

## SOMMAIRE

<b>1. LE SYSTEME ELECTRIQUE EXISTANT DU MALI</b> .....	<b>2</b>
1.1. PRESENTATION GENERALE .....	2
1.2. LE PARC DE PRODUCTION EXISTANT .....	4
1.2.1. GENERAL .....	4
1.2.2. CENTRALES HYDROELECTRIQUES DU RESEAU INTERCONNECTE .....	4
1.2.2.1. PRESENTATION DES CENTRALES HYDROELECTRIQUES .....	4
1.2.2.2. HISTORIQUE DES PRODUCTIONS .....	5
1.2.3. CENTRALES THERMIQUES DU RESEAU INTERCONNECTE .....	7
1.2.3.1. CENTRALE THERMIQUE DE DAR SALAM .....	7
1.2.3.2. CENTRALE THERMIQUE DE BALINGUE .....	7
1.2.3.3. ACHATS A LA SOCIETE AGGREKO .....	8
1.3. LE RESEAU DE TRANSPORT.....	8
1.3.1. LE RESEAU EDM SA .....	8
1.3.2. LE RESEAU SOGEM-MANANTALI.....	9
1.4. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION .....	10
1.4.1. RESEAUX DU RI .....	10
1.4.2. RESEAUX DES CI .....	10
<b>2. PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION DU RESEAU INTERCONNECTE</b> .....	<b>11</b>
2.1. METHODOLOGIE GENERALE .....	11
2.2. LOGICIEL UTILISE .....	11
2.3. LA DEMANDE .....	12
2.4. DONNEES GENERALES DE CALCULS .....	13
2.4.1. COUT DE DEFAILLANCE .....	14
2.4.2. PRIX DU CARBURANT DIESEL DDO ET HFO 180 .....	14
2.4.3. COUTS D'EXPLOITATION ET MAINTENANCE, TAUX DE DISPONIBILITE ET DUREE DE VIE DES INSTALLATIONS .....	15
2.4.4. PRIX DES IMPORTATIONS DE COTE D'IVOIRE ET DU GHANA .....	16
2.4.5. CONDITIONS HYDROLOGIQUES .....	16
2.5. PRODUCTIBLE DU PARC EXISTANT .....	16
2.5.1. PRODUCTIONS DES CENTRALES HYDROELECTRIQUES (SELINGUE, SOTUBA, MANANTALI) .....	16
2.5.2. CAPACITES DES CENTRALES THERMIQUES EXISTANTES.....	19
2.6. LES CENTRALES PROGRAMMEES ET CANDIDATES ET LES FUTURS ACHATS D'ELECTRICITE.....	19
2.6.1. CENTRALES HYDROELECTRIQUES .....	19
2.6.1.1. LE POTENTIEL HYDROELECTRIQUE DU MALI.....	19
2.6.1.2. LES PROJETS PROGRAMMES ET CANDIDATS .....	20
2.6.1.3. PROJET FELOU (PROJET PROGRAMME) .....	20
2.6.1.4. PROJET GOUINA (PROJET CANDIDAT).....	21
2.6.1.5. PROJET KENIE (PROJET CANDIDAT) .....	23
2.6.1.6. PROJET MARKALA (PROJET CANDIDAT).....	25
2.6.1.7. PROJET SOTUBA II (PROJET CANDIDAT) .....	27
2.6.1.8. PROPOSITION SOGREAH POUR UN PROJET ALTERNATIF : GRAND SOTUBA .....	29
2.6.1.9. PROJET TALO (PROJET CANDIDAT) .....	29
2.6.2. SYNTHESE DES PROJETS HYDROELECTRIQUES .....	31
2.6.3. CENTRALES THERMIQUES .....	31
2.6.3.1. CENTRALE SOPAM (PROJET PROGRAMME).....	32

**RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

---

2.6.3.2. CENTRALE BID (PROJET PROGRAMME).....	32
2.6.4. ACHAT D'ELECTRICITE AUX PAYS VOISINS.....	32
2.6.4.1. INTERCONNEXION MALI - COTE D'IVOIRE (PROJET PROGRAMME).....	32
2.6.4.2. INTERCONNEXION MALI - GHANA (PROJET CANDIDAT) .....	33
<b>2.7. PLAN PROPOSE POUR LA PRODUCTION DU RI.....</b>	<b>33</b>
2.7.1. INTRODUCTION.....	33
2.7.2. SCENARIO DE BASE.....	34
2.7.3. ANALYSE DE SENSIBILITE .....	37
2.7.3.1. CRITERES .....	37
2.7.3.2. SENSIBILITE AU TAUX D'ACTUALISATION .....	37
2.7.3.3. SENSIBILITE AU PRIX D'ACHAT DES IMPORTATIONS .....	38
2.7.3.4. SENSIBILITE AU SCENARIO DE DEMANDE .....	39
2.7.3.5. CONCLUSION.....	40
2.7.4. BESOINS EN INVESTISSEMENTS POUR LE SCENARIO DE BASE.....	40

## LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU N° 1 - PRODUCTION DU RI EN 2006 ET 2007.....	3
TABLEAU N° 2 - CENTRALES HYDROELECTRIQUES EDM SA .....	4
TABLEAU N° 3 - HISTORIQUE DES PRODUCTIONS HYDROELECTRIQUES ANNUELLES .....	5
TABLEAU N° 4 - GROUPES THERMIQUES DE BAMAKO .....	7
TABLEAU N° 5 - RESEAU DE TRANSPORT EDM.....	8
TABLEAU N° 6 - LIGNES DE TRANSPORT EDM SA .....	9
TABLEAU N° 7 - POSTES HT DE EDM SA .....	9
TABLEAU N° 8 - RESEAU DE DISTRIBUTION DU RI EN 2007 .....	10
TABLEAU N° 9 - PRODUCTION REQUISE SUR LE RESEAU INTERCONNECTE .....	13
TABLEAU N° 10 - COURBES DE CHARGE TYPES RELATIVES.....	13
TABLEAU N° 11 - PREVISIONS DU PRIX DES ENERGIES .....	14
TABLEAU N° 12 - STRUCTURE DU PRIX HT DU CARBURANT DIESEL DDO (FCFA / T).....	15
TABLEAU N° 13 - STRUCTURE DU PRIX HT DU CARBURANT DIESEL HFO 180 (FCFA / T).....	15
TABLEAU N° 14 - PRIX DES CARBURANTS EN JUILLET 2008.....	15
TABLEAU N° 15 - SCENARIOS DE PRODUCTION HYDROELECTRIQUES – CENTRALES EXISTANTES .....	17
TABLEAU N° 16 - PRODUCTIBLE DE LA CENTRALE DE SELINGUE .....	17
TABLEAU N° 17 - PRODUCTIBLE DE LA CENTRALE DE SOTUBA.....	18
TABLEAU N° 18 - PRODUCTIBLE DE LA CENTRALE DE MANANTALI (PART MALI) .....	18
TABLEAU N° 19 - PRODUCTIBLE DU PROJET DE FELOU (PART MALI) EN GWH.....	20
TABLEAU N° 20 - PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DU PROJET DE GOUINA.....	21
TABLEAU N° 21 - PARAMETRES DU PROJET DE GOUINA EN PHASE 1 .....	22
TABLEAU N° 22 - PARAMETRES DU PROJET DE GOUINA EN PHASE 2 .....	22
TABLEAU N° 23 - PRODUCTIBLE DU PROJET DE GOUINA (PART MALI) EN GWH.....	23
TABLEAU N° 24 - PRODUCTIBLE DU PROJET DE KENIE (GWH) .....	24
TABLEAU N° 25 - PRODUCTIBLE ACTUEL DU PROJET DE MARKALA (GWH).....	26
TABLEAU N° 26 - PRODUCTIBLE FUTUR DU PROJET DE MARKALA SELON BURGESS & NIPLE .....	26
TABLEAU N° 27 - COUT DU PROJET DE MARKALA.....	26
TABLEAU N° 28 - PRODUCTIBLE DES CENTRALES SOTUBA I ET SOTUBA II (GWH) .....	28
TABLEAU N° 29 - PRODUCTIBLE DU PROJET SOTUBA II (GWH).....	28
TABLEAU N° 30 - COUT DU PROJET SOTUBA II .....	28
TABLEAU N° 31 - PRODUCTIBLE DU PROJET GRAND SOTUBA .....	29
TABLEAU N° 32 - PRODUCTIBLE DU PROJET DE TALO .....	30
TABLEAU N° 33 - PARAMETRES ECONOMIQUES DU PROJET DE TALO.....	31
TABLEAU N° 34 - SCENARIOS DE PRODUCTION HYDROELECTRIQUES – PROJETS DE CENTRALES .....	31
TABLEAU N° 35 - PLAN AU MOINDRE COUT – CAS DE CALCUL.....	34
TABLEAU N° 36 - COUT ACTUALISE DES MEILLEURES 5 STRATEGIES .....	34
TABLEAU N° 37 - STRATEGIES 1 ET 2 .....	34
TABLEAU N° 38 - PART DU THERMIQUE EN 2011 EN FONCTION DE L'HYDROLOGIE .....	36
TABLEAU N° 39 - COUT DU PLAN EN FONCTION DU TAUX D'ACTUALISATION.....	37
TABLEAU N° 40 - STRATEGIES SELON LE TAUX D'ACTUALISATION .....	38
TABLEAU N° 41 - COUT DU PLAN EN FONCTION DES PRIX DES IMPORTATIONS.....	38
TABLEAU N° 42 - STRATEGIES SELON LES PRIX DES IMPORTATIONS .....	39
TABLEAU N° 43 - COUT DU PLAN PRODUCTION EN FONCTION DU SCENARIO DE DEMANDE.....	39
TABLEAU N° 44 - STRATEGIES SELON LA DEMANDE .....	40
TABLEAU N° 45 - PLAN PRODUCTION - BESOINS EN INVESTISSEMENTS EN M€.....	41

## LISTE DES GRAPHIQUES

GRAPHIQUE N° 1 - SYNOPTIQUE SYNTHETIQUE DU SYSTEME ELECTRIQUE .....	2
GRAPHIQUE N° 2 - PRODUCTIONS NETTES HYDRO EXISTANT.....	6
GRAPHIQUE N° 3 - PRODUCTIBLE CUMULE DES CENTRALES HYDROELECTRIQUES EXISTANTES .....	17
GRAPHIQUE N° 4 - COURBE OFFRE DEMANDE.....	35
GRAPHIQUE N° 5 - SOURCES DE PRODUCTION - REPARTITION .....	36

## LISTE DES ANNEXES

---

ANNEXE 1 - CHIFFRES CLES DU SECTEUR ELECTRIQUE EDM 1990-2006 .....	42
ANNEXE 2 - FICHES CENTRALES HYDROELECTRIQUES .....	44
ANNEXE 3 - MIX ENERGETIQUE 2008-2020 .....	45
ANNEXE 4 – BESOINS EN INVESTISSEMENTS DU PLAN PRODUCTION / TRANSPORT / DISTRIBUTION .....	47
ANNEXE 5 – RESEAU NORD – INVESTISSEMENTS EN RESEAUX.....	52
ANNEXE 6 - PLANS .....	55
ANNEXE 7 – ETUDES DE SIMULATION ELECTRIQUE DU RESEAU DE TRANSPORT .....	56

oOo

---

## INTRODUCTION

---

L'étude du plan optimal d'investissement (le Plan) a pour objectif de définir la stratégie de mise en service de moyens de production, transport et distribution d'électricité les moins coûteux pour couvrir la demande jusqu'à l'horizon 2020. Le périmètre de l'étude couvre le Réseau Interconnecté (RI) et les centres isolés (CI, certains centres pouvant être regroupés en réseaux isolés).

En ce qui concerne le RI, sur la base des centrales existantes et candidates, et à l'aide d'un logiciel adapté (HILLMIX), un plan de développement au moindre coût des moyens de production des réseaux est proposé pour chacun des scénarios de la demande définis précédemment. Une fois connues les séquences de mise en service des centrales de production, les écoulements des charges dans le réseau sont étudiés ce qui permet de planifier le développement du réseau de transport.

En ce qui concerne les centres isolés, le moyen de production est une centrale diesel ou un système mixte centrale hydroélectrique / centrale diesel.

Le présent rapport est structuré de la manière suivante :

- Plan optimal d'investissements des moyens de production du RI : présentation des séquences d'investissements optimales en fonction des scénarios de la demande.
  - méthodologie : présentation de la méthodologie employée pour l'étude du plan optimal d'investissements ;
  - données de calculs : il s'agit de toutes les données utiles pour les calculs, allant du parc de production existant aux centrales candidates en projet, en passant par les données économiques ;
  - plan résultant et analyses de sensibilité.
- Plan d'investissements transport et distribution du RI : étude de l'expansion des réseaux, étude des écoulements de charges dans le réseau HT pour les différents scénarios et investissements nécessaires qui en découlent.
- Plan d'investissements production, transport et distribution des réseaux isolés.
- Plan d'investissements production et distribution des centres isolés.

oOo

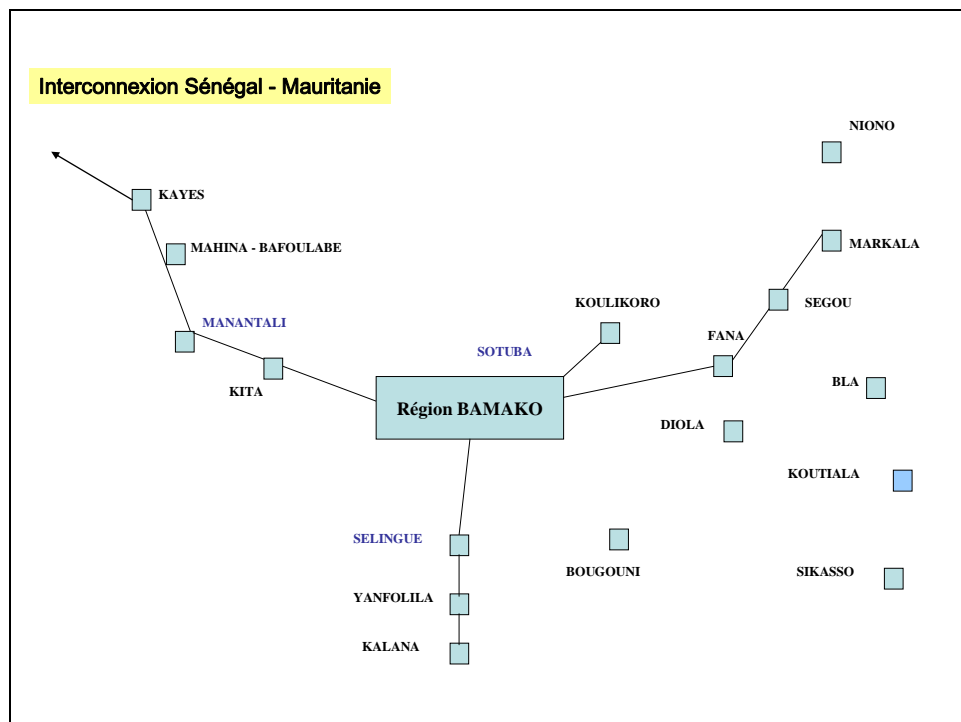
# 1. LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE EXISTANT DU MALI

## 1.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Le système électrique du Mali peut être décomposé en 4 sous-systèmes :

- Le système interconnecté (RI) de EDM SA alimentant en particulier Bamako et Ségou à partir d'un parc hydraulique / thermique ;
- Le système Manantali exploité par la SOGEM, société de l'OMVS, interconnecté avec le RI au poste de Kodialani à Bamako, alimentant Bamako et en route Kayes et Kita.
- Les centres isolés (CI) de EDM SA alimentés par des centrales diesel (à l'exception de Kadiolo et Zegoua alimentés par la Côte d'Ivoire) ;
- Les centrales diesel des autoproducteurs (mines d'or, CMDT) et centrales biomasse des sucreries ;

Graphique n° 1 - SYNOPTIQUE SYNTHÉTIQUE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE



L'ensemble des chiffres significatifs du réseau interconnecté est présenté en annexe. On peut le résumer ainsi :

**RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

- Un parc de production hydraulique / thermique de 230 MW de puissance installée comprenant 2 centrales hydrauliques EDM, Sélingué (46 MW) et Sotuba (5.7 MW), une centrale hydraulique SOGEM, Manantali (200 MW dont 104 MW pour le Mali), et principalement 2 centrales thermiques EDM à Bamako, Dar Salam (41.5 MW) et Balingué (32.5 MW).
- Un réseau de transport de 1147 km de longueur (en 2007) comprenant principalement (1) le réseau HT d'EDM de 658 km comprenant 359 km de lignes 150 kV (ligne Bamako-Ségou et Bamako-Sélingué), 68.5 km en 66 kV (Sélingué-Kalana), 230.3 km en 30 kV et les postes associés (324 MVA) et (2) le réseau 225 kV de Manantali (490 km de Kayes à Bamako).
- Un réseau de distribution de 3289 km (en 2007) comprenant 1032 km en 15 kV et 2257 km en BT.

Les chiffres significatifs agrégés des CI sont (2007) :

- Un parc de centrales diesel avec une puissance installée cumulée de 43.6 MW ;
- Des réseaux de distribution de 1097 km comprenant 283 km en MT et 814 km en BT.

La production en 2006 et 2007 est résumée ci-dessous.

Tableau n° 1 - PRODUCTION DU RI EN 2006 ET 2007

Production du RI	2006		2007	
	MWh	%	MWh	%
Sélingué	239 351.00	31.3%	226 802.00	27.3%
Sotuba	35 575.39	4.7%	35 578.59	4.3%
Férou (Kayes)	168.95	0.0%	152.28	0.0%
Manantali	391 404.34	51.2%	294 418.79	35.4%
Total hydroélectrique	666 499.67	87.2%	556 951.65	67.0%
Darsalam	28 232.69	3.7%	70 904.47	8.5%
Balingué	69 750.98	9.1%	104 419.41	12.6%
Thermique Aggreko Dakar	0.00	0.0%	99 153.13	11.9%
Total Thermique :	97 983.67	12.8%	274 477.01	33.0%
Sous total	764 483.34	100.0%	831 428.66	100.0%
Production thermique des CI	101 299.01	11.7%	111 000.05	11.8%
TOTAL	865 782.35		942 428.71	
Total Thermique	199 282.68	23.0%	385 477.06	40.9%

Source : EDM SA

La production 2007 est marquée par une production faible de Manantali suite à la mauvaise hydraulité 2006. Ceci a été compensée par une forte augmentation de la production thermique, en particulier les centrales extérieures privées Aggreko. Il faut remonter à 2001, avant la mise en service de Manantali, pour atteindre une telle production thermique. La part thermique du Mali passe de 23% en 2006 à 41% en 2007. Cela se traduit par des coûts élevés pour EDM à cause de la flambée des prix des hydrocarbures. Le coût moyen de production des centrales diesel DDO à Bamako est de l'ordre de 100 FCFA/kWh tandis que le prix de vente moyen est de l'ordre de 85 FCFA/kWh, prix qui est déjà l'un des plus élevés de la région. En faisant l'hypothèse d'un coût moyen futur de production de l'hydroélectricité ou des importations de 45 FCFA/kWh (6.86 centimes d'euros), c'est plus de 20 milliards de FCFA (30 millions d'euros), qui aurait été économisé en 2007 par EDM si la production thermique avait été remplacée par de la production hydroélectrique ou des importations.

Il est donc urgent de diminuer la production thermique en mettant en service des moyens de production à coûts raisonnables tels que l'hydroélectricité ou les importations (à condition que le prix de cession soit attractif) et en raccordant les principaux centres isolés au RI lorsque cela est économique.

## 1.2. LE PARC DE PRODUCTION EXISTANT

### 1.2.1. GENERAL

Le réseau interconnecté existant du Mali est alimenté par trois centrales hydroélectriques et deux centrales thermiques, totalisant une puissance installée de l'ordre de 230 MW :

- Les trois centrales hydroélectriques sont Sélingué (46 MW), Sotuba (5,7MW) et Manantali (part Mali : 104 MW).
- Les deux centrales thermiques sont situées à Bamako : il s'agit des centrales de Dar Salam (41.5MW) et de Balingué (32.5 MW).

L'ensemble de ces centrales est détaillé dans les paragraphes ci après et les données principales sont résumées dans des fiches spécifiques en annexe.

Notons que dans le cadre de la planification, nous supposons que la capacité de ces centrales reste constante tout au long du plan, c'est-à-dire que nous supposons que les programmes d'entretien, de maintenance et de renouvellements idoines seront mis en œuvre.

Le parc de production des 19 centres isolés est constitué de centrales diesel au gasoil représentant une puissance installée totale de 43.6 MW.

### 1.2.2. CENTRALES HYDROELECTRIQUES DU RESEAU INTERCONNECTE

Il s'agit des centrales de Sélingué, Sotuba et Manantali. Les centrales exploitées par EDM (Selingué et Sotuba) font l'objet de révisions décennales. Notons que la petite centrale hydroélectrique de Félou (0,65MW), installée depuis 1928 à proximité de Kayes et réhabilitée en 1992, engendre une production marginale depuis ces dernières années et devrait être déclassée prochainement suite à la construction et la mise en service de la centrale de Félou 2. Nous ne la considérerons donc pas dans le cadre de cette étude.

Tableau n° 2 - CENTRALES HYDROELECTRIQUES EDM SA

Site	Annee de mise en service	Marque	Type	Puissance Installée en MW
SOTUBA				
G1	1966	Riva-Galzoni	Kaplan	2.85
G2	1966	Riva-Galzoni	Kaplan	2.85
Total				5.7
SELINGUE				
G1	1980	Voith	Kaplan	11.56
G2	1981	Voith	Kaplan	11.56
G3	1981	Voith	Kaplan	11.56
G4	1981	Voith	Kaplan	11.56
Total				46.24
FÉLOU	1928		Francis	0.65

Source : EDM SA

#### 1.2.2.1. PRESENTATION DES CENTRALES HYDROELECTRIQUES

##### 1.2.2.1.1. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SELINGUE (EDM)

La centrale hydroélectrique de Sélingué est la propriété de l'Etat malien et est exploitée par EDM SA. Elle est située à environ 130 km au Sud de Bamako sur la rivière Sankarani (Bassin Fleuve Niger) et est équipée de quatre groupes Kaplan de 11,5 MW, soit une puissance totale installée de 46 MW environ. La centrale dispose d'une retenue saisonnière de 2 milliard de m<sup>3</sup>



## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

et sa production annuelle brute a été de 214 GWh en moyenne sur la période 2001-2007. Les groupes mis en service en 1981 ont été réhabilités entre 1998 et 2000.

### 1.2.2.1.2. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE SOTUBA(EDM)

La centrale hydroélectrique de Sotuba, située juste en aval de Bamako sur le fleuve Niger, est la propriété de l'Etat malien et est exploitée par EDM SA. Elle fonctionne au fil de l'eau et dispose de deux groupes Kaplan de 2,85 MW chacun datant de 1966, soit une puissance totale installée de 5,7 MW. La centrale a produit en moyenne 32 GWh brut par an sur les 7 dernières années. Les groupes ont été réhabilités en 1990. Une révision décennale a été effectuée en 2003/2004.

### 1.2.2.1.3. CENTRALE HYDROELECTRIQUE DE MANANTALI (SOGEM)

L'aménagement de Manantali est à buts multiples ; énergie, irrigation et navigation. Sa gestion est un compromis entre les 3 usages. La Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM) gère pour le compte de l'OMVS l'exploitation et l'entretien de la centrale hydroélectrique de Manantali en service depuis 2002. Cette centrale avec réservoir saisonnier, installée sur le fleuve Bafing (Bassin Fleuve Sénégal) est équipée de 5 groupes de 40 MW pour un productible annuel moyen théorique de 807 GWh. Le productible est estimé à 500 GWh en année décennale sèche. L'électricité produite est vendue aux 3 sociétés nationales d'électricité, EDM SA, SENELEC (Sénégal) et SOMELEC (Mauritanie).

La part réservée au Mali est de 52 % de la capacité totale, ce qui représente une puissance totale pour le Mali de 104 MW et un productible annuel moyen théorique de 416 GWh. Le reste de la production est distribué à la Mauritanie (15%) et au Sénégal (33%).

L'achat d'énergie nette en moyenne pour le Mali sur les 4 dernières années représentatives s'élève à 354 GWh. L'année 2007 a été faible à cause de l'hydraulicité déficitaire de 2006 ; la retenue n'était pas pleine au démarrage de la saison chaude 2007.

## 1.2.2.2. HISTORIQUE DES PRODUCTIONS

### 1.2.2.2.1. PRODUCTIONS ANNUELLES

Les quantités d'énergie produites ou achetées pour le Mali lors de ces dernières années sont présentées ci-dessous :

Tableau n° 3 - HISTORIQUE DES PRODUCTIONS HYDROELECTRIQUES ANNUELLES

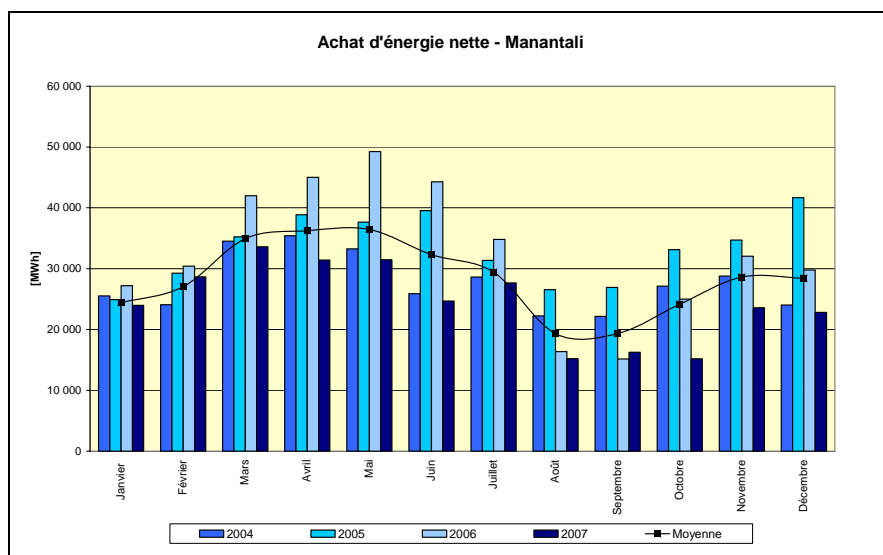
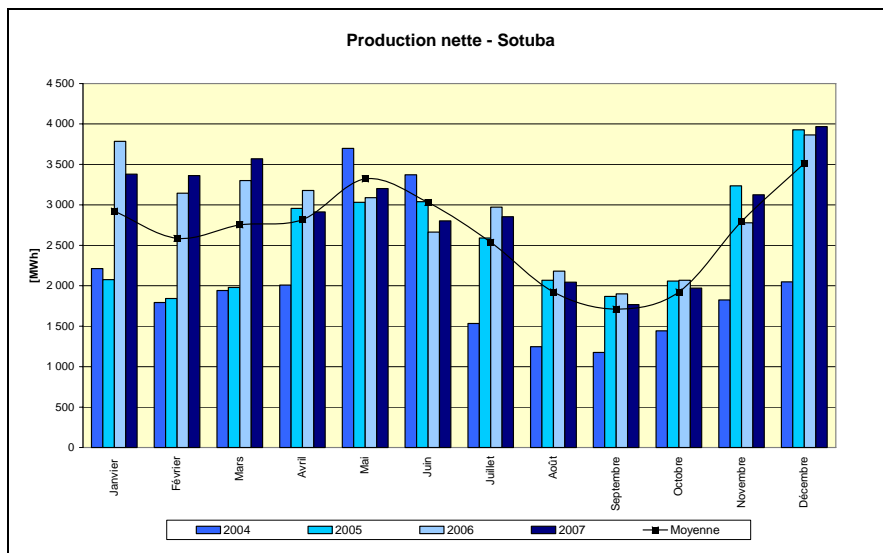
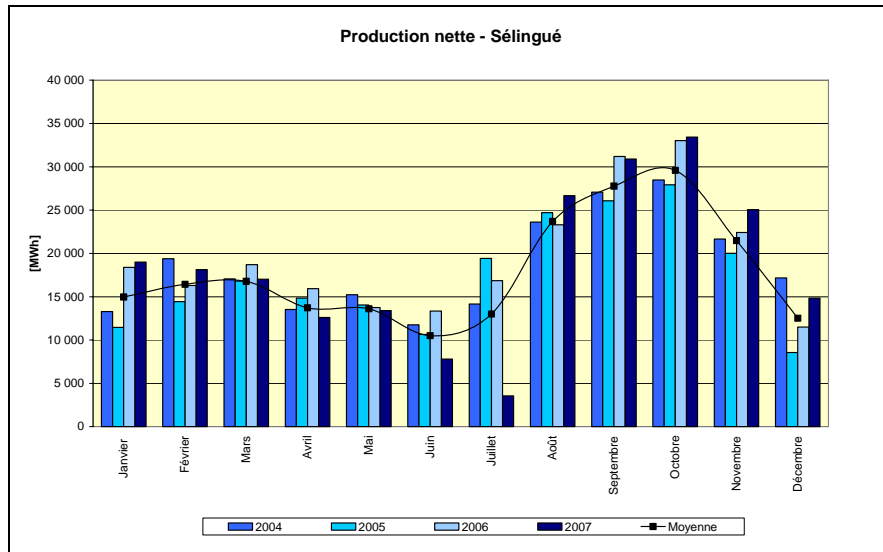
Energie nette (MWh)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Moyenne
Sélingué	205 389	190 166	214 417	222 446	208 958	234 743	226 802	214 703
Sotuba	37 707	38 970	21 332	24 299	30 669	34 919	35 578	31 925
Manantali (achat)	-	196 118	286 054	331 610	399 802	391 308	294 419	354 285*

Source : EDM SA\* Moyenne sur la période 2004-2007 pour Manantali car le Mali était en phase d'absorption en 2002 et 2003

### 1.2.2.2.2. PRODUCTIONS NETTES MENSUELLES

Les productions nettes mensuelles des 4 dernières années ainsi que la moyenne sur cette période sont présentées sur les graphes ci-après.

Graphique n° 2 - PRODUCTIONS NETTES HYDRO EXISTANT



## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

La production de Sélingué est la plus forte durant la saison des pluies afin d'éviter les déverses après remplissage du réservoir. La production de la centrale de Sotuba est plus faible durant la période des hautes eaux à cause de la diminution de la chute nette. Les achats à Manantali ont tendance à suivre la courbe de charge annuelle du RI.

## 1.2.3. CENTRALES THERMIQUES DU RESEAU INTERCONNECTE

Il s'agit des centrales de Dar Salam et Balingué situées à Bamako. La capacité de ces centrales a été augmentée en 2007 par l'apport des groupes dits « indiens » de marque MTU.

Tableau n° 4 - GROUPES THERMIQUES DE BAMAKO

Site	Année de mise en service	Marque	Type	Puissance Installée en MW	Vitesse de rotation en tr/mn	Moyenne Cons. g/kWh
<b>DARSALAM</b>						
G1	1975	PIELSTICK	12PC2 2V400	3.00	500	249
G7	1990	WARTISILA	18V32 VASA	5.00	750	270
TAC	1999	ALSTOM	FRAME 5 PA	24.60	5000	338
Secours	1998	MWM	TBD 616 V12 680 kW		1500	
<b>G8</b>	<b>2007</b>	MTU	20V4000G62	<b>2.20</b>	1500	216
<b>G9</b>	<b>2007</b>	MTU	20V4000G62	<b>2.20</b>	1500	216
<b>G10</b>	<b>2007</b>	MTU	20V4000G62	<b>2.20</b>	1500	219
<b>G11</b>	<b>2007</b>	MTU	20V4000G62	<b>2.20</b>	1500	223
<b>Total</b>				<b>41.40</b>	1500	
<b>BALINGUE</b>						
G1	2000	MWM	BV 16M640 DEUTZ	6.25	600	216
G2	2000	MWM	BV 16M640 DEUTZ	6.25	600	215
G3	2000	MWM	BV 16M640 DEUTZ	6.25	600	216
G4	2001	MWM	BV 12 M640 DEUTZ	4.90	600	215
Secours	2000	MWM	Struver-30544-SET 200 kW		1500	
G5	<b>2007</b>	MTU	20V4000G62	<b>2.20</b>	1500	214
G6	<b>2007</b>	MTU	20V4000G62	<b>2.20</b>	1500	214
G7	<b>2007</b>	MTU	20V4000G62	<b>2.20</b>	1500	214
G8	<b>2007</b>	MTU	20V4000G62	<b>2.20</b>	1500	214
<b>Total</b>				<b>32.45</b>		

Source : EDM SA 2008

En 2007 également les partenaires de l'OMVS ont dû procéder à des achats auprès de la société Aggreko à Dakar et Nouakchott compte tenu de la faible production de Manantali.

## 1.2.3.1. CENTRALE THERMIQUE DE DAR SALAM

Cette centrale, située à Bamako en pleine ville, fonctionne au DDO et dispose en 2008 d'une puissance totale installée d'environ 40 MW. Elle comprend quatre groupes MTU de 2,2 MW chacun (2007), une turbine à combustion de 24,6 MW (1999), un groupe de secours de 0,68 MW (1998) pour alimenter les auxiliaires et un groupe de 5 MW (1990) à réhabiliter et un groupe de 3 MW (1975) proche du déclassement. Les deux groupes CATERPILLAR de 1,28 MW chacun (2006) ont été déplacés dans des centres isolés.

Les consommations spécifiques étaient de l'ordre de 220 g/kWh en 2007 pour les groupes et moteurs les plus récents, 249 g/kWh et 270g/kWh pour les deux groupes les plus anciens, et près de 340 g/kWh pour la turbine à combustion.

## 1.2.3.2. CENTRALE THERMIQUE DE BALINGUE

La centrale thermique de Balingué, située à Bamako, fonctionne au DDO et dispose d'une puissance totale installée d'environ 32 MW. Elle comprend quatre groupes MTU de 2,2 MW chacun (2007), trois groupes MWM de 6,25 MW chacun (2000), un groupe MWM de 4,9 MW (2001) et un groupe de secours de MWM de 0,2 MW pour les auxiliaires.

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

L'ensemble des groupes est récent et ne nécessitera pas de renouvellement d'ici la fin du plan dans des conditions d'exploitation et de maintenance normales.

La consommation spécifique était de l'ordre de 215 g/kWh en 2007 pour l'ensemble des groupes.

### 1.2.3.3. ACHATS A LA SOCIETE AGGREKO

A partir de 2007, face au manque de capacité et la faible hydraulicité, il est devenu nécessaire de trouver une source supplémentaire de production. Un contrat a été conclu par l'OMVS avec un producteur indépendant, Aggreko, basé au Cap des Biches au Sénégal (ou Aggreko-Dakar) et à Nouakchott. Aggreko est une société qui installe des centrales diesel et vend l'électricité aux sociétés nationales. Le contrat prend fin mi 2008 à la mise en service d'une nouvelle centrale thermique à Bamako (centrale SOPAM). Le prix d'achat est 100 FCFA/kWh.

## 1.3. LE RESEAU DE TRANSPORT

Le Réseau Interconnecté du Mali est composé :

- du réseau EDM SA 150 kV / 66 kV / 30 kV centré sur le poste de Sirakoro
- du réseau 225 kV SOGEM Manantali de l'OMVS qui permet d'exporter la puissance produite à Manantali

### 1.3.1. LE RESEAU EDM SA

Le réseau EDM SA permet d'évacuer vers les centres de consommation l'énergie produite par les centrales hydroélectriques de Sélingué (46 MW), et Sotuba (5,7 MW), et les centrales thermiques de Darsalam (45MW) et Balingué (33MW) situées dans la région de Bamako.

Ce réseau se compose de 359 km de lignes 150 kV et 68,5 km de lignes 66 kV, et de 6 postes principaux HT/MT (4 postes dits d'interconnexion et 2 postes sources Sélingué et Balingué alimentant les réseaux de distribution). Les principales caractéristiques du réseau de transport EDM sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau n° 5 - RESEAU DE TRANSPORT EDM

Lignes 150 kV 228 mm <sup>2</sup>	km	359
Lignes 66 kV 140.6 mm <sup>2</sup>	km	68.5
Lignes 30 kV	km	230
Total	km	658
Postes HT/MT	Nbe	6
	MVA	282.5
Postes 30/15 kV	Nbe	6
	MVA	88

Les principales caractéristiques des lignes sont :

Tableau n° 6 - LIGNES DE TRANSPORT EDM SA

Lignes aériennes	De	A	Long. (km)	Section / type
Liaisons 150 kV	Kodialani	Lafiabougou	6,42	228mm <sup>2</sup> - AMS
	Kodialani	Kalabancoro	5	228mm <sup>2</sup> - Amelec
	Kalabancoro	Sirakoro	17	228mm <sup>2</sup> - Amelec
	Sirakoro	Sélingué	118	228mm <sup>2</sup> - Almélec
	Sirakoro	Balingué	12	228mm <sup>2</sup> - Almélec
	Sirakoro	Fana	112	228mm <sup>2</sup> - Almélec
	Fana	Ségou	109	228mm <sup>2</sup> - Almélec
Liaisons 66 kV	Sélingué	Yanfolila	68,5	140,6mm <sup>2</sup> Alu/Acier

Les principales caractéristiques des postes sont :

Tableau n° 7 - POSTES HT DE EDM SA

Postes HT	Un (kV)	Transformateurs Sn (MVA)	Remarques
Sélingué	150/8,6	3*18	
Balingué	150/15	3*18 1*60	
Sirakoro	150/15	1*22,5 1*30	Une réactance de 5 MVARs
Lafiabougou			
Fana	150/15	1*10	Une réactance de 5 MVARs
Ségou	150/15	2*10	Une réactance de 5 MVARs
Kalabancoro	150/15	1*30	

Le schéma unifilaire est présenté en annexe. La situation actuelle du RI se caractérise par la saturation de plusieurs organes de réseau dans un contexte d'augmentation soutenue de la charge liée à l'accroissement de la demande.

### 1.3.2. LE RESEAU SOGEM-MANANTALI

La SOGEM exploite un réseau 225 kV d'une longueur totale de 1300 km avec 8 postes associés. La ligne Est relie Manantali à Bamako (306 km), la ligne Ouest relie Manantali à Sakal au Sénégal (816 km). Une troisième ligne relie Dagana au Sénégal à Nouakchott en Mauritanie.

La longueur de ligne sur le territoire malien est d'environ 570 km (490 km entre les postes de Kayes et Kodialani). La liaison 150 kV entre les postes de Kodialani et Sirakoro est également dans le patrimoine SOGEM. Les postes sur le territoire malien sont :

- Kayes..... 225/90/30 kV ; 2x20 MVA
- Kita ..... 225/30 kV ; 1x20 MVA
- Kodialani.....225/150, 2x75 MVA

**RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

Selon les études antérieures, la capacité optimale de transit du réseau Est serait de 130 MW et celui du réseau Ouest de 170 MW. Cependant ce réseau peut être exploité avec un transit supérieur au prix de pertes plus élevées, ce qui sera le cas après raccordement des centrales de Félou et Gouina.

## 1.4. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

### 1.4.1. RESEAUX DU RI

Le réseau MT est triphasé 3 fils 15 kV. Le réseau BT est triphasé 4 fils 220/380 V.

Les principales caractéristiques des réseaux de distribution du RI sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau n° 8 - RESEAU DE DISTRIBUTION DU RI EN 2007

Centre	longueur			postes MT/BT		abonnés BT	ab/km
	MT	BT	TOTAL	Nbe	kVA	Nbe	U
BAMAKO	494	1 494	1 988	1 096	269 211	122 699	82
FANA+DIOILA	54	25	79	17	4 630	1 888	76
KOULIKORO	67	41	108	46	9 855	2 020	50
KATI	32	143	175	32	5 165	3 836	27
SELINGUE	19	21	41	9	1 860	745	35
YANFOLILA	1	5	6	2	350	436	97
SEGOU	84	176	260	98	14 658	8 162	46
MARKALA	20	42	61	15	3 190	1 355	33
KAYES	59	120	179	61	11 130	7 234	60
KITA	55	144	199	29	3 640	2 366	16
MANANTALI	47	14	61			329	24
MAHINA	92	23	116			307	13
BAFOULABE	6	10	16				-
<b>TOTAL</b>	<b>1 032</b>	<b>2 257</b>	<b>3 289</b>	<b>1 405</b>	<b>323 689</b>	<b>151 377</b>	<b>67</b>

Le nombre d'abonnés par km de ligne BT est de 67. On retrouve un chiffre similaire au Cameroun (60).

### 1.4.2. RESEAUX DES CI

L'ensemble des réseaux de distribution des CI représentent :

- 282.7 km de lignes MT
- 813.8 km de lignes BT
- 359 postes MT/BT

---

## 2.

### PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION DU RESEAU INTERCONNECTE

---

#### 2.1. METHODOLOGIE GENERALE

Le Plan Optimal d'Investissements proposé est un plan de développement au moindre coût. L'horizon pour ce Plan Optimal d'Investissements est l'année 2020.

Le principe général de tout plan de développement au moindre coût est le suivant :

Partant (1) de la capacité et de la durée de vie résiduelle du système existant, (2) de la demande prévisionnelle (inclues les pertes réseaux) et (3) d'un catalogue de projets programmés et candidats, il s'agit de déterminer la séquence optimale de mise en service des projets candidats qui permettra de satisfaire la demande au moindre coût. Ce choix des moyens de production influence le choix du développement du réseau de transport.

Il convient de compléter cette définition en mentionnant que cette démarche tient compte d'un taux de défaillance jugé acceptable. En effet il serait antiéconomique de configurer un système électrique avec un taux de défaillance nul, surtout avec une part très importante d'hydroélectricité comme c'est le cas au Mali.

Le coût total dont il s'agit est le coût total actualisé comprenant (1) les investissements, (2) les coûts d'exploitation et maintenance et (3) les coûts de défaillance. Ces coûts sont évalués du point de vue économique pour la nation, indépendamment de l'organisation institutionnelle du secteur électrique<sup>1</sup>.

Les centrales hydroélectriques OMVS sont traitées comme des centrales maliennes ayant une capacité égale à la quote-part du Mali (104 MW pour Manantali, 27 MW pour Félou, 63 MW pour Gouina).

Les coûts sont exprimés en euro constant qui offre l'avantage par rapport au dollar de présenter une parité constante avec le FCFA.

#### 2.2. LOGICIEL UTILISE

Les calculs sont réalisés à l'aide du programme HILLMIX qui est un programme de recherche du plan optimal de développement d'un parc de production d'électricité comprenant des centrales hydroélectriques, des centrales thermiques et des achats.

Il utilise l'algorithme de la programmation dynamique (un des algorithmes de la recherche opérationnelle) pour rechercher automatiquement les meilleures stratégies de développement. A la différence d'autres programmes du même type, HILLMIX réalise un placement précis de l'énergie hydroélectrique, centrale par centrale. Il considère 3 années hydrologiques type (sèche, moyenne, humide) ; dans les calculs de planification, il est effectué trois placements de l'énergie des différentes centrales hydroélectriques et thermiques, un pour chacune des trois

---

<sup>1</sup> Le possible bénéfice environnemental découlant de la réduction des émissions de gaz à effet de serre n'est pas pris en compte.

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

---

conditions hydrologiques. Il en résulte 3 valeurs de production pour chacune des centrales. Les coûts résultants des ces productions, pondérés par leurs probabilités associées de 20%, 60% et 20%, sont ensuite agrégés.

Le programme considère plusieurs périodes annuelles différenciées (chacun des 12 mois de l'année par exemple) ; pour chacune de ces périodes la courbe de la demande (entrée sous forme de monotone de charge) peut être différente, de même, cette dernière peut évoluer au fil des années.

Les données suivantes sont utilisées dans le modèle HILLMIX :

- Données générales
  - Période d'étude et pas de temps.
  - Taux d'actualisation.
  - Marge de réserve.
  - Taux de défaillance maximum et coût de défaillance.
  - Coûts des combustibles des centrales thermiques.
  - Probabilité attachée à chacune des 3 conditions hydrologiques.
- Demande, inclues les pertes des réseaux : Exprimée sous forme de monotones de charge au pas de temps choisi.
- Moyens de production
  - Type (existant, programmé ou candidat).
  - Durée de vie.
  - Coût d'investissement.
  - Coût d'exploitation.
  - Capacité et production (3 valeurs pour les centrales hydrauliques).
  - Combustible utilisé et consommation pour les centrales thermiques.
  - Taux de disponibilité.
  - Date de mise en service "au plus tôt".

L'intérêt du modèle HILLMIX est qu'il ne s'agit pas d'un simple modèle de simulation. Il s'agit d'un modèle d'optimisation qui opère directement la sélection des meilleurs projets candidats et établit le calendrier de leur mise en service. Ce logiciel, développé par SOGREAH, a déjà servi de base de calcul pour la réalisation de nombreux plans d'investissements électriques (Cameroun 2007/2008/Banque Mondiale, Madagascar 2006/Société Financière Internationale).

Le modèle donne accès aux résultats pour les meilleures séquences (5 max.). Ces résultats sont, entre autres :

- Coût total du programme, avec décomposition année par année.
- Participation de chacune des centrales à la satisfaction de la demande.

En ce qui concerne l'évaluation des investissements, on a utilisé pour chaque projet l'étude la plus récente, réactualisée à l'année 2008. La donnée introduite dans le modèle est la somme de l'investissement et des intérêts intercalaires durant la construction (IDC) qui sont fonction de la durée de construction.

### 2.3. LA DEMANDE

Il s'agit de la demande du réseau interconnecté (RI) jusqu'à l'horizon 2020. La demande fait l'objet du Rapport 1. Plus précisément il s'agit de la production requise, compte tenu des pertes dans les réseaux.

On rappelle ci-dessous les résultats :



**Tableau n° 9 - PRODUCTION REQUISE SUR LE RESEAU INTERCONNECTE**

		2007	2010	2015	2020
<b>SCENARIO DE BASE</b>					
<i>Demande totale</i>	[MWh]	636 830	805 541	1 485 568	2 209 354
<i>Production requise</i>	[MWh]	835 028	1 045 240	1 894 713	2 769 968
<i>Puissance de pointe</i>	[MW]	144	180	313	457
<b>SCENARIO FORT</b>					
<i>Demande totale</i>	[MWh]	636 830	840 064	1 628 819	2 540 757
<i>Production requise</i>	[MWh]	835 028	1 090 036	2 077 417	3 185 463
<i>Puissance de pointe</i>	[MW]	144	188	343	526
<b>SCENARIO FAIBLE</b>					
<i>Demande totale</i>	[MWh]	636 830	771 018	1 342 317	1 877 951
<i>Production requise</i>	[MWh]	835 028	1 000 444	1 712 008	2 354 473
<i>Puissance de pointe</i>	[MW]	144	173	283	389

La demande (inclues les pertes des réseaux) a été modélisée sous forme de courbes de charges monotones simplifiées pour chaque mois de chaque année. La courbe de charge type est choisie de telle façon que la surface délimitée par la courbe de charge est bien strictement égale à la demande exprimée en énergie. Le tableau ci-dessous donne les valeurs mensuelles relatives par rapport à la pointe du mois de mai (valeur 100).

**Tableau n° 10 - COURBES DE CHARGE TYPES RELATIVES**

	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Po=Pmax	75.9%	84.1%	95.1%	98.6%	<b>100.0%</b>	98.2%	90.3%	85.4%	89.5%	94.0%	87.3%	79.4%
P1/6	68.6%	77.0%	88.2%	92.4%	93.7%	90.8%	83.9%	79.1%	82.2%	88.4%	81.0%	72.6%
P2/6	61.3%	69.8%	81.3%	86.2%	87.5%	83.5%	77.4%	72.7%	74.8%	82.9%	74.7%	65.8%
P3/6=Pmoy	54.0%	62.7%	74.4%	80.0%	81.2%	76.1%	71.0%	66.3%	67.5%	77.3%	68.3%	59.0%
P4/6	46.7%	55.6%	67.5%	73.8%	74.9%	68.7%	64.6%	59.9%	60.1%	71.7%	62.0%	52.2%
P5/6	39.4%	48.4%	60.6%	67.6%	68.6%	61.3%	58.2%	53.5%	52.8%	66.2%	55.7%	45.4%
P6/6=Pmin	32.1%	41.3%	53.7%	61.3%	62.4%	53.9%	51.8%	47.2%	45.4%	60.6%	49.4%	38.7%

## 2.4. DONNEES GENERALES DE CALCULS

Les données générales utilisées sont résumées ci-dessous et détaillées dans les paragraphes qui suivent :

- Pas de temps : pour tenir compte de la saisonnalité de la demande, le pas mensuel est choisi
- Taux d'actualisation..... 10 %, avec étude de sensibilité à 8 et 12%
- Marge de puissance de réserve minimale ..... 5 %
- Taux de défaillance maximum..... 5 %
- Coût de défaillance..... 1 €/kWh
- Prix du carburant Diesel DDO et HFO 180 .....640 €/t et 460 €/t respectivement
- Prix des importations de Côte d'Ivoire .....45 FCFA/kWh (6.86 centimes €)
- Prix des importations du Ghana.....65 FCFA/kWh (9.91 centimes €)
- Conditions hydrologiques..... années décennales sèche et humide, année moyenne

**RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

**2.4.1. COUT DE DEFAILLANCE**

Il est difficile d'établir un tel coût. Les valeurs couramment utilisées en Afrique en accord avec les bailleurs de fonds sont un euro, un dollar ou 700 CFA par kWh. Nous retenons la valeur de 1 €/kWh (655 FCFA). Le coût de défaillance permet de faire l'arbitrage entre la non satisfaction courte de la demande et la mise en service d'un moyen de production qui ne fonctionnerait que sur cette période courte.

**2.4.2. PRIX DU CARBURANT DIESEL DDO ET HFO 180**

Les centrales thermiques existantes (Balingué et Dar Salam) sont équipées de groupes diesel au DDO. Les centrales programmées SOPAM et BID seront équipées de groupes diesel au HFO 180 Cst.

Le prix du pétrole a flambé en 2007/2008 pour dépasser la barre des 100 US\$/baril. Ce choc pétrolier a été en partie atténué pour la zone euro et la zone FCFA par la chute du dollar. Certains prévisionnistes prévoient une croissance continue du prix du pétrole vers 200 US\$/baril dans les années à venir car la demande, tirée par les pays émergents comme la Chine et l'Inde, est très forte tandis que les réserves sont limitées et les tensions dans les pays producteurs fortes. A contrario les prévisionnistes du FMI et de la Banque Mondiale prévoient un atterrissage du prix du pétrole à 75 US\$/baril car les prix élevés devraient accélérer la recherche de nouveaux gisements, infléchir la courbe de la demande et conduire à des substitutions vers le charbon et les énergies renouvelables souhaitables pour lutter contre le changement climatique.

Le tableau ci-dessous a été communiqué au Consultant en juin 2008 par la SFI (groupe Banque Mondiale) :

Tableau n° 11 - PREVISIONS DU PRIX DES ENERGIES

	Pétrole Dubai, Brent & WTI US\$/baril	Gaz Europe US\$/MBTU	Charbon Australie US\$/t
2007	74.89	9.01	69.22
2008	108.14	11.75	125.00
2009	107.02	11.66	126.77
2010	100.37	11.21	101.93
2011	94.14	10.68	81.38
2012	88.29	10.13	70.92
2013	82.81	9.57	65.47
2014	77.66	9.26	67.58
2015	75.00	8.97	69.73
2016	75.00	9.02	70.38
2017	75.00	9.07	71.01
2018	75.00	9.13	71.64
2019	75.00	9.18	72.26
2020	75.00	9.23	72.87

Prix en US\$ valeur 2008

Source : SFI (Banque Mondiale), Juin. 2008

Pour le présent plan directeur production, le prix du pétrole est indifférent pour les décisions d'investissements futurs en hydroélectricité à partir du moment où il est supérieur à 60 US\$/baril, ce qui sera sûrement le cas ; il ne sera donc pas fait d'études de sensibilité sur le prix du pétrole.

**RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

Nous retenons l'hypothèse d'un prix de 75 US\$/baril. De manière pratique nous retenons un prix constant en FCFA ou en euros avec une parité EUR/US\$ de l'ordre de 1.25 tenant compte d'une remontée du dollar, considéré comme trop faible actuellement.

Les approvisionnements se font selon différents axes, Abidjan, Dakar, Lomé et Cotonou. Les prix selon l'arrêté du 12 juin 2007, période durant laquelle le baril de pétrole était de l'ordre de 65 US\$/baril et le taux de change € / US\$ de l'ordre de 1.30, étaient les suivants :

Tableau n° 12 - STRUCTURE DU PRIX HT DU CARBURANT DIESEL DDO (FCFA / T)

	Abidjan	Dakar	Lomé	Cotonou
Prix au port	285 248	312 637	312 637	312 637
Transport Bamako	69 137	73 996	85 511	84 748
Marge	36 000	36 000	36 000	36 000
TOTAL	390 385	422 633	434 148	433 385

Source : Ministère de l'Economie et des Finances

Le prix complet représente environ 1.35 le prix au port.

Tableau n° 13 - STRUCTURE DU PRIX HT DU CARBURANT DIESEL HFO 180 (FCFA / T)

	Abidjan	Dakar	Lomé
Prix au port	178 090	195 468	195 468
Transport Bamako	64 324	69 604	75 076
Marge	36 000	36 000	36 000
TOTAL	278 414	301 072	306 544

Source : Ministère de l'Economie et des Finances

Le prix complet représente plus de 1.5 le prix au port.

Les prix en juillet 2008 s'établissaient aux valeurs suivantes :

Tableau n° 14 - PRIX DES CARBURANTS EN JUILLET 2008

FCFA/L HT	Abidjan	Dakar	Lomé
DDO	466.00	505.45	521.00
HFO 180	306.00	321.23	337.00

FCFA/T HT	Abidjan	Dakar	Lomé
DDO	520 089	564 118	581 473
HFO 180	332 609	349 163	366 304

A cette période l'euro valait 1.57 dollars et le baril 135 dollars.

Pour un baril à 75 US\$ et un euro à 1.25 US\$, il est retenu un prix du DDO rendu Bamako de 420 000 FCFA HT/ t (640 €/t). Il en résulte un prix du kWh diesel DDO, hors investissement et exploitation, de 92 FCFA HT/kWh, soit un coût complet supérieur à 100 FCFA HT /kWh.

Il est retenu un prix du HFO 180 rendu Bamako de l'ordre de 300 000 FCFA HT/ t (460 €/t). Il en résulte un prix du kWh diesel HFO, hors investissement et exploitation, de 65 FCFA HT/kWh, soit un coût complet de l'ordre de 75 FCFA HT /kWh.

### 2.4.3. COÛTS D'EXPLOITATION ET MAINTENANCE, TAUX DE DISPONIBILITÉ ET DURÉE DE VIE DES INSTALLATIONS

Pour les besoins de l'étude économique, nous considérons que les centrales hydroélectriques ont une durée de vie économique de cinquante ans, un facteur de disponibilité de 97% et un

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

---

coût d'entretien et de maintenance annuel représentant 1% du coût d'investissement de la centrale.

Pour les centrales diesel, nous considérons une durée de vie entre 15 et 20 ans, un taux de disponibilité de 90% et un coût d'exploitation / maintenance de l'ordre de 4 FCFA/kWh (0.6 centimes EUR).

### 2.4.4. PRIX DES IMPORTATIONS DE CÔTE D'IVOIRE ET DU GHANA

Théoriquement le prix des importations en provenance de Côte d'Ivoire pourrait être indexé sur le prix du gaz, comme supposé dans la réactualisation de l'étude de faisabilité de l'interconnexion CI-Mali éditée début 2008.

En fait ce prix fait l'objet d'un accord politique entre les deux pays ; l'hypothèse de 45 FCFA/kWh est retenue par la partie malienne. A titre de comparaison le prix consenti par la Côte d'Ivoire au Burkina Faso est 35.12 FCFA/kWh ; cependant ce prix n'a pas été réévalué. Ce prix est inférieur à celui du thermique (100 FCFA en DDO, 75 FCFA/kWh en HFO) et supérieur à celui des meilleurs projets hydroélectriques candidats. Nous supposons ce prix constant sur la période d'étude.

Pour le Ghana il est fait l'hypothèse d'une indexation sur le prix du gaz : une valeur de 65 FCFA/kWh est proposée.

### 2.4.5. CONDITIONS HYDROLOGIQUES

Les débits des grands fleuves d'Afrique de l'Ouest sont mesurés depuis un siècle. Cependant l'Afrique de l'Ouest a connu une sécheresse durable depuis les années 1960. De plus les études sur les changements climatiques font apparaître une aggravation des conditions climatiques pour l'Afrique. Ceci pose la question de la pertinence de l'utilisation des séries longues de données disponibles. En même temps des chercheurs posent l'hypothèse de la fin de la sécheresse en Afrique de l'Ouest ; pour le fleuve Sénégal cette sécheresse a peut être pris fin en 1994 (Journal des Sciences Hydrologiques, no 52 février 2007).

Pour la présente étude nous maintenons les valeurs de productible évaluées lors des études des différentes centrales hydroélectriques, en l'absence d'étude sérieuse de réévaluation des productibles.

Pour la centrale existante de Sélingué nous reprenons les résultats des simulations faites par SOGREAH en 1993 lors de la réactualisation de l'étude de faisabilité de Markala. Ces résultats sont cohérents avec les productions observées. Pour la centrale de Sotuba, le productible a été réévalué à l'aide des données hydrologique de l'étude de Kénié. Pour la centrale existante de Manantali et les centrales candidates Félou et Gouina, les données sont extraites des études Coyne et Bellier 2003 et 2004.

## 2.5. PRODUCTIBLE DU PARC EXISTANT

### 2.5.1. PRODUCTIONS DES CENTRALES HYDROELECTRIQUES (SELINGUE, SOTUBA, MANANTALI)

Trois scénarios de production énergétique sont retenus en fonction du type d'hydrologie annuelle, sèche, moyenne ou humide. Les valeurs données sont les productibles.

Il sera tenu compte de 3% de pertes au titre des arrêts planifiés et imprévus.

Au final, les scénarios retenus sont les suivants :

Tableau n° 15 - SCÉNARIOS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUES – CENTRALES EXISTANTES

Centrales existantes	Scénarios - Énergie nette (GWh)			Puissance installée (MW)
	Sec	Base	Humide	
Sélingué	197.7	224.7	249.2	46
Sotuba	39.3	38.5	37.4	5.7
Manantali*	260	419.6	503.5	104

\* pour Manantali, part du Mali

Les valeurs mensuelles retenues cumulées pour les 3 centrales sont données sur le graphique ci-dessous en GWh et sont détaillées pour chaque centrale dans les tableaux qui suivent ;

Graphique n° 3 - PRODUCTIBLE CUMULÉ DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES EXISTANTES

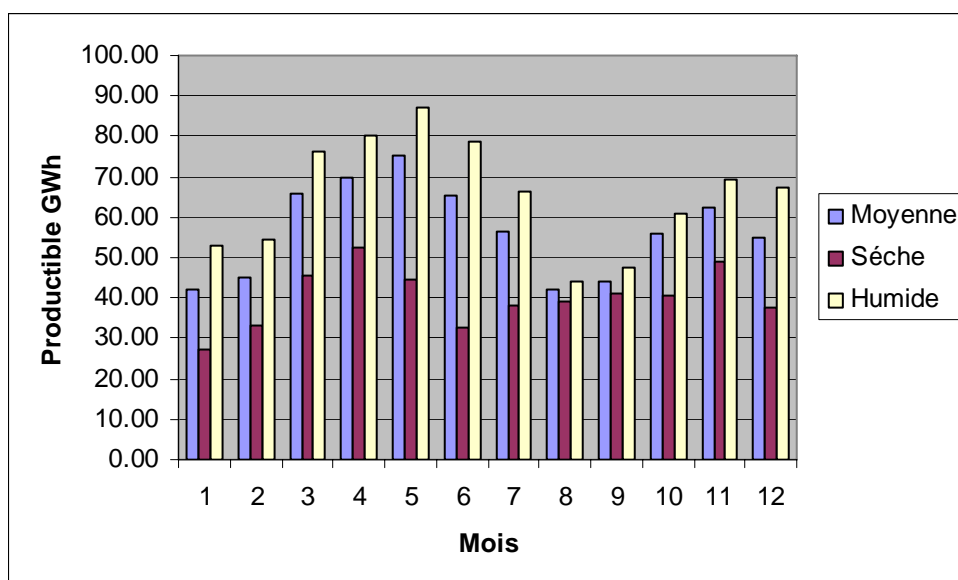


Tableau n° 16 - PRODUCTIBLE DE LA CENTRALE DE SELINGUE

Année	Séche	Moyenne	Humide
Janvier	4.8	9.5	14.8
Février	7.0	9.0	12.0
Mars	15.6	17.2	18.7
Avril	17.1	17.9	19.1
Mai	17.2	18.6	20.1
Juin	10.8	14.6	18.9
Juillet	10.4	16.9	19.1
Août	24.1	22.3	21.0
Septembre	25.9	25.9	25.9
Octobre	26.8	26.8	26.8
Novembre	25.9	25.9	25.9
Décembre	12.3	20.1	26.8
TOTAL	197.7	224.7	249.2

Source : Etude Sogreah Markala 1993

**RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

Le productible ci-dessous de Sotuba a été réévalué à l'aide des données hydrologiques de l'étude de Kénié et d'une estimation de la loi hauteur débit aval basée sur la courbe de tarage de la station de Koulikoro. En effet la DNE n'a pas été en mesure de communiquer cette donnée de l'étude de faisabilité 1986 de Gibb & Tractionnel. Le fonctionnement hydraulique de l'aménagement est complexe ; en basses eaux, la chute du site est maximale, mais la capacité du canal d'aménée est limitée et la perte de charge dans ce canal élevée, en hautes eaux, la chute du site est réduite, mais la contrainte due au canal d'aménée disparaît.

Tableau n° 17 - PRODUCTIBLE DE LA CENTRALE DE SOTUBA

Année	Sèche	Moyenne	Humide
Janvier	3.17	3.07	3.45
Février	2.82	2.87	2.84
Mars	3.23	3.11	3.09
Avril	3.07	2.99	2.97
Mai	3.10	2.99	3.06
Juin	3.08	3.01	3.33
Juillet	3.48	3.75	3.74
Août	3.66	3.55	3.31
Septembre	3.26	2.93	2.13
Octobre	3.37	3.15	2.40
Novembre	3.62	3.59	3.41
Décembre	3.46	3.57	3.70
TOTAL	39.31	38.56	37.44

Source : recalcul Sogreah

Selon les données OMVS la production moyenne et sèche de Manantali sont respectivement 807 GWh (419.6 GWh pour le Mali) et 500 GWh (260 GWh pour le Mali).

Nous avons retenu comme production d'année décennale sèche 500 GWh (260 GWh pour le Mali) avec la distribution mensuelle de l'année 2007 dont la valeur est peu supérieure à celle de la décennale sèche. Pour l'année moyenne nous avons repris la distribution mensuelle de l'année 2006, proche de la moyenne. Pour l'année humide nous avons retenu un productible 20% supérieur à la moyenne.

Tableau n° 18 - PRODUCTIBLE DE LA CENTRALE DE MANANTALI (PART MALI)

Année	Sèche	Moyenne	Humide
Janvier	19.5	29.2	35.0
Février	24.1	32.6	39.1
Mars	28.0	45.0	54.0
Avril	33.2	48.3	57.9
Mai	25.2	52.8	63.4
Juin	19.0	47.5	57.0
Juillet	25.9	37.3	44.8
Août	13.1	17.6	21.1
Septembre	14.0	16.2	19.5
Octobre	12.4	26.8	32.2
Novembre	21.9	34.4	41.2
Décembre	23.5	31.9	38.3
TOTAL	260.0	419.6	503.5

Source : OMVS (site web) et estimation Sogreah

## 2.5.2. CAPACITES DES CENTRALES THERMIQUES EXISTANTES

Pour les puissances installées, voir Chapitre 1.

## 2.6. LES CENTRALES PROGRAMMEES ET CANDIDATES ET LES FUTURS ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

Les centrales programmées sont les centrales dont la décision de construction a été prise et dont la date de mise en service est connue. :

- centrales hydroélectriques : il s'agit de la centrale de Félou en cours de réalisation (appel d'offres pour la construction en cours) ;
- centrales thermiques : deux centrales à Bamako, la centrale SOPAM en cours de réalisation (mise en service en 2009) et la centrale BID.

Les centrales candidates regroupent les centrales identifiées ayant fait l'objet d'études avancées. Leurs dates de mise en service seront déterminées par le logiciel d'optimisation.

- centrales hydroélectriques : il s'agit des centrales hydroélectriques en projet (Gouina, Kénié, Sotuba II, Markala et Talé). Notons qu'il existe d'autres sites déjà identifiés mais n'ayant pas fait l'objet d'études à un niveau suffisant pour être pris en compte dans le présent plan directeur ;
- Groupes thermiques : groupes diesel standard au HFO 180.

Les futurs achats d'électricité quant à eux se feront via les lignes d'interconnexions existantes et futures auprès de la Côte d'Ivoire et du Ghana. La liaison Mali - Côte d'Ivoire est un projet programmé (mise en service en 2012 du tronçon CI – Sikasso – Ségou et 2015 pour le tronçon Sikasso - Bamako) tandis que la liaison avec le Ghana est un projet candidat.

### 2.6.1. CENTRALES HYDROELECTRIQUES

#### 2.6.1.1. LE POTENTIEL HYDROELECTRIQUE DU MALI

Sur le plan hydrographique, le pays est arrosé par deux grands fleuves et leurs affluents : (i) le fleuve Sénégal (1800 km) qui a environ la moitié de son parcours au Mali et (ii) le fleuve Niger (4200 km dont 1700 km au Mali). Au centre du pays, le Niger coule dans une plaine à faible pente qui, lors des crues, prend l'aspect d'une véritable mer intérieure, le Delta Intérieur.

Le potentiel d'hydroélectricité du Mali est estimé à plus de 1000 MW, répartis entre une vingtaine de sites dans le bassin des fleuves Sénégal (trois quarts du potentiel en raison du relief plus marqué) et Niger. Actuellement seul un quart de ce potentiel est mis en valeur (Manantali + Selingué + Sotuba = 250 MW). Le potentiel revenant au Mali est de l'ordre de 700 MW en considérant que 50% du potentiel du fleuve Sénégal est laissé au bénéfice du Sénégal et de la Mauritanie au sein de l'OMVS. Le productible correspondant pour le Mali serait de l'ordre de 3 000 GWh/an, soit au moins 3.5 fois le niveau de la consommation nationale d'électricité de 2007.

Toutes les études consultées font référence au grand avantage qui serait apporté aux projets sur le Niger (Kénié, Sotuba, Markala, Taoussa) par la réalisation du barrage régulateur de Fomi dans le bassin du Haut Niger en Guinée dont le réservoir serait le triple de celui de Selingué. Cependant, selon certaines organisations comme Wetlands International, le coût socio-économique du barrage serait pour le Mali supérieur au bénéfice en énergie. En effet l'économie du Delta Intérieur, où vit une population de un million de personnes, dépend des crues et de l'ampleur des surfaces inondées ; les études feraient apparaître une corrélation entre les performances de la pêche, la riziculture et l'élevage, activités majeures dans le Delta Intérieur, et l'ampleur des surfaces inondées en crues. En réduisant les crues, le barrage de

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

Fomi aurait un impact négatif fort sur ces activités (voir travaux de la Conférence FAO/Pays Bas en février 2005, Le Niger, un câble de sauvegarde : résultats économique et écologiques de la gestion dans le bassin du haut Niger).

### 2.6.1.2. LES PROJETS PROGRAMMES ET CANDIDATS

Les projets retenus pour la présente étude sont Félou II et Gouina sur le fleuve Sénégal, Kénié, Sotuba II, Markala sur le fleuve Niger et Talo sur le fleuve Bani, affluent du Niger.

Au-delà, il devra être envisagé la mise en valeur d'autres sites. Il est hautement recommandé que les études sur ces aménagements soient lancées au plus tôt ; il est clair en effet que l'hydroélectricité est la meilleure option économique et environnementale, y compris par rapport aux achats aux pays du WAPP qui sont basés sur du thermique gaz.

### 2.6.1.3. PROJET FELOU (PROJET PROGRAMME)

Le projet est localisé dans la région de Kayes, commune de Diamou. Le projet est situé sur le fleuve Sénégal aux chutes de Félou, environ 200 km en aval du barrage de Manatali et à 15 km de la ville de Kayes.

Le Projet de Félou est en cours de réalisation : un appel d'offre international a été lancé mi 2007 pour la construction de la centrale. La mise en service est maintenant prévue en 2012 compte tenu du retard pris dans la procédure d'attribution du marché de réalisation.

Ce projet a fait l'objet au préalable d'une étude de faisabilité achevée par Coyne et Bellier en 2003. Une étude des impacts environnementaux du projet est également disponible (S.A. AGRER N.V - février 2006). Le projet consiste en la réhabilitation d'un seuil et la construction d'une usine hydroélectrique d'environ 59 MW (500 m<sup>3</sup>/s). Notons que ce projet se réalise dans le cadre de l'OMVS et que la part du Mali représente 45% des valeurs techniques du projet : 26,6 MW. L'avantage de ce projet est d'être situé en aval du barrage de Manatali qui apporte une régularisation des apports ; les lâchers du barrage de Manatali représentent environ les deux tiers de l'eau arrivant à Félou.

Les trois scénarios de production énergétique ont été déterminés sur la base de la répartition des apports d'eau telle que définie dans le rapport de faisabilité et avec un débit réservé de 5 m<sup>3</sup>/s.

Tableau n° 19 - PRODUCTIBLE DU PROJET DE FELOU (PART MALI) EN GWH

Année	Sèche	Moyenne	Humide
Janvier	7.0	11.9	18.8
Février	7.2	9.1	17.0
Mars	9.9	7.1	14.4
Avril	9.5	6.3	10.0
Mai	8.0	6.3	9.9
Juin	4.8	5.3	9.5
Juillet	6.0	7.8	18.9
Août	5.0	17.9	16.9
Septembre	4.8	16.4	15.6
Octobre	6.0	18.0	16.6
Novembre	6.8	16.8	17.3
Décembre	7.0	12.7	18.9
TOTAL	82.0	135.5	183.8

Source : recalcul SOGREAH

L'évacuation de l'énergie produite nécessite la construction d'une ligne de 3 km de longueur environ jusqu'au poste existant de Kayes. Le projet ne nécessite pas de renforcement du réseau 225 kV de la SOGEM. En effet la somme des quotes-parts du Mali sur Manatali et



## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

Férou représente une puissance de 130 MW qui avait été déterminée comme la capacité de transit optimale du réseau est (optimum entre investissement et pertes en ligne).

Le coût prévisionnel de l'ensemble de ces infrastructures a été évalué à 82,7 millions d'euros (hors IDC) base 2001 lors de l'étude de faisabilité (inclus coûts d'atténuation des impacts environnementaux). Le résultat de l'appel d'offres pour un contrat clé en main a été de 130 et 155 millions d'euros respectivement pour les 2 offres en lice. Nous retenons le chiffre de 130 millions d'euros base 2008, soit une quote-part de 58.5 millions d'euros pour le Mali. Sur la base d'une durée de construction de 3 ans et selon le calendrier des déboursés et du taux d'actualisation, les IDC varient entre 15 et 22%. Nous retenons le chiffre de 20%. Le coût IDC inclus est donc de 70.2 millions d'euros pour le Mali.

Le coût du kW installé ressort à 2203 €. Le coût moyen actualisé à 10% est 5.7 centimes d'euros, soit 37 FCFA/kWh).

### 2.6.1.4. PROJET GOUINA (PROJET CANDIDAT)

Le Projet de Gouina a fait l'objet d'une étude de faisabilité achevée par Coyne et Bellier en 2004. Une étude des impacts environnementaux du projet est également disponible (STUDY - septembre 2006).

Le projet est localisé dans la région de Kayes, commune de Diamou. Le projet est situé sur le fleuve Sénégal aux chutes de Gouina, environ 195 km en aval du barrage de Manatali et 64 km en amont des chutes de Férou.

Notons que ce projet est prévu être réalisé dans le cadre de l'OMVS et que la part du Mali représenterait 45%.

L'avantage de ce projet est d'être situé en aval du barrage de Manatali qui apporte une régularisation des apports ; les lâchers du barrage de Manatali représentent environ les deux tiers de l'eau arrivant aux chutes de Gouina.

Tel que défini dans l'étude de faisabilité, le Projet consiste en la construction d'un barrage déversant sur le fleuve Sénégal à l'amont immédiat des chutes de Gouina, un canal de dérivation et une usine hydroélectrique en rive gauche et un canal de fuite.

L'évacuation de l'énergie produite nécessite la construction d'une ligne de 58km de longueur environ jusqu'au poste existant de Kayes.

Deux variantes ont été proposées correspondantes à 2 valeurs de la cote du seuil déversant, 70 (variante G2) et 75 m (variante G3).

Tableau n° 20 - PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DU PROJET DE GOUINA

		G2	G3
Côte du seuil du barrage	m	70	75
Population déplacée (2005)	hab	505	1135
Chute brute moyenne	m	18.5	22.5
Débit équipé	m <sup>3</sup> /s	600	700
Puissance installée	MW	95	140
Type de groupes		Bulbe	Kaplan
Energie moyenne, variable selon la gestion Manatali	GWh/an	430 à 470	570 à 620
Investissement (base 2001, hors IDC)	M€	131.4	181.4

Source : Etude de faisabilité de l'aménagement de Gouina – Mars 2004

L'impact du projet est considéré modéré même dans la solution G3. Lors de la consultation pour recruter un consultant pour l'assistance pour le développement du projet, l'OMVS avait fait

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

le choix de la variante G3. Nous faisons donc l'hypothèse que le choix de la variante G3 est maintenue afin d'utiliser le site de façon optimale.

La mise en service au plus tôt est considérée être 2013, à la condition de ne pas envisager simultanément le renforcement du réseau Ouest. Pour tenir ce calendrier il faudrait déjà sécuriser le financement et préparer les dossiers de consultations (en supposant un contrat conception – réalisation comme pour le projet de Félou).

L'aménagement de Gouina sera réalisé après celui de Félou. Le réseau de transport Est (Kayes – Bamako) peut évacuer la part du Mali de Manantali, Félou et Gouina dans le cas de la variante G2 (95 MW), d'autant mieux qu'une partie de la production est absorbée en amont dans la région de Kayes et Manantali, en particulier après le raccordement des mines d'or de Sadiola, Tabakoto et Loulo, mais pas dans le cas de la variante G3. Par contre selon les informations recueillies, le réseau Ouest ne pourra pas évacuer la part de production revenant au Sénégal et à la Mauritanie aussi bien dans le cas de la variante G2 que G3, sauf à accepter des pertes en lignes élevées. Le renforcement du réseau ouest nécessiterait la réalisation de la ligne Kayes – Tambacounda – Kaolack prévue normalement être réalisée dans le cadre du projet OMVG ou WAPP.

Conditionner la réalisation du projet de Gouina au renforcement du réseau risque de retarder le projet de plusieurs années. Nous faisons l'hypothèse que le projet pourra se réaliser indépendamment de ce renforcement dans les conditions suivantes ; le génie civil sera réalisé pour la variante G3 mais la puissance installée dans un premier temps sera de moitié, soit 70 MW (en installant 2 groupes sur 4 par exemple). La part du Mali sera de 42.7 MW et celle du Sénégal et de la Mauritanie de 27.3 MW. La puissance initiale proposée pour le Mali est à la fois celle qui donne pour le Mali la même énergie en phase 1 (70 MW) et phase 2 (140 MW). Lorsque le réseau aura été renforcé, la puissance de la centrale sera portée à 140 MW et la part du Sénégal et de la Mauritanie sera portée à 77 MW et celle du Mali à 63 MW.

Les trois scénarios de production énergétique, détaillés en annexe, sont déterminés sur la base de la répartition des apports d'eau telle que définie dans le rapport de faisabilité et un débit réservé de 5 m<sup>3</sup>/s. Pour un équipement à 2 groupes, les résultats sont :

Tableau n° 21 - PARAMETRES DU PROJET DE GOUINA EN PHASE 1

Phase 1 : 70 MW	Année sèche	Année moyenne	Année humide
Total	298.2 GWh	434.3 GWh	538.9 GWh
Mali (42.7 MW), 61%	181.9 GWh	265 GWh	328.7 GWh

Après ajout des 2 groupes suivants, les résultats seront :

Tableau n° 22 - PARAMETRES DU PROJET DE GOUINA EN PHASE 2

Phase 2 : 140 MW	Année sèche	Année moyenne	Année humide
Total	298.2 GWh	589 GWh	810 GWh
Mali (63 MW), 45%	134.2 GWh	265 GWh	364.4 GWh

En année moyenne, la part du Mali est 265 GWh aussi bien en phase 1 que phase 2.

La répartition mensuelle pour le Mali avec 2 groupes est :

Tableau n° 23 - PRODUCTIBLE DU PROJET DE GOUINA (PART MALI) EN GWH

Année	Sèche	Moyenne	Humide
Janvier	15.5	26.7	30.1
Février	16.0	20.4	27.2
Mars	21.9	15.8	30.6
Avril	21.2	13.9	22.3
Mai	17.7	13.8	21.9
Juin	10.7	11.5	21.2
Juillet	13.3	17.1	30.0
Août	11.1	29.7	29.3
Septembre	10.7	28.5	28.2
Octobre	13.3	29.7	29.2
Novembre	15.0	29.2	28.6
Décembre	15.5	28.5	30.0
<b>TOTAL</b>	<b>181.9</b>	<b>264.9</b>	<b>328.7</b>

Source : recalcul SOGREAH

Le coût prévisionnel de l'ensemble du projet a été évalué à 181,5 millions d'euros (hors IDC) valeur octobre 2001 lors de l'étude de faisabilité se décomposant comme suit :

- Equipement de l'usine : ..... 65 600 k€
- Raccordement au réseau : ..... 8 965 k€
- Génie civil et autres coût : ..... 106 935 k€

Nous retenons les coûts suivants pour 2 groupes installés sur 4 (phase 1) :

- Equipement de l'usine : ..... 34 100 k€
- Raccordement au réseau : ..... 8 965 k€
- Génie civil, raccordement au réseau et autres coût : ..... 106 935 k€
- Total : ..... 150 000 k€

Nous réévaluons ce coût selon le même ratio que Félou (+ 57.2%), soit 235.8 millions d'euros valeur 2008. Nous supposons que le Mali devra supporter 61 % de ce coût, correspondant à sa quote-part initiale (42.7 MW sur 70 MW). On suppose qu'une compensation sera faite lors de l'investissement de la phase 2. Au final, l'investissement à charge du Mali s'élèverait à 143.8 millions d'euros hors IDC, 172.6 millions d'euros avec IDC.

Le coût du kW installé ressort à 2569 €. Le coût moyen actualisé à 10% est 4.3 centimes d'euros, soit 29 FCFA/kWh).

On considère une durée de construction de 3 ans et une possible mise en service au plus tôt en 2013.

#### 2.6.1.5. PROJET KENIE (PROJET CANDIDAT)

Les premières études du Projet de Kénié datent de 1949. Une étude de faisabilité a été réalisée par Stucky en 1999 proposant une puissance installée de 56 MW. Une réévaluation du projet a été faite par le bureau Coyne et Bélier (COB) en janvier 2007 avec 3 turbines Kaplan au lieu de 4 turbines Bulbe, une chute nominale relevée de 8.5 m à 10 m et une puissance installée de 42 MW (600 m<sup>3</sup>/s).

Le Projet, implanté sur le fleuve Niger à 35 km en aval de Bamako et juste en amont de Koulikoro, consiste en la réalisation d'un seuil fixe, le recalibrage et l'endiguement d'un chenal naturel de longueur développée 5.5 km et d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 42 MW de puissance installée (3x14 MW). Le barrage de Sélingué apporte un soutien d'étiage qui garantit la plupart des années un débit de l'ordre de 110 m<sup>3</sup>/s à l'étiage. Un débit réservé de

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

10 m<sup>3</sup>/s est prévu pour le tronçon de rivière court-circuité. La chute disponible varie entre 13.5 m à l'étiage et 6 m en crues.

Le productible moyen annuel attendu s'élève à 188 GWh pour une puissance maximum disponible de 34.3 MW lorsque les apports et le débit turbiné sont de 600 m<sup>3</sup>/s.

Les caractéristiques proposées dans l'étude COB pour les groupes sont ;

- Chute nominale 10 m
- Variations extrêmes de chute 6 à 14 m
- Débit unitaire turbiné 200 m<sup>3</sup>/s
- Type proposé Kaplan axe vertical
- Puissance unitaire électrique 14 MW

Le projet nécessite la construction d'une ligne électrique 150 kV de 15 km se raccordant directement à la ligne existante Bamako-Ségou en antenne (alternative en coupure d'artère). La centrale est également reliée à la ligne 30 kV Bamako-Koulikoro distante de 3 km.

Les productibles ont été recalculés sur la base des données 1982 (après mise en service de Sélingué) à 1998 en retranchant un débit réservé de 10 m<sup>3</sup>/s :

Tableau n° 24 - PRODUCTIBLE DU PROJET DE KENIE (GWh)

Année	Sèche	Moyenne	Humide
Janvier	8.19	11.13	17.28
Février	6.17	7.20	10.99
Mars	5.56	7.07	10.36
Avril	7.72	7.34	10.58
Mai	10.21	9.21	11.22
Juin	7.55	14.04	16.89
Juillet	16.06	25.51	21.77
Août	23.37	22.28	21.80
Septembre	21.10	21.10	21.10
Octobre	21.80	21.80	21.80
Novembre	24.02	22.70	21.76
Décembre	17.03	19.24	25.11
TOTAL	168.79	188.60	210.67

Source : étude STUCKY 1999 et détaillage SOGREA H

Le productible d'année sèche et année humide n'est pas sensiblement différent de celui de l'année moyenne. Ceci est une particularité des projets basse chute ; les forts débits réduisent la chute tandis que les faibles débits l'augmentent, apportant ainsi une certaine compensation à la baisse du débit.

Le coût prévisionnel de l'ensemble de ces infrastructures a été évalué à 72 millions d'euros (hors IDC) en 1999 lors de l'étude de faisabilité Stucky se décomposant en 30 M€ pour le génie civil et 42 M€ pour les équipements. Le bureau COB a réévalué le coût à 74.7 millions d'euros valeur 2006 le coût direct de construction et à environ 86.7 millions d'euros le coût complet de développement (inclus frais d'ingénierie) et à 98.3 millions d'euros ce montant IDC inclus.

En mai 2008, SOGREA H avait procédé à une vérification et validé le chiffrage Stucky. Cependant à la lumière de l'appel d'offres pour le projet de Félou, ces chiffres apparaissent trop faibles.

Il est retenu un montant de 100 millions d'euros hors IDC et 120 millions d'euros IDC inclus.

Le coût du kW installé ressort à 2381 €. Le coût moyen actualisé à 10% est 7 centimes d'euros, soit 46 FCFA/kWh.

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

On considère une durée de construction de 3 ans et une possible mise en service au plus tôt en 2013.

### 2.6.1.6. PROJET MARKALA (PROJET CANDIDAT)

La centrale de Markala a été étudiée au niveau étude de faisabilité en 1983 par le groupement SOGREAH-LI. En 1991 SOGREAH a réalisée l'actualisation de l'étude. L'étude a fait l'objet d'une reprise récente par le bureau américain Burgess & Niple.

L'avantage premier de ce projet est que le barrage de Markala sur le fleuve Niger est existant. La centrale est au fil de l'eau. Le barrage de Sélingué en amont apporte un soutien d'étiage. Cependant les apports turbinables à Markala sont fortement conditionnés par les prélèvements d'eau pour l'agriculture :

- Prélèvements hydroagricoles en amont de Koulikoro ;
- Mais surtout prélèvements de l'Office du Niger à Ségou prévus être fortement augmentés.

A noter que les pertes par évaporation sont fortes, par exemple de l'ordre de 35 m<sup>3</sup>/s en saison chaude entre Koulikoro (site de jaugeage) et Markala.

La centrale sera placée derrière la première passe RD du barrage, en aval du radier existant (les solutions étudiées dans les berges sont plus onéreuses). La légère réduction du passage hydraulique du barrage a une influence négligeable sur les niveaux d'eau aux passages des crues. La centrale sera équipée de 3 groupes Kaplan axe vertical en siphon (l'étude a envisagé aussi des groupes Bulbes, mais dans ce cas le fonctionnement en réseau isolé n'est pas possible). On peut envisager également des groupes en S à axe horizontal qui permettent l'ajout d'un volant d'inertie si nécessaire.

L'étude SOGREAH avait étudié la centrale sur la plage 4.5 – 10.5 MW et avait conclu à une capacité optimale de 7.8 MW correspondante à un débit total turbiné de 225 m<sup>3</sup>/s dans le contexte de l'époque. Une puissance plus élevée peut être adoptée dans le contexte actuel ; on retient la valeur de 13.5 MW (390 m<sup>3</sup>/s) proposée par le bureau Burgess & Niple.

Les principales caractéristiques des groupes (3 x 4.5 MW) sont :

- Chute brute 4.8 m
- Chute nette 4.2 m
- Variations extrêmes de chute 1.5 à 6 m
- Type préconisé Kaplan axe vertical en siphon ou axe horizontal en S
- Puissance unitaire électrique 4.5 MW

Une ligne 63 kV de 36 km permettra d'évacuer l'énergie sur la ligne Ségou - Niono.

Le débit turbinable est fonction des prélèvements pour l'irrigation. Sur la base de données publiée par l'Office du Niger, on obtient les valeurs suivantes :

	Q Koulikoro	Evaporation	Irrigation	Q Markala
Janvier	190.75	12	70	108.8
Février	128.83	11	70	47.8
Mars	113.12	11	70	32.1
Avril	121.07	10	70	41.1
Mai	151.21	5	85	61.2
Juin	265.58	1	85	179.6
Juillet	620.52	5	85	530.5
Août	1686.88	0	85	1601.9
Septembre	3073.98	5	125	2944.0
Octobre	2580.98	11	130	2440.0
Novembre	1078.53	18	100	960.5
Décembre	400.57	24	70	306.6

Nota : hydraulité moyenne

Le productible qui en découle est, pour la situation présente :

Tableau n° 25 - PRODUCTIBLE ACTUEL DU PROJET DE MARKALA (GWH)

Année	Sèche	Moyenne	Humide
Janvier	1.77	3.42	7.22
Février	0.92	1.51	3.64
Mars	0.27	1.16	3.03
Avril	1.66	1.41	3.26
Mai	2.70	2.09	3.27
Juin	1.37	4.97	7.01
Juillet	6.10	10.06	10.06
Août	8.85	7.34	5.72
Septembre	6.00	4.12	-
Octobre	6.65	5.32	-
Novembre	9.74	8.81	7.46
Décembre	6.72	8.35	10.06
TOTAL	52.75	58.56	60.73

Le bureau Burgess & Niple a estimé le productible futur en fonction de l'augmentation prévue des débits d'irrigation. Il n'a malheureusement pas été possible d'obtenir le détail des calculs. Sur la base de graphes issus du rapport Burgess & Niple, les résultats sont :

Tableau n° 26 - PRODUCTIBLE FUTUR DU PROJET DE MARKALA SELON BURGESS & NIPLE

MWh	2005	2015	2025	Ultime
Janvier	6000	5000	2000	0
Février	2000	500	0	0
Mars	500	0	0	0
Avril	1000	0	0	0
Mai	1000	0	0	0
Juin	5500	3200	0	0
Juillet	9500	9500	9500	9500
Août	7000	6750	6200	6000
Septembre	3500	3500	3150	3000
Octobre	4500	4500	4500	4000
Novembre	8250	8100	7900	7800
Décembre	10000	10000	9500	7850
TOTAL	58750	51050	42750	38150

Le résultat pour la situation présente (2005) est similaire à celui du tableau 22, soit environ 58.5 MWh. On retient le scénario 2015 pour la présente étude, soit un productible annuel de 51 MWh.

Le productible en année sèche a été estimé par Burgess & Niple à 30 MWh avec une production nulle de février à juin inclus.

L'investissement est estimé comme suit, valeur 2008, sur la base de l'étude 1991 :

Tableau n° 27 - COUT DU PROJET DE MARKALA

Équipement, incluse la ligne	20 000 k€
Génie civil	13 000 k€
Étude et direction de travaux	2 000 k€
TOTAL	35 000 k€

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

---

Il correspond à un coût au kW installé de 2588 €. L'investissement IDC inclus est 40.25 M€. Le coût actualisé à 10% du kWh est 8.7 centimes €, soit 57 FCFA/kWh. L'économie du projet est durement impactée par l'augmentation des prélèvements pour l'irrigation.

On considère une durée de construction de 3 ans et une possible mise en service au plus tôt en 2013.

### 2.6.1.7. PROJET SOTUBA II (PROJET CANDIDAT)

Le projet Sotuba II a fait l'objet d'une étude de faisabilité en 1986 par le groupement Sir Alexander Gibb & Partners et Tractionnel Electrobél Engineering. Le projet consiste en le doublement de l'aménagement de Sotuba. Les rapides de Sotuba sur le Niger se situent à environ 6 km de Bamako et présentent une dénivellée d'environ 7 m sur une distance de 3 km. Deux seuils existants, le barrage de Damanda et le barrage des Aigrettes, barrent le lit du fleuve et dérivent les eaux dans un canal d'aménée qui alimente la centrale Sotuba I et le canal d'irrigation de Baguineda. Le canal d'aménée constitue la contrainte majeure pour l'extension de la capacité du site à cause de la perte de charge importante qui s'y crée sous les faibles niveaux de retenue. C'est pourquoi la solution optimale retenue dans l'étude antérieure consiste à relever le niveau de retenue en saison sèche de 1.65 m (de 316.35 à 318) à l'aide d'un barrage vanné. Cette solution a été sélectionnée parmi trois solutions qui sont :

- Alternative A : Nouveau barrage 70 m en aval du barrage des Aigrettes permettant de maintenir la retenue au niveau 318 en saison sèche. Le canal d'aménée reste inchangé (avec possibilité de revêtir la portion en terrain meuble) ; puissance additionnelle : 5 MW sans revêtement (vitesse d'eau limitée à 0.7 m/s), 6 MW avec revêtement ;
- Alternative B : Agrandissement du canal ; puissance additionnelle : 3.5 MW
- Alternative C : Surélévation des barrages actuels à 317 et approfondissement du canal d'aménée ; puissance additionnelle : 6 MW.

La solution A avec revêtement du canal (+ 6 MW) a été trouvée comme la plus intéressante dans l'étude 1986, portant la puissance totale à 11.7 MW (220 m<sup>3</sup>/s).

Les principales caractéristiques de cette solution sont les suivantes :

- Réalisation d'un nouveau barrage relevant le niveau de la retenue en saison sèche à la côte 318, comprenant une section vannée de 400 m, une section déversante de 800 m et une digue de fermeture de 400 m, soit une largeur totale de 1600 m ;
- Revêtement du canal dans la partie de terrain meuble (700 m) afin d'augmenter le débit de ce canal ;
- Réalisation d'une deuxième centrale au fil de l'eau de 6 MW dans l'espace entre l'actuelle centrale et la prise d'eau de Baguineda ;
- Excavation d'un canal de fuite de 235 m de long parallèle à l'existant.

Le productible en années sèche, moyenne et humide a été réévalué sur la même base hydrologique que pour Kénié. Les tableaux ci-après présentent le productible total Sotuba I+II et l'accroissement de productible résultant de la réalisation du nouveau barrage et du doublement de la puissance installée qui passe de 5.7 à 11.7 MW.

Tableau n° 28 - PRODUCTIBLE DES CENTRALES SOTUBA I ET SOTUBA II (GWh)

Année	Sèche	Moyenne	Humide
Janvier	6.2	8.1	8.4
Février	4.7	5.4	7.9
Mars	4.2	5.4	7.7
Avril	5.8	5.5	7.8
Mai	7.6	6.9	8.2
Juin	5.7	8.3	8.1
Juillet	8.5	7.9	8.2
Août	7.0	6.2	5.2
Septembre	5.3	4.2	2.8
Octobre	5.7	4.9	3.2
Novembre	7.5	6.9	6.1
Décembre	8.4	8.3	8.0
<b>TOTAL</b>	<b>76.6</b>	<b>78.0</b>	<b>81.5</b>

Tableau n° 29 - PRODUCTIBLE DU PROJET SOTUBA II (GWh)

Année	Sèche	Moyenne	Humide
Janvier	3.0	5.07	5.0
Février	1.9	2.56	5.0
Mars	1.0	2.25	4.6
Avril	2.8	2.52	4.8
Mai	4.5	3.89	5.1
Juin	2.6	5.27	4.8
Juillet	5.0	4.15	4.4
Août	3.4	2.61	1.9
Septembre	2.0	1.30	0.6
Octobre	2.3	1.79	0.8
Novembre	3.9	3.30	2.7
Décembre	5.0	4.74	4.3
<b>TOTAL</b>	<b>37.3</b>	<b>39.5</b>	<b>44.0</b>

Source : évaluation SOGREAH

Une particularité du site de Sotuba, déjà souligné dans le rapport 1896, est que le productible est peu sensible aux variations d'hydraulicité (car seule une faible proportion du volume annuel est turbiné) et qu'il peut être plus faible en forte hydraulicité à cause de la diminution de la chute.

Sotuba II accroît le productible de 39.5 GWh/an, soit un doublement par rapport à Sotuba I (38.6 GWh).

Le coût du projet a été réactualisé sur la base des quantités de travaux extraites de l'étude antérieure et en appliquant des prix unitaires 2008. Ce coût est résumé ci-dessous.

Tableau n° 30 - COUT DU PROJET SOTUBA II

	Montant en kEUR
Barrage	13 556
Usine et canaux	10 924
Imprévus	2 773
Etudes et supervision	2 180
<b>TOTAL</b>	<b>29 434</b>



## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

Le coût prévisionnel est évalué à 29.4 millions d'euros (hors IDC). Il correspond à un coût au kW installé de 4906 €. L'investissement IDC inclus est 35.3 M€. Le coût actualisé à 10% du kWh est 9.8 centimes €, soit 64 FCFA/kWh.

On considère une durée de construction de 3 ans et une possible mise en service au plus tôt en 2013.

Les travaux à réaliser sont assez considérables en regard du productible. Le barrage crée une surélévation du niveau du Niger sur plus de 14 km, noyant de manière permanente des terres cultivées et pouvant impacter la nappe phréatique ; une étude d'impacts est nécessaire.

### 2.6.1.8. PROPOSITION SOGREAH POUR UN PROJET ALTERNATIF : GRAND SOTUBA

Le projet Sotuba II équipé à 11.7 MW est plombé par le coût important du nouveau barrage. Il s'agit en effet d'un ouvrage important barrant tout le fleuve Niger (1600 m de large) et équipé de 12 imposants clapets de 30 m de largeur chacun. En fait on peut se demander si la puissance envisagée lors de l'étude antérieure n'avait pas été limitée en fonction de la puissance demandée par Bamako à l'époque ; il en résulte un débit équipé de 220 m<sup>3</sup>/s alors que dans le même temps le débit équipé retenu pour le projet de Kénié est 600 m<sup>3</sup>/s, pourtant situé juste en aval sur le même fleuve Niger. Si l'on retient pour le projet de Grand Sotuba ce même débit équipé de 600 m<sup>3</sup>/s, la puissance installée serait de 35 MW et le productible annuel moyen pourrait être de l'ordre de 160 GWh (un peu moins que Kénié). Le tableau ci-dessous donne une estimation grossière du productible calculée sur les mêmes bases que pour Sotuba II.

Tableau n° 31 - PRODUCTIBLE DU PROJET GRAND SOTUBA

Année	Sèche	Moyenne	Humide
Janvier	6.5	9.2	15.5
Février	4.8	5.7	9.2
Mars	4.3	5.5	8.4
Avril	6.1	5.7	8.7
Mai	8.3	7.3	9.3
Juin	5.9	11.8	15.2
Juillet	14.1	24.6	20.7
Août	22.2	19.8	17.3
Septembre	17.3	14.5	10.5
Octobre	18.5	16.5	11.8
Novembre	23.4	21.7	19.6
Décembre	15.3	17.7	24.3
TOTAL	146.7	160.0	170.6

Comme pour le projet de Kénié, les plus fortes productions seraient obtenues de juillet à décembre.

Le barrage serait identique à celui du projet Sotuba II. Par contre le canal d'amenée et le canal de fuite devraient être fortement agrandis. Nous ne disposons pas des éléments permettant de statuer sur la faisabilité technique, environnementale et économique d'un tel projet (la contrainte majeure étant le canal d'amenée). Il est probablement moins attractif que le projet de Kénié mais plus que ceux de Sotuba II, Markaka, Talo. Les résultats ci-dessus sont à prendre avec les plus grandes réserves compte tenu du peu d'informations disponibles. Nous recommandons de faire exécuter une pré-étude légère sur la base des données existantes.

Faute d'étude, ce projet ne peut pas être considéré dans le présent plan directeur.

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

### 2.6.1.9. PROJET TALO (PROJET CANDIDAT)

Nous ne disposons pas d'étude sur ce projet. Il a cependant été considéré à la demande des parties maliennes.

Le projet consiste à adjoindre une centrale au barrage existant de Talo situé près du village de Talo en amont de la ville de San sur le fleuve Bani, un affluent du fleuve Niger, à un emplacement où la rivière passe sur un contrefort rocheux naturel. Le barrage a été mis en service en 2007 ; sa vocation est hydroagricole. Il consiste en un seuil fixe en béton avec une vanne d'évacuation.

Une étude de la centrale a été réalisée par une société chinoise, mais n'est pas disponible. Cette étude propose une puissance équipée comprise entre 2.5 et 5 MW. La centrale turbinerait les débits passant le barrage après prélèvements pour l'irrigation. Nous avons trouvé sur internet une simulation de gestion de la retenue faite par une équipe de l'Université Clark, USA, et donnant par tranche de 10 jours:

- Débit rivière, Evaporation / précipitations
- Débit irrigation
- Niveau retenue
- Débit passant le barrage et disponible pour le turbinage

La retenue est pleine environ de août à février. La retenue est pratiquement vidée en juin / juillet (chute quasi nulle). Un débit minimum de 10 m<sup>3</sup>/s est assuré de janvier à août. Les débits importants disponibles pour le turbinage sont observés d'août à novembre.

Pour déterminer la loi hauteur-débit à l'aval de la centrale nous avons utilisé la courbe de tarage de la station hydrométrique de Bénéni – Kégny et supposé que le barrage fait 5 m de hauteur. A partir de ces éléments nous avons simulé la production de la centrale. La chute varie entre 4.80 m (mais le débit est alors faible) et 0. Lors des hautes eaux (août à novembre), la chute varie de 1.4 à 3.6 m.

Des simulations ont montré que l'optimum économique serait sans doute de limiter le débit turbiné à 10 m<sup>3</sup>/s qui est le débit garanti à l'aval pendant la saison sèche, ce qui donne une puissance installée de 235 kW. Les débits d'équipement supérieurs à 10 m<sup>3</sup>/s conduisent à un coût du kWh supérieur. Si on se fixe comme objectif de ne pas dépasser 100 FCFA/kWh, on obtient un débit équipé de 85 m<sup>3</sup>/s et une puissance installée de 2000 kW.

Tableau n° 32 - PRODUCTIBLE DU PROJET DE TALO

MWh	235 kW	2000 kW
Janvier	267	346
Février	258	258
Mars	204	204
Avril	130	130
Mai	76	76
Juin	-	-
Juillet	-	-
Août	141	1 029
Septembre	105	878
Octobre	107	899
Novembre	189	1 598
Décembre	232	1 229
TOTAL	1 708	6 647

Tableau n° 33 - PARAMETRES ECONOMIQUES DU PROJET DE TALO

		235 kW	2000 kW
Débit équipé	m3/s	10	85
Puissance installée	kW	235	2000
Energie annuelle	MWh	1708	6647
Investissement hors IDC	k€	1200	7900
Investissement avec IDC	k€	1380	9085
KW installé	€	5102	3949
KWh	€	0.089	0.150
	FCFA	58	98

On retient à ce stade l'alternative à 2 MW. La centrale pourrait être équipée d'un petit groupe de 235 kW (10 m<sup>3</sup>/s) pour turbiner les faibles débits (janvier à août) et un groupe de 1.8 MW fonctionnant pendant la période des hautes eaux. Les turbines seraient des turbines Kaplan à axe vertical ou en S à axe horizontal. L'énergie pourrait être injectée sur le réseau interconnecté dès que Mopti sera raccordé au RI, soit en 2017.

Les résultats ci-dessus sont à prendre avec les plus grandes réserves compte tenu du peu d'informations disponibles.

## 2.6.2. SYNTHESE DES PROJETS HYDROELECTRIQUES

Le tableau ci-après donne les résultats synthétiques des 5 projets hydroélectrique candidats, Gouina, Kénié, Markala, Sotuba II et Talo ainsi que du projet programmé de Félou par ordre de coût croissant du kWh.

Tableau n° 34 - SCENARIOS DE PRODUCTION HYDROELECTRIQUES – PROJETS DE CENTRALES

	Puissance installée MW	Productible (GWh)			Invest. hors IDC M€2008	Coût kW installé €	Coût kWh actualisé FCFA	Mise en service au plus tôt
		Sèche	Moyenne	Humide				
Gouina (part Mali)	42.7	181.2	262.0	324.1	143.8	2569	29	2013
Félou (part Mali)	26.6	82.0	135.5	183.8	58.5	2203	37	2012
Kénié	42.0	168.8	188.4	210.7	100.0	2381	46	2013
Grand Sotuba	35.3	146.7	160.0	170.6	pour mémoire			
Markala	13.5	30.0	51.0	51.0	35.0	2588	57	2013
Sotuba II	6.0	37.3	39.5	44.0	29.4	4906	64	2013
Talo	2.0	1.7	1.7	1.7	1.2	5102	98	2013

Les 2 projets sur le fleuve Sénégal présentent les coûts du kWh les plus bas, avec un avantage pour Gouina sur Félou. Cependant il est à noter que la mise en œuvre du projet de Gouina peut être complexe à cause de l'implication du réseau SOGEM qui serait à renforcer.

Le projet de Kénié sur le fleuve Niger ne présente pas un tel inconvénient et pourrait être mis en service en 2013 si la décision de réaliser et le financement était obtenue en 2009 au plus tard.

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

---

### 2.6.3. CENTRALES THERMIQUES

Le projet de Félou et l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire entreront en service au plus tôt en 2012. Seule l'option thermique reste pour faire la soudure pour la période jusqu'en 2011.

Deux centrales thermiques sont planifiées, la centrale SOPAM et la centrale dite BID (appelée ainsi parce que financée par la BID).

#### 2.6.3.1. CENTRALE SOPAM (PROJET PROGRAMME)

Il s'agit d'une centrale diesel au fioul lourd HFO 180 réalisée en BOOT par la société SOPAM. Les groupes sont des groupes d'occasion mis en service en 1995 et venant de Chine ; il s'agit de 5 groupes Sulzer de puissance unitaire 11.2 MW, soit une puissance totale de 56 MW. Le développeur garantit une puissance de 40 MW et une énergie de 350 GWh ; ce sont donc ces valeurs qui sont retenues. La centrale sera en exploitation industrielle en janvier 2009.

Le carburant devra être fourni par EDM-SA.

Les travaux sont en cours et la mise en service est prévue au dernier trimestre de cette année 2008. La centrale sera exploitée pendant 5 ans par une équipe essentiellement chinoise qui formera du personnel local qui devra ensuite prendre possession de la centrale. Au terme des 5 ans la centrale sera rétrocédée à EDM-SA. L'exploitation de la centrale sera facturée 20 FCFA/kWh, hors combustible.

#### 2.6.3.2. CENTRALE BID (PROJET PROGRAMME)

Il s'agit d'une centrale diesel au fioul lourd HFO d'une puissance totale de 60 MW (6 groupes de 10 MW). Le coût d'investissement communiqué par la DNE est de 56.8 M€ hors, soit 60 M€ IDC inclus. La mise en service est supposée en 2010.

### 2.6.4. ACHAT D'ÉLECTRICITÉ AUX PAYS VOISINS

Les investissements pour les lignes 225 kV de la boucle de Sélingué (ligne Sikasso-Ségou et ligne Sikasso-Bamako) ont été pris en compte dans le modèle d'optimisation pour faire un arbitrage correct entre les importations et les sources domestiques (le coût des importations comprend le prix d'achat de l'électricité et les investissements en ligne de transport). Par contre ces investissements sont considérés faire partie du plan transport.

#### 2.6.4.1. INTERCONNEXION MALI - COTE D'IVOIRE (PROJET PROGRAMME)

Ce projet, initié par le Mali depuis 1988, a fait l'objet d'études et de protocoles d'accord entre les deux pays. La capacité de l'interconnexion sera de 65 MW dans un premier temps, portée à 200 MW ensuite. Le projet comprend 3 phases :

- Phase 1 : Ligne 225 kV Ferkessédougou -Sikasso;
- Phase 2 : Ligne 225 kV Sikasso – Ségou via Koutiala et les postes associés.
- Phase 3 : Ligne 225 kV Sikasso – Bamako Via Bougouni ainsi que les postes associés.

Dans la phase actuelle le projet comprend les phases 1 et 2 prévues être mises en service respectivement en 2011 et 2012 (fin des travaux fin 2011). La phase 3 pourra être mise en service en 2015 après renforcement du réseau ivoirien.

La liaison Ferkessédougou –Sikasso – Ségou fait l'objet d'une réactualisation de l'étude de faisabilité par le bureau Lahmeyer ; une version provisoire est disponible.

La capacité de transit à partir de la Cote d'Ivoire était prévue être de 70 à 80 MW de puissance non garantie et de 200 MW à terme après réalisation de travaux sur le réseau de la Côte d'Ivoire, notamment le renforcement de la ligne Ferkessédougou – Laboa et l'extension du Poste de Laboa. La réactualisation de l'étude de faisabilité 2008 de l'interconnexion a montré

## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

que le transit ne pouvait excéder environ 65 MW, même après renforcement de la liaison Laboa – Ferkessédougou. C'est donc la réalisation de la ligne Sikasso – Bamako qui permettra d'augmenter le transit à 200 MW.

En novembre 2007 un protocole a été signé entre les gouvernements des 2 pays qui prévoit que le Mali finance les ouvrages à réaliser en Côte d'Ivoire. Ces ouvrages seront rétrocédés à la Côte d'Ivoire à leur mise en service et remboursés au Mali selon des modalités à définir. Il est donc considéré que le Mali supporte seulement les investissements sur son territoire, soit 79.65 M€ hors IDC et 91.6 M€ IDC inclus. Le prix de cession de l'électricité est supposé être 45 FCFA/kWh.

Le Mali, dans le cadre de la coopération bilatérale, a obtenu de la République de l'Inde le financement d'une partie du projet (75 millions USD). Le complément de financement est prévu provenir de la BOAD et de la BIDC.

La ligne Sikasso – Bamako est supposée être mise en service en 2015. Le coût de la liaison 225 kV Sikasso – Bamako est supposé être 71.7 M€ hors IDC et 82.4 M€ IDC inclus.

Le risque principal de ce projet est l'incertitude sur le prix de cession de l'électricité.

### 2.6.4.2. INTERCONNEXION MALI - GHANA (PROJET CANDIDAT)

Le projet d'interconnexion Han (Ghana) - Bobo Dioulasso (Burkina Faso) - Sikasso (Mali) a pour but de fournir l'énergie produite à partir des centrales thermiques du Ghana alimentées par le Gazoduc Ouest Africain aux pays sahéliens et aux systèmes tels que celui de l'OMVS en vue de combler les déficits occasionnés par les aléas d'hydraulicité. L'étude de faisabilité est en cours. La liaison Sikasso – Bamako aura déjà été réalisée dans le cadre de la phase 3 de l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire. La Mali aura à prendre en charge la liaison frontière Burkina – Faso / Sikasso.

On fait les hypothèses suivantes :

- Puissance fournie : .....200 MW
- Prix de cession : ..... 65 FCFA/kWh
- Mise en service : .....au plus tôt en 2018
- Coût de la liaison 225 kV frontière Burkina-Faso – Sikasso : 8 M€ hors IDC et 9.2 M€ IDC inclus.

## 2.7. PLAN PROPOSE POUR LA PRODUCTION DU RI

### 2.7.1. INTRODUCTION

Le plan cherché est le plan qui permet de satisfaire la demande au moindre coût. Il est d'abord déterminé pour le scénario de base (demande de base, hypothèses moyennes) et ensuite des analyses de sensibilité sont menées par rapport à la demande (scénarii bas et haut), le taux d'actualisation, etc. .

Au total 6 cas de calcul ont été considérés pour des différentes valeurs du taux d'actualisation, du prix des importations d'électricité et la demande comme résumé dans le tableau ci-dessous.

Le calcul a été mené jusqu'en 2023 (en extrapolant linéairement la demande de 2020 à 2023) pour disposer d'une période de 15 ans.

Tableau n° 35 - PLAN AU MOINDRE COUT – CAS DE CALCUL

Cas de calcul	Demande	Taux d'actualisation	Prix importations Côte d'Ivoire	Prix importations Ghana
1 – scénario de base	Base	10%	45	60
2	Base	8%	45	60
3	Base	12%	45	60
4	Base	10%	60	80
5	Faible	10%	45	60
6	Forte	10%	45	60

## 2.7.2. SCENARIO DE BASE

Le logiciel d'optimisation, sur la base des données considérées, a permis d'établir les 5 stratégies les moins chères, de coûts sensiblement équivalents.

Tableau n° 36 - COUT ACTUALISE DES MEILLEURES 5 STRATEGIES

	Stratégie 1	Stratégie 2	Stratégie 3	Stratégie 4	Stratégie 5
Montant actualisé en millions €	1640.43	1640.64	1640.81	1641.21	1641.72
Montant relatif %	100.00	100.01	100.02	100.05	100.08

Les stratégies 1 et 2 sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau n° 37 - STRATEGIES 1 ET 2

	Stratégie 1	Stratégie 2
2009	SOPAM	SOPAM
2010	BID	BID
2011		
2012	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI
2013	Kénié + Gouina	Kénié + Gouina
2014		
2015	Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Déclassement G7 Dar Salam</i>	Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Déclassement G7 Dar Salam</i>
2016		
2017		
2018		
2019	Interconnexion Mali - Ghana	Interconnexion Mali - Ghana
2020	<i>Déclassement TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>	<i>Déclassement TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>
2021		
2022		Sotuba II
2023		Markala

**RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

Elles ne diffèrent qu'en fin de plan en 2022 et 2023. Dans la stratégie 1 au moindre coût les projets de Sotuba II et Markala ne sont pas sélectionnés. Par contre le projet Sotuba II est choisi dans la stratégie 2 en 2022 et celui de Markala en 2023 au prix d'un léger surcoût. Ces 2 projets peuvent donc être réalisés sans beaucoup s'éloigner de l'optimum ; nous verrons dans l'étude de sensibilité que ces 2 projets deviennent plus attractifs dans le cas où le taux d'actualisation est inférieur à 10% ou dans le cas d'un prix plus élevé des importations.

Le coût total actualisé de la stratégie au moindre coût se décompose comme suit :

- Investissements (inclus boucle de Sélingué) : ..... 543.93 M€
- Carburants ..... 170.63 M€
- Achats d'électricité (hors SOGEM) et O&M ..... 880.09 M€
- Défaillance ..... 45.79 M€
- Total ..... 1460.43 M€

Le coût de défaillance provient essentiellement de la prise en compte de l'année décennale sèche.

Le plan résultant est logique :

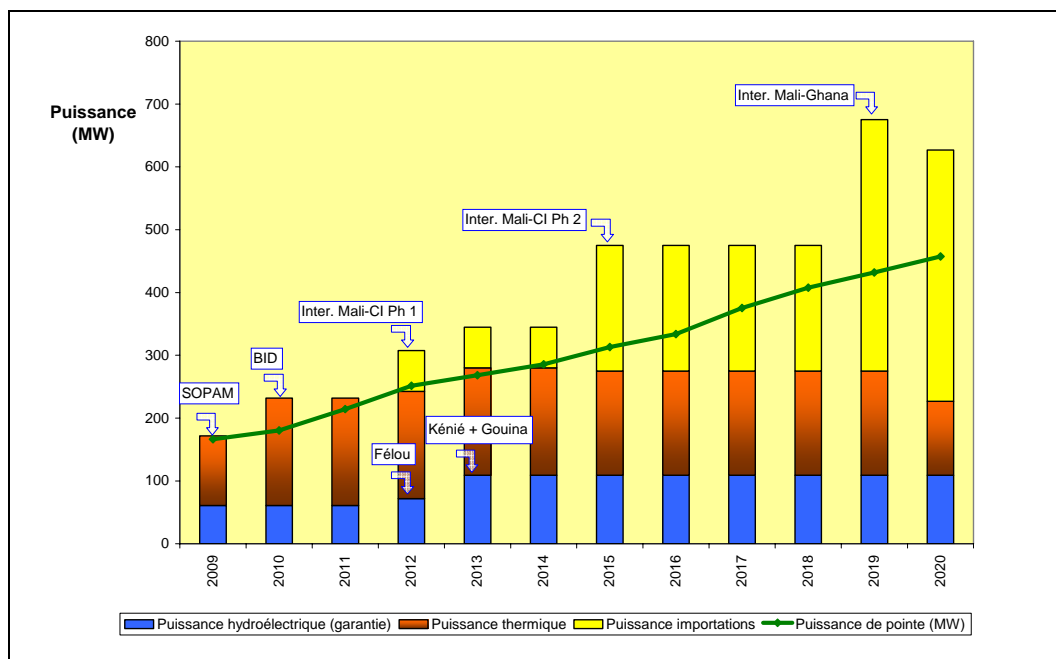
Période 2009 – 2012 : dans cette période il n'y a que des projets programmés. Les centrales thermiques HFO de SOPAM et BID ainsi que le projet hydroélectrique OMVS de Félou sont mis en service. La première phase de l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire (ligne Ferkessedougou – Sikasso – Ségou) est également mise en service.

En 2013, les projets hydroélectriques disponibles les plus rentables sont mis en service, Kénié et Gouina, afin de diminuer la production thermique.

En 2015, la mise en service de la ligne Sikasso – Bamako et l'augmentation des importations de CI deviennent nécessaires.

Période 2016 – 2020 : pas de nouvel investissement, les groupes thermiques anciens restant sont déclassés (ne restent que les groupes « indiens »).

**Graphique n° 4 - COURBE OFFRE DEMANDE**

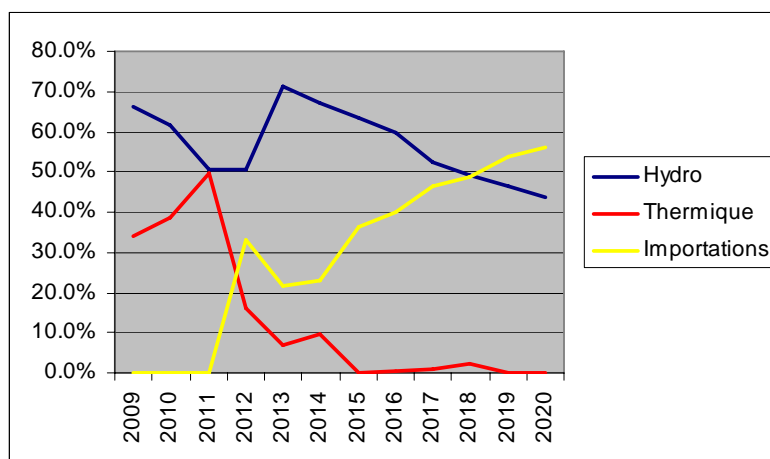


RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

La courbe offre – demande ci-dessus est bâtie avec la puissance garantie en hydroélectricité en période sèche, sans tenir compte de la modulation journalière possible. La réserve importante qui apparaît en fin de plan après mise en service de l'interconnexion avec le Ghana provient des centrales thermiques SOPAM et BID (total de 100 MW) qui ne sont pratiquement plus utilisées à partir de 2016.

La répartition de la production entre hydroélectricité (inclus centrales SOGEM), thermique diesel et importations est montrée sur le graphe ci-après.

Graphique n° 5 - SOURCES DE PRODUCTION - REPARTITION



On voit que la part du thermique augmente fortement jusqu'en 2011 où elle atteint pratiquement 50%, puis chute fortement quand peuvent être mis en service les projets hydroélectriques et les interconnexions. En 2011, les achats de carburants peuvent représenter 43 milliards de FCFA, soit les 2/3 du chiffre d'affaire HT électricité d'EDM en 2007, sur la base d'un prix du pétrole de 75 US\$ le baril. Si l'année 2011 se trouve être une année décennale sèche, la part du thermique monterait à plus de 60%.

Tableau n° 38 - PART DU THERMIQUE EN 2011 EN FONCTION DE L'HYDROLOGIE

Année hydrologique		sèche	moyenne	humide
Energie servie	GWh	1275.60	1283.93	1285.55
Part thermique	GWh	793.45	621.70	520.10
	%	62.2%	48.4%	40.5%

Nota : les petites différences en énergie fournie selon l'hydraulicité proviennent de la défaillance d'autant plus faible que l'hydraulicité est forte.

La contribution détaillée de chaque source de production à la satisfaction de la demande est donnée en annexe.

Il faut noter que la mise en service rapprochée et au plus tôt (entre 2012 et 2013) des projets hydroélectriques ne trouve pas sa justification dans la seule satisfaction de la demande mais aussi dans la satisfaction de cette demande au moindre coût. Autrement dit la production hydroélectrique au départ ne correspond pas à la demande incrémentale mais à la substitution de la production thermique à coût très élevé. Les centrales thermiques seraient capables de satisfaire la demande jusqu'en 2014, juste avant la mise en service de la phase 2 de l'interconnexion Mali - CI ; mais dans ce cas la demande serait satisfaite à un coût plus élevé (environ 75 M€ de plus sur la période 2012-2014).

Le projet de Kénié présente l'avantage d'être situé proche de Bamako, principal centre de consommation ; en effet la baisse de la production thermique à Bamako allée à la mise en service de sources très distantes (Férou, Gouina, interconnexions CI et Ghana) pose des problèmes de nature électrique (plan de tension).



## RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS

Si d'autres projets candidats hydroélectriques avaient été disponibles, il est probable qu'ils auraient été préférés aux importations en provenance du Ghana.

Il conviendrait de lancer dès à présent les études de faisabilité d'autres sites hydroélectriques, si possible les plus proches des centres de consommation. Sont prévus d'ores et déjà d'être étudiés le site de Gourbassi (OMVS) dans le bassin du fleuve Sénégal et les sites de Baoulé III, Baoulé IV et Bagoué II sur le fleuve Bani. Il est conseillé aussi de faire réaliser une pré-étude légère sur la faisabilité du projet Grand Sotuba (35 MW). Cependant il convient de noter qu'un système 100% hydroélectrique ne permettrait pas de satisfaire la demande en années sèches. Des groupes thermiques en réserve sont dans tous les cas nécessaires. C'est pourquoi les centrales SOPAM et BID doivent être maintenues à Bamako comme réserve, en particulier pour la sécurité de l'approvisionnement de Bamako en cas de perte du réseau Manantali ou de la perte de l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire.

### 2.7.3. ANALYSE DE SENSIBILITE

#### 2.7.3.1. CRITERES

Le prix du pétrole n'est pas retenu. En effet quelque que soit le prix du pétrole au dessus de 60 US\$ par baril, l'ordre de mérite des sources nationales de production reste inchangé : hydroélectricité > thermique diesel. Par contre au dessus d'un certain prix de vente, les importations en provenance de Côte d'Ivoire ou du Ghana peuvent entrer en compétition avec le thermique local HFO ou les centrales hydro moins rentables (Sotuba II, Markala).

L'analyse de sensibilité sera conduite par rapport aux critères suivants ;

- Taux d'actualisation : sensibilité à 8% et 12%
- Prix d'achat à la Côte d'Ivoire et au Ghana rehaussés de 15 FCFA
- Demande : simulation avec les scénarios faible et fort

#### 2.7.3.2. SENSIBILITE AU TAUX D'ACTUALISATION

La hausse du taux d'actualisation favorise les projets faiblement capitalistiques avec délais de construction courts, en clair les centrales thermiques. La baisse du taux d'actualisation favorise au contraire les projets capitalistiques, en clair les projets hydroélectriques.

Le coût total actualisé du plan en M€ est modifié comme suite en fonction du taux d'actualisation :

Tableau n° 39 - COUT DU PLAN EN FONCTION DU TAUX D'ACTUALISATION

Taux d'actualisation	8%	10%	12%
Investissement	649.99	543.93	435.77
Carburant	176.12	170.63	181.87
Achats et O&M	1182.30	880.09	701.44
Défaillance	51.40	45.79	39.64
TOTAL	2059.80	1460.43	1358.74

Les 3 séquences correspondantes aux 3 valeurs du taux d'actualisation sont présentées ci-dessous.

Tableau n° 40 - STRATEGIES SELON LE TAUX D'ACTUALISATION

	8%	10%	12%
2009	SOPAM	SOPAM	SOPAM
2010	BID	BID	BID
2011			
2012	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI
2013	Kénié + Gouina	Kénié + Gouina	Kénié
2014			
2015	Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Décl. G7 Dar Salam</i>	Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Décl. G7 Dar Salam</i>	Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Décl. G7 Dar Salam</i>
2016			
2017			
2018	Sotuba II		
2019	Markala Interconnexion Mali - Ghana	Interconnexion Mali - Ghana	Interconnexion Mali - Ghana
2020	<i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>	<i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>	Gouina <i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>

Avec le taux de 8%, les projets hydroélectriques de Sotuba II et Markala sont retenus en 2018 et 2019 respectivement.

Avec le taux de 12%, seul le projet de Kénié est retenu en 2013, celui de Gouina est repoussé en 2020.

### 2.7.3.3. SENSIBILITE AU PRIX D'ACHAT DES IMPORTATIONS

Dans le scénario de base il a été considéré un prix d'achat de 45 FCFA/kWh à la Côte d'Ivoire et 65 FCFA/kWh au Ghana. Rappelons que le prix de vente financier permettant une opération rentable pour la CI a été défini dans l'étude LI comme étant 80 FCFA/kWh.

On a testé des prix plus élevés de 15 FCFA, soit respectivement 60 FCFA/kWh pour la Côte d'Ivoire et 80 FCFA/kWh pour le Ghana. Le coût total actualisé du plan en M€ est modifié comme suite en fonction du prix des importations :

Tableau n° 41 - COUT DU PLAN EN FONCTION DES PRIX DES IMPORTATIONS

	Hypothèses de base	Prix rehaussés de 15 FCFA
Investissement	543.93	567.18
Carburant	170.63	291.50
Achats et O&M	880.09	945.03
Défaillance	45.79	49.08
<b>TOTAL</b>	<b>1460.43</b>	<b>1852.79</b>

La séquence optimale selon les prix des importations est présentée ci-dessous:

Tableau n° 42 - STRATEGIES SELON LES PRIX DES IMPORTATIONS

	Prix rehaussés de 15 FCFA	Solution de base
2009	SOPAM	SOPAM
2010	BID	BID
2011		
2012	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI
2013	Kénié + Gouina	Kénié + Gouina
2014		
2015	<i>Décl. G7 Dar Salam</i>	Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Décl. G7 Dar Salam</i>
2016	Phase 2 Interconnexion Mali - CI	
2017		
2018		
2019	Sotuba II Interconnexion Mali - Ghana	Interconnexion Mali - Ghana
2020	Markala <i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>	<i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>

Assez logiquement la hausse des prix des importations conduit à introduire les projets hydroélectriques de Sotuba II et Markala dans la séquence optimale et légèrement repousser la phase 2 des importations de Côte d'Ivoire.

#### 2.7.3.4. SENSIBILITE AU SCENARIO DE DEMANDE

Au final la séquence d'investissements est peu impactée par le scénario de demande. Par contre les coûts proportionnels le sont comme montré dans le tableau ci-dessous ; on voit que le montant actualisé des investissements est peu modifié, par contre celui des carburants, des achats d'électricité et de la défaillance est fortement impacté.

Tableau n° 43 - COUT DU PLAN PRODUCTION EN FONCTION DU SCENARIO DE DEMANDE

Demande	Faible	Base	Forte
Investissements	538.57	543.93	621.26
Carburants	148.66	170.63	220.22
Achats (hors SOGEM) et O&M	648.83	880.09	1093.77
Défaillance	32.68	45.79	51.38
TOTAL	1368.74	1460.43	1986.63

Le coût actualisé augmente fortement en cas de demande forte à cause du recours accru aux moyens thermiques et aux importations.

La séquence optimale selon le niveau de la demande est présentée ci-dessous.

Tableau n° 44 - STRATEGIES SELON LA DEMANDE

	faible	base	forte
2009	SOPAM	SOPAM	SOPAM
2010	BID	BID	BID
2011			Nouveau groupe Diesel
2012	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI	Félou +Phase 1 Interconnexion Mali - CI
2013	Kénié + Gouina	Kénié + Gouina	Kénié + Gouina
2014			
2015	<i>Décl. G7 Dar Salam</i>	Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Décl. G7 Dar Salam</i>	Phase 2 Interconnexion Mali - CI <i>Décl. G7 Dar Salam</i>
2016	Phase 2 Interconnexion Mali - CI		
2017			
2018			
2019		Interconnexion Mali - Ghana	Interconnexion Mali - Ghana
2020	<i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>	<i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>	<i>Décl. TAC Dar Salam et G1-G4 Balingué</i>
2021	Interconnexion Mali - Ghana		
2022			
2023			Sotuba II

Dans le cas de la demande faible, le seul changement est le décalage de date des interconnexions avec la Côte d'Ivoire et le Ghana (les importations sont réduites).

Dans le cas de la demande forte, un groupe thermique est mis en service en 2011 (uniquement pour satisfaire la demande en cas d'hydraulicité faible et en considérant que SOPAM est limité à 350 GWh/an) et le projet de Sotuba II est retenu en 2023.

#### 2.7.3.5. CONCLUSION

Deux projets sont impactés par l'analyse de sensibilité, les projets hydroélectriques de Sotuba II et Markala. Ils ne sont pas retenus dans la stratégie de base, mais le sont si le taux d'actualisation est inférieur à 10% ou si le prix des importations est plus élevé ou si la demande est plus forte.

Le projet de Sotuba II est un petit projet (6 MW), situé très proche de Bamako ; il permettrait de soutenir le plan de tension à Bamako. Il peut donc être décidé de l'inclure dans les investissements. Cependant il serait intéressant d'étudier si une version Grand Sotuba (35 MW), si techniquement faisable, ne serait pas plus économique.

#### 2.7.4. BESOINS EN INVESTISSEMENTS POUR LE SCENARIO DE BASE

Le plan production se caractérise par la mise en service groupée de plusieurs projets hydroélectriques de tailles modérées jusqu'en 2013, soit un avenir très proche, permettant ainsi

**RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

de réduire la part du thermique. Ensuite, les interconnexions avec la Côte d'Ivoire et le Ghana permettent de marquer une pause dans les investissements de production.

Pour tenir le calendrier, il faudrait dès à présent mener tous les projets de front. Or le projet de Félou semble déjà prendre du retard ; sa construction est supposée démarrée en 2009.

Les investissements à réaliser sont résumés ci-dessous ; n'apparaissent pas les lignes nécessaires aux interconnexions car elles sont comptabilisées dans le Plan Transport.

C'est un peu plus de 330 M€ (220 Mds de FCFA), essentiellement en projets hydroélectriques, qu'il faudrait investir en 4 ans pour le Plan Production, soit plus de 3 fois le chiffre d'affaire électricité 2007 d'EDM SA. L'investissement en hydroélectricité est de 300 M€ : cet investissement permettrait d'éviter environ 780 GWh de production thermique jusqu'à la mise en service de la phase 2 de l'interconnexion Mali-CI, soit une économie d'environ 75 M€. On voit l'urgence de mettre en œuvre ces projets au plus vite.

Tableau n° 45 - PLAN PRODUCTION - BESOINS EN INVESTISSEMENTS EN M€

<b>Plan Production</b>	total	2009	2010	2011	2012
Felou (part Mali)	58.50	19.50	26.00	13.00	
<i>dont EM</i>	<i>39.00</i>	<i>13.00</i>	<i>19.50</i>	<i>6.50</i>	
<i>dont GC</i>	<i>19.50</i>	<i>6.50</i>	<i>6.50</i>	<i>6.50</i>	
Gouina (part Mali)	143.84		47.81	47.81	48.22
<i>dont EM</i>	<i>41.66</i>		<i>13.75</i>	<i>13.75</i>	<i>14.16</i>
<i>dont GC</i>	<i>102.18</i>		<i>34.06</i>	<i>34.06</i>	<i>34.06</i>
Kenie	100.00		33.33	33.33	33.33
<i>dont EM</i>	<i>60.00</i>		<i>20.00</i>	<i>20.00</i>	<i>20.00</i>
<i>dont GC</i>	<i>40.00</i>		<i>13.33</i>	<i>13.33</i>	<i>13.33</i>
BID	32.00	56.80			
<b>Total Plan Production en M€</b>	<b>334.34</b>	<b>76.30</b>	<b>107.14</b>	<b>94.14</b>	<b>81.55</b>
<b>Total en milliards de FCFA</b>	<b>219.311</b>	<b>50.050</b>	<b>70.281</b>	<b>61.754</b>	<b>53.495</b>

**ANNEXE 1 - CHIFFRES CLES DU SECTEUR ELECTRIQUE EDM 1990-2006**



**ANNEXE 2 - FICHES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES**



**ANNEXE 3 - MIX ENERGETIQUE 2008-2020**

**RAPPORT 2 – SCENARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

---

**ANNEXE 4 – BESOINS EN INVESTISSEMENTS DU PLAN PRODUCTION /  
TRANSPORT / DISTRIBUTION**





**RAPPORT 2 – SCÉNARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

---

**RAPPORT 2 – SCÉNARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

---

**ANNEXE 5 – RESEAU NORD – INVESTISSEMENTS EN RESEAUX**





**RAPPORT 2 – SCÉNARIOS ET SIMULATIONS DU PLAN OPTIMAL D'INVESTISSEMENTS**

---

**ANNEXE 6 - PLANS**

**ANNEXE 7 – ÉTUDES DE SIMULATION ÉLECTRIQUE DU RÉSEAU DE TRANSPORT**