d'une hauteur apparente de 60 m, et permettant une production annuelle garantie à 90 % de 800 GWh par an, la navigation continue sur le fleuve Sénégal, permettant le transport annuel de l'équivalent de 4 millions de tonnes entre Kayes et Saint-Louis et la culture en irrigation double de 255.000 ha le long de la Vallée, ces surfaces comprenant celles qui dépendent de DIAMA.
- 1.5. Le coût des investissements en milliards de F.CFA pour cette hauteur de barrage est estimée de la façon suivante, sur base des calculs préliminaires et avec une approximation de $\pm 12,5$ % :

| | <u>COUT DES INVESTISSEMENTS (10^9 F.CFA)</u> | |
|------------------------|---|---------------------------|
| | <u>Energie aux mines</u> | <u>Energie aux villes</u> |
| Barrage | 49,6 | 49,6 |
| Centrale | 11,9 | 14,0 |
| Lignes H.T. | 2,3 | 6,9 |
| Route d'accès | 4,5 | 4,5 |
| Recasement | <u>1,0</u> | <u>1,0</u> |
| Total à Manantali | 69,3 | 76,0 |
| Aménagement des seuils | <u>1,7</u> | <u>1,7</u> |
| Total | 71,0 | 77,7 |

2. LES CAS DE REGULARISATION RETENUS

2.1. Aux termes de l'analyse de Régularisation, on a identifié les douze cas suivants de volumes de la retenue, c'est-à-dire de niveaux maximum d'exploitation qui permettent des productions diverses dans les trois secteurs.

| Cas | Côte IGN (1) | | Objectifs économiques | | |
|-----|------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------|---|
| | Niveau maximum retenue | | GWh/an | ha irrigués | débit spécifique navigation(4) (m3/sec.) |
| | Déficit = 0 % (2) | Déficit = 10 % (2) | | | |
| 1 | 208 | 205 | 800 | + 249.000 | - |
| 2 | 234 | 228 | 800 | 376.000 | 100 |
| 3 | 213 | 208 | 800 | 376.000 | - |
| 4 | 208 | 205 | 800 | 320.000 | - |
| 5 | 207 | 204 | 800 | 255.000 | - |
| 6 | 208 | 205 | 800 | 255.000 | 50 |
| 7 | 213 | 209 | 800 | 255.000 | 100 |
| 8 | 209 | 206 | 800 | 255.000 | - |
| 9 | 204 | 201 | 600 | + 249.000 | - |
| 10 | 202 | 201 | 400 | + 249.000 | - |
| 11 | 212 | 209 | 900 | + 249.000 | - |
| 12 | 201 | - | (664) (3) | + 249.000 | - |

(1) Côte IGN du niveau maximum. Rappelons que le lit de la rivière au site de Manantali se situe à 153 m IGN et qu'il faut ajouter environ 5 m au niveau maximum de la retenue pour obtenir la hauteur du barrage.

(2) Pour la définition des déficits, voir Rapport Mission A.1.5. Régularisation.

(3) Energie moyenne interannuelle.

(4) Tous les cas de régularisation assurant la navigation sur le fleuve, quel que soit le débit, le tirant d'eau nécessaire étant donné par un creusement plus ou moins profond des seuils.

2.2. Comme expliqué dans la méthodologie, (Note Technique n° 2) le but du présent calcul économique est de départager les solutions possibles du point de vue économique. Pour ce faire, on a commencé par éliminer un certain nombre d'hypothèses de régularisation qui, de toute façon, ne satisferont pas les objectifs du réservoir ou les contraintes techniques.

2.2.1. Cas n° 2 (H = 234 m; GWh : 800; ha : 376.000; Nav. : 100 m³/s).

Ce cas avait été étudié parce qu'il satisfait le maximum productible dans les trois secteurs. Toutefois, comme il implique une hauteur de retenue à 234 m et donc un barrage de quelque 86 m de hauteur, son coût ne permettrait aucune rentabilité acceptable.

2.2.2. Cas n° 4 (H = 208 m; GWh : 800/an; ha : 320.000 ha; Nav. : 0 m³/s)

Le rapport de navigation (A.1.4.) montre que le volume de dragage et de dérochement pour cette solution qui ne prévoit aucun débit spécifique pour la navigation, s'élèverait à environ 1.800 millions de m³. Ceci risquerait de déstabiliser l'équilibre du profil en long du fleuve, entraînant des coûts de dragage annuels trop élevés, et des conséquences hydrauliques difficilement évaluables.

2.2.3. Cas n° 6 (H = 208 m; GWh : 800/an; ha : 255.000; Nav. : 50 m³/s)

Pour ce cas, intermédiaire entre les cas 5 et 7, la hauteur du barrage augmente d'un mètre par rapport au cas 5 mais n'entraîne qu'une très faible réduction du coût d'aménagement des seuils (114 millions de F.CFA).

La similitude des résultats économiques par rapport au cas n° 5 rend donc les cas 5 et 6 équivalents. L'analyse du cas n° 5 doit donc suffire.

2.2.4. Cas n° 8 (H = 208 m; GWh : 800/an ; ha : 255.000; Nav. : 0 m³/s)

Ce cas est semblable au cas n° 1 et son analyse économique équivalente.

2.2.5. Cas n°s 9, 10, 12

Ces cas de régularisation n'assurant pas le productible énergétique de 800 GWh/an entraînent une rentabilité trop basse pour qu'ils soient considérés. D'un côté le coût du kWh augmente en raison inverse du productible et le nombre de kWh produit est réduit; d'un autre côté, ne pas dimensionner le site de Manantali pour son productible maximum priverait définitivement la région d'une partie du potentiel existant, ce qui ne paraît pas acceptable à long terme.

2.3. Les cas retenus pour l'analyse économique ultérieure sont donc les cas de régularisation n° 1, 3, 5, 7, 11.

2.3.1. Cas n° 1, dit "des Termes de Référence" correspond aux prescriptions de ceux-ci. Il assure un productible de 800 GWh et un débit minimum garanti à Bakel de 300 m³/sec, ce qui permet l'irrigation de quelque 249.000 ha et une navigation résiduelle moyennant aménagement des seuils.

2.3.2. Cas n° 3, assure le même productible énergétique mais pousse l'irrigation jusqu'au maximum des surfaces qui dépendent de Manantali soit 376.529 ha net ou encore 470.000 ha brut. La navigation qui bénéficie de toute l'eau d'irrigation tant que celle-ci n'est pas prélevée, demande moins de travaux d'aménagement des seuils que le cas n° 1.

2.3.3. Cas n° 5, assure toujours 800 GWh par an mais ne permet plus que 255.000 ha d'irrigation. Cette surface correspond à un optimum de cadence d'investissement de quelque 5.000 ha/an pendant 50 ans à partir de 1977. La navigation assurée par l'eau résiduelle après prélèvement pour l'irrigation demande d'importants travaux d'aménagement.

2.3.4. Cas n° 7, assure toujours 800 GWh par an, permet l'irrigation de 255.000 ha et fournit un supplément de 100 m³/s pour la navigation ce qui permet de réduire les coûts d'aménagement des seuils.

2.3.5. Enfin, le cas n° 11, assure un productible de 900 GWh, un débit minimum à Bakel de 300 m³/s, qui permet l'irrigation de 249.000 ha, et une navigation par eau résiduelle et aménagement des seuils du même ordre de grandeur que le cas n° 5.

3. LES ETAPES DE L'ANALYSE ECONOMIQUE DU PROJET MANANTALI

- 3.1. Comme indiqué dans la Note Technique n° 2, que ce paragraphe veut rappeler succinctement, les étapes de l'analyse économique du projet Manantali peuvent se résumer de la façon suivante :
- 3.1.1. Définition d'un certain nombre de solutions techniquement possibles pour la phase finale; (voir Rapport de la Mission A.1.5. Régularisation)
 - 3.1.2. Elimination à priori d'un certain nombre de solutions inacceptables; (voir paragraphe 2 de cette Note)
 - 3.1.3. Comparaison de la rentabilité interne globale et des déficits acceptables pour les cinq cas de régularisation retenus sur base des informations recueillies lors de la première partie de la Première Phase de l'étude et des estimations des coûts du barrage disponibles actuellement;
 - 3.1.4. Recommandation d'une (ou plusieurs) hauteur de retenue;
 - 3.1.5. Une fois l'approbation de l'O.M.V.S. obtenue quant à la hauteur de retenue, on poussera l'analyse économique de la solution retenue
 - (a) en définissant d'une façon beaucoup plus précise les coûts des investissements;
 - (b) en montrant comment une gestion adaptée pourrait augmenter les bénéfices quantifiables.
- 3.2. Cette Note Technique n° 3 s'adresse spécifiquement aux points 3.1.3. et 3.1.4. ci-dessus.

4. LE CALCUL DES COUTS ET BENEFICES QUANTIFIABLES

4.1. Rappel des limitations du calcul quantifiable

Comme indiqué dans la Note Technique n° 2, l'analyse économique faite ci-après se limite aux bénéfices quantifiables, à savoir :

- (a) les kWh produits,
- (b) les tonnes km transportées par bateau,
- (c) les tonnes de produits agricoles obtenus.

Le barrage de Manantali apportera des avantages complémentaires sans doute tout aussi importants qui ne sont pas intégrés dans le calcul. Ils n'en existent pas moins. Les chiffres de rentabilité obtenus ne sont donc que des indicateurs partiels d'une rentabilité plus générale.

4.2. Les coûts du secteur énergie

Deux hypothèses principales ont été ouvertes. Elles ne couvrent pas la totalité des scénarios prévisionnels proposés dans l'étude de l'énergie, mais permettent de les encadrer.

4.2.1. Solution A

Approvisionnement des exploitations minières

L'on a admis que la demande induite par les industries minières s'élèverait dès le début de leur exploitation à 800 GWh, ce qui correspond, si l'on tient compte des pertes en ligne et de la consommation propre de la centrale, à des ventes nettes de 760 GWh/an au maximum.

Cette hypothèse est optimiste, dans la mesure où elle suppose que la MIFERSO produira 10 millions de tonnes de pellets par an, avec ou sans l'adjonction de minerai de fer en provenance du gisement malien de DJIDJAN-KENIEBA.

Elle suppose également que la centrale produira régulièrement 800 GWh/an, ce qui exclut l'éventualité d'une période de sécheresse grave au cours de la phase transitoire; l'on sait en effet que si une telle situation devait se produire, les ponctions d'eau nécessaires aux cultures de décrue réduiraient le productible énergétique.

Il s'agit donc d'une hypothèse favorable, en vertu de laquelle l'exploitation minière serait engagée dès la mise en service du barrage, avec un rythme et un niveau de production élevés, et sans contrainte d'approvisionnement énergétique.

Sur ces bases, les caractéristiques d'équipement de la centrale seraient les suivantes⁽¹⁾ :

- puissance installée : 160 MW
- productible : 800 GWh
- échancier d'investissement : répartition linéaire des dépenses d'investissements du génie civil, des équipements électromécaniques et des lignes HT entre 1981 et 1984,
- renouvellement des équipements : grâce à des mesures régulières d'entretien, ce renouvellement peut se limiter à quelque 40 % des investissements de base au bout de 34 à 35 ans, ce qui porterait leur durée de vie à 50 ans⁽²⁾.
La valeur résiduelle serait nulle au-delà.

4.2.2. Solution B

Approvisionnement des centres urbains du MALI

Cette hypothèse alternative a été évaluée à partir des données suivantes :

- l'évolution de la demande d'énergie de BAMAKO et de KAYES correspondrait aux taux de croissance moyens recensés dans l'étude de marché (Mission A.1.1. - chapitre 2.3.2.b),
- le raccordement de BAMAKO et de KAYES n'entrerait en fonctionnement qu'à partir de la première année d'utilisation de l'énergie de MANANTALI dans la capitale, c'est-à-dire en 1987 au plus tôt. L'énergie appelée par KAYES avant cette date serait trop faible pour justifier, en termes économiques, la mise en service de la centrale et d'une ligne HT.

(1) voir Rapport sur le Marché de l'Energie A.1.1. - Deuxième partie

(2) voir Rapport sur les Prix Unitaires - Mission A.1.9. - Chapitre 7.

Sur ces bases, les caractéristiques d'équipement de la centrale seraient les suivantes ⁽¹⁾ :

- puissance installée : 200 MW
- productible : 800 GWh à 900 GWh, selon les réserves d'eau disponibles, ce qui correspond à un maximum de ventes nettes de 750 ou 850 GWh (5 à 6 % de pertes en ligne),
- équipement : 5 groupes Francis à prévoir en deux phases :
 - . 3 groupes entre 1983 et 1986
 - . 2 groupes entre 1994 et 1996.

En variante, l'on peut envisager un étalement plus souple encore des équipements, ce qui correspondrait à l'échéancier suivant :

- . 2 groupes entre 1983 et 1986
- . 1 groupe entre 1990 et 1992
- . 2 groupes entre 1994 et 1996.
- Comme dans l'hypothèse d'approvisionnement des industries minières, les équipements de base seraient renouvelés à raison de 40 % environ au bout de 34 - 35 ans, ce qui permettrait de porter leur durée de vie à 50 ans.

4.2.3. Frais d'investissement et de fonctionnement

4.2.3.1. Investissements

Les frais d'investissement sont exposés dans le tableau 4.2.3.

Ils couvrent :

- la centrale, en ce compris :
 - . le génie civil
 - . les équipements électro-mécaniques
- les lignes H.T., en ce compris :
 - . le poste distributeur,
 - . les postes d'extrémité.

(1) voir rapport sur le Marché de l'Energie : Mission A.1.1. - Deuxième partie

TABLEAU 4.2.3.

COUTS D'INVESTISSEMENT ET D'ENTRETIEN DE LA CENTRALE DE MANANTALI

Unité : million F.CFA

| Composantes des aménagement | Coûts de construction | Coûts d'entretien annuels | |
|---|--------------------------|--------------------------------|-----------|
| | | % des coûts de construction | |
| 1. <u>GENIE CIVIL</u> | | | |
| Centrale sous-station | 2.576 | 0,9 | 23 |
| 2. <u>EQUIPEMENTS</u> | | | |
| <u>Solution A</u> (approvision. miniers) | | | |
| - Centrale | 9.310 | 1,5 | 140 |
| - Ligne H.T. | <u>2.340</u> | 1,0 | <u>23</u> |
| Sous-total | 11.650 | | 163 |
| <u>Solution B</u> (approvision. urbains) | | | |
| <u>1ère phase</u> | | | |
| - Centrale | 8.223 | 1,5 | 123 |
| - Lignes H.T. | <u>6.905</u> | 1,0 | <u>69</u> |
| Sous-total | 15.128 | | 192 |
| <u>2nde phase</u> | | | |
| - Centrale | 3.185 | 1,5 | 48 |
| 3. <u>TOTAL GENERAL</u> | | | |
| Solution A | 14.226 | | 186 |
| Solution B | | | |
| - 1ère phase | 17.704 | | 215 |
| - 2nde phase | <u>3.185</u> | | <u>48</u> |
| Total : | 20.889 | | 263 |

Rappelons que l'on prévoit :⁽¹⁾

- soit une ligne de 220 kV sur 120 km entre MANANTALI et le gisement de la FALEME,
- soit une ligne de 220 kV sur 310 km entre MANANTALI et BAMAKO,
- et une ligne de 90 kV sur 180 km entre MANANTALI et KAYES.

4.2.3.2. Fonctionnement

Les frais de fonctionnement donnés au tableau 4.2.3. ont été répartis comme suit :

- frais de personnel (salaires + charges sociales) sur la base de l'organigramme d'exploitation présenté en annexe,
- frais d'entretien :
 - génie civil : 0,9 % de l'investissement, hors charges intercalaires;
 - équipement centrale : 1,5 %, hors charges intercalaires;
 - ligne H.T. : 1 %, hors charges intercalaires.
- frais divers (frais de gestion, frais généraux, assurances, taxes, etc.) :
 - 1 % de l'investissement

soit une moyenne de :

- 3,1 % de l'investissement de base dans l'hypothèse A
(centrale de 160 MW - approvisionnement de la FALEME)
- 2,75 % de l'investissement de base dans l'hypothèse B
(centrale de 200 MW - approvisionnement des centres urbains)

4.3. Les Bénéfices du secteur Energie

4.3.1. Approvisionnement des exploitations minières

Le prix de vente de l'énergie rendue à l'usine de pellets et aux mines de fer ne devrait pas s'élever au-dessus de 4,8 F.CFA/kWh pour une rentabilité brute des capitaux investis dans le cadre de MIFERSO de l'ordre de 5 %.⁽²⁾

Le prix du kWh qui annulerait la rentabilité d'une production de pellets de 10 millions de tonnes/an s'élèverait à 17 F.CFA.

(1) voir rapport A.1.1. - Deuxième partie - chapitre 5

(2) voir le détail de cette estimation à l'Annexe 2

L'évaluation de la rentabilité interne de la centrale de MANANTALI, dans l'hypothèse où celle-ci aurait à assurer en priorité l'approvisionnement de l'industrie minière, se fonde dès lors sur le prix du kWh = 4,8 F.CFA.

Afin de préciser le niveau de rentabilité théoriquement le plus élevé que celle-ci pourrait atteindre⁽¹⁾, l'on a examiné les résultats induits par un prix de vente = 17 F.CFA/kWh. Mais il ne s'agit évidemment pas d'un prix commercial.

4.3.2. Approvisionnement urbain

L'on a évalué la fourchette des prix du kWh rendu à BAMAKO qui placerait l'électricité de MANANTALI à un niveau de coût comparable :

- au coût moyen de l'approvisionnement de la capitale, à l'époque où les centrales hydroélectriques de SOTUBA et de SELINGUE seront exploitées à pleine capacité,
- ou, à tout le moins, au coût moyen actuel de l'approvisionnement mi-thermique, mi-hydroélectrique de BAMAKO.

Dans le premier cas, l'on a estimé que le prix du kWh rendu à BAMAKO, avant distribution, devrait être de l'ordre de 12 F.CFA⁽²⁾.

Dans le second il ne devrait pas dépasser 15 F.CFA⁽²⁾, au risque d'imposer à la ville une électricité qui, bien que beaucoup moins chère que celle qui résulterait du maintien d'une production thermique⁽³⁾, ne serait guère plus économique que celle dont on dispose aujourd'hui.

(1) en reportant sur la centrale la totalité de la rentabilité escomptée de la chaîne énergie - exploitation minière - pelletisation - vente FOB

(2) voir le détail de cette estimation à l'Annexe 2

(3) le coût du combustible par kWh thermique s'élève à 16,6 F.CFA (1977)

4.4. Les secteurs navigation

4.4.1. Les coûts du secteur navigation se composent principalement :

- (a) du coût des aménagements des seuils,
- (b) du coût de la flotte choisie,
- (c) du coût de l'infrastructure fluviale.

Les coûts des aménagements des seuils et de la flotte ont été analysés dans le rapport de la Mission A.1.3. - Navigabilité.

4.4.2. Pour les infrastructures portuaire et fluviale, on a fait les estimations suivantes basées sur les études antérieures d'aménagement portuaire du fleuve, revues par le Groupement Manantali et ajustées aux prix de 1976/77.

| | (10 ⁶ F.CFA) | | | | | | | |
|-------------------------|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|--------|
| | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | TOTAL |
| Port de St.Louis | 1.500 | 2.000 | 2.000 | 1.000 | - | - | - | 6.500 |
| Port de Kayes | - | - | 1.000 | 800 | - | - | - | 1.800 |
| Neuf ports fluviaux | - | - | - | 400 | 800 | 600 | - | 1.800 |
| Balisage | - | - | - | 400 | - | - | - | 400 |
| Ouvrages sur les seuils | - | - | 400 | 400 | - | - | - | 800 |
| Total investissement | 1.500 | 2.000 | 3.400 | 3.000 | 800 | 600 | - | 11.300 |
| Entretien 5 % | | 75 | 175 | 325 | 475 | 535 | 565 | - |
| Total coûts annuels | 1.500 | 2.075 | 3.575 | 3.325 | 1.275 | 1.135 | 565 | - |

On estime donc que le total des coûts d'infrastructure fluviale (à l'exclusion des coûts d'aménagement des seuils qui varient suivant les cas de régularisation) s'élève à 11,3 milliards de F.CFA.

4.4.3. Pour ce qui est des bénéfices du transport fluvial, on a estimé que les transports par voie fluviale augmenteraient de 438 millions de tonnes.km en 1986 à 3.914 millions de tonnes.km en 2026 suivant les hypothèses données dans le rapport de la Mission A.1.3. Navigabilité (p. 48 tableau 23). On a exclu dans le calcul présent tout transport de minerais.

Le bénéfice de la t.km transportée par bateau est supposée équivalent au coût qu'il ne faut pas payer pour transporter cette tonne par l'alternative la moins chère, à savoir le chemin de fer. Sur base des estimations des experts du Groupement Manantali, le coût de la t.km ferroviaire s'élève à 12 F.CFA. Par ailleurs, "l'Etude du Transport Routier de Marchandises au Mali" (Tractionel, Bruxelles, Décembre 1976) indique un prix équivalent à 8,525 F.CFA/t.km qui ne tient pas compte de toutes les subventions accordées au réseau ferroviaire mais que l'on peut estimer à quelque 2 F.CFA/t.km. De plus on a estimé que la rupture de charge à KAYES pour les marchandises qui voyagent au-delà de ce port représentait un coût moyen supplémentaire de 1,75 F.CFA/t.km. Pour évaluer les bénéfices de la navigation on a donc pris une valeur de 10,25 F.CFA par t.km.

4.5. Le secteur agricole

4.5.1. Les coûts et bénéfices du secteur agricole ont été décrits en détail dans le rapport de la Mission A.1.4. Agriculture (Deuxième partie, Tableau 10).

Les valeurs retenues sont les suivantes :

- Bénéfices agricoles : 164.400 F.CFA/ha
- Bénéfices agricoles et élevage : 191.500 F.CFA/ha
- Coûts variables annuels : 97.230 F.CFA/ha
- Coût d'investissement imputable à Manantali : 316.319 F.CFA/ha
- Renouvellement des équipements tous les 6 ans

4.5.2. On a déduit les coûts et bénéfices imputables aux 24.400 ha de culture de contre-saison attribuables à Manantali.

4.6. Les coûts de la régularisation

4.6.1. Les coûts de la régularisation comprennent :

- (i) le coût du barrage à l'exclusion de la centrale,
- (ii) le coût de la route d'accès,
- (iii) le coût du recasement des populations,
- (iv) la perte des cultures de décrue.

4.6.2. Les coûts du barrage

Les coûts d'investissement et de fonctionnement des différents barrages sont détaillés de la façon suivante

4.6.2.1. Coût de construction - coût annuel des réparations

| Partie du barrage | | Coût de construction F.CFA 10 ⁶ | Coût annuel des réparations | |
|---------------------------------|---------------------|---|-----------------------------|-----------------------|
| | | | % du coût | 10 ⁶ F.CFA |
| A. <u>GENIE CIVIL</u> | | | | |
| <u>Solution 1</u> | | | | |
| sans déficit | hauteur barrage 213 | 48.000 | 0,25 | 120 |
| 10 % déficit | " " 210 | 45.000 | 0,25 | 113 |
| <u>Solution 3</u> | | | | |
| sans déficit | hauteur barrage 218 | 54.000 | 0,25 | 135 |
| 10 % déficit | " " 213 | 48.000 | 0,25 | 120 |
| <u>Solution 5</u> | | | | |
| sans déficit | hauteur barrage 212 | 47.000 | 0,25 | 118 |
| 10 % déficit | " " 209 | 44.000 | 0,25 | 110 |
| <u>Solution 7</u> | | | | |
| sans déficit | hauteur barrage 218 | 54.000 | 0,25 | 135 |
| 10 % déficit | " " 214 | 49.000 | 0,25 | 123 |
| <u>Solution 11</u> | | | | |
| sans déficit | hauteur barrage 217 | 52.000 | 0,25 | 130 |
| 10 % déficit | " " 214 | 49.000 | 0,25 | 123 |
| B. <u>EQUIPEMENT DU BARRAGE</u> | | 1.572 | 1,50 | 24 |

4.6.2.2. Frais de fonctionnement (barrage)

Barrage (avec exploitation de la centrale)

- Salaires personnel : 10.10^6 F.CFA

- Matières consommation courante : 3.10^6 F.CFA

4.6.2.3. Frais de renouvellement

Durée de vie du génie civil : 50 ans

Durée de vie des équipements : 35 ans

Il faut donc pendant les années 34 et 35 un renouvellement partiel des équipements estimés à 40 % de l'investissement initial.

Par an : $1.572 \times 0,40 \times \frac{1}{2} = 314$.

4.6.2.4. Prévision des dépenses

Durée de la construction : 6 ans pour le barrage

4 ans pour les équipements

Dépenses réparties linéairement.

4.6.3. Les coûts de la route d'accès sont ceux qui ont été indiqués dans la Note Technique n° 1 "Etude de la Route d'Accès" réduits d'environ 700 millions de F.CFA.

4.6.4. Dans l'attente des résultats de recensement des populations et d'une première estimation du coût du recasement des populations, on a provisoirement estimé le coût du recasement à 1 milliard de F.CFA.

4.6.5. La perte nette due à la disparition des cultures de décrue est estimée à 1,2 milliard/an sur base des rendements et estimations donnés dans le rapport de la Mission A.1.4.

5. LES RENTABILITES INTERNES DE CHAQUE SECTEUR

Par rentabilité interne de chaque secteur, on désigne la rentabilité qui découle des coûts et des bénéfices propres au secteur, c'est-à-dire à l'exclusion des coûts de la régularisation.

5.1. Rentabilité interne propre du secteur énergie

| Fourniture | Productible annuel | Prix de vente du kWh (F.CFA/kWh) | | | |
|------------|--------------------|----------------------------------|---------|---------|---------|
| | | 4,80 | 12,00 | 15,00 | 17,00 |
| aux mines | 800 GWh | 15,92 % | 32,13 % | - | 40,14 % |
| aux villes | 800 GWh | - | 12,99 % | 14,75 % | - |
| | 900 GWh | - | 12,99 % | 14,75 % | - |

5.1.1. Interprétation des résultats

La rentabilité interne induite par la vente d'électricité à la MIFERSO serait supérieure à celle que la vente d'électricité à BAMAKO et à KAYES permettrait en principe d'atteindre, si le prix du kWh n'y dépassait pas 12 F.CFA et si le productible de la centrale ne s'élevait pas au-dessus de 800 GWh.

L'écart de l'ordre de 3 points ainsi dégagé est cependant peu significatif, si l'on considère que :

- (a) tout retard apporté au démarrage de l'exploitation minière et de l'unité de pellets par rapport à la période de construction du barrage et de la centrale réduirait le taux de rentabilité de la production d'énergie. Or une telle éventualité ne peut être écartée, étant donné l'ampleur et la complexité des infrastructures à mettre en place simultanément : port minéralier, voie ferrée, centrales complémentaires sur la GAMBIE ou ailleurs.

- (b) à fortiori, un report de l'exploitation minière vers les années 1990 - 1995 - dont la possibilité ne semble pas non plus devoir être exclue - conduirait à une immobilisation prolongée et donc coûteuse des capitaux investis dans le barrage pour la production énergétique, même si la construction et l'équipement de la centrale étaient décalés de quelques années
- (c) en revanche, la demande d'énergie en provenance des villes existera potentiellement dès l'achèvement des ouvrages de MANANTALI, à KAYES en tout cas, à BAMAKO peu d'années plus tard. Le problème fondamental qui se pose, dans cette perspective, est le niveau très faible des ventes que l'on atteindra au cours des premières années, et qui entraînerait des coûts d'exploitation relativement très élevés tant au niveau de la production que du double réseau de transport H.T. entre MANANTALI d'une part, KAYES et BAMAKO d'autre part.

5.1.2. Cependant, les possibilités d'amélioration de la rentabilité de la centrale, dans l'hypothèse où celle-ci serait exclusivement orientée vers les villes et industries liées à celles-ci, sont diverses :

- (a) par l'utilisation d'un productible de 900 GWh, que permettrait l'équipement de la centrale et qui est liée :
- aux réserves d'eau non utilisées pour l'agriculture dont les besoins n'augmenteront que très progressivement, au fur et à mesure de la mise en valeur de nouveaux périmètres irrigués. La totalité des réserves prévues pour ce secteur ne serait donc captée que vers la fin de la période de 50 ans analysée ici,
 - aux variations annuelles des réserves d'eau, en relation avec l'évolution des diagrammes de charge saisonniers. Les débits excédentaires pourraient fournir une énergie non garantie de l'ordre de 150 GWh/an au moins (pour une retenue de 208 mètres)⁽¹⁾, répartis 9 mois sur 12 et en particulier au cours de la saison des pluies, pendant laquelle la consommation domestique augmente sensiblement.⁽²⁾

(1) voir rapport A.1.1. - deuxième partie : chapitre 3

(2) par l'utilisation de climatiseurs, ventilateurs, etc.

Au total, et en première approche, un productible annuel garanti de 800 GWh permettra d'utiliser un productible complémentaire non garanti mais économiquement et fonctionnellement intéressant. Dans cette perspective, le taux de rentabilité serait du même ordre que le résultat induit par l'approvisionnement minier, dans l'hypothèse la plus favorable à celui-ci.

- (b) les évaluations de base ont été opérées en fonction d'une répartition des équipements de la centrale en deux temps - soit l'installation des 3 premiers groupes au cours d'une première phase et des 2 derniers 10 ans plus tard. Or l'on a examiné, en variante - et sans tenir compte des contraintes d'ordre technique et d'organisation éventuelles que cela pourrait éventuellement entraîner - les résultats que l'on atteindrait, en répartissant les groupes en 3 phases, soit - 2 groupes au départ, 1 groupe supplémentaire 5 ans plus tard, 2 groupes entre la dixième et la douzième année. La rentabilité augmenterait, dans cette hypothèse, de plus de 0,5 %.

- (c) le prix de 12 F.CFA du kWh rendu à BAMAKO assurerait à la capitale un approvisionnement aussi économique que celui qui aura résulté, à partir de 1980, de la substitution complète d'énergie hydroélectrique à l'énergie thermique qui couvre près de 50 % de la production actuelle de la capitale.

Ce prix est cependant modulable, même si l'on considère que le prix de 15 F.CFA constituerait un maximum difficilement compatible avec un développement soutenu de la consommation d'énergie, pourtant bien nécessaire à l'activité économique et à l'amélioration du niveau de vie de BAMAKO.

Cette latitude, bien qu'assez étroite, est évidemment de nature à améliorer également la rentabilité de la centrale.

5.1.3. Conclusion quant au secteur de l'Energie

5.1.3.1. Il n'est nullement certain qu'une centrale exclusivement orientée vers l'approvisionnement des exploitations minières soit plus rentable qu'une centrale dont la production serait entièrement vendue aux agglomérations urbaines du MALI, malgré une puissance installée plus élevée et un réseau de lignes H.T. de plusieurs centaines de kilomètres.

Cette deuxième perspective s'avèrerait même probablement beaucoup plus intéressante si l'on différait l'équipement et l'entrée en service de la centrale jusqu'au moment où elle dégagerait un cash-flow d'exploitation positif, ce qui par exemple, dans les prévisions avancées ici, ne se situerait pas avant 1988.

5.1.3.2. Les conclusions atteintes ne permettent pas d'avancer pour autant que la centrale de MANANTALI constituera la source d'approvisionnement la plus économique pour BAMAKO et KAYES, lorsque leurs capacités de production seront saturées. L'équipement de centrales hydroélectriques plus petites et plus proches de ces deux villes - KENIE près de BAMAKO, FELOU près de KAYES - devrait être comparé aux résultats escomptés de MANANTALI; mais ceci sort du cadre de la présente étude.

5.1.3.3. La rentabilité interne de la centrale de MANANTALI est peu élevée, quelle que soit l'hypothèse de vente considérée. Elle n'atteint pas 15. % alors qu'elle ne comprend pas sa part du coût de la régularisation. Il importe donc de souligner que ce résultat médiocre est lié à deux contraintes fondamentales de la région :

- les problèmes de compétitivité des ressources minières, qui ne leur permettent de supporter qu'un coût de l'énergie très bas,
- le niveau très faible de la consommation énergétique des centres urbains, et qui ne permettrait à la centrale de produire à pleine capacité que plus de 20 ans après sa mise en service. Or, en rehaussant le prix de vente de l'électricité pour compenser le niveau insuffisant des recettes, l'on risquerait de réduire le rythme de croissance de la demande.

5.1.3.4. Il convient dès lors de rappeler, pour terminer, que la centrale de MANANTALI représentera, avec un productible garanti de 800 GWh, 20 % du potentiel hydroélectrique total du fleuve SENEGAL.

Elle constitue donc une pièce maîtresse dans la mise en valeur des ressources énergétiques de la région. Le problème n'est donc pas de la remettre en question, en raison d'une rentabilité médiocre, mais de l'insérer le mieux possible dans les programmes de développement du SENEGAL et du MALI. L'échéancier de sa construction et de son équipement constitue, en ce sens, un élément capital d'appréciation des équilibres entre les coûts et les bénéfices escomptés.

5.2. Rentabilité interne propre du secteur navigation

| Cas de Régularisation | Tirant d'eau | Taux de rentabilité |
|-----------------------|--------------|---------------------|
| Cas n° 1 | 1,80 m | 19,43 % |
| Cas n° 3 | 1,80 m | 18,85 % |
| Cas n° 5 | 1,80 m | 17,87 % |
| | 2,20 m | 14,94 % |
| Cas n° 7 | 1,80 m | 21,58 % |
| | 2,20 m | 16,50 % |
| | 2,60 m | 14,16 % |

5.2.1. Commentaires sur les résultats

Deux conclusions principales sont à retenir :

- (a) les tirants d'eau à 1,80 m ont une rentabilité supérieure à celle des tirants d'eau plus profonds et ce malgré la réduction du coût de la flotte permise par un tirant plus important.

En d'autres mots, le coût d'aménagement des seuils moindre pour un tirant peu profond pèse plus que la réduction du coût d'acquisition et d'entretien des flottes .

- (b) la meilleure rentabilité interne pour la navigation est assurée par le cas de régularisation n° 7 avec un tirant d'eau à 1,80 m. Ce cas assure en effet un coût minimum d'aménagement des seuils puisqu'il fournit 100 m3/s supplémentaires pour la navigation.

5.3. Rentabilité interne propre du secteur agriculture

| Surfaces irriguées ⁽¹⁾ | Agriculture uniquement | Agriculture et élevage |
|-----------------------------------|------------------------|------------------------|
| 376.000 ha | 18,85 % | 35,65 % |
| 255.000 ha | 19,63 % | 36,23 % |
| 249.000 ha | 19,63 % | 36,23 % |

Comme indiqué dans le rapport de la Mission A.1.4. Agriculture, la rentabilité interne de la solution qui conduit à 255.000 ha est supérieure à celle qui mène à 376.000 ha en raison d'un meilleur étalement des investissements. La rentabilité obtenue ici est légèrement supérieure à celle indiquée dans ce rapport car certains coûts de formation du personnel n'ont pas été repris dans le calcul présent.

6. LA RENTABILITE INTEGREE DES 3 SECTEURS ET LA RENTABILITE GLOBALE

6.1. Par rentabilité intégrée des trois secteurs on entend les rentabilités cumulées des trois secteurs à l'exclusion toujours du coût de la régularisation. Par rentabilité globale on entend la rentabilité du projet global comprenant tous les bénéfices quantifiables et tous les coûts, y compris ceux de la régularisation.

Le tableau suivant donne les différents taux :

| TAUX DE RENTABILITE INTEGREE ET GLOBALE | | | | | | | |
|---|-------------------------|------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------|----------|-------|
| CAS | Fichier Data HANS | Energie max. GWh/an | Surface irriguée maximum | Prix kWh FCFA/kWh | Taux rentabilité (en %) | | |
| | | | | | globale | intégrée | Δ |
| 1.1 | 13 | 800 VILLES | 249.000 | 12 | 9,86 | 18,660 | 8,80 |
| | | | | 15 | 10,254 | 18,848 | 8,59 |
| 1.2 | 14 | 800 MINES | 249.000 | 4,80 | 9,863 | 20,02 | 10,16 |
| | | | | 17 | 15,134 | 33,89 | 18,76 |
| 3.1 | 15 | 800 VILLES | 376.529 | 12 | 10,059 | 18,848 | 8,80 |
| | | | | 15 | 10,449 | 19,434 | 8,99 |
| 3.2 | 16 | 800 MINES | 376.529 | 4,80 | 10,254 | 20,605 | 10,35 |
| | | | | 17 | 14,941 | 33,496 | 18,55 |
| 5.1 | 17 | 800 VILLES | 255.000 | 12 | 9,668 | 17,48 | 7,81 |
| | | | | 15 | 10,254 | 18,262 | 8,01 |
| 5.2 | 18 | 800 MINES | 255.000 | 4,80 | 9,863 | 19,238 | 9,36 |
| | | | | 17 | 15,137 | 32,910 | 17,77 |
| 7.1 | 19 | 800 VILLES | 255.000 | 12 | 9,668 | 18,652 | 8,98 |
| | | | | 15 | 10,059 | 19,434 | 9,36 |
| 7.2 | 20 | 800 MINES | 255.000 | 4,80 | 9,668 | 20,605 | 10,94 |
| | | | | 17 | 14,746 | 35,059 | 20,31 |
| 11.1 | 21 | 900 VILLES | 255.000 | 12 | 9,863 | 18,652 | 8,79 |
| | | | | 15 | 10,254 | 19,434 | 9,18 |
| 11.2 | 22 | 900 MINES | 255.000 | 4,80 | 10,059 | 20,996 | 10,94 |
| | | | | 17 | 15,527 | 36,035 | 20,51 |

6.2. Commentaires

6.2.1. Les taux de rentabilité globale

- (a) Les taux de rentabilité globale varient très peu d'un cas de régularisation à l'autre, toute autre chose restant égale. Ils ne permettent donc pas de départager d'une façon très significative les différents cas de régularisation. Ce sont donc bien plus les objectifs globaux de chaque cas de régularisation et leurs coûts directs qui doivent guider dans le choix de la hauteur de retenue.
- (b) Etant donné l'importance du coût des lignes H.T., la rentabilité globale avec vente d'énergie aux mines à 4,80 F.CFA/kWh équivaut à la rentabilité avec vente aux villes à 12 F.CFA/kWh.
- (c) Bien qu'une analyse de sensibilité complète n'ait pas été menée, on peut constater que la rentabilité globale est peu sensible aux variations de bénéfices puisqu'une augmentation du prix de l'énergie de 350 % de 4,80 F.CFA à 17 F.CFA ne fait augmenter la rentabilité globale que d'environ 50 %. Cette conclusion sera sans doute modifiée pour une analyse propre au secteur énergie, comprenant sa fraction du coût du barrage.

6.2.2. Les taux de rentabilité intégrée, c'est-à-dire comprenant tous les coûts et bénéfices des trois secteurs sauf les coûts de la régularisation, sont en moyenne supérieurs de 9,3 points aux taux de rentabilité globale correspondant à des prix du kWh entre 4,80 et 15 F.CFA. Pour un prix de vente à 17 F.CFA la différence de rentabilité est de quelque 19,2 points. Pour tous les cas, on peut conclure que les coûts de la régularisation réduisent la rentabilité intégrée de quelque 50 %. La rentabilité intégrée, comme on peut s'y attendre, est plus sensible aux variations des bénéfices.

6.3. Conclusions quant aux rentabilités intégrées et globales

A l'exclusion des cas de vente aux mines au prix de 17 F.CFA/kWh qui, rappelons-le n'a été envisagé que pour montrer la rentabilité du barrage qui annule toute rentabilité minière (dans les hypothèses de prix du fer de novembre 1976, voir par. 4.3.1. ci-dessus), on peut conclure que l'analyse des rentabilités globales et intégrées ne permet pas de départager les différentes solutions. Elle montre par ailleurs d'une façon intéressante que le projet de MANANTALI, quelle que soit la répartition sectorielle de l'eau, jouit d'une rentabilité économique interne de l'ordre de 10 %.

7. LES DEFICITS ET LEURS PENALITES

7.1. La valorisation des déficits acceptables

La méthodologie du calcul des déficits est donnée au chapitre 7 de la Note Technique n° 2. Pour évaluer les déficits, on a fait les hypothèses de coûts suivantes.

7.1.1. Agriculture - Tout ha qui manque d'eau à un moment donné est considéré comme perdu. Cette perte est chiffrée à 222.000 F.CFA/ha soit la somme des revenus "agriculture + élevage" chiffré à 192.000 F.CFA, augmentée des premiers coûts d'exploitation que les fermiers auront encourus avant de savoir que l'eau ne serait pas disponible pour un ha donné soit 30.000 F.CFA/ha.

7.1.2. Navigation - On a supposé que pour chaque mois où l'eau ferait défaut à la navigation, celle-ci serait totalement arrêtée durant ce mois-là et que tout ce qui devait être transporté serait non pas retardé mais transporté par rail. La perte par mois navigable est donc évaluée à

$$\frac{\text{Total transporté en 1 an}}{12 \text{ mois}} \times \text{prix Tkm} =$$

$$\frac{3,914.10^9 \text{ Tkm}}{12} \times 10,25 \text{ F.CFA} = 3,34.10^9 \text{ F.CFA/mois.}$$

7.1.3. Energie - Le déficit en eau à MANANTALI correspond à un productible perdu qui est valorisé au coût moyen entre le prix aux mines et le prix aux villes soit $(\frac{4,80 + 12,00}{2}) = 8,40$ F.CFA/kWh perdu.

7.1.4. Comme on peut le voir, les hypothèses de calcul des pénalités sont très sévères et prennent dans chaque cas des valeurs maximum.

7.2. Comparaison des avantages et inconvénients des déficits

Pour chacun des cas de régularisation retenus, on fait le rapport entre le bénéfice que représente la réduction de hauteur du barrage et la valeur actuelle des pertes additionnées des trois secteurs. Comme taux d'actualisation on a pris les valeurs de 5 %, 8 % et 12 %, pensant ainsi encadrer la valeur du "coût d'opportunité du capital" à long terme dans les trois pays intéressés. Un rapport inférieur à l'unité indique donc que les pertes actualisées qui résulteraient d'une réduction de hauteur sont supérieures au bénéfice entraîné par la réduction de coût du barrage.

7.3. Le tableau suivant résume les résultats obtenus.

RAPPORT BENEFICE/COUT ENTRE LA REDUCTION DU COUT⁹ DU BARRAGE ET LES
PENALITES (valeur en 10⁹ F.CFA)

| CAS N° | Niveau max. (IGN) | Haut. ⁽¹⁾ bar- rage | Coût bar- rage | Δcoût= béné- fice | VAL. PRES.DEFICIT (COUT) | | | RAPPORT BENEFICE / COUT | | |
|--|-------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------------|-------|-------|----------------------------|-------|-------|
| | | | | | 5 % | 8 % | 12 % | 5 % | 8 % | 12 % |
| <u>1.</u> 800 GWh 300 m3/s Bakel 249.000 ha | 208 | 60 | 49,6 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 206 | 58 | 47,5 | 2,1 | 4,47 | 0,73 | 0,09 | <1 | 2,98 | 23,33 |
| | 204 | 56 | 45,5 | 4,1 | 54,70 | 31,72 | 18,73 | <1 | <1 | <1 |
| <u>3.</u> 800 GWh 376.000ha | 213 | 65 | 55,6 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 212 | 64 | 54,2 | 1,4 | 8,12 | 2,29 | 0,48 | <1 | <1 | 2,92 |
| | 210 | 62 | 51,8 | 3,8 | 23,10 | 6,73 | 1,45 | <1 | <1 | 2,52 |
| | 208 | 60 | 49,6 | 6,0 | 43,80 | 15,36 | 5,26 | <1 | <1 | 1,14 |
| <u>5.</u> 800 GWh 255.000 ha | 207 | 59 | 48,6 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 204 | 56 | 45,6 | 3,0 | 2,00 | 0,271 | 0,002 | 1,5 | 11,07 | 1500 |
| | 202 | 54 | 43,5 | 5,1 | 68,53 | 39,22 | 22,79 | <1 | <1 | <1 |
| <u>7.</u> 800 GWh 255.000 ha | 213 | 65 | 55,6 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 212 | 64 | 54,2 | 1,4 | 0,535 | 0,146 | 0,03 | 2,5 | 9,59 | 45,67 |
| | 210 | 62 | 51,8 | 3,8 | 10,271 | 2,92 | 0,62 | <1 | 1,30 | 6,13 |
| | 208 | 60 | 49,6 | 6,0 | 17,56 | 5,05 | 1,09 | <1 | 1,19 | 5,50 |
| <u>11.</u> 900 GWh 255.000 ha | 212 | 64 | 54,2 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 210 | 62 | 51,8 | 2,4 | 2,37 | 0,32 | 0,024 | 1,01 | 7,5 | 100 |
| | 208 | 60 | 49,6 | 4,6 | 22,73 | 6,27 | 1,31 | <1 | <1 | 3,51 |
| | 206 | 58 | 47,5 | 6,7 | 96,49 | 54,10 | 30,76 | <1 | <1 | <1 |

(1) Hauteur au-dessus de la cote IGN 153 m.

Pour obtenir la hauteur de construction du barrage il faut ajouter la profondeur des fondations qui sera de l'ordre de 6 à 8 m.

7.4. Commentaires et conclusions quant aux pénalités

7.4.1. Le calcul des pénalités a été fait sur base d'hypothèses quelque peu simplifiantes qu'il faut garder à l'esprit quand on analyse les chiffres du tableau précédent.

Tout d'abord, les déficits en eau ont été définis par l'étude de régularisation d'une façon très rigoureuse qu'une bonne gestion du réservoir devrait amortir. En second lieu, les valeurs des déficits ont été calculées d'une façon très sévère (voir para 7.1.). Une bonne gestion tant du réservoir que de chacun des secteurs devrait réduire ces pertes, c'est-à-dire les coûts qui apparaissent dans le rapport bénéfice/coût, ce qui augmenterait donc le rapport en faveur d'une réduction de la hauteur de barrage.

En troisième lieu, les déficits ont été calculés sur base de la série historique 1903-1976 et il est vraisemblable (voir le rapport de la Mission A.1.2. Hydrologie) qu'une série tirée au hasard dans une période séculaire ou millénaire n'aurait pas été plus contraignante sinon plus avantageuse.

7.4.2. Compte tenu de ces remarques et au vu des rapports bénéfices/coûts, on voit que pour tous les cas de régularisation envisagés il y a avantage à accepter une certaine réduction de la hauteur de retenue maximum. En second lieu, on peut constater que plus la hauteur du barrage est élevée, plus grande est l'économie de hauteur que l'on peut tolérer.

7.4.3. Les réductions de hauteur ont été calculées par tranche de 2 m pour montrer les ordres de grandeur de réduction possible. Il y aura lieu, une fois connue l'hypothèse de régularisation retenue, de calculer avec plus de précision, les déficits acceptables et le nombre de mètres exacts de la réduction de hauteur.

8. CHOIX DE LA HAUTEUR DE RETENUE

8.1. Le tableau 8.1. résume l'ensemble des caractéristiques des différentes solutions retenues jusqu'à présent et permet de les comparer du point de vue de leur coût d'investissement direct (colonne 8 et 10), de leur rentabilité (colonne 11 et 12) et des investissements complémentaires répartis sur les décennies suivantes (colonnes 13 à 17).

Notes du tableau 8.1.

- (1) N° du cas de régularisation.
- (2) Tous les cas assurent le transport fluvial de $3.914.10^9$ Tkm.
- (3) Niveau maximum de la retenue en côte IGN, la cote du lit de la rivière étant à 153 m IGN.
- (4) Hauteur apparente du barrage au-dessus de la cote 153 m IGN, la hauteur de construction devant être augmentée de 6 à 8 m pour les fondations.

- (5) voir para 4.6.
- (6) Route d'accès $4,5.10^9$ F.CFA; Recasement $1,0.10^9$ F.CFA
- (7) voir para 4.2.3.
- (8) = col. (5) + (6) + (7)
- (9) voir rapport Mission A.1.3. Navigabilité, tableau 22
- (10) = col. (8) + (9)
- (11) voir tableau 6.1.
- (12) voir tableau 7.3., rapport bénéfice-coût à 8 %
- (13) voir para 4.4.2.
- (14) voir rapport Mission A.1.4. Navigabilité, para 4.6.1.
- (15) = (13) + (14)
- (16) nombre d'ha x 1.502.000 F.CFA/ha
voir Rapport Mission A.1.4. Agriculture (2ème partie)

| | | | |
|------------|------------------|---|-----------------|
| tableau 10 | 316.319 F x 2 | = | 632.638 |
| annexe 6 | 1.150.000 x 0,67 | = | 770.500 |
| " | 300.000 x 0,33 | = | <u>99.000</u> |
| | | | F.CFA 1.501.638 |
- (17) col (15) + (16)
- (18) col (10) + (17)

8.1. RESUME DES CARACTERISTIQUES DES CINQ SOLUTIONS DE REGULARISATION ANALYSEES DU POINT DE
VUE ECONOMIQUE - (10⁹ F.CFA)

| Cas n° | Objectifs économiques | Niv. reten. IGN | Haut. bar- rage | INVESTISSEMENTS DIRECTS | | | | | | renta- bilité glob. | Rapp. C / B | INVESTISSEMENTS COMPLEMENTAIRES SUR 40 ans | | | | | GRAND TOTAL |
|-----------|--------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------|---------------------|-------------------------|-----------------|-------|---------------------------|----------------|---|--------|-------|---------------|-------|----------------|
| | | | | bar- rage | route recas. | central. +lignes | total Manan- tali | amén. seuils | total | | | Navigation | | | Agric. | Total | |
| | | | | | | | | | | | | Infr. fluv. | flotte | total | coût total | | |
| (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) | (8) | (9) | (10) | (11) | (12) | (13) | (14) | (15) | (16) | (17) | (18) |
| 1 | 800 GWh/an | 208 | 60 | 49,6 | 5,5 | (a) 14,2 | 69,3 | 3,2 | 72,5 | 9,86 | - | | | | | | 494,1 |
| | (a) Mines | | | " | " | (b) 20,9 | 76,0 | " | 79,2 | 9,86 | - | | | | | | 500,8 |
| | (b) Villes | | | | | | | | | | | 11,3 | 36,1 | 47,4 | 374,2 | 421,6 | |
| | 300m3/s Bakel | 206 | 58 | 47,5 | 5,5 | (a) 14,2 | 67,2 | " | 70,4 | - | 2,98 | | | | | | 492,0 |
| | 249.000 ha | | | " | " | (b) 20,9 | 73,9 | " | 77,1 | - | 2,98 | | | | | | 498,7 |
| 3 | 800 GWh/an | 213 | 65 | 55,6 | 5,5 | (a) 14,2 | 75,3 | 3,9 | 79,2 | 10,25 | - | | | | | | 691,6 |
| | (a) Mines | | | " | " | (b) 20,9 | 82,0 | " | 85,9 | 10,06 | - | | | | | | 698,3 |
| | (b) Villes | | | | | | | | | | | 11,3 | 36,1 | 47,4 | 565,0 | 612,4 | |
| | 376.000 ha | 212 | 64 | 54,2 | 5,5 | (a) 14,2 | 73,9 | 3,9 | 77,8 | - | 0,51 | | | | | | 690,2 |
| | | | | " | " | (b) 20,9 | 80,6 | " | 84,5 | - | 0,51 | | | | | | 696,9 |
| 5 | 800 GWh/an | 207 | 59 | 48,6 | 5,5 | (a) 14,2 | 68,3 | 4,6 | 72,9 | 9,86 | - | | | | | | 503,5 |
| | (a) Mines | | | " | " | (b) 20,9 | 75,0 | " | 79,6 | 9,67 | - | | | | | | 510,2 |
| | (b) Villes | | | | | | | | | | | 11,3 | 36,1 | 47,4 | 383,2 | 430,6 | |
| | 255.000ha | 204 | 56 | 45,6 | 5,5 | (a) 14,2 | 65,3 | 4,6 | 69,9 | - | 11,07 | | | | | | 500,5 |
| | | | | " | " | (b) 20,9 | 72,0 | " | 76,6 | - | 11,07 | | | | | | 507,2 |
| 7 | 800 GWh/an | 213 | 65 | 55,6 | 5,5 | (a) 14,2 | 75,3 | 1,7 | 77,0 | 9,67 | - | | | | | | 507,6 |
| | (a) Mines | | | " | " | (b) 20,9 | 82,0 | " | 83,7 | 9,67 | - | | | | | | 514,3 |
| | (b) Villes | | | | | | | | | | | 11,3 | 36,1 | 47,4 | 383,2 | 430,6 | |
| | 255.000 ha | 208 | 60 | 49,6 | 5,5 | (a) 14,2 | 69,3 | 1,7 | 71,0 | - | 1,19 | | | | | | 501,6 |
| | | | | " | " | (b) 20,9 | 76,0 | " | 77,7 | - | 1,19 | | | | | | 508,3 |
| 11 | 900 GWh/an | 212 | 64 | 53,6 | 5,5 | (a) 14,2 | 73,3 | 4,6 | 77,9 | 9,86 | - | | | | | | 499,5 |
| | (a) Mines | | | " | " | (b) 20,9 | 80,0 | " | 84,6 | 10,06 | - | | | | | | 506,2 |
| | (b) Villes | | | | | | | | | | | 11,3 | 36,1 | 47,4 | 374,2 | 421,6 | |
| | 249.000 ha | 208 | 60 | 49,6 | 5,5 | (a) 14,2 | 69,3 | 4,6 | 73,9 | - | 0,73 | | | | | | 495,5 |
| | | | | " | " | (b) 20,9 | 76,0 | " | 80,6 | - | 0,73 | | | | | | 502,2 |

8.2. Le barrage recommandé

- 8.2.1. Comme déjà indiqué, les taux de rentabilités globales ne sont pas suffisamment différents pour permettre de choisir entre les solutions analysées. Il reste donc à les départager sur la base plus immédiate des objectifs économiques d'une part, des coûts d'autre part.
- 8.2.2. Du point de vue de la navigation, tous les cas de régularisation permettent le transport du tonnage envisagé, le coût d'aménagement des seuils variant d'un cas à l'autre suivant le débit résiduel. Comme déjà indiqué, c'est le cas n° 7 qui assure la meilleure rentabilité interne pour la navigation puisqu'en lui fournissant 100 m³/s supplémentaires, il réduit à un minimum le coût des aménagements des seuils.
- 8.2.3. Pour l'agriculture, il faut choisir entre 376.000 ha, le maximum irriguable à partir de MANANTALI, 255.000 ha et 249.000 ha. Les 249.000 ha ont été étudiés car ils représentent la surface que l'on peut irriguer quand on garantit 300 m³/s à Bakel. Du point de vue économique, ils diffèrent très peu des 255.000 ha qui, sur une période de 50 ans, représentent l'objectif optimum du point de vue de la cadence des renouvellements et des investissements nouveaux. Quant aux 376.000 ha, on l'a vu, ils présentent une rentabilité interne légèrement inférieure aux 255.000 ha et imposeraient une cadence trop soutenue de développement d'environ 7.500 ha nets par an pendant cinquante ans. Le cas de régularisation n° 7 qui assure l'irrigation de 255.000 ha fournit donc aussi la meilleure solution pour l'agriculture. Notons de plus que les hectares qui ne seraient pas développés à partir de MANANTALI, soit 120.000 ha (376.000 ha moins 255.000 ha) pourraient toujours l'être à partir d'autres réservoirs à construire ultérieurement.
- 8.2.4. Du point de vue de l'énergie, toutes les solutions étudiées garantissent 800 GWh/an sauf le cas n° 11 qui vise à produire 900 GWh/an. Comme on peut le voir, les solutions 7 et 11 sont fort proches l'une de l'autre par la hauteur de barrage. En fait, on peut considérer du point de vue de la hauteur du barrage, que la solution 7 donne à la navigation le volume d'eau que la solution 11 emploie pour assurer 100 GWh/an supplémentaires.

- 8.3. Il semble donc que le cas de régularisation n° 7 soit le plus avantageux car non seulement il assure les objectifs souhaités mais de plus, et ceci paraît être un grand avantage, il permet, si le besoin s'en fait sentir ultérieurement, de réallouer à un autre secteur que la navigation les 100 m³/s qui lui sont attribués par le cas n° 7.

En effet, au cas où l'on voudrait, par exemple, développer plus de 255.000 ha irrigués à partir de MANANTALI, il y aurait toujours moyen de creuser plus profondément certains seuils et affecter l'eau ainsi gagnée à l'agriculture. On peut raisonner de façon semblable pour l'énergie (voir para 8.2.3.). Les autres cas de régularisation, qui demandent dès le départ des aménagements de seuils plus importants, ne permettraient pas la même souplesse d'utilisation ultérieure du réservoir.

- 8.4. Comme indiqué dans l'analyse des déficits et de leurs pénalités, il paraît aussi justifié de choisir une hauteur qui n'assure pas les objectifs à 100 % mais d'accepter un certain risque en descendant la cote de retenue maximum de 213 m à environ 208 m. Le rapport de la Mission A.1.5. Régularisation, montre d'ailleurs au tableau 7.4. le détail de l'importance de ces déficits en quantité.

L'analyse des pénalités montre que l'équilibre entre la valeur présente des déficits et la réduction du coût du barrage se trouve à peu près à la cote de retenue maximum de 208 m. Il est à noter que le critère de déficit à 10 % tel que défini par les Termes de Référence, conduit à une hauteur de 209 m (retenue maximum). Sachant que dans le rapport de Régularisation, les hauteurs de retenue ont été arrondies au mètre supérieur, l'étude de la solution finale permettra de définir avec plus de précision les cotes données ci-dessus.

- 8.5. De même, le cas de régularisation n° 7 doit permettre de satisfaire les conditions imposées pour la phase transitoire. Comme indiqué dans le Rapport de la Mission A.1.5. Régularisation, un niveau de retenue fixé à 204 m ou au-dessus devrait permettre d'assurer la crue de 2.500 m³/s pendant un mois à BAKEL, un productible de 800 GWh/an et un débit de 200 m³/s à BAKEL, le reste de l'année pour autant que :

- (a) les apports sauvages du BAFING, du BAKOYE et de la FALEME soient voisins de l'apport interannuel moyen enregistré,
- (b) le réservoir soit plein avant sa mise en service.

On sait par ailleurs qu'aucun barrage à MANANTALI ne permettrait d'assurer les objectifs de la phase transitoire au cas où une succession d'années sèches semblables à celle de 1972-73 viendrait à se répéter.

8.6. Du point de vue des coûts, on comparera ci-après les solutions à déficit acceptable des cinq cas, y compris l'aménagement des seuils, en prenant chaque fois le cas de distribution d'énergie aux mines. ⁽¹⁾

| | Total invest. directs | Classement | Δ | |
|--------|--------------------------|------------|--------------|--------|
| | | | 10^9 F.CFA | % |
| Cas 1 | 70,4 | 2 | 0,5 | 0,7 % |
| Cas 3 | 77,8 | 5 | 7,9 | 11,3 % |
| Cas 5 | 69,9 | 1 | - | - |
| Cas 7 | 71,0 | 3 | 1,1 | 1,6 % |
| Cas 11 | 73,9 | 4 | 4,0 | 5,7 % |

Bien que troisième du point de vue du classement des coûts, la solution n° 7 n'est que 1,6 % plus chère (1,1 milliard) que la solution n° 5 la moins chère à 69,9 milliards de F.CFA.

8.7. Conclusion

Sur base de ce qui précède, il semble bien que le cas de régularisation n° 7 soit à recommander dans sa version qui accepte un déficit en temps de quelque 10 %, soit :

- hauteur de retenue max. : \pm 208 m
- hauteur du barrage apparente : \pm 60 m

(1) le classement est le même pour la distribution d'énergie aux villes, les charges pour la centrale et les lignes étant constantes.

| | | | |
|------------|----------------------------|--------|---------------------------|
| - coût | (a) barrage | 49,6 | |
| | (b) route d'accès | 4,5 | |
| | (c) recasement | 1,0 | (estimation préliminaire) |
| | (d) centrale et ligne HT | 14,2 | (énergie aux mines) |
| | | (20,9) | (énergie aux villes) |
| | (e) aménagement des seuils | 1,7 | |
| | | <hr/> | |
| coût total | (10 ⁹ F.CFA) | 70,0 | (énergie aux mines) |
| | | (77,7) | (énergie aux villes) |

9. PROPOSITION DE REPARTITION DU COUT DE LA REGULARISATION ENTRE LES TROIS SECTEURS ECONOMIQUES

9.1. Le paragraphe 9 de la Note Technique n° 2 a expliqué le principe de cette répartition.

9.2. Le barrage pour la navigation seule est un barrage à la cote 191 m qui assure une hauteur de retenue maximum à 186 m, un niveau minimum à 165 m (tranche morte) et un débit résiduel à DIAMA de 200 m³/s, avec un tirant d'eau de 1,80 m et des aménagements sur seuils évalués à 4,24 milliards de F.CFA. Le coût de cette régularisation (Bn) est donc évalué à :

| | | | |
|-------------------------------|---|-------|-----------------------|
| - barrage | : | 27,2 | 10 ⁹ F.CFA |
| - route d'accès et recasement | : | 5,5 | " |
| - aménagement des seuils | : | 4,24 | " |
| | | <hr/> | |
| total Bn | | 36,94 | " |

9.3. De même, le barrage qui satisfait uniquement les besoins de 255.000 ha irrigués doit établir une retenue à 189 m (cote minimum 165 m), avoir sa crête à la cote 193 m. Son coût (Bi) est donc estimé à

| | | | |
|-------------------------------|--|-------|-----------------------|
| - barrage | | 30,6 | 10 ⁹ F.CFA |
| - route d'accès et recasement | | 5,5 | " |
| | | <hr/> | |
| total Bi | | 36,1 | " |

9.4. Enfin, le barrage qui satisfait uniquement les besoins de l'énergie (800 GWh/an) doit établir la retenue au niveau maximum de 206 m et s'élever à la cote 211 m. La cote minimum s'élève jusqu'à 187 m pour assurer un fonctionnement correct des turbines pour la puissance appelée. Son coût (Be) est donc estimé à :

| | | | | |
|-------------------------------|---|------------|--------|-------|
| - barrage | : | 47,5 | 10^9 | F.CFA |
| - route d'accès et recasement | : | <u>5,5</u> | | " |
| total Be | | 53,0 | | " |

9.5. Le total du coût des trois barrages propres à chaque secteur est donc :

$$B_t = B_a + B_i + B_e$$

$$= 36,94 + 36,1 + 53,0 = 126,04 \quad 10^9 \text{ F.CFA}$$

et on a que les coefficients de répartition sectorielle sont donc :

$$\text{pour la navigation : } \frac{B_n}{B_t} = \frac{36,94}{126,04} = 29,31 \%$$

$$\text{pour l'irrigation : } \frac{B_i}{B_t} = \frac{36,10}{126,04} = 28,64 \%$$

$$\text{pour l'énergie : } \frac{B_e}{B_t} = \frac{53,0}{126,04} = 42,05 \%$$

9.6. Le coût total de la régularisation pour le cas recommandé n° 7 avec un déficit de + 10 % est de 55,1 milliard de F.CFA qu'il est donc proposé de répartir de la façon suivante entre les 3 secteurs :

| | | | | | | |
|-------------------|---|------------------------|---|--------------|--------|-------|
| - à la navigation | : | $55,1 \times 29,31 \%$ | = | 16,15 | 10^9 | F.CFA |
| - à l'irrigation | : | $55,1 \times 28,64 \%$ | = | 15,78 | | " |
| - à l'énergie | : | $55,1 \times 42,05 \%$ | = | <u>23,17</u> | | " |
| total : | | | | 55,10 | | |

9.7. Le calcul ci-dessus répartit entre les trois secteurs le coût de la partie supérieure du barrage prévue pour laminer les crues actuellement et provisoirement estimé à 5 mètres. Une fois cette hauteur, et son coût, précisément connus, on pourrait le déduire du coût de régularisation à répartir entre les trois secteurs.

9.8. Rentabilité interne de chaque secteur, compte tenu de la répartition du coût de la régularisation.

| Secteurs | Taux de rentabilité | |
|----------------------------------|-----------------------------------|---|
| | sans le coût de la régularisation | avec le coût de la régularisation propre au secteur |
| <u>Navigation</u> | 21,58 % | 12,21 % |
| <u>Irrigation</u> : sans élevage | 19,63 % | 8,69 % |
| avec élevage | 36,23 % | 12,40 % |
| <u>Energie</u> (800 GWh) | | |
| <u>Mines</u> F.CFA 4,80/kWh | 15,92 % | 6,39 % |
| F.CFA 17,00/kWh | 40,14 % | 21,19 % |
| <u>Villes</u> F.CFA 12/kWh | 12,99 % | 7,91 % |
| F.CFA 15/kWh | 14,75 % | 9,08 % |

ANNEXE 1

EVOLUTION DES VENTES D'ELECTRICITE

1. FALEME

L'on prévoit la production de 10 millions de t/an, soit à partir du gisement de la FALEME, soit à partir de celui-ci et du gisement voisin de DJIDJAN-KENIEBA au MALI.

Deux hypothèses de montée en production seront ouvertes :

- l'une, correspondant à l'objectif de MIFERSO, en vertu de laquelle l'exploitation produirait à pleine capacité dès la deuxième année,
- l'autre, probablement plus réaliste, en vertu de laquelle ce niveau ne serait atteint qu'à partir de la troisième année.

Les prévisions correspondantes se présentent comme suit, compte tenu de pertes en ligne de l'ordre de 4 à 5 % :

| | <u>Hypothèse 1</u> | <u>Hypothèse 2</u> |
|---------|--------------------|--------------------|
| Année 1 | 400 GWh | 400 GWh |
| Année 2 | 760 GWh | 600 GWh |
| Année 3 | 760 GWh | 760 GWh |

et suivantes.

2. BAMAKO et KAYES

Les prévisions de vente ci-dessous se fondent sur l'hypothèse de croissance modérée de la demande. Elles s'étendent au-delà de l'an 2000 : le taux de croissance annuel retenu à partir de cette date est de 6 % à BAMAKO et de 5 % à KAYES.

L'on a estimé que les pertes en ligne entre la centrale et les villes, mais avant la distribution locale, seraient de 5 à 6 %.

Sur ces bases, l'évolution des ventes d'électricité se présenterait comme suit

Evolution des ventes d'électricité de MANANTALI

Hypothèse modérée

| | <u>BAMAKO</u> | <u>KAYES</u> | <u>TOTAL</u> |
|------|---------------|--------------|--------------|
| 1985 | - | 27 | 27 |
| 1986 | - | 30 | 30 |
| 1987 | 6 | 33 | 39 |
| 1988 | 29 | 36 | 65 |
| 1989 | 55 | 41 | 96 |
| 1990 | 85 | 44 | 129 |
| 1991 | 116 | 46 | 162 |
| 1992 | 151 | 48 | 199 |
| 1993 | 187 | 49 | 236 |
| 1994 | 235 | 50 | 285 |
| 1995 | 283 | 52 | 335 |
| 1996 | 314 | 54 | 368 |
| 1997 | 354 | 56 | 410 |
| 1998 | 395 | 58 | 453 |
| 1999 | 439 | 61 | 500 |
| 2000 | 485 | 64 | 549 |
| 2001 | 524 | 67 | 591 |
| 2002 | 565 | 70 | 638 |
| 2003 | 617 | 73 | 690 |
| 2004 | 669 | 76 | 745 |
| 2005 | 721 | 80 | 801 |
| 2006 | 774 | 84 | 868 |
| 2007 | 828 | 88 | 916 |

ANNEXE 2

PRIX DU KWH

1. FALEME

a) prix d'achat maximum défini par MIFERSO : 20/1.000e de dollars
soit 4,8 F.CFA/kWh

b) prix qui annule le bénéfice de l'exploitation :

bénéfice brut/t pour 10 M/t/an : dollars 4,32

bénéfice brut/t pour 7,5 M/t/an : dollars 2,40

nombre de kWh/t : 80

soit

pour 10 M/t/an

dollars $0,02 + \frac{4,32}{80} = 0,074 = 17 \text{ F.CFA}$

pour 7,5 M/t/an

dollars $0,02 + \frac{2,5}{80} = 0,05 = 11,24 \text{ F.CFA}$

En résumé :

| | <u>10 M/t/an</u> | <u>7,5 M/t/an</u> |
|-----------------|------------------|-------------------|
| - prix plancher | 4,8 F.CFA | 4,8 F.CFA |
| - prix plafond | 17 F.CFA | 11,94 F.CFA |

2. BAMAKO

a) Prix de revient du kWh vendu à BAMAKO en 1976 :

a.1) Production + distribution + frais de direction + frais généraux d'exploitation

thermique : 57,64 FM

hydroélectrique : 30,70 FM

kWh moyen : 43,0 FM

a.2) Evaluation du prix moyen du kWh, hors distribution :

- coûts directs : 39 FM

- frais de direction et d'exploitation liés

à la distribution : 30 à 35 FM⁽¹⁾

(1) estimation.

b) Estimation du prix futur du kWh rendu à BAMAKO

b.1) Suppression du kWh thermique

b.2) Coût probable du kWh hydroélectrique, hors distribution :

- Sotuba 1 : 21 FM
- Sotuba 2 : 21 FM (1)
- Selingue : 26 FM (2)

soit, pour 66 GWh produits par SOTUBA et 173 GWh par SELINGUE, un prix moyen de 24,75 FM.

c) La fourchette des prix de vente sera donc comprise entre un minimum de 24 FM/kWh et un maximum de 30 FM/kWh, c'est-à-dire entre 12 F.CFA et 15 F.CFA.

d) L'on rappellera que l'hypothèse d'une substitution éventuelle d'énergie thermique pour compléter la production de SOTUBA et de SELINGUE lorsque leurs capacités seront saturées, a été écartée dans la mesure où, à défaut d'un approvisionnement en provenance de MANANTALI, la centrale hydroélectrique de KENIE, près de BAMAKO, apporterait une solution d'approvisionnement pour quelques années.

e) Le prix de vente de BAMAKO sera étendu à KAYES en raison de l'uniformisation des tarifs de l'électricité dans l'ensemble du pays.

(1) il s'agit d'une hypothèse de travail, aucune information sur les coûts d'extension et d'exploitation futurs de SOTUBA, qui devrait doubler de capacité, n'étant disponible à ce stade. L'on peut cependant raisonnablement supposer que le prix de 21 FM/kWh constitue un maximum.

(2) Ici aussi, il a fallu procéder par estimations. Les investissements de la centrale de SELINGUE se décomposent comme suit :

| | |
|--|-------------------|
| - génie civil du barrage et de la centrale | : 33 milliards FM |
| - équipements électromécaniques | 13,7 " |
| - surveillance des travaux | 3,01 " |
| - ligne H.T. | 4,18 " |
| - route | 1,87 " |
| total : | <u>55,76</u> |

Deux hypothèses ont été envisagées :

- a) le génie civil ne serait imputé à la centrale qu'à raison de 22 à 23 milliards (le barrage ayant une fonction complémentaire liée à l'irrigation de périmètres agricoles) et la route à 1 milliard.
- b) les coûts totaux annuels de production, de transport et de gestion s'élèveraient à 10 % de l'investissement, frais d'amortissement et frais financiers compris.

Pour une production rendue à BAMAKO de l'ordre de 173 GWh, compte tenu des pertes en ligne, le prix moyen du kWh serait de 26 FM/kWh.