

09460

GT. L. 86

Organisation pour la Mise en Valeur
du Fleuve Senegal (OMVS)
Haut Commissariat
Centre Régional de Documentation
Saint-Louis

**ORGANISATION POUR LA MISE EN
VALEUR DU FLEUVE SENEGAL**

(O . M . V . S)

HAUT-COMMISSARIAT

**Production et Transport de l'Energie de la Centrale
Hydroélectrique de Manantali**

**ETUDE DE LA TARIFICATION
DE
L'ENERGIE ELECTRIQUE**

Phase 3

Propositions tarifaires

Février 1997

EDF

Electricité de France

*Direction de l'Economie, de la Prospective et de la Stratégie
Service des Etudes Economiques Générales*

Le présent rapport répond à la phase 3 du Marché principal de l'étude tarifaire. Il fait suite à l'actualisation de l'analyse financière de l'Avenant n° 3 ainsi qu'à la mise à jour des propositions de tarif présentées lors de la Mission d'évaluation des bailleurs de fonds de novembre/décembre 1996.

Nous rappelons ci-dessous les Termes de référence :

Phase 3 : Propositions Tarifaires

13) *Sur la base des résultats de la première phase, le Consultant procédera à une analyse des tarifs théoriques et effectuera une simulation des comptes du projet en vue d'amener les recettes au niveau correspondant aux objectifs retenus pour la tarification de l'électricité fournie par l'OMVS.*

14) *Proposition d'une tarification de l'énergie haute tension livrée aux Sociétés nationales d'électricité.*

Il sera proposé au moins deux types de tarif :

- *un tarif unique indépendant du lieu de livraison dont la péréquation sera faite sur l'ensemble de la zone et qui sera décomposé en une prime fixe et un prix énergie modulé par poste horaire ;*
- *un tarif dans lequel sera défini une prime fixe en fonction de la puissance appelée au point de livraison et un prix énergie par poste horaire.*

15) *Sur la base des tarifs proposés, le Consultant établira les comptes prévisionnels d'exploitation du Projet. Il devra cerner autant que possible la réalité de la comptabilité future. Les différentes rubriques des charges d'exploitation devront être définies avec la plus grande précision. L'analyse financière se fera entièrement en FCFA.*

Certains points ont été amendés depuis la rédaction des Termes de Référence, notamment en ce qui concerne un tarif basé sur des conditions purement économiques (valeur de l'eau), la modulation par poste horaire et le principe de la péréquation.

Par ailleurs nous avons inclu dans ce rapport une proposition de mécanisme de concertation entre SEM et SNE. Cette proposition ne faisait pas partie des Termes de Référence de l'étude, mais a été demandée par les bailleurs de fonds.

1. PARTAGE DU RISQUE HYDROLOGIQUE ET TARIFICATION DE L'ENERGIE EN SORTIE DE LA CENTRALE DE MANANTALI

1.1 INTRODUCTION

Vu l'importance de l'aléa d'hydraulicité dans le Projet Energie Manantali, le partage du risque hydrologique est un point incontournable de la détermination du tarif de l'énergie. Il est traité dans la phase 3 de l'Etude de la Tarification de l'Energie Electrique Haute Tension.

Quelques rappels sont faits au §2 puis un partage du risque hydrologique est proposé au §3. Le calcul du tarif de l'énergie en sortie de la centrale de Manantali est présenté au §4 ; ce calcul est fait dans le cadre du point 14 des Termes de Référence de l'étude précitée. Des simulations financières de la SOGEM intégrant ce tarif font l'objet du §5 et répondent au point 15 des Termes de Référence.

Les tarifs de cession de l'énergie aux différents points de livraison seront déterminés à partir du tarif de l'énergie en sortie de la centrale de Manantali. Ils feront l'objet d'une autre section du rapport.

1.2 RAPPEL

Le rapport sur le calcul du productible de Manantali (EDF, novembre 1996) indique que sur la chronique d'années historiques 1950-1994, dont les données hydroclimatiques ont été observées ou reconstituées, le productible moyen sur les 45 années est de 807 GWh. D'autre part, 11 années sèches sont observées et le productible maximal sur ces années est de 500 GWh, valeur qui correspondrait donc à un risque hydrologique de l'ordre de 25%.

1.3 PARTAGE DU RISQUE HYDROLOGIQUE

La proposition de partage du risque hydrologique suivante est basée sur le même principe que celui présenté dans l'annexe 7 de l'aide-mémoire de la mission d'évaluation des bailleurs de fonds de décembre 1996 (note sur les aspects tarifaires : équilibre financier de la SOGEM et allocation optimale de l'énergie).

Un calage est fait sur l'année 2006. D'après le rapport de l'avenant n°3 (EDF, février 1997), c'est en effet l'année où les charges de la SOGEM, déterminées à partir de ses contraintes et objectifs financiers, sont les plus élevées.

Il est proposé que, dans le cas du risque hydrologique 25%, les SNE payent en 2006 le kWh produit à Manantali à un coût permettant de couvrir les charges de premier rang du Projet Energie, soient les frais de fonctionnement de la SOGEM, la rémunération de la SEM, les variations du BFR et le service de la dette de la centrale et des réseaux.

Naturellement, pour le productible moyen, l'ensemble des charges du projet, tel que résultant du rapport précité, doit être couvert.

Pour les SNE, le risque porte sur le prix de l'énergie, qui peut être élevé en cas d'année sèche. Pour la SOGEM, la conséquence est que le tarif risque de ne pas assurer la couverture, une année donnée, des charges prévues de la dite année. Un fonds pour risque hydrologique sera constitué pour parer à ce risque ; il sera alimenté par les excédents de trésorerie dégagés en particulier pendant les années d'hydraulicité favorable. Toutefois, notamment en cas de série climatique très défavorable, ce fonds peut être d'un montant insuffisant. Dans ces conditions, des mesures complémentaires seront prises par la SOGEM. En premier lieu, la dotation au fonds de renouvellement sera réduite et différée. En second lieu, une part du risque sera transférée aux Etats : les redevances, qui doivent couvrir au moins 43,8% des dettes du barrage, seront réduites et différées.

1.4 CALCUL DU TARIF

Le tarif de l'énergie en sortie de la centrale de Manantali est binôme, avec une part fixe et une part proportionnelle aux kWh vendus. Il est déterminé sur une double base :

- satisfaire le niveau de recettes nécessaire calculé dans l'analyse financière de l'avenant n°3, qui permet à la SOGEM de respecter ses contraintes et objectifs financiers,
- vérifier la proposition de partage du risque hydrologique.

Les valeurs obtenues sont exprimées en francs CFA de 1996 et servent de point de calage. En se basant sur l'évolution des charges de la SOGEM, le tarif annuel évolue comme l'inflation jusqu'en 2006 et reste constant en monnaie courante au-delà de 2006.

Le premier calcul présenté ci-dessous est fait en considérant une livraison de l'énergie aux bornes de la centrale de Manantali et des ventes à l'ensemble des clients agrégés. Les pertes de transport ne sont pas prises en compte à ce stade.

Le prix de vente de l'énergie aux bornes de Manantali en 2006 s'écrit:

$A + B * X$, avec :
 A la prime fixe (en millions XOF 1996)
 B le prix proportionnel (en XOF 1996/kWh)
 X le productible annuel (en GWh).

A et B sont les inconnues à déterminer.

En 2006, la recette prévisionnelle de la SOGEM est de 26 652 millions XOF 2006 et les charges de premier rang se montent à 21 777 millions XOF 2006. L'hypothèse d'inflation est de 3% par an. Pour le productible correspondant à l'hydrologie moyenne sur 1950-1994, soit 807 GWh, les ventes d'énergie doivent égaler cette recette, soit :

(1) $A + B * 807 = 26\,652 / (1,03)^{10} = 19\,832$ millions XOF 1996

D'autre part, l'hypothèse de partage de risque des §§2 et 3 donne la relation :

(2) $A + B * 500 = 21\,777 / (1,03)^{10} = 16\,204$ millions XOF 1996

De (1) et (2), on tire :

$A = 10\,297$ millions XOF 1996

$B = 11,815$ XOF 1996/kWh

Un graphique représentant l'évolution du prix du kWh (en XOF 1996) en fonction du productible est joint.

Pour un productible de 800 GWh, le prix du kWh est de 25 XOF 1996.

Pour un productible de 600 GWh, le prix du kWh est de 29 XOF 1996.

Pour un productible de 400 GWh, le prix du kWh est de 38 XOF 1996.

1.5 SIMULATIONS FINANCIERES

Deux simulations financières intégrant le tarif en sortie de la centrale de Manantali sont effectuées pour tester la robustesse de ce tarif au regard des objectifs financiers de la SOGEM: un cas de base avec un productible de 807 GWh de 2002 à 2030 et une variante avec une série d'années défavorables, en l'occurrence les années 1978-1994, reproduites à partir de l'année 2001 (pour cette série, le productible moyen est de 438 GWh). Dans les simulations, un fonds pour risque hydrologique est pris en compte.

Pour le cas de base, les objectifs financiers de la SOGEM sont atteints sans difficulté. Les comptes de résultats, bilans et tableaux de flux de trésorerie correspondant sont joints.

Pour la série d'années sèches considérée, les conséquences du risque hydrologique apparaissent clairement. Pendant les années 2008, 2009 et 2010, les charges de premier rang ne sont couvertes que grâce à des apports du fonds pour risque hydrologique (mécanisme de lissage). Les tableaux de flux de trésorerie correspondant à cette variante sont joints. A noter que, du début de la production à l'année 2007, le fonds pour risque hydrologique a été doté en priorité sur les redevances et le fonds de renouvellement.

2. TARIFICATION DE L'ENERGIE AUX POINTS DE LIVRAISON

2.1 TARIF PEREQUE

Le tarif péréqué est un tarif binôme indépendant du point de livraison. Le tarif de chaque SNE est déduit du tarif de l'énergie en sortie de la centrale de Manantali, en tenant compte de la clé de répartition de l'énergie et des pertes de transport moyennes. La clé de répartition est issue de la Résolution n°188 du Conseil des Ministres de l'OMVS du 16 octobre 1985. Elle est la suivante : Mali 52%, Mauritanie 15%, Sénégal 33%. Elle s'applique en principe à l'énergie sortie centrale. Sur le réseau de la SOGEM, les pertes de transport moyennes sont de l'ordre de 9%, d'après les résultats de l'étude du réseau d'interconnexion de la centrale de Manantali aux réseaux des Etats membres (HQI/Dessau/Snc-Shawinigan, novembre 1994).

Le tarif de l'énergie en sortie de la centrale de Manantali a été déterminé dans la section précédente de ce rapport. C'est un tarif binôme, A étant la part fixe et B étant le prix proportionnel. Pour le tarif péréqué de chaque SNE, la part fixe est égale au produit de A et du pourcentage donné par la clé de répartition et le prix proportionnel unique est égal à B augmenté du taux de pertes moyen.

Pour les cinq premières années de production de la centrale de Manantali (2001-2005), sur lesquelles porte la phase 3 des Termes de Référence (cf §3.3 des Termes de Référence), le Consultant propose les tarifs suivants (ils sont indexés sur l'inflation) :

Tarif de vente à EDM :

prime fixe : $10\,297 \times 0,52 = 5\,354$ millions XOF 1996/an
prix proportionnel : $11,815 / (1 - 0,09) = 12,98$ XOF 1996/kWh

Tarif de vente à la SENELEC :

prime fixe : $10\,297 \times 0,33 = 3\,398$ millions XOF 1996/an
prix proportionnel : $11,815 / (1 - 0,09) = 12,98$ XOF 1996/kWh

Tarif de vente à la SONELEC :

prime fixe : $10\,297 \times 0,15 = 1\,545$ millions XOF 1996/an
prix proportionnel : $11,815 / (1 - 0,09) = 12,98$ 1996/kWh

Les kWh précédents sont les kWh facturés aux SNE par la SEM : il s'agit de kWh produits par la centrale de Manantali, livrés et mesurés aux points de livraison contractuels du système de la SOGEM.

2.2 TARIF DEPEREQUE EN FONCTION DES PERTES

Le tarif déperéqué en fonction des pertes est un tarif binôme dont le prix d'énergie dépend du point de livraison. La prime fixe est identique à celle du tarif péréqué et le prix proportionnel, en chaque point de livraison, est égal à B augmenté du taux de pertes correspondant à ce point de livraison. L'estimation des taux de pertes est basée sur les résultats de l'étude du réseau d'interconnexion de la centrale de Manantali aux réseaux des Etats membres (HQI/Dessau/Snc-Shawinigan, novembre 1994).

Pour les cinq premières années de production de la centrale de Manantali, sur lesquelles porte la phase 3 des Termes de Référence, le Consultant propose les tarifs suivants (ils sont indexés sur l'inflation) :

Tarifs de vente à EDM :

prime fixe :	5 354 millions XOF 1996/an
prix proportionnel à Bamako :	12,06 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Kayes :	12,24 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Kita :	11,93 XOF 1996/kWh

Tarifs de vente à la SENELEC :

prime fixe :	3 398 millions XOF 1996/an
prix proportionnel à Dagana :	13,64 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Matam :	12,88 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Sakal :	13,84 XOF 1996/kWh

Tarifs de vente à la SONELEC :

prime fixe :	1 545 millions XOF 1996/an
prix proportionnel à Kaédi :	12,88 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Nouackchott :	14,37 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Rosso :	13,64 XOF 1996/kWh

Les kWh précédents sont les kWh facturés aux SNE par la SEM : il s'agit de kWh produits par la centrale de Manantali, livrés et mesurés aux points de livraison contractuels du système de la SOGEM.

2.3 TARIF DEPEREQUE EN FONCTION DES INVESTISSEMENTS

Le tarif déperéqué en fonction des investissements est un tarif binôme dont la prime fixe de chaque SNE dépend de la part des investissements du Projet Energie dont elle a l'usage, et dont le prix énergie dépend du point de livraison. Les prix proportionnels sont identiques à ceux du tarif déperéqué suivant les pertes. Pour chaque SNE, la prime fixe est égale au produit de A par le coefficient de déperéquation de l'Etat membre de l'OMVS auquel elle appartient, noté K(Etat).

Les trois coefficients de déperéquation sont évalués sur la base des investissements du Projet Energie et de l'usage qu'en fait chaque Etat. Le montant des investissements et leur usage est défini comme suit :

Composantes du Projet Energie	Usage	Montant de l'investissement (en millions XOF 1996)
Centrale de Manantali	commun aux trois Etats	73 954
Dispatching	commun aux trois Etats	9 501
Fibre optique	commun aux trois Etats	2 730
Supervision	commun aux trois Etats	8 353
Sous-total		94 538
Système Est	100% Mali	23 034
Système Ouest rive droite	100% Mauritanie	14 892
Système Ouest rive gauche		
ligne Manantali-Kayes	commun aux trois Etats	9 605
ligne Kayes-Matam	Mauritanie/Sénégal	11 206
ligne Matam-Dagana	Mauritanie/Sénégal	11 546
ligne Dagana-Sakal	100% Sénégal	4 948
poste de Kayes	100% Mali	5 600
autres postes	100% Sénégal	15 000
Sous-total Système Ouest rive gauche		57 905
Total		190 369

Les composantes dont l'usage est commun aux trois Etats membres de l'OMVS sont affectées à chacun suivant la clé de répartition. Celles qui sont communes à la Mauritanie et au Sénégal sont réparties à raison de 15/48 pour la Mauritanie et de 33/48 pour le Sénégal. Les composantes à usage exclusif d'un Etat lui sont attribuées intégralement. Sur cette base, le montant des investissements affectés au Mali est de 82 788 millions XOF 1996, le montant des investissements affectés à la Mauritanie est de 37 624 millions XOF 1996, le montant des investissements affectés au Sénégal est de 69 957 millions XOF 1996 et on déduit les coefficients :

$$\begin{aligned}
 K(\text{Mali}) &= 43\% \\
 K(\text{Mauritanie}) &= 20\% \\
 K(\text{Sénégal}) &= 37\%
 \end{aligned}$$

Pour les cinq premières années de production de la centrale de Manantali, sur lesquelles porte la phase 3 des Termes de Référence, le Consultant propose les tarifs suivants (ils sont indexés sur l'inflation) :

Tarifs de vente à EDM :

prime fixe :	10 297 * K(Mali) = 4 428 millions XOF 1996/an
prix proportionnel à Bamako :	12,06 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Kayes :	12,24 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Kita :	11,93 XOF 1996/kWh

Tarifs de vente à la SENELEC :

prime fixe : 10 297*K(Sénégal) = 3 810 millions XOF 1996/an
prix proportionnel à Dagana : 13,64 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Matam : 12,88 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Sakal : 13,84 XOF 1996/kWh

Tarifs de vente à la SONELEC :

prime fixe : 10 297*K(Mauritanie) = 2 059 millions XOF 1996/an
prix proportionnel à Kaédi : 12,88 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Nouackchott : 14,37 XOF 1996/kWh
prix proportionnel à Rosso : 13,64 XOF 1996/kWh

Les kWh précédents sont les kWh facturés aux SNE par la SEM : il s'agit de kWh produits par la centrale de Manantali, livrés et mesurés aux points de livraison contractuels du système de la SOGEM.

2.4 AVERTISSEMENT

Trois structures tarifaires ont été proposées par le Consultant dans le cadre de la phase 3 de l'étude tarifaire. Il appartiendra à l'OMVS, aux SNE et aux Etats membres de déterminer celle à retenir pour le projet de contrat de vente d'énergie de la SEM aux SNE. Quant au niveau de l'ensemble de ces tarifs, il ne pourra être fixé que lorsque les coûts d'investissement de toutes les composantes du Projet Energie seront connus plus précisément, et notamment les coûts des Systèmes Est et Ouest.

3. MECANISMES DE CONCERTATION ENTRE SNE ET SEM

Le Consultant propose le mécanisme de concertation entre la SEM et les SNE décrit ci-dessous.

Les modalités pratiques de cette concertation devront faire l'objet de décisions dans le cadre des comités proposés dans le projet de Protocole d'Interconnexion faisant l'objet du rapport de phase 4.

Modalités pratiques

La concentration des apports sur une courte période du deuxième semestre de l'année doit permettre d'afficher une gestion prévisionnelle relativement précise dès la semaine 47. En fait, en moyenne sur les aléas d'hydraulicité, 90 % des apports à Manantali sont rassemblés entre la semaine 28 et la semaine 47 soit sur 38 % du temps.

Ces caractéristiques hydrologiques du site pèsent sur la conception des procédures d'élaboration du programme de production et donc sur la tarification, les SNE s'engageant à enlever la production optimisée de Manantali et à régler les factures correspondantes selon la clé de répartition fixée a priori (Mali : 52 %, Mauritanie : 15 %, Sénégal : 33 %). Ceci ne les empêche pas de prévoir et de réaliser des échanges entre elles dans la mesure où ces échanges ne perturbent pas l'exploitation de Manantali. Il s'agit donc de s'assurer que peuvent être conçues et mises en place des procédures d'information, de notification et de coordination permettant de :

- décider d'une gestion prévisionnelle annuelle optimale de Manantali pour le système interconnecté des trois pays,
- vérifier l'adaptation des tarifs selon les principes convenus, permettant la viabilité financière durable de l'ouvrage,
- faciliter les échanges utiles entre SNE, lors de l'exploitation intra-annuelle et en temps réel, contribuant ainsi au dispatching économique de chacune des trois SNE.

Les principes essentiels de ces mécanismes sont les suivants :

- (i) Avant la fin de chaque année civile, la SEM calcule le productible prévisionnel ;
- (ii) Le programme prévisionnel de production est celui qui permet d'obtenir le coût minimum de gestion prévisionnelle du système électrique interconnecté des trois SNE ;
- (iii) Chacune des SNE s'est engagée à retirer et payer sa part de l'électricité obtenue par application de la clé de répartition convenue ;
- (iv) Ces trois SNE sont libres de procéder entre elles aux échanges d'électricité qu'elles jugent souhaitables, sous réserve que l'opérateur puisse intégrer ces échanges à la gestion technique du réseau de transport dont il a la charge ;
- (v) L'opérateur apportera aux SNE toutes les informations en sa possession qui pourront permettre de faciliter la réalisation des échanges d'électricité.

Le calcul du programme de production est réalisé par l'opérateur du barrage à l'aide d'un modèle de planification économique et d'optimisation de l'exploitation des moyens de production (thermiques et hydrauliques).

Chaque année, au 15 octobre :

- Le Haut Commissaire de l'OMVS notifiera à l'opérateur les contraintes d'irrigation définies dans le cadre du plan de gestion de l'eau à prendre en compte dans la gestion de l'ouvrage de Manantali ;
- La SOGEM notifiera à la SEM les données comptables et financières provisoires prévues par les règles et procédures d'ajustement du tarif ;
- Les trois SNE notifieront à l'opérateur les données provisoires d'entrée du modèle d'optimisation pour l'année suivante ; ces données concernent :
 - la demande aux points de livraison dont elles ont la charge,
 - pour chaque groupe de production alimentant le système interconnecté : puissance installée, coût variable du kWh produit, taux d'indisponibilité fortuite et programme prévisionnel de révision des unités de production.

Au 20 novembre au plus tard, l'opérateur indiquera/proposera à chaque SNE :

- le programme de production de la centrale de Manantali obtenu à l'aide du modèle d'optimisation ;
- les enlèvements contractuels pour chacune des SNE, calculés selon la clef de répartition,
- la disponibilité de ses lignes de transport,
- les enlèvements minimaux (sur chaque semaine et mois de l'année) du fait des contraintes liées au plan de gestion de l'eau.

De plus il indiquera aux trois SNE, l'estimation obtenue à l'aide du modèle d'optimisation quant aux enlèvements théoriques optimaux de chacune d'entre elles.

Au 30 novembre au plus tard, chacune des SNE adressera sa notification définitive des données d'entrée du modèle pour l'année suivante. Les SNE communiqueront également à la SEM et aux autres SNE leur programme de production prévisionnel. L'ensemble de ces informations devront être accessibles aux différents partenaires (SNE). Une concertation entre les SNE et la SEM interviendra alors dans l'objectif d'aboutir à une gestion prenant en compte l'ensemble des paramètres.

Au 20 décembre au plus tard, l'opérateur notifiera à chaque SNE :

- le programme de production optimal obtenu à l'aide du modèle d'optimisation,
- les enlèvements contractuels pour chacune des SNE, calculés selon la clé de répartition ;
- la disponibilité de ses lignes de transport.

De plus, il indiquera aux trois SNE, l'estimation actualisée du modèle d'optimisation quant aux enlèvements théoriques optimaux de chacune d'entre elles. Il indiquera dans ce cadre l'estimation prévisionnelle des échanges susceptibles de se concrétiser. Une concertation en continu entre les SNE et SEM interviendra ensuite dans le cadre de la gestion intra-annuelle.

Procédure pour la gestion opérationnelle intra-annuelle

Lors de la gestion opérationnelle intra-annuelle, l'opérateur contribuera à faciliter la réalisation des échanges entre SNE dans la mesure où la réalisation de ces échanges ne perturbe pas son exploitation.

Pour ce faire :

- l'opérateur adressera mensuellement aux trois SNE le programme prévisionnel de disponibilité de ses lignes : il tiendra à leur disposition le planning de consignment,
- les SNE notifieront à l'opérateur les caractéristiques techniques des échanges dont elles sont convenues, sous réserve de leur faisabilité technique,
- sauf si (48 h) avant l'échange, il en a notifié l'impossibilité technique, l'opérateur réalisera l'échange.

Intérêt de ces procédures

La mise en oeuvre d'un tel mécanisme permet :

- une information de l'opérateur dès le début du dernier trimestre quant aux besoins qu'il peut économiquement satisfaire au cours de l'année suivante,
- une information préalable et fiable des SNE, une fois connus de façon déjà satisfaisante les apports de la saison des pluies, quant aux perspectives annuelles de production et à leurs conséquences en terme de budgets et de facturations trimestrielles,
- une première information des SNE avant fin novembre quant aux potentiels d'échanges de l'année suivante et une possibilité de réajuster, si nécessaire, certains des éléments de la gestion prévisionnelle de leur parc,
- une information confirmée quant aux potentiels d'échanges.

L'efficacité de ce mécanisme suppose :

- un respect strict des dates au plus tard,
- une bonne fiabilité des données technico-économiques fournies par les SNE et l'entité responsable de l'irrigation, une bonne fiabilité des données comptables et financières fournies par la SOGEM,
- une capacité de l'opérateur à exploiter efficacement un modèle d'optimisation performant,
- l'existence de contrats appropriés de vente d'énergie,
- une transparence vis-à-vis des SNE en ce qui concerne la détermination du programme de production,
- l'efficacité du processus de concertation.

TABLEAUX

Prix de l'énergie en sortie de la centrale de Manantali

Graphique

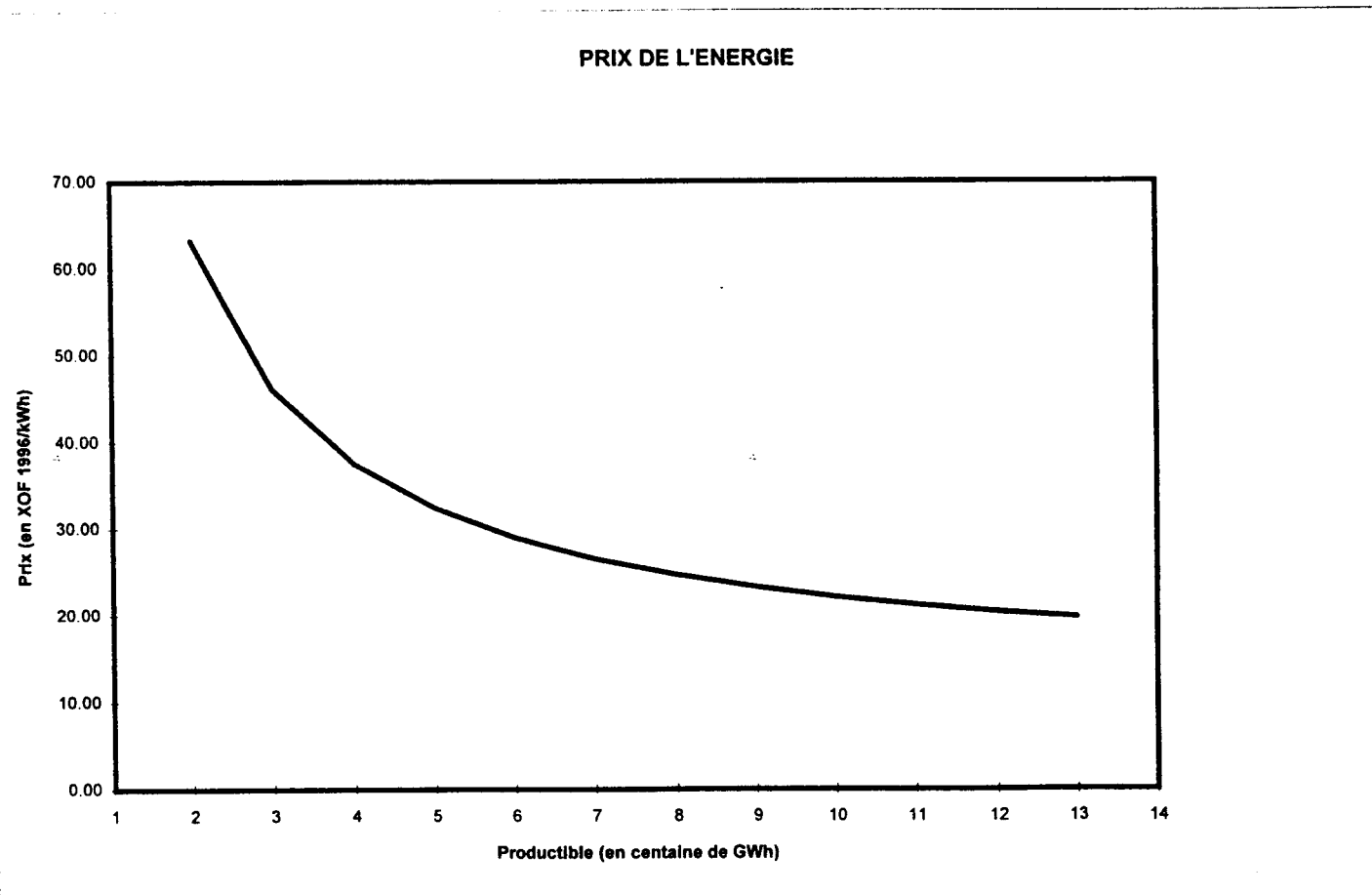
Productible (en GWh/an)	Prix de l'énergie (en XOF 1996/kWh)
----------------------------	--

200	63.30
300	46.14
400	37.56
500	32.41
600	28.98
700	26.52
800	24.69
900	23.26
1000	22.11
1100	21.18
1200	20.40
1300	19.74

Tarif de l'énergie

A : 10297 millions XOF 1996

B : 11.82 XOF 1996/kWh



SOGEM - CAS DE BASE

COMPTE DE RESULTATS

(en millions de francs CFA courants)

Année	1997	1998	1999	2000	2001
PRODUITS					
ventes d'énergie	0	0	0	0	18785
amortissement de subventions	0	0	0	0	2322
TOTAL DES PRODUITS	0	0	0	0	21107
CHARGES					
frais d'exploitation et d'agence	3650	2100	1980	2070	6179
redevances	0	0	0	0	3457
frais financiers	0	0	0	0	2449
dotations aux amortissements	2333	2333	2333	2333	9492
TOTAL DES CHARGES	5983	4433	4313	4403	21577
RESULTAT NET	-5983	-4433	-4313	-4403	-470

ETUDE DE LA TARIFICATION DE L'ENERGIE DE MANANTALI - PHASE 3

SOGEM - CAS DE BASE

COMPTE DE RESULTATS

(en millions de francs CFA courants)

Année	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PRODUITS									
ventes d'énergie	23680	24390	25122	25876	26652	26652	26652	26652	26652
amortissement de subventions	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322
TOTAL DES PRODUITS	26002	26712	27444	28198	28974	28974	28974	28974	28974
CHARGES									
frais d'exploitation et d'agence	6365	6556	6752	6955	7163	7378	7600	7828	8062
redevances	4079	4060	4000	3941	3750	3468	3252	2647	2577
frais financiers	5442	5166	4834	4502	4103	3702	3300	2899	2498
dotations aux amortissements	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492
TOTAL DES CHARGES	25377	25273	25078	24889	24508	24040	23644	22865	22628
RESULTAT NET	625	1440	2366	3309	4466	4934	5330	6109	6346

COMPTE DE RESULTATS

(en millions de francs CFA courants)

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUITS										
ventes d'énergie	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652
amortissement de subventions	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322
TOTAL DES PRODUITS	28974	28974	28974	28974	28974	28974	28974	28974	28974	28974
CHARGES										
frais d'exploitation et d'agence	8304	8553	8810	9074	9347	9627	9916	10213	10520	10835
redevances	2559	2541	2521	2502	2484	2465	2447	2088	1893	1875
frais financiers	2096	1695	1294	949	604	260	175	89	71	54
dotations aux amortissements	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492
TOTAL DES CHARGES	22451	22281	22116	22017	21927	21844	22029	21882	21975	22255
RESULTAT NET	6523	6693	6858	6957	7047	7130	6946	7092	6999	6719

SOGEM - CAS DE BASE

COMPTE DE RESULTATS

(en millions de francs CFA courants)

Année	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PRODUITS										
ventes d'énergie	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652
amortissement de subventions	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322	2322
TOTAL DES PRODUITS	28974	28974	28974	28974	28974	28974	28974	28974	28974	28974
CHARGES										
frais d'exploitation et d'agence	11160	11495	11840	12195	12561	12938	13326	13726	14138	14562
redevances	1784	1688	1674	1546	1140	748	748	747	747	746
frais financiers	36	33	31	29	26	24	21	19	17	14
dotations aux amortissements	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492	9492
TOTAL DES CHARGES	22472	22708	23036	23261	23219	23202	23587	23984	24393	24814
RESULTAT NET	6502	6266	5938	5713	5755	5772	5387	4990	4581	4160

SOGEM - CAS DE BASE

BILAN

(en millions de francs CFA courants)

Année	1997	1998	1999	2000	2001
ACTIF IMMOBILISE					
immobilisations brutes	117650	117650	117650	117650	346973
amortissement des immobilisations	23331	25664	27997	30330	39822
immobilisations nettes	94319	91986	89653	87320	307151
travaux en cours	25935	88696	155827	207281	0
fonds de renouvellement	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	120254	180682	245480	294601	307151
ACTIF CIRCULANT					
stocks	1177	1177	1177	1177	3470
créances clients	0	0	0	0	3088
fonds pour risque hydrologique	0	0	0	0	1318
trésorerie	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF CIRCULANT	1177	1177	1177	1177	7876
ACTIF TOTAL	121431	181859	246657	295778	315027
PASSIF					
avances et droits du concédant	100052	104054	109012	114997	117287
report à nouveau	0	-5983	-10416	-14729	-19132
résultat net	-5983	-4433	-4313	-4403	-470
subventions	7688	25665	47781	62382	67341
FONDS PROPRES	101758	119303	142065	158247	165026
dettes à long terme	19673	62555	104592	137531	150001
CAPITAUX PERMANENTS	121431	181859	246657	295778	315027
PASSIF TOTAL	121431	181859	246657	295778	315027

SOGEM - CAS DE BASE

BILAN

(en millions de francs CFA courants)

Année	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ACTIF IMMOBILISE									
immobilisations brutes	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973
amortissement des immobilisations	49313	58805	68297	77788	87280	96772	106263	115755	125246
immobilisations nettes	297660	288168	278676	269185	259693	250202	240710	231218	221727
travaux en cours	0	0	0	0	0	0	0	0	0
fonds de renouvellement	1615	3230	4845	6460	8075	9690	11305	12920	14535
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	299275	291398	283522	275645	267768	259892	252015	244138	236262
ACTIF CIRCULANT									
stocks	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470
créances clients	3893	4009	4130	4254	4381	4381	4381	4381	4381
fonds pour risque hydrologique	1886	3955	5099	7181	7054	7205	7752	9077	10640
trésorerie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF CIRCULANT	9248	11434	12698	14905	14905	15056	15603	16928	18491
ACTIF TOTAL	308523	302832	296220	290550	282673	274947	267617	261067	254752
PASSIF									
avances et droits du concédant	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287
report à nouveau	-19602	-18977	-17538	-15171	-11863	-7397	-2463	2867	8976
résultat net	625	1440	2366	3309	4466	4934	5330	6109	6346
subventions	65019	62697	60375	58053	55731	53409	51086	48764	46442
FONDS PROPRES	163329	162446	162491	163477	165621	168233	171241	175028	179051
dettes à long terme	145194	140386	133729	127072	117052	106714	96376	86039	75701
CAPITAUX PERMANENTS	308523	302832	296220	290550	282673	274947	267617	261067	254752
PASSIF TOTAL	308523	302832	296220	290550	282673	274947	267617	261067	254752

SOGEM - CAS DE BASE

BILAN

(en millions de francs CFA courants)

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ACTIF IMMOBILISE										
immobilisations brutes	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973
amortissement des immobilisations	134738	144230	153721	163213	172705	182196	191688	201180	210671	220163
immobilisations nettes	212235	202743	193252	183760	174268	164777	155285	145793	136302	126810
travaux en cours	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
fonds de renouvellement	16150	17765	19380	20995	22610	24225	25840	27455	29070	30685
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	228385	220508	212632	204755	196878	189002	181125	173249	165372	157495
ACTIF CIRCULANT										
stocks	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470
créances clients	4381	4381	4381	4381	4381	4381	4381	4381	4381	4381
fonds pour risque hydrologique	12380	14290	16364	19371	22469	25649	33848	42194	53809	65145
trésorerie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF CIRCULANT	20231	22141	24215	27222	30320	33500	41699	50044	61660	72996
ACTIF TOTAL	248616	242649	236847	231977	227198	222502	222824	223293	227032	230491
PASSIF										
avances et droits du concédant	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287
report à nouveau	15322	21845	28538	35396	42353	49400	56530	63476	70568	77666
résultat net	6523	6693	6858	6957	7047	7130	6946	7092	6999	6719
subventions	44120	41798	39476	37154	34832	32510	30187	27865	25543	23221
FONDS PROPRES	183252	187624	192159	196794	201519	206327	210951	215720	220397	224794
dettes à long terme	65363	55025	44688	35183	25679	16175	11874	7573	6635	5697
CAPITAUX PERMANENTS	248616	242649	236847	231977	227198	222502	222824	223293	227032	230491
PASSIF TOTAL	248616	242649	236847	231977	227198	222502	222824	223293	227032	230491

SOGEM - CAS DE BASE

BILAN

(en millions de francs CFA courants)

Année	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ACTIF IMMOBILISE										
immobilisations brutes	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973	346973
amortissement des immobilisations	229655	239146	248638	258130	267621	277113	286605	296096	305588	315079
immobilisations nettes	117318	107827	98335	88843	79352	69860	60368	50877	41385	31894
travaux en cours	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
fonds de renouvellement	32300	33916	35530	37145	38760	40375	41990	43605	45220	46835
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	149619	141742	133865	125989	118112	110235	102359	94482	86605	78729
ACTIF CIRCULANT										
stocks	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470
créances clients	4381	4381	4381	4381	4381	4381	4381	4381	4381	4381
fonds pour risque hydrologique	76264	87767	98942	109892	120885	131894	142519	152746	162565	171962
trésorerie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF CIRCULANT	84115	95618	106793	117743	128735	139745	150370	160597	170416	179813
ACTIF TOTAL	233734	237360	240658	243732	246847	249981	252728	255079	257021	258542
PASSIF										
avances et droits du concédant	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287	117287
report à nouveau	84285	90787	97053	102991	108704	114459	120231	125619	130609	135190
résultat net	6502	6266	5938	5713	5755	5772	5387	4990	4581	4160
subventions	20899	18577	16255	13933	11611	9288	6966	4644	2322	0
FONDS PROPRES	228974	232918	236533	239924	243357	246807	249872	252541	254800	256638
dettes à long terme	4760	4443	4125	3808	3491	3173	2856	2539	2221	1904
CAPITAUX PERMANENTS	233734	237360	240658	243732	246847	249981	252728	255079	257021	258542
PASSIF TOTAL	233734	237360	240658	243732	246847	249981	252728	255079	257021	258542

SOGEM - CAS DE BASE

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

(en millions de francs CFA courants)

Année	1997	1998	1999	2000	2001
FLUX D'EXPLOITATION					
ventes d'énergie	0	0	0	0	18785
frs d'exploitation et d'agence	-3650	-2100	-1980	-2070	-6179
redevances	0	0	0	0	-3457
frs financiers	0	0	0	0	-2449
variation du BFR	0	0	0	0	-5381
versement fonds risque hydrologique	0	0	0	0	-1318
TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION	-3650	-2100	-1980	-2070	0
FLUX D'INVESTISSEMENT					
nouveaux investissements	-25935	-62761	-67131	-51454	-22042
versement fonds de renouvellement	0	0	0	0	0
TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT	-25935	-62761	-67131	-51454	-22042
FLUX DE FINANCEMENT					
dotation en capital	3220	4002	4958	5985	2290
subventions et emprunts nouveaux	26365	60859	64153	47539	19752
remboursement des dettes	0	0	0	0	0
TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT	29585	64861	69111	53524	22042
TOTAL DES FLUX DE TRESORERIE	0	0	0	0	0

SOGEM - CAS DE BASE

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

(en millions de francs CFA courants)

Année	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
FLUX D'EXPLOITATION									
ventes d'énergie	23680	24390	25122	25876	26652	26652	26652	26652	26652
frais d'exploitation et d'agence	-6365	-6556	-6752	-6955	-7163	-7378	-7600	-7828	-8062
redevances	-4079	-4060	-4000	-3941	-3750	-3468	-3252	-2647	-2577
frais financiers	-5442	-5166	-4834	-4502	-4103	-3702	-3300	-2899	-2498
variation du BFR	-805	-117	-120	-124	-128	0	0	0	0
versement fonds risque hydrologique	-567	-2070	-1144	-2082	128	-151	-547	-1326	-1562
TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION	6423	6423	8272	8272	11635	11953	11953	11953	11953
FLUX D'INVESTISSEMENT									
nouveaux investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0
versement fonds de renouvellement	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615
TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615
FLUX DE FINANCEMENT									
dotation en capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0
subventions et emprunts nouveaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0
remboursement des dettes	-4808	-4808	-6657	-6657	-10020	-10338	-10338	-10338	-10338
TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT	-4808	-4808	-6657	-6657	-10020	-10338	-10338	-10338	-10338
TOTAL DES FLUX DE TRESORERIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0

SOGEM - CAS DE BASE

TABEAU DE FLUX DE TRESORERIE

(en millions de francs CFA courants)

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FLUX D'EXPLOITATION										
ventes d'énergie	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652
frais d'exploitation et d'agence	-8304	-8553	-8810	-9074	-9347	-9627	-9916	-10213	-10520	-10835
redevances	-2559	-2541	-2521	-2502	-2484	-2465	-2447	-2088	-1893	-1875
frais financiers	-2096	-1695	-1294	-949	-604	-260	-175	-89	-71	-54
variation du BFR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
versement fonds risque hydrologique	-1740	-1910	-2075	-3007	-3097	-3181	-8199	-8345	-11616	-11336
TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION	11953	11953	11953	11119	11119	11119	5916	5916	2553	2553
FLUX D'INVESTISSEMENT										
nouveaux investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
versement fonds de renouvellement	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615
TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615
FLUX DE FINANCEMENT										
dotation en capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
subventions et emprunts nouveaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
remboursement des dettes	-10338	-10338	-10338	-9504	-9504	-9504	-4301	-4301	-938	-938
TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT	-10338	-10338	-10338	-9504	-9504	-9504	-4301	-4301	-938	-938
TOTAL DES FLUX DE TRESORERIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

SOGEM - CAS DE BASE

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

(en millions de francs CFA courants)

Année	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FLUX D'EXPLOITATION										
ventes d'énergie	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652	26652
frais d'exploitation et d'agence	-11160	-11495	-11840	-12195	-12561	-12938	-13326	-13726	-14138	-14562
redevances	-1784	-1688	-1674	-1546	-1140	-748	-748	-747	-747	-746
frais financiers	-36	-33	-31	-29	-26	-24	-21	-19	-17	-14
variation du BFR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
versement fonds risque hydrologique	-11119	-11503	-11175	-10950	-10992	-11010	-10624	-10227	-9819	-9397
TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION	2553	1932	1932	1932	1932	1932	1932	1932	1932	1932
FLUX D'INVESTISSEMENT										
nouveaux investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
versement fonds de renouvellement	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615
TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615	-1615
FLUX DE FINANCEMENT										
dotation en capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
subventions et emprunts nouveaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
remboursement des dettes	-938	-317	-317	-317	-317	-317	-317	-317	-317	-317
TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT	-938	-317	-317	-317	-317	-317	-317	-317	-317	-317
TOTAL DES FLUX DE TRESORERIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

SOGEM - VARIANTE

SERIE D'ANNEES SECHES **TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE** (en millions de francs CFA courants)

Année	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
FLUX D'EXPLOITATION													
ventes d'énergie	0	0	0	0	16060	19984	17619	18791	20280	21491	21476	17903	20094
frais SOGEM et rémunération SEM	-3650	-2100	-1980	-2070	-6179	-6365	-6556	-6752	-6955	-7163	-7378	-7600	-7828
redevances	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
frais financiers du Projet Energie	0	0	0	0	-2449	-5442	-5166	-4834	-4502	-4103	-3702	-3300	-2899
variation du BFR	0	0	0	0	-4933	-645	389	-193	-245	-199	3	587	-360
versement fonds risque hydrologique	0	0	0	0	-2498	-2725	-1479	-355	-1921	-5	-60	2748	1331
TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION	-3650	-2100	-1980	-2070	0	4808	4808	6657	6657	10020	10338	10338	10338
FLUX D'INVESTISSEMENT													
nouveaux investissements	-25935	-62761	-67131	-51454	-22042	0	0	0	0	0	0	0	0
versement fonds renouvellement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT	-25935	-62761	-67131	-51454	-22042	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUX DE FINANCEMENT													
dotation en capital	3220	4002	4958	5985	2290	0	0	0	0	0	0	0	0
subventions et emprunts nouveaux	26365	60859	64153	47539	19762	0	0	0	0	0	0	0	0
remboursement dettes Projet Energie	0	0	0	0	0	-4808	-4808	-6657	-6657	-10020	-10338	-10338	-10338
TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT	29585	64861	69111	53524	22042	-4808	-4808	-6657	-6657	-10020	-10338	-10338	-10338
TOTAL DES FLUX DE TRESORERIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TOTAL DES CHARGES DE PREMIER RANG

13561 17259 16140 18436 18359 21486 21415 20651 21425

PRODUCTIBLE (en GWh par an)

301 545 341 384 444 482 481 256 394

SOGEM - VARIANTE

SÉRIE D'ENTRÉES SORTIES

TABEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de francs CFA courants)

SUITE

Année	2010	2015	2020	2025	2030
FLUX D'EXPLOITATION					
ventes d'énergie	20428	22015	23365	23365	23365
frs SOGEM et rémunération SEM	-8062	-9347	-10835	-12561	-14562
redevances	0	-1802	-1875	-1140	-746
frs financiers du Projet Energie	-2498	-604	-54	-26	-14
variation du BFR	-55	-386	0	0	0
versement fonds risque hydrologique	525	-371	-6434	-6090	-4495
TOTAL DES FLUX D'EXPLOITATION	10338	9504	4168	3547	3547
FLUX D'INVESTISSEMENT					
nouveaux investissements	0	0	0	0	0
versement fonds renouvellement	0	0	-3230	-3230	-3230
TOTAL DES FLUX D'INVESTISSEMENT	0	0	-3230	-3230	-3230
FLUX DE FINANCEMENT					
dotation en capital	0	0	0	0	0
subventions et emprunts nouveaux	0	0	0	0	0
remboursement dettes Projet Energie	-10338	-9504	-938	-317	-317
TOTAL DES FLUX DE FINANCEMENT	-10338	-9504	-938	-317	-317
TOTAL DES FLUX DE TRÉSORERIE	0	0	0	0	0

TOTAL CHARGES DE PREMIER RANG	20953	19842	11826	12905	14893
--------------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

PRODUCTIBLE (en GWh par an)	415	515	600	600	600
------------------------------------	------------	------------	------------	------------	------------