

Manuel Général de Formation dan le Modèle de Planification à Long Terme

Politique économique africaine

Rapport de recherche

2001 Mai

F.T. Sparrow, Purdue University

Brian H. Bowen, Purdue University

Daniel J. Plunkett, AIRD

Financée par l'Agence américaine pour le développement international (USAID)

Bureau pour l'Afrique

Office du Développement Durable

Washington DC 20423-4600

Les opinions et interprétations incluses sont celles des auteurs
et ne sont en aucun cas attribuables à l'USAID ou aux institutions affiliées



Equity and Growth through Economic Research



EAGER supports economic and social science policy analysis in Sub-Saharan Africa. Its primary goal is to increase the availability and the use of policy analysis by both public and private sector decision-makers. In addition to the goal of achieving policy reform, EAGER seeks to improve the capacity of African researchers and research organizations to contribute to policy debates in their countries. In support of this goal, EAGER sponsors collaboration among American and African researchers and research organizations.

EAGER is implemented through two cooperative agreements and a communications logistics contract financed by the United States Agency for International Development (USAID), Strategic Analysis Division, The Office of Sustainable Development, Bureau for Africa. A consortium led by the Harvard Institute for International Development (HIID) holds the cooperative agreement for Public Strategies for Growth and Equity. Associates for International Resources and Development (AIRD) leads the group that holds the cooperative agreement for Trade Regimes and Growth. The Communications Logistics Contract (CLC) is held by a consortium led by BHM International, Inc. (BHM). Other capacity-building support provides for policy analysis by African institutions including the African Economic Research Consortium, Réseau sur Les Politiques Industrielles (Network on Industrial Policy), Programme Troisième Cycle Interuniversitaire en Economie, and the International Center for Economic Growth. Clients for EAGER research activities include African governments and private organizations, USAID country missions and USAID/Washington, and other donors.

For information contact:

Yoon Lee, Project Officer
USAID
AFR/SD/SA (4.06-115)
Washington, D.C. 20523
Tel: 202-712-4281 Fax: 202-216-3373
E-mail: ylee@usaid.gov

Lisa M. Matt, Senior Advisor
BHM International
P.O. Box 3415
Alexandria, VA 22302
Tel: 703-299-0650 Fax: 703-299-0651
E-mail: lmatt@eagerproject.com
Contract AOT-0546-Q-00-5271-00

Carrie Main, Project Administrator
Belfer Center for Science & International Affairs
John F. Kennedy School of Government
Harvard University
79 John F. Kennedy Street
Cambridge, MA 02138
Tel: 617-496-0112 Fax: 617-496-2911
E-mail: carrie_main@harvard.edu
Contract AOT-0546-A-00-5133-00

J. Dirck Stryker, Chief of Party
Associates for International
Resources and Development (AIRD)
185 Alewife Brook Parkway
Cambridge, MA 02138
Tel: 617-864-7770 Fax: 617-864-5386
E-mail: dstryker@aird.com
Contract AOT-0546-A-00-5073-00

Introduction

Le Groupe de Prévision pour les Services Publics de l'Etat d'Indiana (SUFGE), basé à Purdue University, offre conseils à et est soutenu par l'Etat d'Indiana depuis 1980. Les modèles de SUFGE pour la prévision et la commercialisation pourvoient des analyses quantitatives pour divers scénarios de politique de l'électricité. Tous les intéressés ont accès équitable et égal à la formulation du modèle, ainsi il y a une transparence analytique qui promouvoit une étude profonde des options de construction de nouvelle capacité (production et transmission), déréglementation, and structures tarifaires de la part des gouvernements et des compagnies d'électricité.

Les modèles SUFGE de prévision et de planification à long terme utilisent de la programmation mathématique et des techniques de l'investigation opérationnelle (linéaire et intégrée mixte) pour combiner les divers objectifs à la fois économique et techniques, compte rendu des contraintes rélevantes, arrivant à algorithmes clairement définis pour des solutions optimales en termes de minimisation des coûts.

Les systèmes SUFGE de modélisation de la planification de l'électricité et du gaz naturel ont été utilisés au niveau international depuis 1995. Plusieurs pays autour du monde n'ont pas encore développé la capacité d'élaborer et de manipuler de tels outils analytiques, alors le SUFGE joue un rôle clé en promouvoir programmes de collaboration avec ces gouvernements, compagnies, et universités dans le monde. Ces activités collaboratives de modélisation encouragent la coopération régionale et offre une base quantitative sur laquelle se développe une rationalisation des politiques régionales de commerce en électricité, portant des économies potentielles énormes d'une construction collective et d'une intégration régionale plus intime.

Le premier modèle de Purdue pour le commerce en électricité, en dehors des USA, traitait du Southern African Power Pool (SAPP). Ce travail a été financé par l'USAID avec beaucoup d'intérêt et d'appui général de la part du Département d'Energie des USA et de la Banque Mondiale. A la suite du travail bien accompli à l'égard du SAPP, le travail continue ailleurs. L'organisation des ces projets internationaux est administrée à travers le groupe de développement des pools d'énergie (PPDG) de Purdue University. Tous les deux, le SUFGE et le PPDG, sont basés à l'Institut de l'Etude de l'Ingénierie Interdisciplinaire (IIES).

On trouve une description compréhensive du modèle de planification à long terme dans le "Manuel pour les utilisateurs du modèle à long term," Edition 5, Juin 2000, qui peut être librement téléchargé sur l'Internet:

<http://iies.www.ecn.purdue.edu/IIES/SUFGE/>

Le Manuel pour les utilisateurs explique pleinement la fonction objective, l'équation de balance de la charge, les contraintes de capacité et de fiabilité, et des renseignements techniques de manipulation. L'interface, rendu plus aimable à l'utilisateur, y est décrite aussi. Le Manuel a été rédigé dans la perspective des utilisateurs techniques et des spécialistes de l'investigation opérationnelle.

Le document actuel, le Manuel de Formation Générale, est pour le preneur des décisions portant sur le secteur électrique.. C'est pour la personne qui n'est pas aussi impliquée ni intéressée à

l'analyse hyper profonde de la structure du logiciel, et qui ne dispose pas de suffisamment de temps pour investiguer et comprendre très explicitement les détails techniques du modèle. Le Manuel actuel est rédigé pour améliorer la compréhension et le contexte par rapport à la modélisation et pour formation dans la collecte de données.

Ce Manuel comprend sept sections:

- Section 1 - Définitions de Termes Economiques
- Section 2 - Concepts de Coût et d'Informatique
- Section 3 - Formulation de la modélisation
- Section 4 - Le modèle Générique de Sept Pays
- Section 5 - Intrants et résultats du modèle
- Section 6 - Fiches pour la Collecte de données
- Section 7 - Notation de la Modélisation

Première Section

Définition de Termes Economiques

Au début de l'introduction à la modélisation de l'électricité, soyons certains d'une base de connaissance commune à tout le monde. Voyons certaines définitions.

1.1 Coût Economique par rapport à Coût Comptable:

“L'économiste pense au coût différemment du comptable, gardien des détails administratifs financiers. La vision du comptable est vers ce qui est passé, les biens, frais comptables, et faux frais; indicateurs évaluatifs du performance rendu.

L'économiste vise l'avenir, prévoyant comment l'entreprise doit s'orienter ses ressources propres pour baisser des coûts et améliorer sa rentabilité. Il s'occupe du “*coût d'opportunité*”, associé aux options renoncées en ne pas dédiant les ressources de l'entreprises de la façon la plus rentable.” [1]

1.2 Coût d'Opportunité:

Bénéfices potentielles perdues en utilisant une ressource rare à une opération au lieu du prochain meilleur usage alternatif.

Le *coût d'opportunité* résulte de l'emploi de ressources rares et limitées, afin que l'opportunité d'employer les ressources à gain monétaire en usage alternatif soit renoncée. Ainsi, c'est le coût de la meilleure option renoncée, coût souvent caché ou tacite.

Exemple:

Supposer qu'un projet de construction implique l'entrepôt d'emménagement d'une telle entreprise dite X. Le coût de l'espace foncier du projet de construction à l'entreprise X devrait monter au niveau de revenu ou d'autres économies que des usages alternatifs potentiels reviendraient à l'entreprise X. En d'autres termes, le coût d'opportunité pour l'espace devrait être le revenu dérivé du prochain meilleur usage. Ce dernier pourrait être supérieur ou inférieur que le coût moyen de l'espace, reporté par la direction comptable de l'entreprise X. [3].

1.3 Coûts Fixes et Variables:

Coûts fixes sont ceux non affectés de changements du niveau d'activité sur la fourchette d'opérations faisables pour la capacité en place ou capacité disponible. Des coûts fixes typiques comprennent coûts d'intérêts au capital emprunté, l'assurance et taxes portant sur la plante, la gestion générale et salaires administratifs, et abonnements de licence.

Il est vrai que tout coût est sujet à changer, mais des coûts fixes tendent à rester constants au long des opérations, sous diverses conditions. Lorsque de grands changements d'emploi de ressources s'effectue, ou lorsque l'aggrandissement de la plante fixe ou l'abandon du projet soit impliqué, des coûts fixes seront affectés.

Coûts variables sont ceux associés à une opération qui varie selon la production ou selon d'autres indicateurs opérationnels. Pour faire une analyse d'ingénierie économique d'un changement proposé à une activité déjà montée, les coûts variables seraient la première partie des distinctions projetées entre l'actuel et l'alternatif. Par exemple, les coûts des matériaux and de la main d'oeuvre employés pendant la confection d'un produit ou la prestation d'un service sont des coûts variables, puisqu'ils varient en fonction du chiffre d'unités finales—même si les coûts à l'unité restent égaux.

1.4 Coût Marginal:

Le *coût incrémental ou marginal* s'avère le coût additionnel, ou revenu, dérivé d'augmenter le rendement d'un système de production par une ou plusieurs unités

Coût marginal est souvent associé à décisions “oui/non” impliquant un changement limité en production ou niveau d'opération. Par exemple, le coût additionnel par kilomètre de conduire une automobile peut se révèle à \$0,27, mais ce coût dépend de considérations telles que le kilométrage total conduit au cours de l'année, kilométrage normal pour le prochain trajet, et l'âge de la bagnole. Il est également commun parler du “coût marginal de pomper le prochain baril de pétrole.” Souvent le coût marginal est très difficile à déterminer.

Le coût marginal de la production de l'électricité est en fonction de l'avertissement anticipé de la demande future. Une MW à l'horizon d'une minute porte un coût bien différent qu'une MW additionnelle à l'horizon d'une trentaine de jours.

Les données en Tableau 4.1 décrit une entreprise dont le coût fixe est \$50. Le coût variable s'augmente en relation à la production, ce qui est applicable également au coût total. Le coût total est la somme du coût fixe en colonne (1) et le coût variable en colonne (2). Le coût marginal d'augmenter la production de 2 à 3 unités est \$20, alors que le coût variable de l'entreprise s'élève de \$78 à \$98. Le coût total de production aussi s'augmente de \$128 à \$148. Le coût total moyen de produire à un taux de cinq unités est \$36, \$180/5. Le coût moyen nous révèle le coût unitaire de production.

Tableau 4.1 Coûts de Court Terme

Rate of Output	Fixed Cost (FC) (1)	Variable Cost (VC) (2)	Total Cost (TC) (3)	Marginal Cost (MC) (4)	Average Fixed Cost (AFC) (5)	Average Variable Cost (AVC) (6)	Average Total Cost (ATC) (7)
0	50	0	50	-	-	-	-
1	50	50	200	50	50	50	100
2	50	78	128	28	25	39	64
3	50	98	148	20	16.7	32.7	49.3
4	50	112	162	14	12.5	28	40.5
5	50	130	180	18	10	26	36
6	50	150	200	20	8.3	25	33.3
7	50	175	225	25	7.1	25	32.1
8	50	204	254	29	6.3	25.5	31.8
9	50	242	292	38	5.6	26.9	32.4
10	50	300	350	58	5	30	35
11	50	385	435	85	4.5	35	39.5

Exemple:

Une équipe de 4 collègues habitent de la même zone résidentielle et tentent à voyager ensemble à une conférence (à une distance de 400 miles en y allant simplement). L'un d'eux dispose d'une voiture et se met d'accord d'amener les trois autres s'ils paient le coût d'opération de la voiture pendant le voyage. Au retour du voyage, celui qui a la voiture leur présente à chacun une facture pour \$102,40, leur disant qu'il a soigneusement noté les coûts d'opération, et que, basé sur un moyen annuel de 15,000 miles, leur coût par mile monte à \$0.384. Les trois autres estiment que la charge est excessive et demandent à examiner les chiffres. Les voici:

Elément de coût	Coût par Mile
Pétrole	\$0.120
Huile et lubrification	0.021
Pneus	0.027
Dépreciation	0.150
Assurance et taxes	0.024
Réparations	0.030
Garage	0.012
Total	\$0.384

Les trois passagers, suite à réflexion, forme l'opinion qu'uniquement les coûts de pétrole, d'huile et lubrification, pneus, et réparation sont fonctions de la distance conduite (coûts variables) et ainsi sont valables, mais à petit pain, \$0.198 par mile, et donc \$158.40 pour le voyage entier de 800 miles impliquerait une part individuelle de $\$158.40/3 = \52.80 . Evidemment, les vues opposantes sont substantialement différente. Laquelle est correcte? Quelles sont les conséquences de 2 points de vue différents, et quel serait le critère de décision?

Solution:

Dans cette instance, assumer que le propriétaire de la voiture soit d'accord d'accepter \$52.80 par personne pour les trois passagers, basé sur les coûts variables purement additionnels dus au voyage à la conférence versus le kilométrage moyen annuel. Alors, les \$52.80 par personne est le coût "et en plus ce voyage" relatif à l'alternatif "sans ce voyage".

Quoi arrive si l'équipe, à cause du bas coût, rentre et propose autre voyage de 800 miles pour le prochain weekend? Et s'il y eût maintes voyages? Visiblement, ce qui s'est lancé comme un petit changement marginal, et temporaire, des conditions d'opération – de 15.000 miles par an à 15.800 miles – très tot devient une condition normale d'opération de 18.000 ou 20.000 miles par an. Vu de ce contexte, il ne serait pas juste de chiffrer le coût du mile additionnel à \$0,198.

Puisque le champ d'opération change, les coûts fixes devraient être considérés. Un coût incrémentiel plus certain peut être estimé en chiffrant le coût annuel si la voiture traversait 18.000 miles, et ensuite soustraire le cout total applicable aux 15.000 miles d'opération, et ainsi déterminant le coût de 3.000 miles additionnels d'opération. De cette différence, le coût par mile est obtainable. Le coût total pour traverser les 15.000 miles par an, $15,000 \times \$0.384 = \5.760 . Si le coût de maintien – du à dépreciation, réparations, etc. – monte à \$6,570 sur les 18.000 miles par an, évidemment le coût des 3.000 miles additionnels serait de \$810. Puis le coût incrémentiel par mile du à l'augmentation de la portée opérationnelle serait de \$0,27. Donc, si plusieurs voyages weekendaires étaient prévus comme faisant partie de l'ordre d'opération normale, celui à qui appartient la voiture aurait raisons économiquement d'y mettre un coût marginal de \$0,27 par mile, même à partir du premier trajet! [3]

1.5 Coût engagé:

Le *coût engagé* (“sunk cost”) au passé ne peut pas être prolongé comme valeur résiduelle de l’investissement antérieur. Ce n’est pas un coût d’opportunité. Le coût engagé est équivalent au coût fixe en prenant décision.

L’exemple implique le remplacement de biens. Supposer que l’entreprise veut remplacer un composant, qui coûtait d’origine \$50,000, mais déprécié ne vaut que \$20,000, et ne peut être vendu qu’à \$5,000. Les \$50,000 sont un coût engagé. Nonobstant, le coût engagé est la différence entre la valeur sur le bilan de l’entreprise et la prix réalisable de vente. Ainsi, le coût engagé est de \$20,000 moins \$5,000, ou \$15,000. Ni les \$50,000 ni les \$15,000, pourtant, devraient être considérés comme une analyse d’ingénierie économique – au delà de la manière dans laquelle les \$15,000 sont touchés en impôts.

1.6 Prix de Marché:

Le prix de marché est celui auquel un bien ou service soit échangé contre autre bien ou service (paiement en biens) ou pour de l’argent (prix financier) [2].

Exemple:

Le prix d’équilibre du marché, au sein d’un pool d’énergie, est le prix auquel l’unité la plus chère est mise en opération pour satisfaire la demande. Les résultats du modèle démontre des expansions résultant de l’institution d’un pool étroit, opérant un échange informatique, où chaque heure portait un prix d’équilibre.

1.7 Prix Artificiel:

Le prix artificiel (“shadow price”) implique un prix dérivé d’un modèle mathématique complexe. A voir Section 2.4.

1.8 Facteur de Recouvrement du Capital (crf):

Le paiement annuel pour amortiser un prêt de X quantité d’une monnaie quelconque au terme de “n” ans à un taux d’intérêt composé sur le solde non payé, ce qui permet le calcul d’installations équivalentes nécessaires à l’amortisation le prêt sur une période spécifiée à un taux d’intérêt “i”. Ainsi,

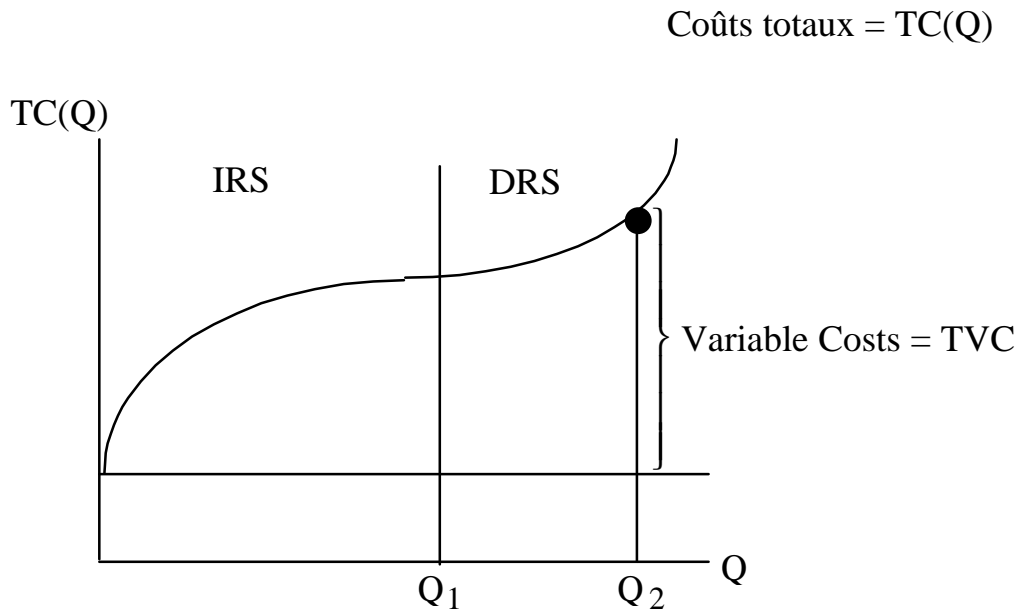
$$\text{crf} = i(1+i)^n / [(1+i)^n - 1]$$

Section 2

Concepts de Coût et d'Informatique

A la suite des définitions générales, considérons plus intimement ces autres concepts.

2.1 Coûts moyens (“unitaires”) sont d’habitude problématiques en choisir entre alternatif; l’important est le coût marginal ou incrémentiel



IRS = increasing returns to scale; DRS = decreasing returns to scale.

Questions: Pourquoi IRS (revenu accroissant à l’échelle)? Pourquoi DRS (revenu décroissant à l’échelle)? Pourquoi sont-ils importants?

- Coût total moyen = $ATC = \frac{TC(Q)}{Q} = \frac{TFC}{Q} + \frac{TVC}{Q} = AFC + AVC$
- Coût marginal ou incrémental = $MC = \frac{dTVC(Q)}{dQ} = \frac{dTC(Q)}{dQ}$

2.2 Coûts marginaux sont clés aux Décisions prises, non coûts moyens.

Exemple: Supposer qu'une entreprise veut élire un niveau de production, \hat{Q} , pour maximiser les profits.

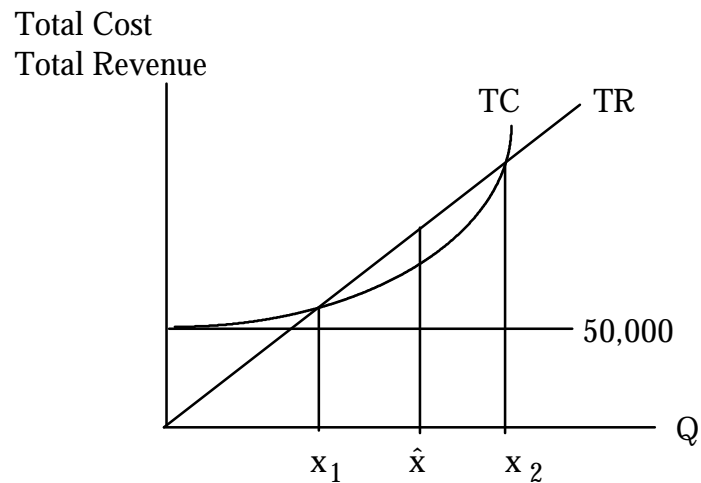
$$\text{Profit total} = TR - TC; \max_Q \bar{P}Q - TC(Q) \Rightarrow \hat{Q} \text{ vu que } \bar{P} = \frac{dTC(Q)}{dQ}, \text{ ou}$$

\hat{Q} tels que Prix = coût incremental.

Noter le manque d'à-propos de tout moyen, à l'exception, post facto, d'indications de profit/unité, coût/unité, et prix/unité.

Exemple:

$$\text{Prix} = \$35/\text{unité}, \text{ Coût} = 50,000 + 20.2x + 0.0001x^2$$



Quel x maximise le profit? $\max \rightarrow 35 - 20.2 - 0.0002x = 0$

$$\rightarrow = \frac{14.8}{0.0002} = 74,000$$

Questions: Combien x_1 et x_2 ?

Sont les \$50,000 toujours rélevants? Et si les \$50,000 furent évités?

Question: Quel coût moyen à présumer en prendre décisions?

- Où $AC = MC$, i.e., $FC = 0$, VC linéaire.

Un coût moyen commun est la *dépréciation*. L'équipement dure 10 ans, coûte \$10,000; il faut reporter le coût au niveau annuel. La dépréciation à \$1,000/ans. Bien que la dépréciation importe beaucoup pour des propos d'impôts, ce n'est plus pour la prise de décisions, sauf où elle affecte des profits post-taxe.

Exemple:

Comment décider quelle centrale devrait produire tel nouveau produit.

(a) Nouvelle Centrale: dépense basse hors de poche, haute dépréciation

Coût annuel variable	\$1 x 10 ⁶	
Dépréciation	<u>\$2 x 10⁶</u>	\$3 x 10 ⁶

(b) Plante existante: haute dépense hors de poche, basse dépréciation

Coût annuel variable	\$1.5 x 10 ⁶	
Dépréciation annuelle	<u>\$1 x 10⁶</u>	\$2.5 x 10 ⁶

Est-ce (b) à choisir? Non! Choisir (a); minimiser des coûts hors de poche.

Déterminer des coûts marginaux est souvent risqué:

- Contrats à long terme (main d'oeuvre, carburant)
- Coûts de changements (embaucher, licencier)
- Utilisation de la capacité, où additions de la capacité portent beaucoup de poids.

2.3 Le peu de signifiante des coûts engagés.

Coûts engagés: Un coût déjà engagé au passé que ne peut pas être modifié à présent

Exemples:

- Accord valide contractuel pour l'achat d'un équipement sans valeur de sauvetage.

- On achète des actions chez IBM @ \$130/l'action; Elles valent maintenant \$80/l'action. Est-ce le fait que je les ai achetées à \$130 chacune entre dans la décision à vendre ou à ne pas vendre?

Question: Quelle est la relation entre coût fixe et coût engagé?

Coûts engagés: Une fois en place, restent invariables pendant les divers alternatifs sous considération.

Exemples:

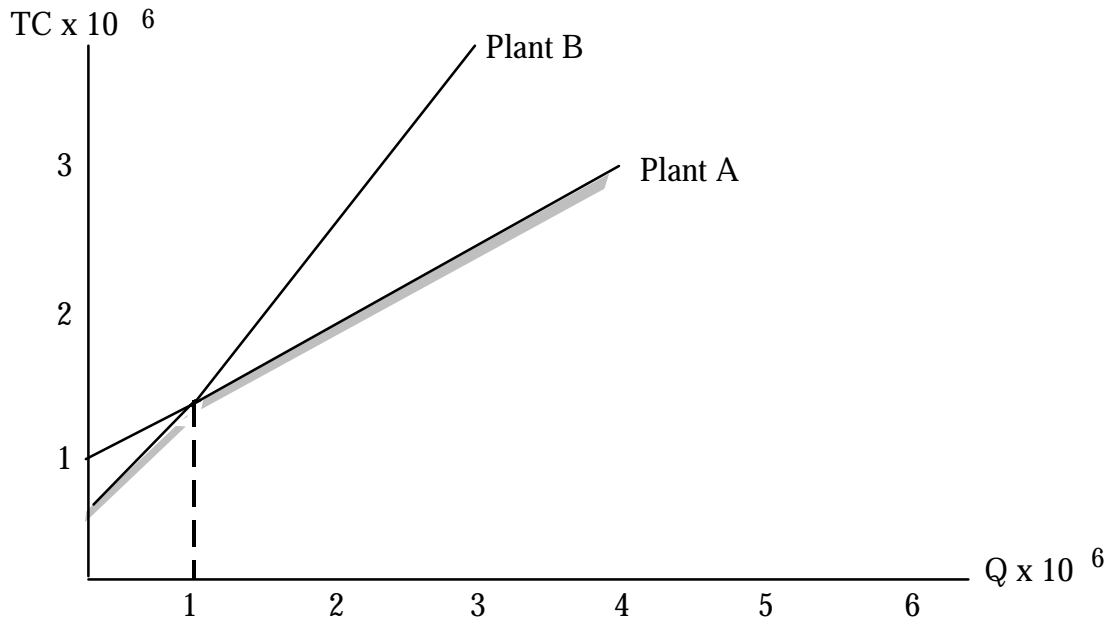
- Coût d'une usine de taille standard avant de prendre la décision finale
- Salaires, coût de l'équipement, etc., qui ne varient pas autant que le niveau de la production

Supposer que je voudrais deviner quel type de chantier à construire, a) un système bien au point, mais cher, ou b) un système moins avancé, mais plus économique

A	B
<p>Equipment: 1×10^6</p> <p>Coût/unité marginal d'opération: 50¢</p> <p>$TC(Q) = 1 \times 10^6 + 0.50Q$</p>	<p>Equipement 0.5×10^6</p> <p>Coût/unité marginal d'opération: \$1.00</p> <p>$TC = 0.5 \times 10^6 + 1.00Q$</p>

Avant de choisir: les coûts d'équipement et d'opération sont variables.

Lequel choisir dépend des ventes espérées; $< 1 \times 10^6$, choisir B, $> 1 \times 10^6$, choisir A.



Après de choisir et de construire, les coûts fixes deviennent des coûts engagés jusqu'au point qu'on ne peut pas récupérer l'investissement en équipement, et ces coûts deviennent peu notés en prenant des décisions.

Question: Est-ce que tous les coûts engagés proviennent de coûts fixes?

Réponse: Non. Même des coûts de carburant peuvent être des coûts engagés, si un contrat "take-or-pay" est signé.

2.4 Multiplicateurs LaGrange

La théorie de la demande se base sur le fait que des consommateurs maximise l'*utilité* sujet à contraintes budgétaires. L'utilité économique (U , le niveau de satisfaction d'une personne en consommant un bien ou entreprendre une activité) est supposée être une fonction accroissante des quantités de biens utilisés, mais l'utilité marginale est supposée à diminuer selon la consommation. Le problème d'optimisation du consommateur, donné deux biens, X et Y , est ainsi:

$$\text{Maximise } U(X, Y) \quad (1)$$

sujet à la contrainte que tout revenu est dépensé en faveur des deux biens:

$$P_X X + P_Y Y = I \quad (2)$$

L' $U()$ est la fonction de l'utilité, X et Y sont les quantités des deux biens que le consommateur achète, P_X et P_Y sont les prix des biens, et I est le revenu. (Pour simplifier les maths, nous supposons que la fonction de l'utilité est continue (aux dérivés continus) et que les biens sont infiniment divisibles [3])

Pour déterminer la demande du consommateur individuel pour les deux biens, nous choisissons les valeurs de X et Y qui maximisent l'équation (1) sujet à l'Equation (2). En connaissant la forme particulière de la fonction de l'utilité, nous pouvons déterminer la demande du consommateur pour X et Y directement. Mais, même si nous pouvons redacter la fonction de l'utilité en sa forme générale $U(X,Y)$, le technique de l'optimisation contrainte peut être utilisé pour décrire les conditions convenables pour le consommateur de maximiser l'utilité.

Pour équilibrer le problème de l'optimisation contrainte des (1) and (2), nous utilisons la méthode des multiplicateurs Lagrange, qui marche ainsi. Nous écrivons d'abord la notation "lagrangienne" du problème. Pour ce faire, écrivez de nouveau la contrainte en Equation (2): $P_X X + P_Y Y - I = 0$. La lagrangienne (L) est ainsi:

$$L = U(X,Y) - \lambda(P_X X + P_Y Y - I) \quad (3)$$

Le paramètre λ est appelé le *multiplicateur lagrangien*.

Si nous choisissons des valeurs de X et Y qui satisfont la contrainte de budget, puis le second terme en Equation (3) sera zero, et maximisant Φ sera équivalent à maximiser $U(X,Y)$. En différentiant Φ par rapport à X, Y, et λ et ensuite mettant les dérivatifs à zero, nous obtenons les conditions nécessaires pour arriver à un maximum:

$$\begin{aligned} MU_X(X,Y) - \lambda P_X &= 0 \\ MU_Y(X,Y) - \lambda P_Y &= 0 \\ P_X X + P_Y Y - I &= 0 \end{aligned} \quad (4)$$

Ainsi, MU indique Utilité Marginale (i.e., $MU_X(X,Y) = \partial U(X,Y)/\partial X$, le changement en utilité d'une petite augmentation de la consommation du bien X).

La troisième condition est la contrainte budgétaire originale. Les 2 premières conditions de l'Equation (4) nous disent que chaque bien sera consommé jusqu'au point où l'utilité marginale de la consommation est un multiple de (λ) du prix du bien. En combinant les 2 premières conditions, nous obtenons le *principe équivalent marginal*:

$$\lambda = [MU_X(X,Y)/P_X] = [MU_Y(X,Y)/P_Y] \quad (5)$$

Noter aussi que $\hat{\lambda} = \partial L/\partial I$; il s'avère que $\hat{\lambda} = \partial \hat{U}/\partial I$; e.g., le changement en la fonction de l'utilité vu le changement du côté droit de l'Equation – donc le terme "prix d'équilibre" ("shadow price") – dérivé d'une relaxation d'une contrainte.

L'utilité marginale de chaque bien divisé par son prix est égale. Pour optimiser, *le consommateur devrait obtenir la même utilité du dernier dollar dépensé en consommant ou X ou Y*. Hors ça, consommer davantage d'un bien et moins de l'autre augmenterait l'utilité.

Pour caractériser l'optimum de l'individu, nous élaborons l'information en Equation (5):

$$MU_X(X,Y)/MU_Y(X,Y) = P_X/P_Y \quad (6)$$

2.5 Investigations Opérationnelles

Au cours de prendre des décisions rélevantes à grands projets, il y a des milliers d'options à considérer. Considérez quelques exemples:

Considérez les options disponibles au problème d'engager les unités pour une centrale à charbon .

Exemple:

	en fonction	non en fonction	
Condition 1	0	1	Unité n'est pas en fonction.
Condition 2	1	0	Unité est mise en fonction.

2 options sont possibles.

Exemple:

Considérez 2 centrales, l'une thermique et l'autre hydroélectrique. La thermique dispose de deux turbines et l'hydro n'a qu'une seule. Combien d'options?

Option No:	1	2	3	4	5	6	7	8
Condition:	On/Off	On/Off	On/Off	On/Off	On/Off	On/Off	On/Off	On/Off
Unit 1	0/1	1/0	0/1	0/1	1/0	1/0	0/1	1/0
Unit 2	0/1	0/1	1/0	0/1	1/0	0/0	1/0	1/0
Unit 3	0/1	0/1	0/1	1/0	0/1	1/0	1/0	1/0

On voit 8 options différents.

Vu 2 conditions et 3 unités:

$$2^3 = 8 \text{ options possibles.}$$

Exemple:

Considérez l'exemple ci-dessus mais pour 2 périodes heure 1 et heure 2.

En heure 1 il y a l'option 1 et en heure 2, 8 options.

En heure 1 il y a l'option 2 et en heure 2, 8 options.

En heure 1 il y a l'option 3 et en heure 2, 8 options.

Etc. etc.

En heure 1 il y a l'option 8 et en heure 2, 8 options.

Donné une seconde période, il y a maintenant 64 options possibles d'opération, augmentant la complexité du problème.

$$\text{Il y a maintenant } 2^3 \times 2^3 = 64 \text{ conditions.}$$

$$2^6 = 64$$

En un jour avec 24 périodes d'une heure, le nombre d'options est égal à:

$$2^{3 \times 24} = 2^{72}$$

$$2^{72} = 4.722366483 \times 10^{21}$$

$$2^{72} = 4,722,366,483,000,000,000,000$$

$$= 4,722 \text{ trillion trillion options}$$

Ainsi, on arrive vite à trop d'options.

Imaginer le difficile du processus pour la compagnie d'électricité où il y a diverses centrales avec des douzaines d'unités à démarrer et stopper sur une période de semaines et mois.

Les logiciels GAMS et CPLEX sont pratiques pour arriver à la solution de ce type de problème.

2.6 Introduction à GAMS (General Algebraic Modeling System)

La structure de base de GAMS:-

SETS (indices)

PARAMETERS, TABLES, SCALARS (data)

VARIABLES

EQUATIONS

MODEL & SOLVE statements

à considérer:

(Adapté de "GAMS, A User's Guide", Anthony Brooke et al, 1988)

Nous supposons l'offre sur divers marchés pour un seul bien (électricité) et aussi les coûts unitaires d'expédier le bien de la centrale aux marchés. La question est combien du bien entre chaque centrale et chaque marché à tout moment pour minimiser les coûts?

	<i>Marchés</i>			<i>Offres (MWh)</i>
	<i>Harare</i>	<i>Lusaka</i>	<i>Pretoria</i>	
<i>Centrales</i>	<i>Distances de Transport (Milliers de miles)</i>			
<i>Inga</i>	1.6	1.3	2.2	2100
<i>HCB</i>	0.3	0.6	1.0	1600
<i>Demandes (MWh)</i>	700	400	2500	

SETS - Indices

i = centrales, j = marchés

PARAMETRES, TABLEAUX, SCALARS – Données de base

H_i = offre d'un bien à centrale i (MW)

D_j = demande pour le bien au marché j (MW)

C_{ij} = coût d'expédier les MW de la centrale au marché

Variables de DECISION

X_{ij} = quantité du bien à expédier de la centrale i au marché j (MW)

Où $X_{ij} \geq 0$ pour tout i, j

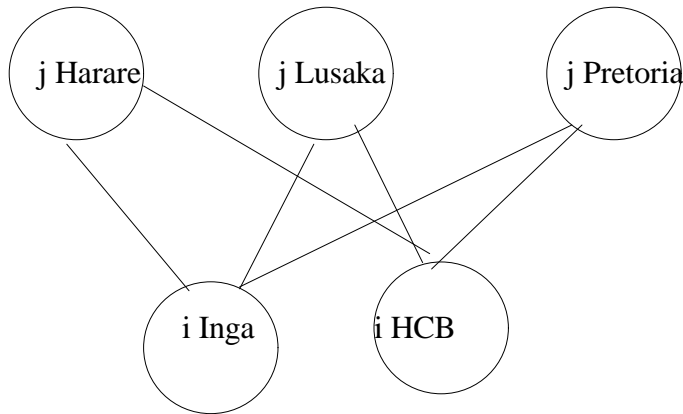
EQUATIONS – COUT, OFFRE & DEMANDE doivent être connus.

MODELE Fournir limite à centrale i $\sum_j X_{ij} \leq H_i$

Satisfaire demande à marché j $\sum_i X_{ij} \geq D_j$

Fonction Objective

Minimiser $\sum_i \sum_j C_{ij} X_{ij}$



Coûts de transport sont approximativement \$2 par MWh par mille miles.

GAMS FORMAT (*print-out of the gams code*):

```

SET I Generation plants / Inga, HCB /;
SET J Demand Centers / Harare, Lusaka, Pretoria /;

PARAMETER H(I) Exporting capacity (MWh) of plant I
/
Inga 2100
HCB 1600 /;

PARAMETER D(J) Demand (MWh) at Market J
/
Harare 700
Lusaka 400
Pretoria 2500 /;

TABLE L(I,J) Distance in thousands of miles from I to J
Harare Lusaka Pretoria
Inga 1.6 1.3 2.2
HCB 0.3 0.6 1.1 ;

SCALAR W Wheeling charge in $ per thousand miles / 2 /;

PARAMETER C(I,J);
C(I,J) = W*L(I,J);

VARIABLE X(I,J) Shipment quantities in MWh
VARIABLE Z Total shipment cost in thousands of $

POSITIVE VARIABLE X ;

EQUATION COST Define objective function
EQUATION SUPPLY(I) Observe supply limit at plant I
EQUATION DEMAND(J) Satisfy demand at market J ;

COST.. Z =E= SUM((I,J),C(I,J)*X(I,J)) ;
SUPPLY(I).. SUM(J,X(I,J)) =L= H(I) ;
DEMAND(J).. SUM(I,X(I,J)) =G= D(J) ;

MODEL ELEC / ALL / ;
SOLVE ELEC USING LP MINIMIZING Z ;
DISPLAY X.L, X.M
  
```

GAMS OUTPUT:

ITERATION COUNT, LIMIT 6 10000
Cplex 6.0, GAMS Link 12.0-7, 386/486 DOS
Optimal solution found.

Objective : **10480.000000**

VAR X	Shipment quantities in MWh			MARGINAL
	LOWER	LEVEL	UPPER	
Inga.Harare	.	.	+INF	0.400
Inga.Lusaka	.	400.000	+INF	.
Inga.Pretoria	.	1600.000	+INF	.
HCB .Harare	.	700.000	+INF	.
HCB .Lusaka	.	.	+INF	0.800
HCB .Pretoria	.	900.000	+INF	.

Le coût total de transport (minimisé) pour satisfaire la demande sur les 3 marchés monte à \$10480. Les expéditions optimales sont obtenues d’Inga pour 400MWh à Lusaka et 1600MWh à Pretoria et par HCB expédiant 700MWh à Harare et 900MWh à Pretoria.

2.7 Exigences de Computation:

Pour manipuler le modèle Purdue est nécessaire un nouveau PC (Pentium 3 etc) ou le laptop le plus actualisé. La vitesse du chip processeur est important à l’usage efficient du modèle et on conseille 500MHz. Le modèle générique Purdue de 7 pays est gratis. Les modèles régionaux déjà testé par Purdue comprennent des données confidentielles et ne peuvent pas être distribués. Il faut acheter les deux logiciels GAMS et CPLEX. Un coût total de \$16000 sera adéquat à charger le système.

Section 3

Formulations de Base de la Modélisation de l'Electricité

3.1 MODELE I: Court terme, commerce en électricité uniquement

In the short-run model I the objective is to minimize the total costs that arise from the cost of operations (fuel and maintenance), distributed generation costs, and the cost of unserved MW.

$$\min \sum_t \sum_i \sum_z \overline{c(i,z)}PG(i,z,t) + \overline{DG\ cost}DG(z,t) + \overline{UMcost}UM(z)$$

i.e.: Minimizing over all hours, all stations, and all countries, the sum of fuel costs (cost/MW times MW) plus demands met by distributed generation plus unsatisfied reserve requirements.

$\overline{c(i,z)}$	= Fuel Cost/MW at i in z (\$)
$\overline{PG(i,z,t)}$	= Power Generation at i in z during t (MW)
\overline{DGcost}	= Cost/MW of distributed generation demand (\$)
$\overline{DG(z,t)}$	= Distributed Generation in z during t (MW)
\overline{UMcost}	= Cost/MW of unmet reserves (\$)
$\overline{UM(z)}$	= Unmet reserve requirement in z (MW)

This minimization is subject to the following constraints:

$$\sum_i PG(i,z,t) + \sum_{z_p} PF(z_p,z)\{1-Pfloss(z_p,z)\} + DG(z,t) = D(z,t) + \sum_{z_p} PF(z,z_p)$$

$PF(z_p,z)$	= Power Flow from z_p to z (MW)
$Pfloss(z_p,z)$	= line loss from z_p to z (%)
$D(z,t)$	= Demand in z during t (MW)

All generation in country z plus all imports from other countries (adjusted for line loss) is equal to the demand in country z plus exports to all countries.

$$PG(i,z,t) \leq \overline{PGinit(i,z)}$$

$\overline{PGinit(i,z)}$	= initial capacities (MW)
--------------------------	---------------------------

The generation at station i, in country z, at any time t, is always less than or equal to the initial generating capacity of that station i in country z.

$$PF(z,z_p) \leq \overline{PFinit(z,z_p)}$$

$$\overline{PFinit(i, z)} = \text{capacités initiales (MW)}$$

Le flou de puissance de pays z à pays zp sera toujours inférieur à la capacité initiale de flou de puissance à travers la ligne d'interconnexion.

$$\sum_i \frac{\overline{PGinit(i, z)}}{1 + \text{res}(i, z)} + \text{UM}(z) \geq \overline{D(z, \text{peak})}$$

$$\begin{aligned} \text{res}(i, z) &= \text{exigence de réserve pour i en z (\%)} \\ \overline{D(z, \text{peak})} &= \text{demande pic en z (MW)} \end{aligned}$$

La somme de la capacité totale de toutes les centrales en pays z, moins leurs marges de réserve, en plus les MW non satisfaits en pays z sera toujours supérieure ou égale à la demande pic en pays z plus la somme des exigences de réserve pour toutes les centrales i en pays z.

$$\sum_i \overline{PGinit(i, z)} \geq A(z) \overline{D(z, \text{peak})}$$

$$A(z) = \text{Facteur d'Autonomie pour z (\%)}$$

La somme totale des capacités initiales de production des centrales i, en pays z, sera toujours supérieure ou égale à la demande pic en pays z multipliée par l'autonomie de pays z.

3.2 MODELE II: Court Terme, commerce en électricité et réserves

Pour les modèles de court terme I et II, l'objectif est minimiser les coûts totaux résultant des opérations (carburant et maintien), coûts de production individuelle, et le coût de MW non satisfaites.

$$\min \sum_t \sum_i \sum_z \overline{c(i, z)} PG(i, z, t) + \overline{DG \cos t} DG(z, t) + \overline{UMcost} UM(z)$$

La minimisation est conditionnée par les contraintes suivantes:

$$\sum_i PG(i, z, t) + \sum_{z_p} PF(z_p, z) \{1 - \overline{Pfloss(z_p, z)}\} + DG(z, t) + \sum_{z_o} PF(z_p, z)$$

Pour chaque heure t, en chaque pays z, la somme totale de production de toutes les centrales, i, plus la somme totale des flous de puissance importée du pays zp au pays z (permettant la perte de ligne entre pays z et pays zp) plus la production individuelle sera égale à la demande à heure t en pays z plus la somme de toutes exportations de pays z à d'autres pays zp.

$$\sum_i \left\{ \left[\overline{PGinit(i, z)} \right] / [1 + res(i, z)] \right\} + \sum_{z_p} \left\{ \left[\overline{Fmax(z_p, z)} \right] / [1 + res(i, z)] \right\} +$$

$$DG(z) > \overline{D(z, peak)} + \sum_{z_p} \overline{Fmax(z, z_p)} \quad (\text{More than or equal to})$$

Où $Fmax(z_p, z)$ = réserves retenues par z_p pour z .

La capacité de production totale de pays z , réduite par les marges de réserve appropriées, plus les réserves en autres pays retenues pour pays z , réduite par les exigences de réserves d'importations, plus exigences de réserve non satisfaites, doit être supérieure ou égale à la demande pic plus les réserves retenues par pays z pour autres pays.

Comme chez Modèle I :-

$$\sum_i \overline{PGinit(i, z)} > \overline{A(z)D(z, peak)}$$

$$\overline{PG(i, z, y)} < \overline{PGinit(i, z)}$$

$$\overline{PF(z, z_p)} < \overline{PFinit(z, z_p)}$$

3.3 MODELE III: Modèle à long terme

L'objectif est minimiser le coût total des opérations (carburant, maintien), production individuelle, réserve non satisfaite, et le coût du capital (facteur de recouvrement du capital) pour l'expansion de la capacité. L'horizon est de "y" ans et un taux de discompte pour ce modèle.

$$\min \sum_{y=1}^Y \frac{\sum_i \sum_z \sum_t \overline{c(i, z)} \overline{PG(i, z, t, y)} + \overline{UEcost} \overline{UE(z, t, y)} + \overline{UMcost} \overline{UM(z, y)}}{(1 + \overline{disc})^y} +$$

$$\sum_{y=1}^Y \sum_{t=y}^Y \frac{\overline{crf} \overline{expcost(i, z)} \overline{PGexp(i, z, y)}}{(1 + \overline{disc})^t}$$

UE (electricité non satisfaite) remplacée par DG (Production individuelle ou "Distributed Generation")

Où:

Nouveaux variables: $\overline{PGexp(i, z, y)}$ = MW ajouté en y à i en z

Nouveaux paramètres: $\overline{expcost(i, z)}$ = coût/MW d'expansion à i en z
 \overline{disc} = taux de discompte à propos de la valeur présente
 \overline{crf} = facteur de recouvrement du capital

La minimisation est contrainte:

On ajoute le variable de l'an y aux équations du Modèle II portant sur la balance de la charge et flou de puissance.

$$PG(i,z,t,y) < PGinit(i,z) + \sum_{\tau} PGexp(i,z,\tau)$$

La production d'électricité à centrale i, en pays z, à heure t, et en ans y sera inférieure ou égale à la capacité initiale à la centrale i en pays z plus la somme de toutes les nouvelles expansions à i pendant les années jusque l'an y.

$$\sum_i \frac{\overline{PGinit(i,z)} + \sum_{t=1}^y PGexp(i,z,t)}{1+res(i,z)} + \sum_{zp} Fmax(zp,z,y) + UM(z,y) \geq D(z,peak,y) + \sum_{zp} Fmax(z,zp,y)$$

Comme auparavant, sauf que la capacité totale de production comprend des additions jusque y.

$$\sum_i PGinit(i,z) + \sum_{t=1}^y PGexp(i,z,\tau) > A(z)D(z,peak,y)$$

Comme auparavant, sauf que la capacité totale de production comprend des additions jusque y.

Implications de la Structure du Modèle sur les Données:

- Le modèle est de type "cash flow"; les dépenses sont enregistrées pendant l'année en cours.
- Aucun besoin de faire la collecte de données sur coûts engagés (coûts d'investissements passés, etc.), seulement les coûts incrémentiels.
- Le modèle suppose que les achats d'équipement sont financés par l'emprunt d'argent— donc l'achat d'équipement se révèle en coût annualisé, équivalent au facteur de recouvrement du capital multiplié par le coût Engineering, Procurement, and Construction (EPC), en chaque ans subséquent à la date d'achat.

- Les coûts d’opération des centrales (carburantes, O&M variable, coûts de l’eau) devraient être coûts marginaux incrémentiels pour chaque centrale, et non les coûts marginaux inférieurs à cause de contrats “prendre ou payer”. Ignorer des taux de chaleur variables pour les centrales existantes—supposer des taux de chaleurs à 100%.
- Coûts de l’équipement devraient être coûts EPC, non compris les coûts de financement.
- Coûts fixes de l’O&M (\$/kW/an) devraient être considérés uniquement pour nouvelles centrales. Ce sont des coûts déjà engagés pour centrales existantes
- Marges de réserve, facteurs d’autonomie, et cours de discompte, coefficient de recouvrement du capital, l’électricité non desservie, les coûts de l’électricité non desservie et de réserves sont décisions politiques;
- Pertes de ligne devraient être des moyens incrémentiels, et ne pas marginal.
- Capacités de ligne devraient être la capabilité maximum de transfert, et ne pas la capabilité maximum.
- Capacités de production devraient être la capacité nette effective (dépendable), et non pas la capacité potentielle maximum.
- Demandes ($D(z,t,y)$) devraient être demandes expédiées, et ne pas demandes livrées.

Section 4

Modèle générique de 7 pays

4.1 Production, Transport et Demande:

Le modèle générique de 7 pays n'est que pour la formation.

Tendances de la demande de l'électricité pour chaque période et pour chaque pays sont des exigences primaires de données à modéliser. La demande d'électricité est le moteur, mieux expliqué en Sections 5 and 6. Pris en compte sont les variations de charge aux niveaux horaires, quotidiennes, saisonnières, annuelles et nationales. Les projections de la demande méritent une attention particulière.

Tableau 4.1 Centrales Existantes et Proposées

Pays	Centrale	Détails de la Centrale
Country1	PG(1A)	Existing thermal station, 1200MW
	PG(1B)	Existing thermal station, 1600MW (expansion is possible up to 2500MW, costing \$0.5m/MW)
	NH(1C)	Proposed new hydro station of 900MW with fixed cost \$600m for the first 300MW and then a variable cost of \$0.9/MW
	NH(1D)	Proposed new hydro station of 600MW with a fixed cost of \$850m
	GT(1E)	Proposed new gas turbine station capable of expansion up to 600MW with a variable cost of \$0.3m/MW
Country2	PG(2A)	Existing thermal station, 550MW
Country3	PG(3A)	Existing thermal station, 260MW
	GT(3B)	Proposed new gas turbine stations capable of expansion up to 600MW with a variable cost of \$0.31m/MW
Country4	PG(4A)	Existing thermal station , 500MW
	PG(4B)	Existing combined cycle station, 1200MW, with option of expansion up to 2600MW, with a variable cost of \$0.6m/MW
	CC(4C)	Proposed new combined cycle station, 300MW, with fixed cost of \$175m and then the option of expansion up to 2100MW with a variable cost of \$0.55m/MW
	GT(4D)	Proposed new gas turbine station, 300MW, with a variable cost of \$0.325m/MW
Country5	PG(5A)	Existing combined cycle plant, 2400MW
	CC(5B)	Proposed new combined cycle station, 350MW, with fixed cost \$ 405m and then the option of expansion up to 2800MW with a variable cost of \$0.63m/MW
Country6	H(6A)	Existing hydropower station, 600MW
	NH(6B)	Proposed new hydropower station, 150MW, with fixed cost of \$220m and then the option of expansion up to 900MW with a variable cost of \$1.1/MW
Country7	H(7A)	Existing hydropower station, 450MW
	NH(7B)	Proposed new hydropower station, 200MW, with fixed cost of \$270m, with the option of expansion up to 600MW at a variable cost of \$1.3m/MW

L'infrastructure du modèle générique se trouve en Figures 4.1 and 4.2. La demande pic en Pays1 est de 3000MW (Figure 4.1) et ce pays a une capacité de production thermique existante de 2800MW (station 1A est 1200MW et station 1B est 1600MW). Ce pays a un déficit de 200MW et propose la construction d'une nouvelle centrale hydro de 900MW (1C), une nouvelle centrale hydro de 600MW (1D), et une centrale de turbine à gaz de 600MW (1E).

Pays1 est interconnecté au Pays2 (Figure 4.2) et peut ainsi importer de l'électricité aux heures de pic. Les propositions de nouveaux projets sont mises en italiques en Figures 4.1 et 4.2. Tableau 4.1 donne tous les noms des centrales thermiques existantes comme PG(1A) et PG(1B) et démontre la nouvelle centrale hydro potentielle appelée NH(1C).

Tableau 4.2 Lignes d'Interconnexion Existantes et Proposées

De pays à pays	Nom de l'Interconnexion	Détails de l'Interconnexion
1 to 2	OT(1-2)	Existing international transmission line with a total load carrying capability of 100MW – can be expanded up to 2000MW at a cost of \$0.2m/MW
2 to 3	OT(2-3)	Existing international transmission line with a total load carrying capability of 100MW – can be expanded up to 2000MW at a cost of \$0.25/MW
3 to 4	OT(3-4)	Existing international transmission line with a total load carrying capability of 150MW – can be expanded up to 2000MW at a cost of \$0.15/MW
4 to 5	NT(4-5)	Proposed new international transmission line with an initial carrying capability of 350MW having a fixed cost of \$100m. This line can be further expanded up to 2000MW with a variable expansion cost of \$0.16m/MW.
5 to 6	NT(5-6)	Proposed new international transmission line with an initial carrying capability of 300MW having a fixed cost of \$40m This line can be further expanded up to 750MW with a variable expansion cost of \$0.22m/MW.
6 to 2	NT(6-2)	Proposed new international transmission line with an initial carrying capability of 150MW having a fixed cost of \$88m This line can be further expanded up to 750MW with a variable expansion cost of \$0.15m/MW.
6 to 7	NT(6-7)	Proposed new international transmission line with an initial carrying capability of 300MW having a fixed cost of \$120m This line can be further expanded up to 2000MW with a variable expansion cost of \$0.25m/MW
7 to 1	NT(7-1)	Proposed new international transmission line with an initial carrying capability of 300MW having a fixed cost of \$95m This line can be further expanded up to 2000MW with a variable expansion cost of \$0.2m/MW

Le Tableau 4.1 résume les informations rélevantes aux centrales existantes et proposées. Notez que pour Pays 2 il n'y a pas de projets de nouvelle capacité de production. Les pays 4 et 5 disposent de capacité de production excédentaire, utilisant des cycles combinés alimentés de gaz naturel. Les pays 6 et 7 sont dominants en hydroélectricité et disposent de capacité excédentaire,

mais en hydro. Tous les 2 pays 6 et 7 ont des projets pour la construction de nouvelles centrales hydro.

Il est possible à présent pour Pays 1 à importer un maximum de 100MW de Pays 2 (Figure 4.2). La ligne existante peut augmenter sa tension à 2000MW. On propose aussi une nouvelle interconnexion entre Pays 1 et Pays 7, dont une capacité initiale de 300MW. Les capacités des lignes existantes se trouvent en Figure 4.2. Toutes les lignes peuvent être élargies jusqu'à 2000MW.

Tableau 4.3 Offres de Gaz Naturel dans le Modèle Générique

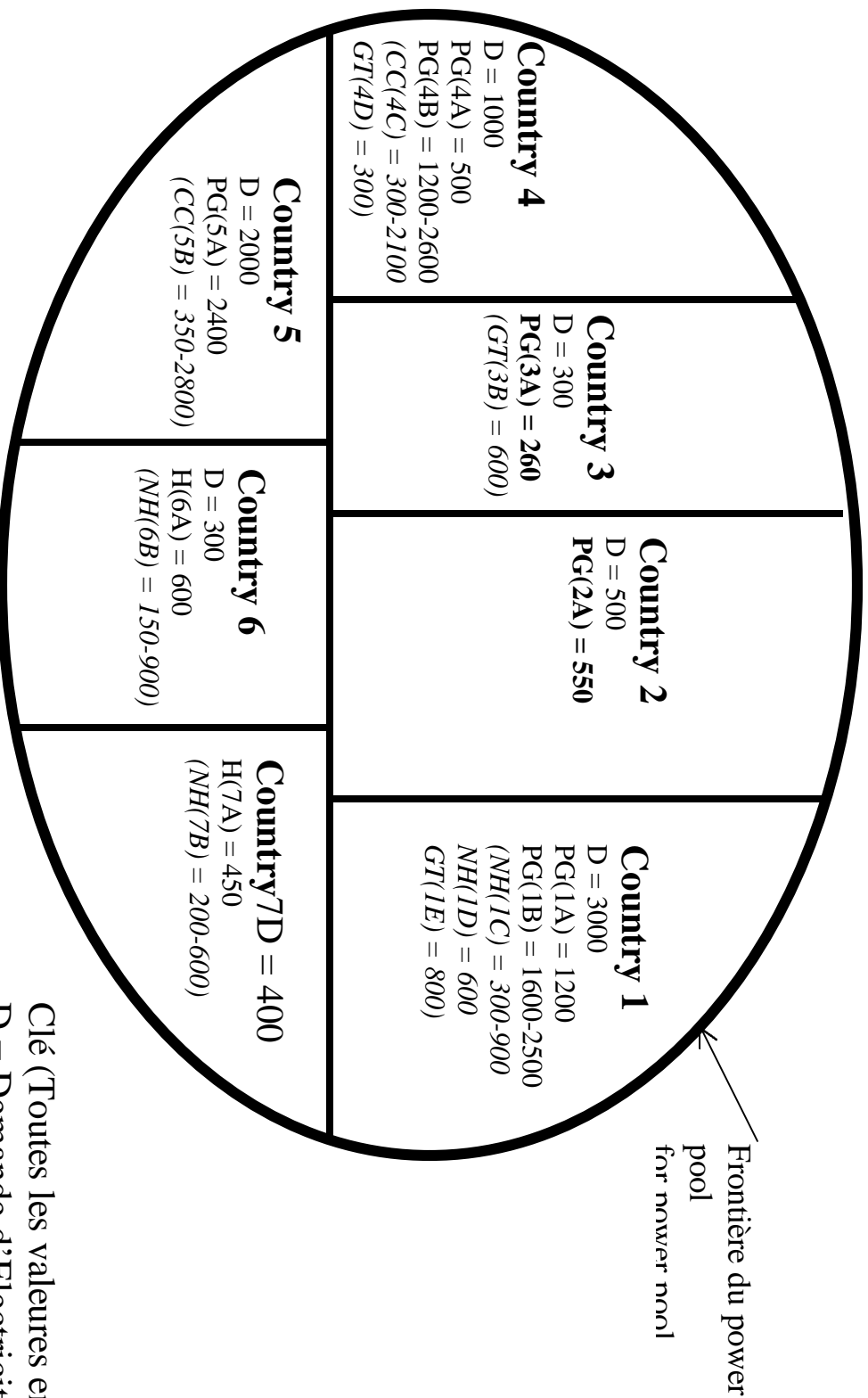
Pays	Offre existant de gaz naturel (mmscfd – millions de pieds carrés par jour)	Maximum de l'offre proposé de gaz naturel (mmscfd)	Capacité de production de cycle combiné Existante – Proposée (MW)
Country 4	200	790	1200 – 4700
Country 5	60	470	350 – 2800

Notes: Supposer que les 100mmscfd produisent 600MW en cycle combiné.
Seuls les Pays 4 et 5 ont accès au gaz naturel Les autres n'en ont pas, sauf qu'un gazoduc se construit à partir de Pays 4 ou Pays 5.

Il n'y a pas d'options pour construire des gazoducs à tous les coins de la région. Le Tableau 4.3 résume la situation de l'offre du gaz naturel au moment.

La gamme de carburants de la sous région est large. Les coûts du carburant et les taux de chaleur reflètent les caractéristique du carburant employé. Les coûts de capital détermineront si le modèle décide à construire un type de centrale ou un autre, ou même élargir une centrale existante.

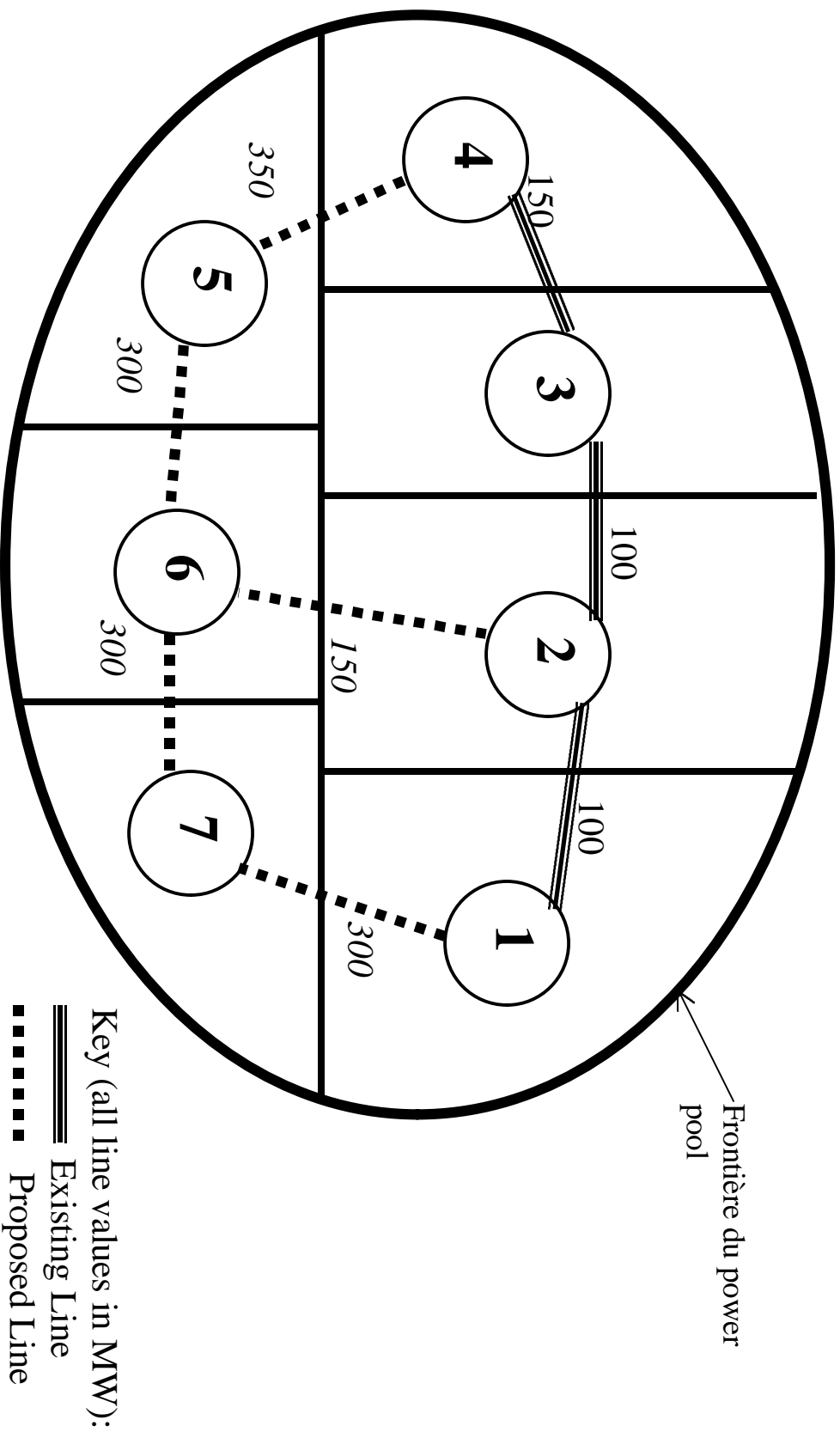
Figure 4.1 Modèle de Formation à Demande Pic (D)
& Production Existante (PG, CC, H) pour chaque pays



(Valeurs italici  es sont expansions proposées (MW))

Clé (Toutes les valeurs en MW):
D = Demande d'Electricité
PG = Production thermique existante
CC= Production de cycle combiné
H = Production hydro existante

Figure 4.2 **Modèle de Formation avec Lignes Existantes**



Valeurs italicisées sont de nouvelles lignes proposées (MW)

Toutes les lignes peuvent agrandir à 2000MW 29

4.2 Résultats de Démonstration du Modèle Générique

3 scénarios de démonstration sont fournis basés sur l'horizon de 10 ans de planification:

Scénario #1: le cas de base est libre commerce à un taux de croissance de 4%.

Scénario #2: facteurs d'autonomie à 100% autonomy factors – absence de commerce en électricité ou réserves.

Scénario #3: Libre commerce où tous les pays ont un taux de croissance de la demande de 8%.

Les projets sélectionnés optimalement sous ces 3 scénarios sont résumés en section 4.3. Ce sont les fichiers portant les résultats de chaque scénario. Un résumé se trouve en Tableau 4.2.

Tableau 4.2 Résumé des Projets Sélectionnés sur les 3 Scénarios

	<i>Scenario #1</i>	<i>Scenario #2</i>	<i>Scenario #3</i>
Coût Total régional (\$milliard)	5.59	8.07	8.81
Expansions de Production (MW)			
Thermique existante	0	900	2300
Nouveau cycle Combiné	3150	2575	4955
Nouveau Hydro	1614	1080	1634
Nouveaux Turbines de gaz	462	741	1700
Total:	5226	5296	10589
Expansion de Transmission (MW)			
Transmission existante	572	4	4599
Nouvelle Transmission	3460	317	3318
Total:	4032	321	7917

Augmentation de 44% en coûts totaux régionaux en présence d'une politique de 100% d'autonomie.

Les expansions de production et de transport doublent quand la demande augmente à un rythme de 8% au lieu de 4%.

Dans le cas de base, c'est plus économique construire de nouvelles centrales thermiques et hydro que d'agrandir les centrales existantes. A 100% d'autonomie et peu de nouvelles lignes de transport, et dans l'absence de commerce international, il est essentiel que les centrales existantes thermiques soient élargies.

Dans les 2 scénarios de libre commerce (1 and 3), la quantité de nouvelle expansion hydro reste à 1600MW.

A 8% de croissance de la demande, il y a augmentation de 700% des lignes de transport existantes.

4.3 Résultats de Démonstration du Modèle Generique

4.3.1 MODELE GENERIQUE de 7 Pays

SCENARIO #1, Cas de BASE: - Tous les taux de croissance de la demande à 4%

Program Execution Date 10/25/00
 Solver Status = NORMAL COMPLETION

PROJETS CHOISIS

Coût Total = \$5597107274.07

Const. Cost is the Construction Cost in Undiscounted Dallars

per1	co5	NS1	350 MW	\$ 4.05E+8
			350 MW	\$ 4.05E+8
per1	co5	NS1	2800 MW	\$ 1.76E+9
			2800 MW	\$ 1.76E+9
per2	co1	NS1	462 MW	\$ 1.38E+8
			462 MW	\$ 1.38E+8
per1	co1	newh1	186 MW	\$ 3.71E+8
per1	co1	newh2	368 MW	\$ 5.21E+8
per1	co6	newh1	93 MW	\$ 1.36E+8
per1	co7	newh1	41 MW	\$ 5.57E+7
per2	co1	newh1	1 MW	\$ 1.85E+6
per2	co1	newh2	2 MW	\$ 2.60E+6
per2	co6	newh1	0 MW	\$ 6.80E+5
per2	co7	newh1	0 MW	\$ 2.78E+5
			691 MW	\$ 1.09E+9
per1	co1	newh1	371 MW	\$ 3.34E+8
per1	co6	newh1	464 MW	\$ 5.11E+8

per1	co7	newh1	83 MW	\$ 1.07E+8
per2	co1	newh1	2 MW	\$ 1.67E+6
per2	co6	newh1	2 MW	\$ 2.55E+6
per2	co7	newh1	0 MW	\$ 5.35E+5
Total			923 MW	\$ 9.57E+8

NEW TRANSMISSION PROJECTS

Period	Between	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1 and co7	127 MW	\$ 4.03E+7
per1	co2 and co6	15 MW	\$ 8.80E+6
per1	co4 and co5	151 MW	\$ 4.31E+7
per1	co5 and co6	287 MW	\$ 3.83E+7
per1	co6 and co7	120 MW	\$ 4.82E+7
per2	co5 and co6	13 MW	\$ 1.73E+6
per2	co6 and co7	10 MW	\$ 3.94E+6
Total		723 MW	\$ 1.84E+8

NEW TRANSMISSION EXPANSION

Period	Between	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1 and co7	847 MW	\$ 1.69E+8
per1	co2 and co6	20 MW	\$ 3.00E+6
per1	co4 and co5	862 MW	\$ 1.38E+8
per1	co6 and co7	803 MW	\$ 2.01E+8
per2	co5 and co6	138 MW	\$ 3.04E+7
per2	co6 and co7	66 MW	\$ 1.64E+7
Total		2737 MW	\$ 5.58E+8

OLD TRANSMISSION EXPANSION

Period	Between	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1 and co2	74 MW	\$ 1.48E+7
per1	co3 and co4	98 MW	\$ 1.47E+7
per2	co2 and co3	154 MW	\$ 3.86E+7
per2	co3 and co4	245 MW	\$ 3.68E+7
Total		572 MW	\$ 1.05E+8

4.3.2 MODELE GENERIQUE de 7 Pays

SCENARIO #2 : 100% facteurs d'Autonomie

Program Execution Date 10/25/00
 Solver Status = NORMAL COMPLETION
 Model Status = OPTIMAL SOLUTION FOUND

PROJETS CHOISIS

Coût Total = \$8070548906.52

Chaque Periode = 5 ans

Const. Cost is the Construction Cost in Undiscounted Dollars

EXPANSION THERMIQUE DEJA PLANIFIEE

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1	Stat2	515 MW	\$ 2.58E+8
per2	co1	Stat2	385 MW	\$ 1.92E+8
Total			900 MW	\$ 4.50E+8

COMBINED CYCLE PROJECTS

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co5	NS1	234 MW	\$ 2.71E+8
per2	co5	NS1	116 MW	\$ 1.34E+8
Total			350 MW	\$ 4.05E+8

COMBINED CYCLE EXPANSION

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co5	NS1	1874 MW	\$ 1.18E+9
per2	co5	NS1	351 MW	\$ 2.21E+8
Total			2225 MW	\$ 1.40E+9

GAS TURBINE PROJECTS

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co3	NS1	130 MW	\$ 4.04E+7
per2	co1	NS1	521 MW	\$ 1.56E+8
per2	co3	NS1	90 MW	\$ 2.80E+7
Total			741 MW	\$ 2.25E+8

NEW HYDRO PROJECTS

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1	newh1	186 MW	\$ 3.71E+8
per1	co1	newh2	368 MW	\$ 5.21E+8
per1	co7	newh1	16 MW	\$ 2.17E+7
per2	co1	newh1	1 MW	\$ 1.85E+6
per2	co1	newh2	2 MW	\$ 2.60E+6
per2	co7	newh1	34 MW	\$ 4.62E+7
Total			606 MW	\$ 9.65E+8

NEW HYDRO EXPANSION

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	col	newh1	371 MW	\$ 3.34E+8
per1	co7	newh1	32 MW	\$ 4.19E+7
per2	col	newh1	2 MW	\$ 1.67E+6
per2	co7	newh1	68 MW	\$ 8.90E+7
Total			474 MW	\$ 4.67E+8

NEW TRANSMISSION PROJECTS

Period	Between	Capacity Added	Const. Cost
per1	co6 and co7	5 MW	\$ 1.91E+6
per2	co2 and co6	19 MW	\$ 1.13E+7
per2	co4 and co5	33 MW	\$ 9.39E+6
per2	co6 and co7	2 MW	\$ 7.64E+5
Total		59 MW	\$ 2.34E+7

NEW TRANSMISSION EXPANSION

Period	Between	Capacity Added	Const. Cost
per1	co6 and co7	32 MW	\$ 7.95E+6
per2	co2 and co6	26 MW	\$ 3.87E+6
per2	co4 and co5	188 MW	\$ 3.00E+7
per2	co6 and co7	13 MW	\$ 3.18E+6
Total		258 MW	\$ 4.50E+7

EXPANSION DE LIGNES D'INTERCONNEXION EXISTANTES

Period	Between	Capacity Added	Const. Cost
per1	co2 and co3	4 MW	\$ 9.47E+5
Total		4 MW	\$ 9.47E+5

4.3.3 MODELE GENERIQUE de 7 Pays

Scenario #3: Tous les taux de croissance de la demande à 8%

Program Execution Date 10/25/00
 Solver Status = NORMAL COMPLETION
 Model Status = OPTIMAL SOLUTION FOUND

PROJETS CHOISIS

Coût Total = \$881775529.98

Chaque Periode = 5 ans

Const. Cost is the Construction Cost in Undiscounted Dallars

EXISTANTE EXPANSION THERMIQUE

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per2	co1	Stat2	900 MW	\$ 4.50E+8
per2	co4	Stat2	1400 MW	\$ 8.40E+8
Total			2300 MW	\$ 1.29E+9

PROJETS DE CYCLE COMBINE

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co5	NS1	350 MW	\$ 4.05E+8
per2	co4	NS1	226 MW	\$ 1.65E+8
Total			576 MW	\$ 5.70E+8

EXPANSION DE CYCLE COMBINE

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co5	NS1	2800 MW	\$ 1.76E+9
per2	co4	NS1	1579 MW	\$ 8.68E+8
Total			4379 MW	\$ 2.63E+9

PROJETS DE TURBINES à GAZ

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1	NS1	412 MW	\$ 1.24E+8
per2	co1	NS1	388 MW	\$ 1.16E+8
per2	co3	NS1	600 MW	\$ 1.86E+8
per2	co4	NS1	300 MW	\$ 9.75E+7
Total			1700 MW	\$ 5.24E+8

NOUVEAUX PROJETS HYDRO

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1	newh1	186 MW	\$ 3.71E+8
per1	co1	newh2	368 MW	\$ 5.21E+8
per1	co6	newh1	93 MW	\$ 1.36E+8
per1	co7	newh1	41 MW	\$ 5.57E+7
per2	co1	newh1	1 MW	\$ 1.85E+6
per2	co1	newh2	2 MW	\$ 2.60E+6

per2	co5	newh5	20 MW	\$ 0.00
per2	co6	newh1	0 MW	\$ 6.80E+5
per2	co7	newh1	0 MW	\$ 3.59E+5
Total			711 MW	\$ 1.09E+9

NOUVELLE EXPANSION HYDRO

Period	Country	Station	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1	newh1	371 MW	\$ 3.34E+8
per1	co6	newh1	464 MW	\$ 5.11E+8
per1	co7	newh1	83 MW	\$ 1.07E+8
per2	co1	newh1	2 MW	\$ 1.67E+6
per2	co6	newh1	2 MW	\$ 2.55E+6
per2	co7	newh1	1 MW	\$ 6.91E+5
Total			923 MW	\$ 9.57E+8

NOUVEAUX PROJETS DE TRANSMISSION

Period	Between	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1 and co7	128 MW	\$ 4.06E+7
per1	co2 and co6	11 MW	\$ 6.68E+6
per1	co4 and co5	83 MW	\$ 2.37E+7
per1	co5 and co6	300 MW	\$ 4.00E+7
per1	co6 and co7	138 MW	\$ 5.51E+7
Total		660 MW	\$ 1.66E+8

NOUVELLE TRANSMISSION EXPANSION

Period	Entre	Capacity Added	Const. Cost
per1	co1 and co7	854 MW	\$ 1.71E+8
per1	co2 and co6	15 MW	\$ 2.28E+6
per1	co4 and co5	474 MW	\$ 7.59E+7
per1	co5 and co6	181 MW	\$ 3.99E+7
per1	co6 and co7	918 MW	\$ 2.30E+8
per2	co5 and co6	215 MW	\$ 4.72E+7
Total		2658 MW	\$ 5.66E+8

EXISTANTE TRANSMISSION EXPANSION

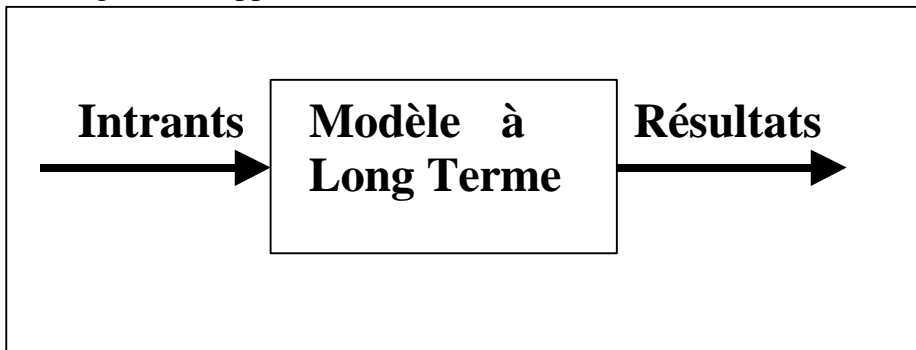
Period	Between	Capacity Added	Const. Cost
per1	co2 and co3	91 MW	\$ 2.27E+7
per1	co3 and co4	274 MW	\$ 4.11E+7
per2	co1 and co2	1138 MW	\$ 2.28E+8
per2	co2 and co3	1683 MW	\$ 4.21E+8
per2	co3 and co4	1414 MW	\$ 2.12E+8
Total		4599 MW	\$ 9.24E+8

Section 5

Intrants et Résultats du Modèle

De la perspective de l'utilisateur général du modèle de planification à long terme, le modèle en place, y compris sa formulation et l'emploi de code, peut être vu comme une "boîte magique". L'utilisateur général, intéressé aux indications des politiques à suivre, peut très bien s'occuper d'uniquement les données enregistrées dans le modèle et les résultats y émis. (Figure 5.1). Détails des résultats de l'Afrique Australe se trouvent plus loin dans ce document [4-6].

Figure 5.1 Approche Général



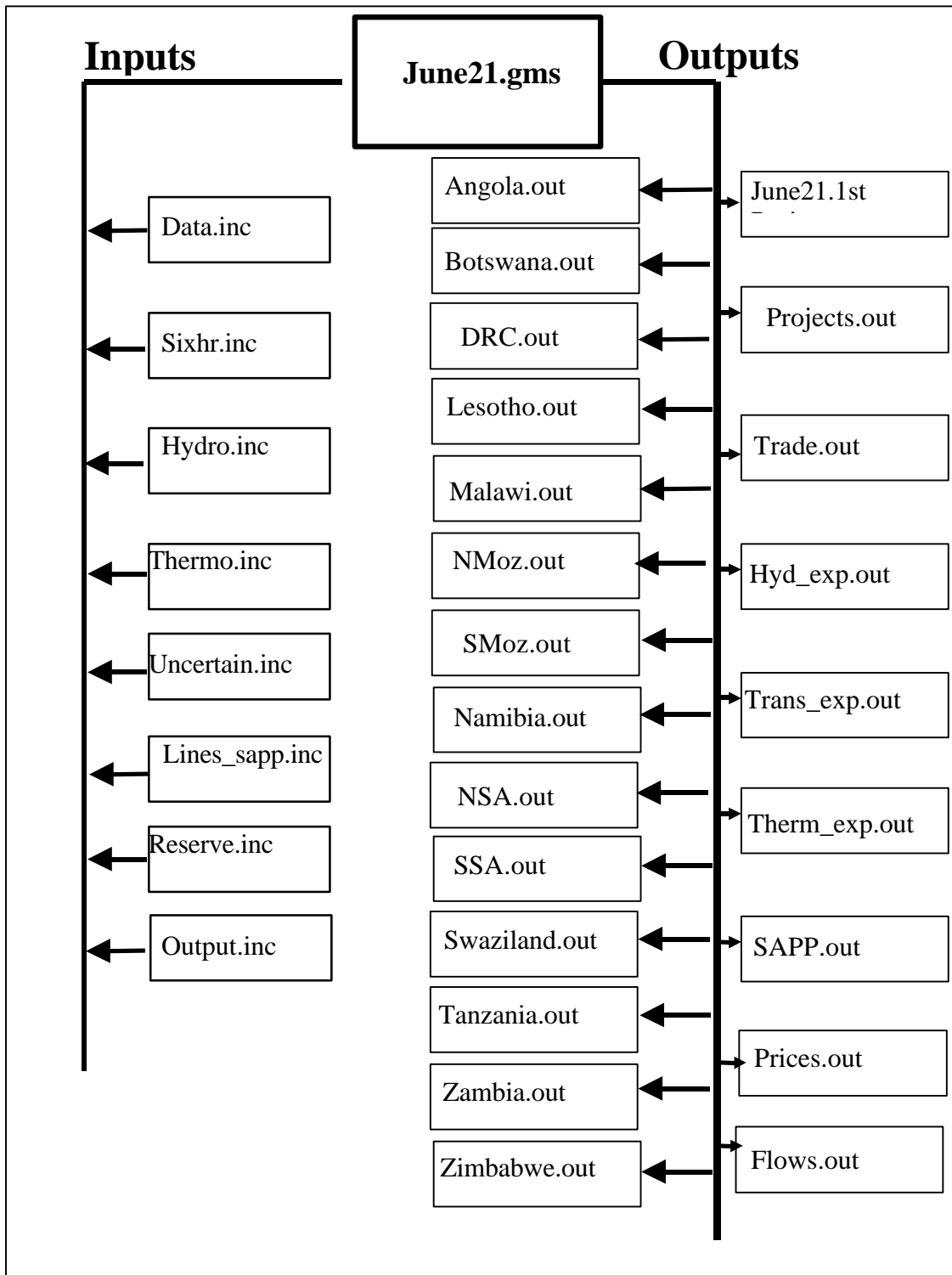
Le modèle à long terme a été extensivement testé utilisant les données contribuées lors de l'élaboration du modèle pour le Southern African Power Pool (SAPP), et dans la Figure 5.2, se trouvent les noms des fichiers tels qu'ils étaient fixés en juin 2000. Pour chaque région du monde et chaque pool d'énergie qui se modélise, les noms des fichiers des résultats se changent pour reporter les résultats pour le prochain pays incorporé au modèle. Pour le WAPPOOL, depuis juillet 2000, le modèle maintenant dispose de la capacité de simuler l'inclusion du sous-modèle pour le gaz naturel.

Suit une brève description des fonctions des fichiers des intrants et des résultats. L'interface type Windows est conseillé pour l'utilisateur général. L'interface Windows est décrite à la fin du Manuel d'Usage, ainsi que des illustrations des menus disponibles à présent. L'usage de l'interface fait de la sorte que la manipulation du modèle soit très facile et empêche l'introduction d'erreurs de la part d'utilisateurs inexpérimentés.

5.1 Résumé des Fichiers Utilisés dans le Modèle du SAPP

(1) June21.gms – Logiciel central portant toutes les contraintes d'optimisation, normalement, aucun changement sera porté à ce fichier de la part de l'utilisateur.

Figure 5.2 Fichiers du modèle SAPP



Fichiers de données:

(2) Thermop.inc – Contient les données sur le coût d’expansion de nouvelles centrales thermiques, données sur capacités existantes, expansion maximum de capacités existantes, et le facteur de recouvrement du capital.

(3) Lines_sapp.inc – Contient le coût d’élargir des lignes existantes et le coût de nouvelles lignes. Pertes d’énergie dues à la résistance de vieilles lignes, pertes d’énergie due à la résistance de nouvelles lignes, la capacité initiales de nouvelles lignes, le recouvrement de capital pour nouvelles lignes, et coût de capacité additionnelle sur ces lignes..

(4) Hydro.inc – Contient données sur le coût d’expansion pour de nouvelles centrales hydroélectriques, données sur la capacité existante, l’expansion maximum de capacité existante, et le facteur de recouvrement de capital pour les centrales hydro.

(5) Sixhr.inc – Demande pic pour chaque région: la demande la plus élevée pendant une heure pour l’année actuelle.

(6) Uncertain.inc – Contient: données sur des aspects imprévus (i.e. niveau de pluie).

(7) Reserve.inc – Contient: Facteurs d’Autonomie – autosuffisance pour chaque pays, marge de réserve pour chaque pays, taux de panne non programmée pour les lignes d’interconnexion et pour toutes les centrales du pays, taux de panne programmée pour toutes les centrales du pays, et la centrale de production la plus grande de chaque pays.

(8) Data.inc – Contient données sur la croissance de la demande, et la croissance économique, capables d’être changées par l’utilisateur.

(9) Output.inc – Génère les fichiers finaux portant les données nécessaires pour l’analyse.

Fichiers des Résultats (“Output Files”):

(10) June21.lst – Fichier final générique créé par le logiciel gams.

(11) Therm_exp.out – Plans d’expansion thermique suggérés par le modèle.

(12) Hyd_exp.out – Plans d’expansion hydroélectrique suggérés par le modèle..

(13) Trade.out – Niveau de commerce suggéré par le modèle.

(14) Trans_exp.out – Plans d’expansion de la transmission expansion suggérés par le modèle.

(15) Projects.out – Tous les projets sélectionnés se trouvent dans ce fichier.

(16) Country.out – Les résultats de l’expansion pertinents à chaque pays, et au SAPP entier, and SAPP as a whole. (Angola.out, Botswana.out, etc.)

(17) SAPP.out – Rapports finaux au niveau régional.

(18) Prices.out – Analyse des prix auxquels se fait le commerce.

(19) Flows.out – Flous d’Exportations et d’Importation

5.2 Pondération des Saisons, Journées, Heures

Considérez comment nous changeons le numéro de types de journées pour chaque année? Nous ne changeons pas effectivement le numéro de types de journées, mais nous pouvons changer la pondération. Le modèle comprend trois types de journées – journée pic, journée hors pic, et journée moyenne. Le numéro total de journées doivent toujours monter à 365. Les pondérations sont en Tableau 5.1.

Le modèle SAPP utilise une pondération de 25:75 pour les saisons d’hiver et d’été. Il y a trois types de journées, journée pic, journée hors pic, et journée moyenne. Il y a 12 heures nocturnes, 8 heures moyennes, et 4 heures pics.

Tableau 5.1 Pondération des Saisons, Journées et Heures

Type	Season	Day	Hour	Pondérations			Total Hours	Percent	Cumm.
				Season	Day	Hour			
1	Summer	Average	Avdy	0.75	260	12	2340	26.79%	26.79%
2	Summer	Average	Avnt	0.75	260	8	1560	17.86%	44.64%
3	Winter	Average	Avdy	0.25	260	12	780	8.93%	53.57%
4	Winter	Average	Avnt	0.25	260	8	520	5.95%	59.52%
5	Summer	Peak	Avdy	0.75	52	12	468	5.36%	64.88%
6	Summer	OffPeak	Avdy	0.75	52	12	468	5.36%	70.24%
7	Summer	Peak	Avnt	0.75	52	8	312	3.57%	73.81%
8	Summer	OffPeak	Avnt	0.75	52	8	312	3.57%	77.38%
9	Summer	Average	Hr9	0.75	260	1	195	2.23%	79.61%
10	Summer	Average	Hr19	0.75	260	1	195	2.23%	81.85%
11	Summer	Average	Hr20	0.75	260	1	195	2.23%	84.08%
12	Summer	Average	Hr21	0.75	260	1	195	2.23%	86.31%
13	Winter	Peak	Avdy	0.25	52	12	156	1.79%	88.10%
14	Winter	OffPeak	Avdy	0.25	52	12	156	1.79%	89.88%
15	Winter	Peak	Avnt	0.25	52	8	104	1.19%	91.07%
16	Winter	OffPeak	Avnt	0.25	52	8	104	1.19%	92.26%
17	Winter	Average	Hr9	0.25	260	1	65	0.74%	93.01%
18	Winter	Average	Hr19	0.25	260	1	65	0.74%	93.75%
19	Winter	Average	Hr20	0.25	260	1	65	0.74%	94.49%
20	Winter	Average	Hr21	0.25	260	1	65	0.74%	95.24%
21	Summer	Peak	Hr9	0.75	52	1	39	0.45%	95.68%
22	Summer	Peak	Hr19	0.75	52	1	39	0.45%	96.13%
23	Summer	Peak	Hr20	0.75	52	1	39	0.45%	96.58%
24	Summer	Peak	Hr21	0.75	52	1	39	0.45%	97.02%
25	Summer	OffPeak	Hr9	0.75	52	1	39	0.45%	97.47%
26	Summer	OffPeak	Hr19	0.75	52	1	39	0.45%	97.92%
27	Summer	OffPeak	Hr20	0.75	52	1	39	0.45%	98.36%
28	Summer	OffPeak	Hr21	0.75	52	1	39	0.45%	98.81%
29	Winter	Peak	Hr9	0.25	52	1	13	0.15%	98.96%
30	Winter	Peak	Hr19	0.25	52	1	13	0.15%	99.11%
31	Winter	Peak	Hr20	0.25	52	1	13	0.15%	99.26%
32	Winter	Peak	Hr21	0.25	52	1	13	0.15%	99.40%
33	Winter	OffPeak	Hr9	0.25	52	1	13	0.15%	99.55%
34	Winter	OffPeak	Hr19	0.25	52	1	13	0.15%	99.70%
35	Winter	OffPeak	Hr20	0.25	52	1	13	0.15%	99.85%
36	Winter	OffPeak	Hr21	0.25	52	1	13	0.15%	100.00%
							8736	100.00%	

Season			
SAPP	Winter	0.25	SAPP Winter makes up 1/4 of the year.
SAPP	Summer	0.75	SAPP Summer makes up 3/4 of the year.
Day			
	Peak	52	52 days a year are classified as Peak days.
	Average	260	260 days a year are classified as Average days.
	Offpeak	52	52 days a year are classified as OffPeak days.
Hour			
	Avnt	8	8 hours a day are classified as Average Night hours
	Hr9	1	Hr9 corresponds to the 9th hour of the day.

Avdy	12	12 hours a day are classified as Average Night hours
Hr19	1	Hr19 corresponds to the 9th hour of the day.
Hr20	1	Hr20 corresponds to the 9th hour of the day.
Hr21	1	Hr21 corresponds to the 9th hour of the day.

Section 6

Fichiers de la Collecte des Données

Offre, Demande, & Expédition (Existant & Proposé)

Le modèle optimise le coût minimum pour satisfaire les demandes d'électricité et de gaz naturel pour une région sur un horizon à long terme. La région comprend plusieurs pays (noté comme z ou z_p). Normalement, chaque pays est traité comme un seul noeud. Libre commerce est permis entre tous les pays de la région spécifiée. La totalité de l'offre et de la demande d'énergie (électricité et gaz naturel) doivent être connue pour chaque noeud ou pays. La capacité de transmission entre les 2 noeuds doit être connue. Des données pour les nouveaux points d'offre (nouvelles centrales, nouveaux puits de gaz, nouvelles lignes d'interconnexion ou de gazoducs), programmés ou potentiels, sont nécessaires. La demande existante à chaque noeud et la prévision pour la croissance en demande d'électricité sont nécessaires. Le pourcentage de gaz naturel fourni à chaque noeud pour la production d'électricité et le pourcentage pour d'autres usages sont également requis. Plus d'un noeud par pays est possible, le cas échéant.

Prévisions Annuelles de la Charge Transmise

Pays:

A Données Annuelles

A1 Demande Annuelle Pic (MW) A2 Usage Annuel de l'Energie (GWh)

Projetée par an, 1998-2018

Projeté par an, 1998-2018

	MW			GWh
1998			1998	
1999			1999	
2001			2001	
2002			2002	
2003			2003	
2004			2004	
2005			2005	
2006			2006	
2007			2007	
2008			2008	
2009			2009	
2010			2010	
2011			2011	
2012			2012	
2013			2013	
2014			2014	
2015			2015	
2016			2016	
2017			2017	
2018			2018	
2019			2019	
2020			2020	

B Charge Pic Hebdomadaire (MW) pour l'an le plus récent

An:

1		11		21		31		42	
2		12		22		32		43	
3		13		23		33		44	
4		14		24		34		45	
5		15		25		35		46	
6		1		26		336		47	
7		17		27		37		48	
8		18		28		38		49	
9		19		29		39		50	
10		20		30		40		51	

Prévisions Annuelles de la Charge Transmise

C Données Horaires pour Une Semaine Représentative, dans l'An le plus Récent (24 x 7 = 168 valeurs)

An:, Numéro de la Semaine:

Charge QUOTIDIENNE et Charge MW par heure

Heure	Dim	Lun	Mar	Mer	Jeu	Ven	Sam
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							

D Charge (MW) pour 8760 Heures pour l'an le plus récent

Comme alternatif à B et à C, ce fichier annuel peut être fourni en forme horaire. Veuillez attacher les fiches appropriées portant les données pour toutes les 8760 heures.

Heure	Charge (MW)							Heure	Charge (MW)
1									
2									
3								8758	
<i>etc</i>								8759	
								8760	

Centrale Thermale Existante

Pays: Nom de
l'Installation:.....

Type d'Installation:
(Charbon, Turbine de combustion alimentée par le pétrole, Turbine de combustion alimentée par gaz, Cycle combiné alimenté par gaz)

Situation d'Exploitation:
(en opération, fermée, sous cocon, autre)

Numéro d'Unités: Type de Charge (base, cycling, pic):
.....

Commentaire	Valeur	Paramètre
Capacité transmise actuelle nette effective (fiable) (MW)		PGOinit
Coûts en dollars d'expansion par MW pour des installations existantes (\$/MW)		Oexpcost
Dimension incrémentielle d'expansion des installations thermales existantes (MW)		PGOexpstep
Maximum MW possible à ajouter aux installations thermales existantes (MW)		PGOmax
Taux d'indisponibilité pour les installations thermales existantes (fraction)		FORPGO
Taux d'indisponibilité programmée pour les installations thermales existantes (fraction)		UFORPGO
Coefficient de recouvrement du capital pour les installations thermales existantes (pourcentage)		crfi
O&M variable pour les installations thermales existantes (\$/MWh)		VarOMoh
Taux de chaleur pour les installations thermales existantes équivalent à 1		HRO
Coût de combustible pour des installations thermales existantes (\$/MWh)		fpO
Taux d'augmentation des coûts de combustible pour des		fpescO

installations thermales existantes (fraction/an)		
Taux de délabrement des installations thermales existantes (fraction/an)		decayPGO
Usage minimum pour installations thermales existantes en MWh par an		PGmin
Déclassement forcé à période ty		Fdecom
Coefficient de capacité (%)		
Date de l'Installation		
Vie utile qui reste (ans)		

.....

Installation Hydro Existante

Pays: Nom de l'Installation:
.....

Type d'Installation: Situation d'Exploitation:

Numéro d'Unités: Type de charge:

Commentaire	Valeur	Paramètre
Capacité initiale d'une installation hydro existante (MW)		Hoinit
Coût du capital pour la capacité additionnelle d'une installation hydro existante (\$/MW)		HOVcost
Dimension de l'incrément d'expansion pour des installations hydro existantes (MW)		Hoexpstep
Expansion maximum possible (MW)		HOVmax
MWh annuelles permises à un barrage existant (conditions normales) (MWh/an)		HOLF
MWh annuelles permises à un barrage existant (conditions de sécheresse) (MWh/an)		
Taux d'indisponibilité non-programmée pour des installations hydro existantes (fraction/an)		FORoh
Coefficient de recouvrement du capital pour une installation hydro existante (fraction/an)		CrfiH
Coût O&M variable pour installation hydro existante (\$/MWh)		VarOMoh
Taux de délabrement pour vieilles installations hydro (fraction/an)		DecayHO
Marge de réserve des installations hydro (fraction)		Reshyd
Usage minimum des installations hydro existantes en MWh par an		MinH
Déclassement forcé à période ty		FdecomH

Coefficient de capacité (%)		
Date de l'Installation		
Vie utile qui reste (ans)		

Nouvelle Installation Thermale, Petite Charbonnière

(chaque unité < 500MW)

Pays: Nom de l'Installation:

.....

Type d'Installation: Situation d'Exploitation:

.....

Numéro d'Unités: Type de charge:

.....

Commentaire	Valeur	Paramètre
Coûts de préparation pour l'achat d'une installation fixe et coûts de l'infrastructure (\$)		FGSC
Coûts d'expansion pour de nouvelles installations charbonnières (\$/MW)		NSCexpcost
Coût d'intégration de la transmission (\$)		
Dimension incrémentielle de l'expansion pour nouvelles installations charbonnières (MW)		NSCexpstep
Expansion maximum pour une nouvelle installation charbonnière (MW)		PGNSCmax
Taux d'indisponibilité programmée pour installations charbonnières (fraction)		FORNSC
Taux d'indisponibilité non-programmée pour installations charbonnières (fraction)		UFORNSC
Coefficient de recouvrement du capital pour une nouvelle installation thermique (fraction/an)		Crfini
Coût O&M variable pour installations charbonnières (\$/MWh)		OMSC
Coût O&M fixe pour installations charbonnières (\$/MW/an)		FixOMSC
Taux de chaleur pour nouvelles installations charbonnières 1000000 BTU's/MWh		HRNSC
Coûts de combustible de nouvelles installations charbonnières \$/1000000 BTU's		FpNSC

Taux d'augmentation du coût de combustible pour nouvelles installations charbonnières (fraction/an)		FpescNSC
Taux de dégradation d'installations charbonnières (fraction/an)		DecayNSC
Installation charbonnière construite à période ty		AtSC
Installation charbonnière non-construite AVANT ou à période ty		BefSC
Usage minimum pour l'installation charbonnière en MWh par an		AftSC
Usage minimum de l'installation en MWh par an		MinSC
La date la plus tôt pour mise en fonction		
Vie utile qui reste (ans)		

Nouvelle Installation Thermale, Grande Charbonnière (chaque unité > 500MW)

Pays: Nom de l'Installation:

.....
Type d'Installation: Situation d'Exploitation:

.....
Numéro d'Unités: Type de charge:

Commentaire	Value	Parameter
Coûts de préparation pour l'achat d'une installation fixe et coûts de l'infrastructure (\$)		FGLC
Coûts d'expansion pour de nouvelles installations charbonnières (\$/MW)		PGNLCinit
Coût d'intégration de la transmission (\$)		NLCexpcost
Dimension incrémentielle de l'expansion pour nouvelles installations charbonnières (MW)		
Expansion maximum pour une nouvelle installation charbonnière (MW)		NLCexpstep
Taux d'indisponibilité programmée pour installations charbonnières (fraction)		PGNLCmax
Taux d'indisponibilité non-programmée pour installations charbonnières (fraction)		FORNLC
Coefficient de recouvrement du capital pour une nouvelle installation thermique (fraction/an)		UFORNLC
Coût O&M variable pour installations charbonnières (\$/MWh)		Crfni
Coût O&M fixe pour installations charbonnières (\$/MW/an)		OMLC
Taux de chaleur pour nouvelles installations charbonnières 1000000 BTU's/MWh		FixOMLC
Coûts de combustible de nouvelles installations charbonnières \$/1000000 BTU's		HRNLC
Taux d'augmentation du coût de combustible pour nouvelles installations charbonnières (fraction/an)		FpNLC

Taux de dégradation d'installations charbonnières (fraction/an)		FpescNLC
Installation charbonnière construite à période ty		DecayNLC
Installation charbonnière non-construite AVANT ou à période ty		AtLC
Usage minimum pour l'installation charbonnière en MWh par an		BefLC
Usage minimum de l'installation en MWh par an		AftLC
La date la plus tôt pour mise en fonction		MinLC
Vie utile qui reste (ans)		

.....

Nouvelle Installation Thermale, Turbine à Gaz

Pays: Nom de l’Installation:

.....

Type d’Installation: Situation d’Exploitation:

.....

Numéro d’Unités: Type de charge:

.....

Commentaire	Valeur	Paramètre
Coûts de préparation pour l’achat d’une installation fixe et coûts de l’infrastructure (\$)		FGGT
Coûts d’expansion pour de nouvelles installations de turbines à gaz (\$/MW)		Ntexpcost
Coût d’intégration de la transmission (\$)		
Dimension incrémentielle de l’expansion pour nouvelles installations de turbines à gaz (MW)		Ntexpstep
Expansion maximum pour une nouvelle installation de turbines à gaz (MW)		PGNTmax
Taux d’indisponibilité programmée pour installations de turbines à gaz (fraction)		FORNT
Taux d’indisponibilité non-programmée pour installations de turbines à gaz (fraction)		UFORNT
Coefficient de recouvrement du capital pour une nouvelle installation thermique (fraction/an)		Crfni
Coût O&M variable pour installations de turbines à gaz (\$/MWh)		OMT
Coût O&M fixe pour installations de turbines à gaz (\$/MW/an)		FixOMT
Taux de chaleur pour nouvelles installations de turbines à gaz 1000000 BTU’s/MWh		HRNT
Coûts de combustible de nouvelles installations de turbines à gaz \$/1000000 BTU’s		FpNT
Taux d’augmentation du coût de combustible pour nouvelles		FpescNT

installations de turbines à gaz (fraction/an)		
Taux de dégradation d'installations de turbines à gaz (fraction/an)		DecayNT
Installation de turbines à gaz construite à période ty		AtT
Installation de turbines à gaz non-construite AVANT ou à période ty		BefT
Turbine non-construite avant ou à période ty		AftT
Usage minimum des turbines MWh par an		MinT
La date la plus tôt pour mise en fonction		
Vie utile qui reste (ans)		

.....

Nouvelle Installation Thermale, Cycle Combiné

Pays: Nom de l’Installation:

.....

Type d’Installation: Situation d’Exploitation:

.....

Numéro d’Unités: Type de charge:

.....

Commentaire	Valeur	Paramètre
Coûts de préparation pour l’achat d’une installation fixe et coûts de l’infrastructure (\$)		FGCC
Coûts d’expansion pour de nouvelles installations de cycle combiné (\$/MW)		NCCexpcost
Coût d’intégration de la transmission (\$)		
Dimension incrémentielle de l’expansion pour nouvelles installations de cycle combiné (MW)		NCCexpstep
Capacité initiale de nouvelles installations de cycle combiné (MW)		PGNCCinit
Expansion maximum pour une nouvelle installation de cycle combiné (MW)		PGNCCmax
Taux d’indisponibilité programmée pour installations de cycle combiné (fraction)		FORNCC
Taux d’indisponibilité non-programmée pour installations de cycle combiné (fraction)		UFORNCC
Coefficient de recouvrement du capital pour une nouvelle installation thermique (fraction/an)		Crfini
Coût O&M variable pour installations de cycle combiné (\$/MWh)		OMCC
Coût O&M fixe pour installations de cycle combiné (\$/MW/an)		FixOMCC
Taux de chaleur pour nouvelles installations de cycle combiné 1000000 BTU’s/MWh		HRNCC
Coûts de combustible de nouvelles installations de cycle combiné \$/1000000 BTU’s		FpNCC
Taux d’augmentation du coût de combustible pour nouvelles		FpescNCC

installations de cycle combiné (fraction/an)		
Taux de dégradation d'installations de cycle combiné (fraction/an)		DecayNCC
Installation de cycle combiné construite à période t_y		AtCC
Installation de cycle combiné non-construite AVANT ou à période t_y		BefCC
Installation de cycle combiné non-construite avant ou à période t_y		AftCC
Usage minimum des turbines de cycle combiné en MWh par an		MinCC
La date la plus tôt pour mise en fonction		
Vie utile qui reste (ans)		

.....

Nouvelle Installation Hydro

Pays: Nom de l’Installation:

.....

Type d’installation: Situation d’Exploitation:

.....

Numéro d’Unités: Type de charge:

.....

Commentaire	Valeur	Paramètre
Dimension initiale à l’établissement de nouvelles installations hydro (\$/MW)		Hninit
Coût fixe du capital de l’incrément initial de’expansion		HNFcost
Coût du capital de capacité additionnelle pour des nouvelles installations hydro (\$/MW)		HNVcost
Expansion maximum en MW possible à ajouter à une nouvelle installation hydro (MW)		HNVmax
Dimension incrémentielle d’expansion pour des nouvelles installations hydro (MW)		Hnexpstep
MWh annuelles permises à un nouveau barrage		HNLF
Taux d’indisponibilité programmée pour installations hydro (fraction)		FORnh
Coefficient de recouvrement du capital pour une nouvelle installation hydro (fraction/an)		Crfnh
Coût O&M fixe pour installations hydro (\$/MWh)		FixOMnh
Coût O&M variable pour installations hydro (\$/MW/an)		VarOMnh
Taux de dégradation d’installations hydro (fraction/an)		DecayHN
Nouvelle installation hydro construite à période ty		AtHn
Nouvelle installation hydro non-construite AVANT ou à période ty		BefHn

Nouvelle installation hydro non-construite avant ou à période ty		AftHn
Usage minimum de l'installation hydro en MWh par an		MinHN
La date la plus tôt pour mise en fonction		
Vie utile qui reste (ans)		

.....

Ligne de Transmission Existante

Pays (z,zp):

Commentaire	Valeur	Paramètre
Capacités des lignes d’interconnexion (MW)		PFOinit
Type, AC ou DC		
Coût par MW d’élargir la ligne existante (million \$)		PFOVc
Voltage de la ligne (kV)		
Longueur de la Route (km)		
Coefficient de recouvrement du capital pour les lignes de transmission (fraction/an)		crf
Pertes au niveau de puissance pratique pour le transfert (%)		PFOloss
Niveau de puissance pratique pour le transfert, pays 1 to 2 (MW)		
Niveau de puissance pratique pour le transfert, pays 2 to 1 (MW)		
Expansion maximum en MW possible à ajouter aux lignes existantes (MW)		PFOVmax
Taux annuel d’indisponibilité non-programmée pour des lignes de transmission existantes (%)		FORICO
Taux annuel d’indisponibilité programmée pour des lignes de transmission existantes (%)		
Ou alternativement, Duration de l’entretien annuel (semaines par an) year		
Taux de dégradation des lignes de transmission existantes (fraction/an)		DecayPFO
Date entrée en fonction		
Vie utile restante (years)		

Note: Le niveau de puissance pratique pour le transfert est la puissance qui puisse être transférée vu toutes les limitations du système: stabilité, limites de voltage, etc.

Lignes de Transmission Proposées

Pays (z,zp):

Commentaire	Valeur	Paramètre
Capacité initiale des lignes d’interconnexion pour une nouvelle ligne de transmission (MW)		PFNinit
Type, AC ou DC		
Voltage de la ligne (kV)		
Longueur de la route (km)		
Coefficient de recouvrement du capital pour des lignes de transmission (fraction/an)		Crf
Coût fixe pour une nouvelle ligne d’interconnexion, EPC “Engineering, procurement & construction” (mill US \$)		PFNFc
Coût de capacité additionnelle sur une nouvelle ligne (coût du fil) (mill \$/MW)		PFNVc
Expansion maximum en MW possible à ajouter à une nouvelle ligne d’interconnexion (MW)		PFNVmax
Coefficient de pertes à la transmission sur des nouvelles lignes (%)		PFNloss
Niveau de puissance pratique pour le transfert, pays 1 to 2 (MW)		
Niveau de puissance pratique pour le transfert, pays 2 to 1 (MW)		
Taux annuel d’indisponibilité non-programmée pour des nouvelles lignes de transmission (%)		FORICN
Taux annuel d’indisponibilité programmée pour des nouvelles lignes de transmission (%)		
Ou alternativement, Duration de l’entretien annuel (semaines par an) year)		
Taux de dégradation des nouvelles lignes de transmission (fraction/an)		DecayPFN

		MinPFN
Ligne construite à période ty		Atlines
Ligne non-construite AVANT ou à période ty		Aftlines
Ligne construite AVANT ou à période ty		Beflines
La date la plus tôt mise en fonction		
Vie utile restante (ans)		

Note: Le niveau de puissance pratique pour le transfert est la puissance qui puisse être transférée vu toutes les limitations du système: stabilité, limites de voltage, etc.

Signature (Consultant CEDEAO): **Date:**

(Installation Hydro à Pompe Existante)

Pays: Nom de l’Installation:

.....

Type d’Installation: Situation d’Exploitation:

.....

Numéro d’Unités: Type de charge:

.....

Commentaire	Valeur	Paramètre
Taux de dégradation de l’installation hydro à pompe existante (fraction/an)		Decay PHO
Coefficient de pertes de l’installation hydro à pompe existante (fraction)		PSOloss
Capacité en MW de l’installation hydro à pompe existante (MW)		PGPSOinit

(Nouvelle Installation Hydro à Pompe)

Pays: Nom de l’Installation:

.....

Type d’Installation: Situation d’Exploitation:

Numéro d’Unités: Type de charge:

Commentaire	Valeur	Paramètre
Coûts de préparation pour l’achat d’une installation fixe et coûts de l’infrastructure (\$)		
Coût d’intégration de la transmission (\$)		
Coûts d’Expansion pour une nouvelle installation (\$/MW)		
Taux de dégradation d’une nouvelle installation hydro à pompe (fraction/an)		DecayPHN
Coefficient de pertes d’une nouvelle installation hydro à pompe (fraction)		PSNloss
Capacité initiale en MW capacity de nouvelles installations hydro à pompe proposée (MW)		PHNinit
Capacité du réservoir d’une nouvelle installation hydro à pompe (MWh/an)		HDPSNmwh
Coefficient de recouvrement du capital pour des nouvelles installations hydro à pompe (fraction/an)		Crfphn
Coûts O&M fixes pour une nouvelle installation hydro à pompe (\$/an)		FixOMph
Coûts O&M variables pour une nouvelle installation hydro à pompe (\$/MWh)		VarOMph
Coût du capital fixe pour une installation hydro à pompe (US\$)		Phncost
La date la plus tôt mise en fonction		
Vie utile restante (ans)		

Gaz Naturel - Demande

Pays (Noeud):

An	Demande de Gaz naturel, au noeud, de toutes les sources sauf celle utilisée pour la production de l'électricité (10 ⁹ Btu/an – milliards de Btu par an)
2000	
2001	
2002	
2003	
2004	
2005	
2006	
2007	
2008	
2009	
2010	
2011	
2012	
2013	
2014	
2015	
2016	
2017	
2018	
2019	
2020	

Gaz Naturel – Installation de Pompage Existante

Pays (Noeud):

	<u>Valeur</u>	<u>Paramètre</u>
1. Nom du puits pompant le gaz:		
2. Réserve totale au puits: (10^9 Cu ft – milliards de pieds carrés)		
3. Capacité Horaire de Pompage: (10^6 Btu/hr – millions de Btu par heure)		GasInit(z,gw)
4. Valeur calorifique du gaz: (10^3 Btu/Cu ft – milliers de Btu pr pied carré)		
5. Pompage du Puits/Coût Opérationnel: (\$/ 10^6 Btu – USD par million Btu)		GWCost(z,gw)
6. Location du puits de pompage: (Donner un plan démontrant la location du puits en relation aux frontières et aux grandes agglomérations)		

Gazoduc Existant

Pays (z,zp):

	Valeur	Paramètre
1. Nom à l'origine (z)		
2. Nom à la fin du gazoduc (zp)		
3. Nom du gazoduc (z,zp)		
4. Longueur du gazoduc: (miles)		
5. Capacité horaire du gazoduc: (10^6 Btu/hr – millions de Btu par heure entre z & zp))		PipeCap(z,zp)
6. Coût d'expédition du gazoduc: (\$/ 10^6 Btu – USD per million Btu)		GSpCst(z,zp)
7. Coût de maintenir des stocks: (\$/ 10^6 Btu/jour - USD par million de Btu par jour au point z)		InvCst(z)
7. Taux de perte du gaz: (% du gaz pompé à z qui n'arrive pas au point zp)		PFGloss(z,zp)
8. Location du gazoduc: (Fournir un plan mettant en relation le gazoduc, les frontières et les grandes villes)		

Gaz Naturel– Gazoduc nouveau ou proposé

Pays (z,zp):

	Valeur	Paramètre
1. Nom à l'origine (z)		
2. Nom à la fin du gazoduc (zp)		
3. Nom du gazoduc (z,zp)		
5. Longueur du gazoduc: (miles)		
5. Capacité horaire du gazoduc: (10^6 Btu/hr – millions de Btu par heure entre z & zp))		PipeCap(z,zp)
6. Coût d'expédition du gazoduc: (\$/ 10^6 Btu – USD per million Btu)		GSpCst(z,zp)
7. Coût de maintenir des stocks: (\$/ 10^6 Btu/jour - USD par million de Btu par jour au point z)		InvCst(z)
9. Taux de perte du gaz: (% du gaz pompé à z qui n'arrive pas au point zp)		PFGloss(z,zp)
10. Location du gazoduc: (Fournir un plan mettant en relation le gazoduc, les frontières et les grandes villes)		
12. Coût du capital du gazoduc: (\$ 10^6 – millions de USD pour le nouveau tuyau entre z et zp)		PipeCost(z,zp)
13. Facteur de recouvrement du capital du gazoduc: (% - crf percentage du nouveau tuyau entre z et zp)		Crfg(z,zp)

Description Générale de Toutes les Exigences en Matière des Données

* = **obligatoire**

** = **facultatif**

Sites de Génération Thermale – En place, ou sous construction

(Charbon, Turbine de combustion alimentée par le pétrole, Turbine de combustion alimentée par gaz, Cycle combiné alimenté par gaz)

Type d'Installation*

- Turbine à vapeur alimentée par le charbon
 - Turbine à combustion alimentée par le pétrole
 - Turbine à combustion alimentée par le gaz
 - Cycle combiné alimenté par le gaz
 - Situation d'Exploitation*
 - en opération
 - fermé
 - sous cocon (<<mothballed>> en anglais)
 - autre
 - Nom*, Date d'Installation**, Vie utile restante**
 - Numéro d'unités sur le site*
 - Capacité unitaire brute (nominale) (MW)**
 - Capacité unitaire transmise (effective ou nette) (MW)*
 - Niveau maximum de génération 1999 (MW)**
 - Niveau minimum de génération 1999 (MW)**
 - Efficacité (%)* ou taux de chaleur* (KJ ou BTU/KWh – à spécifier)
 - Contenu de chaleur du combustible (BTU/tonne)*, ou KJ/autre unité – à spécifier
 - Taux unitaire de panne forcée (%)*
 - Taux unitaire de panne non-forcée (%)*
- ou
- Duration du maintien annuel (semaines/an)*
 - Type de charge de l'unité** - charge de base, cycling, niveau pic
 - Temps moyen d'opération (heures/an)**
 - Facteur de capacité (%)** - si c'est une contrainte

Données rélevantes aux Coûts

- Coût du combustible (\$/tonne)** ou (\$/BTU ou KJ)* - à spécifier
- Taux d'augmentation du combustible (%/an)**
- Coûts O&M fixes (\$/MW/an)**
- Coûts O&M variables (\$/MWh)*
- Taux d'escalation O&M (%/an)**
- Autres coûts d'opération (\$/MWh)** - s'il y en a

Données pour de Options à décider dans l'avenir:

Toutes les données ci-dessus, en plus;

- La date la plus tôt de mise en fonction*
- Vie utile restante (ans)**
- Coût total de l'Engineering, l'Acquisition, et la Construction (EPC) (\$/unité)*
ou
- Eléments du coût EPC ** (préférés)

“Echange de l'Electricité et Options pour l'Expansion de la Capacité en Afrique de l'Ouest”

- Coûts de préparation pour l'achat d'une installation fixe et coûts de l'infrastructure (\$) **
- Coût variable de l'équipement de génération (\$/MW)**
- Coût d'intégration de la transmission (\$) **

Installations Hydro Existantes

- Type d'installation* - (réservoir, course de la rivière, accumulation pompée)
- Situation d'exploitation** (en opération, fermé, autre)
- Nom*, date d'installation**, vie utile restante**
- Numéro d'unités (#) du barrage*
- Capacité unitaire brute (nominale) (MW)**
- Capacité unitaire nette (transmise/effective) (MW)*
- Niveau maximum de génération, 1999 (MW)**
- Niveau minimum de génération 1999 (MW)**
- Taux unitaire de panne forcée (%)*
- Taux unitaire de panne non-forcée (%)*

ou

- Duration du maintien annuel (semaines/an)*
- Génération unitaire (MWh/an)*
 - Conditions normales*
 - Conditions de sécheresse**
- Coûts unitaires fixes de l'O&M (\$/MW/an)**
- Coûts unitaires variables de l'O&M (\$/MWh)*
- Volume moyen par une marge de 1 mètre en dessus du niveau du tuyau des turbines (billion m³)**
- Taux incrémentiel de l'eau (m³/MWh)**
- Décharge maximum de l'eau (m³/seconde)**

Nouvelles Installations Hydro

En plus de l'information précédente, il faut:

- La date la plus tôt mise en fonction*
- Coût unitaire de l'Engineering, de l'Acquisition, et de la Construction /t (\$/unité)*, ventilé ainsi
 - Coût fixe du site (\$) ** - barrage initial, area de répandu, etc.
 - Coût variable de l'équipement de génération (\$/MW)** Préféré

- ❑ Coût d'intégration de la transmission (\$) **
- ❑ Vie utile restante (ans) **

Prévisions Annuelles de la Charge Transmise

A Données Annuelles

- ❑ Demande annuelle de pic (MW) projetée par an, 1998-2018 (20 valeurs)
- ❑ Usage annuel de l'énergie (GWh) projeté par an, 1998 – 2018 (20 valeurs)

B Charge pic hebdomadaire (MW) pour l'an le plus récent (52 valeurs)

C Données horaires pour une semaine représentative, dans l'an le plus récent (24 x 7 = 168 valeurs)

“Echange de l'Electricité et Options pour l'Expansion de la Capacité en Afrique de l'Ouest”

		Jour						
		M	T	W	T	F	S	S
Heure	1							
	2							
	3							
	4							
	5							
	.							
	.							
	.							
	24							

Comme alternatif à B et à C

- Un fichier de données sur la charge selon les 8760 heures pendant une année (MW) pour l'an le plus récent

Lignes d'Interconnexion Internationales

A) Existantes ou Engagées

- type (AC,DC)*
- année de construction (an)**
- pays 1 nœud de (nom du lieu)*
- pays 2 nœude à (nom du lieu)*
- substation de (nom du lieu)**
- substation à (nom du lieu)**
- voltage (kV)*
- longueur de la route (km)*
- Niveau maximum de puissance pour le transfert (MW)**

- Niveau de puissance pratique pour le transfert, pays 1 à 2 (MW)*
- Niveau de puissance pratique pour le transfert, pays 2 à 1 (MW)*
- Pertes au niveau de puissance pratique pour le transfert (%)*
- Taux annuel de panne forcée (%)*
- Taux annuel de panne non-forcée (%)*
- Ou Duration du maintien annuel (semaines/an)*

Note: Le niveau de puissance pratique pour le transfert est la puissance qui puisse être transférée vu toutes les limitations du système: stabilité, limites de voltage, etc.

B) Lignes d'Interconnexion Futures

En plus de l'information précédente, il faut:

- Coût de l'Engineering, l'Acquisition, et la Construction (EPC) (\$)*
- ou l'EPC ventilé ainsi:
 - coût fixe et coût de l'acquisition, préparation, et de la tour (\$)*** (préfére)
 - coût du fil (\$/MW)**

Section 7 Modeling Notation

LT-Model Notation (April 14, 2000)

(Equation Names Excluded)

Name-Notation	Definition-Comment
A	
$AF(z, ty)$	Autonomy factor for country z in period ty (fraction).
$AftCC(ty, z, ni)$	Combined cycle plant cannot be built before or at year ty .
$AftHn(ty, z, nh)$	New hydro plant cannot be built before or at year ty .
$AftLC(ty, z, ni)$	Large coal plant cannot be built before or at year ty .
$Aftlines(ty, z, zp)$	New line cannot be built before or at year ty .
$AftSC(ty, z, ni)$	Small coal plant cannot be built before or at year ty .
$AftT(ty, z, ni)$	Turbine plant cannot be built before or at year ty .
$AtCC(ty, z, ni)$	Combined cycle plant must be built at period ty .
$AtHn(ty, z, nh)$	New hydro plant must be built at period ty .
$AtLC(ty, z, ni)$	Large coal plant must be built at period ty .
$Atlines(ty, z, zp)$	New line must be built at period ty .
$AtSC(ty, z, ni)$	Small coal plant must be built at period ty .
$AtT(ty, z, ni)$	Turbine plant must be built at period ty .
B	
$Base(ts, td, th, z)$	Base year demand in season ts , day td , hour th , in country z . (MW)
$BefCC(ty, z, ni)$	Combined cycle plant must be built before or at period ty .
$BefHn(ty, z, nh)$	New hydro plant must be built before or at period ty .
$BefLC(ty, z, ni)$	Large coal plant must be built before or at period ty .
$Beflines(ty, z, zp)$	New line must be built before or at period ty .
$BefSC(ty, z, ni)$	Small coal plant must be built before or at period ty .
$BefT(ty, z, ni)$	Turbine plant must be built before or at period ty .
C	
$crf(z, zp)$	Capital recovery factor for transmission lines (fraction per year).
$crfi(z, i)$	Capital recovery factor for existing thermal plants (fraction per year).
$crfih(z, ih)$	An existing hydro plant's capital recovery factor (fraction per year).
$crfnh(z, nh)$	Capital recovery factor for a new hydro plant (fraction per year).
$crfni(z, ni)$	Capital recovery factor for new thermal plants (fraction per year).
$crfphn(z, phn)$	Capital recovery factor for new pumped storage hydro plants (fraction per year).
$crfum$	Capital recovery factor for unserved MW's.
D	
$DecayHN$	Decay rate of new hydro plants (fraction per year).
$DecayHO$	Decay rate of existing hydro plants (fraction per year).
$DecayNCC$	Decay rate of new combined cycle plants (fraction per year).
$DecayNLC$	Decay rate of new large coal plants (fraction per year).

<i>DecayNSC</i>	Decay rate of new small coal plants (fraction per year).
<i>DecayNT</i>	Decay rate of new gas turbine plants (fraction per year).
<i>DecayPFN</i>	Decay rate of new lines (fraction per year).
<i>DecayPFO</i>	Decay rate of existing lines (fraction per year).
<i>DecayPGO</i>	Decay rate of existing thermal plants (fraction per year).
<i>DecayPHN</i>	Decay rate of new pumped hydro (fraction per year).
<i>DecayPHO</i>	Decay rate of existing pumped hydro (fraction per year).
<i>dgr(z,ty)</i>	Demand growth for a specific country in a specific period <i>ty</i> (fraction per period).
<i>dgrowth1(z)</i>	Demand growth rate for period 1 (fraction per year).
<i>dgrowth2(z)</i>	Demand growth rate for period 2 (fraction per year).
<i>dgrowth3(z)</i>	Demand growth rate for period 3 (fraction per year).
<i>dgrowth4(z)</i>	Demand growth rate for period 4 (fraction per year).
<i>dgrowth5(z)</i>	Demand growth rate for period 5 (fraction per year).
<i>dgrowth6(z)</i>	Demand growth rate for period 6 (fraction per year).
<i>dgrowth7(z)</i>	Demand growth rate for period 7 (fraction per year).
<i>dgrowth8(z)</i>	Demand growth rate for period 8 (fraction per year).
<i>dgrowth9(z)</i>	Demand growth rate for period 9 (fraction per year).
<i>dgrowth10(z)</i>	Demand growth rate for period 10 (fraction per year).
<i>disc</i>	Discount rate (fraction per year).
<i>DLC(z)</i>	Domestic loss coefficient for each region (1 plus fraction).
<i>DW</i>	Equal to <i>n</i> .
<i>Dyr(ty,ts,td,th,z)</i>	Demand in year <i>ty, ts, td, th</i> , in country <i>z</i> , equal to base year demand times growth rate.
E	
<i>Enaf(z,ty)</i>	Energy autonomy factor for country <i>z</i> in <i>ty</i> .
F	
<i>fdrought(ty,z)</i>	Reduced water flow during drought. 1 = Normal and <1 is dry (fraction).
<i>Fdecom(z,i)</i>	The period in which decommissioning is forced for old thermal plants.
<i>FdecomH(z,ih)</i>	The period in which decommissioning is forced for old hydro plants.
<i>FGCC(z,ni)</i>	Fixed cost for new combined cycle plants (\$).
<i>FGLC(z,ni)</i>	Fixed cost for new large coal plants (\$).
<i>FixOMCC(z,ni)</i>	Fixed <i>O&M</i> cost for combined cycle plants (\$/MW/yr).
<i>FixOMLC(z,ni)</i>	Fixed <i>O&M</i> cost for large coal plants (\$/MW/yr).
<i>fixOMnh(z,nh)</i>	Fixed <i>O&M</i> cost for new hydro (\$/MW/yr).
<i>fixOMph(z,phn)</i>	Fixed <i>O&M</i> cost for pumped storage (\$/MW/yr).
<i>FixOMSC(z,ni)</i>	Fixed <i>O&M</i> cost for small coal plants (\$/MW/yr).
<i>FixOMT(z,ni)</i>	Fixed <i>O&M</i> cost for gas turbine plants (\$/MW/yr).
<i>Fmax(ty,zp,z)</i>	Reserves held by country <i>zp</i> for country <i>z</i> during period <i>ty</i> (MW)
<i>Fmax(ty,z,zp)</i>	Reserves held by country <i>z</i> for country <i>zp</i> during period <i>ty</i> (MW).
<i>FORICN(z,zp)</i>	Forced outage rate for new transmission lines (fraction).
<i>FORICO(z,zp)</i>	Forced outage rate for existing transmission lines (fraction).
<i>FORNCC(z,ni)</i>	Forced outage rate for new combined cycle plants (fraction).
<i>FORnh(z,nh)</i>	Forced outage rate for new hydro plants (fraction).
<i>FORNLC(z,ni)</i>	Forced outage rate for new large coal plants (fraction).
<i>FORNSC(z,ni)</i>	Forced outage rate for new small coal plants (fraction).
<i>FORNT(z,ni)</i>	Forced outage rate for new gas turbine plants (fraction).
<i>FORoh(z,ih)</i>	Forced outage rate for existing hydro plants (fraction).

$FORPGO(z,i)$	Forced outage rate for existing thermal units (fraction).
$fpescNCC(z)$	Escalation rate of fuel cost for new combined cycle plants (fraction per year).
$fpescNLC(z)$	Escalation rate of fuel cost of new large coal plants (fraction per year).
$fpescNSC(z)$	Escalation rate of fuel cost for new small coal plants (fraction per year).
$fpescNT(z)$	Escalation rate of fuel cost for new gas turbines plants (fraction per year).
$fpescO(z,i)$	Escalation rate of fuel cost of existing thermal plants (fraction per year).
$fpNCC(z,ni)$	Fuel cost of new combined cycle plants (\$/million BTU).
$fpNLC(z,ni)$	Fuel cost of new large coal plants (\$/million BTU).
$fpNSC(z,ni)$	Fuel cost of small coal plants (\$/million BTU).
$fpNT(z,ni)$	Fuel cost of new gas turbine plants (\$/million BTU).
$fpO(z,i)$	Fuel cost of existing thermal plants (\$/MWh).
H	
$H(ty,ts,td,th,z,ih)$	Generating level of existing hydro plants (MW)[variable].
$HA(ty)$	n times period ty ($HA = n$).
$HDPSNmwh(z,phn)$	New pumped storage hydro reservoir volume capacity (MWh per day).
$HDPSOmwh(z)$	Existing pumped storage hydro reservoir volume capacity (MWh per day).
$HNcapcost(ty)$	Construction cost of a new hydro plant (\$).
$Hnew(ty,ts,td,th,z,nh)$	Output for new hydro plants (MW) [variable].
$HNexpstep(z,nh)$	Expansion step for new hydro stations (MW).
$HNfcost(z,nh)$	Fixed capital cost of new hydro stations (\$).
$HNinit(z,nh)$	Initial capacity of new hydro stations (MW).
$HNLf(z,nh)$	Annual generation limit for new reservoir (GWh/year).
$HNvcost(z,nh)$	Capital cost of additional capacity to new hydro stations (\$/MW).
$HNvexp(ty,z,nh)$	Number of units of the given expansion step size installed in ty for new hydro plants [integer or continuous variable].
$HNvexp(tye,z,nh)$	Number of units of the given expansion step size installed in tye for new hydro plants [integer or continuous variable].
$HNvmax(z,nh)$	Maximum MW expansion added to a new hydro station (MW).
$HOcapcost(ty)$	Expansion cost for existing hydro plants (\$) [variable].
$HOexpstep(z,ih)$	Expansion step for existing hydro (MW).
$HOinit(z,ih)$	Initial capacity of an existing hydro station (MW).
$HOinity(z,ih,ty)$	Initial capacity of an existing hydro station in ty (MW).
$HOLF(z,ih)$	Annual generation limit for existing reservoir (MWh/year).
$HOvcost(z,ih)$	Capital cost of additional capacity for existing hydro stations (\$/MW).
$HOvexp(ty,z,ih)$	Number of units of the given expansion step size installed in ty for existing thermal plants [integer or continuous variable].
$HOvexp(tye,z,ih)$	Number of units of the given expansion step size installed in tye for existing thermal plants [integer or continuous variable].
$HOvmax(z,ih)$	Maximum MW expansions that can be added to an existing hydro station (MW).
$HOvmaxTY(z,ih,ty)$	Maximum MW expansions that can be added to an existing hydro station in ty (MW).
$HRNCC(z,ni)$	Heat rate of a new combined cycle plant (million BTU/MWh).
$HRNLC(z,ni)$	Heat rate of a new large coal plant (million BTU/MWh).
$HRNSC(z,ni)$	Heat rate of new small coal plants (million BTU/MWh).
$HRNT(z,ni)$	Heat rate of a new gas turbine plant (million BTU/MWh).
$HRO(z,i)$	Heat rate of existing thermal plants (million BTU/MWh); set equal to 1, since fuel cost for old plants is expressed in (\$/KWh).

I

i Indice for an existing thermal plant.

ih Indice for an existing hydro plant.

J

j Indice for pumped hydro station.

L

LM(z,th) Load management capacity for each country each hour (MW).

M

maxfor(zp,z) Maximum for old or new line outage rates.

maxloss(zp,z) Maximum of old or new line loss between *z* and *zp*.

Mday(td) Number of days in a year by day type.

minCC(z,ni) Minimum usage for combined cycle.

minH(z,ih) Minimum usage for old hydro.

minHN(z,nh) Minimum usage for new hydro.

minLC(z,ni) Minimum usage for large coal.

minSC(z,ni) Minimum usage for small coal

_int(z,ni) Minimum usage for gas turbine.

Mperiod(ty) Multiplier of years per period; equal to *n*.

Mseason(ts) Multiplier of seasons; number of months per season, as a fraction of 12 months.

Mtod(th) Number of hours/day represented by each day type.

N

n Number of years in each time period.

NCCexpcost(z,ni) Expansion cost of new combined cycle plants (\$/MW).

NCCexpstep(z,ni) Expansion step size (increments) for new combined cycle plants (MW).

nh Indice for a new hydro plant.

ni Indice for a new thermal plant.

NLCexpcost(z,ni) Expansion cost of new large coal plants (\$/MW).

NLCexpstep(z,ni) Expansion step size (increments) for new large coal plants (MW).

NSCexpcost(z,ni) Expansion cost of new small coal plants (\$/MW).

NSCexpstep(z,ni) Expansion step size for new small coal plants (MW).

NTexpcost(z,ni) Expansion costs of new gas turbine plants (\$/MW).

NTexpstep(z,ni) Expansion step size for new gas turbine plants (MW).

O

Oexpcost(z,i) Expansion cost of an existing thermal plant (\$/MW).

OMCC(z,ni) Variable operating and maintenance cost of a new combined cycle plant (\$/MWh).

OMLC(z,ni) Variable operating and maintenance cost of a new large coal plant (\$/MWh).

OMO(z,i) Variable operating and maintenance cost of an existing thermal plant (\$/MWh).

OMSC(z,ni) Variable operating and maintenance cost of a new small coal plant (\$/MWh).

OMT(z,ni) Variable operating and maintenance cost of a new gas turbine plant (\$/MWh).

ord(ni) Returns period ordinal number of what is in the parenthesis (new thermal plant *ni*)

ord(ty) Returns period ordinal number of what is in the parenthesis (period *ty*)

ord(tya) Returns period ordinal number of what is in the parenthesis (period *tya*)

ord(tyb) Returns period ordinal number of what is in the parenthesis (period *tyb*)

<i>ord(tye)</i>	Returns period ordinal number of what is in the parenthesis (period <i>tye</i>)
<i>ord(z)</i>	Returns period ordinal number of what is in the parenthesis (country <i>z</i>)
P	
<i>PeakD(z)</i>	Peak demand for each region in the base year (MW).
<i>PF(ty,ts,td,th,z,zp)</i>	Power flow from country <i>z</i> to <i>zp</i> (MW).
<i>PF(ty,ts,td,th,zp,z)</i>	Power flow from country <i>zp</i> to <i>z</i> (MW).
<i>PFNcapcost(ty)</i>	Cost of new transmission capacity added in <i>ty</i> (\$) [variable].
<i>PFnew(ty,ts,td,th,z,zp)</i>	Power flow over new lines (MW) [variable].
<i>PFnew(ty,ts,td,th,zp,z)</i>	Power flow over new lines (MW) [variable].
<i>PFNFcost(z,zp)</i>	Fixed cost of new tie line (million \$).
<i>PFNinit(z,zp)</i>	Initial capacity of new tie lines (MW).
<i>PFNloss(zp,z)</i>	Transmission loss factor for new lines (fraction).
<i>PFNVcost(z,zp)</i>	Cost of additional capacity on new lines (million \$/MW).
<i>PFNVexp(ty,z,zp)</i>	Capacity of new interconnectors added in <i>ty</i> (MW) [variable].
<i>PFNVexp(tye,z,zp)</i>	Capacity of new interconnectors added in <i>tye</i> (MW) [variable].
<i>PFNVmax(z,zp)</i>	Maximum MW expansions that can be added to a new tie line (MW).
<i>PFOcapcost(ty)</i>	Cost of expanding existing transmission line capacity in <i>ty</i> (\$).
<i>PFOinit(z,zp)</i>	Initial existing tie line capacities (MW).
<i>PFOloss(zp,z)</i>	International transmission loss coefficient for existing lines (fraction).
<i>PFOVcost(z,zp)</i>	Cost of expanding existing lines (millions \$/MW).
<i>PFOVexp(ty,z,zp)</i>	Capacity expansion of an existing transmission line in <i>ty</i> (MW) [variable].
<i>PFOVexp(tye,z,zp)</i>	Capacity expansion of an existing transmission line in <i>tye</i> (MW) [variable].
<i>PFOVmax(z,zp)</i>	Maximum MW additions that can be put on existing lines (MW).
<i>PG(ty,ts,td,th,z,i)</i>	Power level of all existing plants (MW) [variable].
<i>PGmin(z,i)</i>	Minimum usage for old thermal plants.
<i>PGNcapcost(ty)</i>	Expansion cost of all new thermal plants in <i>ty</i> (\$) [variable].
<i>PGNCC(ty,ts,td,th,z,ni)</i>	Power level for new combined cycle plant (MW) [variable].
<i>PGNCCexp(tyb,z,ni)</i>	Number of units of the given expansion step size installed in <i>tyb</i> for new combined cycle plants [integer or continuous variable].
<i>PGNCCinit(z,ni)</i>	Initial capacity of a new combined cycle plant (MW).
<i>PGNCCmax(z,ni)</i>	Maximum MW that can be added to a new combined cycle plant (MW).
<i>PGNLC(ty,ts,td,th,z,ni)</i>	Power level of a new large coal plant (MW) [variable].
<i>PGNLCexp(tyb,z,ni)</i>	Number of units of the given expansion step size installed in <i>tyb</i> for new large coal plants [integer or continuous variable].
<i>PGNLCinit(z,ni)</i>	Initial capacity of a new large coal plant (MW).
<i>PGNLCmax(z,ni)</i>	Maximum MW that can be added to a new large coal plant (MW).
<i>PGNSC(ty,ts,td,th,z,ni)</i>	Power level of a new small coal plant (MW) [variable].
<i>PGNSCexp(ty,z,ni)</i>	Number of units of the given expansion step size installed in <i>ty</i> for new small coal plants [integer or continuous variable].
<i>PGNSCexp(tyb,z,ni)</i>	Number of units of the given expansion step size installed in <i>tyb</i> for new small coal plants [integer or continuous variable].
<i>PGNSCexp(tye,z,ni)</i>	Number of units of the given expansion step size installed in <i>tye</i> for new small coal plants [integer or continuous variable].
<i>PGNSCmax(z,ni)</i>	Maximum MW that can be added to a new small coal plant (MW).
<i>PGNT(ty,ts,td,th,z,ni)</i>	Power level of a new gas turbine plant (MW) [variable].
<i>PGNTexp(ty,z,ni)</i>	Number of units of the given expansion step size installed in <i>ty</i> for new gas turbine plants [integer or continuous variable].
<i>PGNTexp(tyb,z,ni)</i>	Number of units of the given expansion step size installed in <i>tyb</i> for new gas

	turbine plants [integer or continuous variable].
$PGNTexp(tye, z, ni)$	Number of units of the given expansion step size installed in tye for new gas turbine plants [integer or continuous variable].
$PGNTmax(z, ni)$	Maximum MW that can be added to a new turbine plant (MW).
$PGOcapcost(ty)$	Expansion cost of all existing thermal plant (\$) [variable].
$PGOexp(tyb, z, i)$	Expansion of existing thermal plants in tyb [variable].
$PGOexpstep(z, i)$	Expansion step size for existing thermal plant units (MW).
$PGOinitTY(z, i, ty)$	Current capacity for existing thermal plants in ty (MW).
$PGOmax(z, i)$	Maximum MW that can be added to an existing thermal plant (MW).
$PGPSN(ty, ts, td, th, z, phn)$	Electricity production level of a new pumped storage plant (MW) [variable].
$PGPSO(ty, ts, td, th, z)$	Electricity production level of an existing pumped storage plant (MW) [variable].
$PGPSOinit(z)$	Existing pumped hydro capacity (MW).
phn	Indice for proposed new pumped hydro.
$PHNcapcost(ty)$	Cost of new pumped storage installed in ty (\$) [variable].
$PHNFcost(z, phn)$	Pumped hydro fixed capital cost (\$).
$PHNinit(z, phn)$	Initial capacity of proposed new pumped hydros (MW).
$PSNloss(phn)$	New pumped storage loss coefficient (fraction).
$PSOloss$	Existing pumped storage loss coefficient (fraction).
$PUPSN(ty, ts, td, th, z, phn)$	Electricity consumption level of a new pumped storage plant (MW) [variable].
$PUPSO(ty, ts, td, th, z)$	Electricity consumption level of an existing pumped storage plant (MW) [variable].

R

$reshyd(z)$	Reserve margin of hydro plants for each country (fraction).
$resthm(z)$	Reserve margin of thermal plants for each country (fraction).

T

td	Indice for time in days (off-peak, average, peak).
th	Indice for the time in hours ($hr9$, $avnt$, $hr19$, $hr20$, $hr21$, $avdy$).
ts	Indice for the time in seasons (summer, winter).
ty	Indice for the period.
tya	Alias of ty .
tyb	Alias of ty .
tye	Alias of ty .

U

$UE(ty, ts, td, th, z)$	Unserved energy (MWh) [variable].
$UEcost$	Cost of unserved energy (\$/MWh).
$UFORNCC(z, ni)$	Unforced outage rate for new combined cycle plants (fraction).
$UFORNLC(z, ni)$	Unforced outage rate for new large coal plants (fraction).
$UFORNLC(z, ni)$	Unforced outage rate for new small coal plants (fraction).
$UFORNLC(z, ni)$	Unforced outage rate for new gas turbine plants (fraction).
$UFORPGO(z, i)$	Unforced outage rate for existing thermal plants (fraction).
$UM(z, ty)$	Unmet reserve requirement for country z in ty (MW) [variable].
$UM(z, tye)$	Unmet reserve requirement for country z in tye (MW) [variable].
$UMcost$	Cost of unmet reserve requirements (\$/MW).

V

$VarOMoh(z, ih)$	O&M variable cost for old hydro (\$/MWh).
------------------	---

$VarOMnh(z,nh)$	$O\&M$ variable cost for new hydro (\$/MWh).
$VarOMph(z,phn)$	$O\&M$ variable cost for pumped storage (\$/MWh).
W	
$wcost(z,ty)$	Opportunity cost of water for country z in ty (\$/MWh).
Y	
$YCC(ty,z,ni)$	Decision to build/not build initial step of new combined cycle plants in ty [binary variable].
$YCC(tya,z,ni)$	Decision to build/not build initial step of new combined cycle plants in tya [binary variable].
$YCC(tye,z,ni)$	Decision to build/not build initial step of new combined cycle plants in tye [binary variable].
$Yh(ty,z,nh)$	Decision to build/not build initial step of new hydro plants in ty [binary variable].
$Yh(tye,z,nh)$	Decision to build/not build initial step of new hydro plants in tye [binary variable].
$YLC(ty,z,ni)$	Decision to build/not build initial step of new large coal plants in ty [binary variable].
$YLC(tya,z,ni)$	Decision to build/not build initial step of new large coal plants in tya [binary variable].
$YLC(tye,z,ni)$	Decision to build/not build initial step of new large coal plants in tye [binary variable].
$Yper(ty)$	$Yper = 1$ if period is to be counted, otherwise $Yper = 0$.
$Ypf(ty,z,zp)$	Decision to build/not build initial step of new interconnector in ty [binary variable].
$Ypf(ty,zp,z)$	Decision to build/not build initial step of new interconnector in ty [binary variable].
$Ypf(tye,z,zp)$	Decision to build/not build initial step of new interconnector in tye [binary variable].
$Yph(ty,z,phn)$	Decision to build/not build initial step of pumped storage hydro in ty [binary variable].
$Yph(tye,z,phn)$	Decision to build/not build initial step of pumped storage hydro in tye [binary variable].
Z	
z	Indice for source country.
zp	Indice for destination country.

Bibliography:

- [1] Pindyck & Rubinfeld, MICROECONOMICS, 1994
- [2] Gittinger, ECONOMIC ANALYSIS OF AGRICULTURAL PROJECTS, 1994.
- [3] Sullivan, Bontadelli, Wicks, and DeGarmo, ENGINEERING ECONOMY, Eleventh Edition, Prentice-Hall, New Jersey, 1999.
- [4] F.T.Sparrow, Brian H. Bowen, Zuwei Yu, “Modeling Long-Term Capacity Expansion Options for the Southern African Power Pool (SAPP)”, Proceedings of the IASTED International Conference, Power and Energy Systems, Las Vegas, Nevada, November 8-10, 1999.
- [5] Zuwei Yu, F.T.Sparrow, Brian H. Bowen, “A New Long Term Hydro Production Scheduling Method for Maximizing the Profit of Hydroelectric Systems”, IEEE TRANSACTIONS on Power Systems, Volume 13, Number 1, February 1998.
- [6] All the Southern African Power Pool (SAPP) proposals and reports can be down loaded from:
<http://www.ecn.purdue.edu/IIES>

To Order EAGER Publications

EAGER Publications/BHM
P.O. Box 3415
Alexandria, Virginia 22302
Tel: (703) 299-0650 Fax: (703) 299-0651
e-mail: spriddy@eagerproject.com

**EAGER Publications can be downloaded from www.eagerproject.com
or through USAID's website at www.dec.org**

Policy Briefs based on EAGER research funded by the U.S. Agency for International Development:

- 1. Can Mali Increase Red Meat Exports?** Metzel, Jeffrey, Abou Doumbia, Lamissa Diakite, and N'Thio Alpha Diarra. *Prospects for Developing Malian Livestock Exports*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1997. Available in French.
- 2. The Livestock Sector in Mali - Potential for the Future.** Metzel, Jeffrey, Abou Doumbia, Lamissa Diakite, and N'Thio Alpha Diarra. *Prospects for Developing Malian Livestock Exports*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1997. Available in French.
- 3. Mali's Manufacturing Sector: Policy Reform for Success.** Cockburn, John, Eckhard Siggel, Massaoly Coulibaly, and Sylvain Vézina. *Manufacturing Competitiveness and the Structure of Incentives in Mali*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1997. Available in French.
- 4. Growth and Equity: Gemstone and Gold Mining in Tanzania.** Phillips, Lucie Colvin, Rogers Sezinga, Haji Semboja, and Godius Kahyarara. *Gemstone and Gold Marketing for Small-Scale Mining in Tanzania*. Arlington, VA: International Business Initiatives, 1997. Available in French.
- 5. Financial Services and Poverty in Senegal.** Ndour, Hamet, and Aziz Wané. *Financial Intermediation for the Poor*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1997. Available in French.
- 6. Need to Promote Exports of Malian Rice.** Barry, Abdoul W., Salif B. Diarra, and Daouda Diarra. *Promotion of the Regional Export of Malian Rice*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1997. Available in French.
- 7. Trade Policy Reform: A Success?** Metzel, Jeffrey, and Lucie C. Phillips. *Bringing Down Barriers to Trade: The Experience of Trade Policy Reform*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1997. Available in French.
- 8. Excise Taxes: A Greater Role in Sub-Saharan Africa?** Bolnick, Bruce, and Jonathan Haughton. *Tax Policy in Sub-Saharan Africa: Reexamining the Role of Excise Taxation*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1997. Available in French.

- 9. Status of Financial Intermediation for the Poor in Africa.** Nelson, Eric. *Financial Intermediation for the Poor: Survey of the State of the Art*. Bethesda, MD: Development Alternatives Incorporated, 1997. Available in French.
- 10. Foreign Direct Investment and Institutions.** Wilhelms, Saskia K.S. *Foreign Direct Investment and Its Determinants in Emerging Economies*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1997. Available in French.
- 11. Strong Institutions Support Market-Oriented Policies.** Goldsmith, Arthur. *Institutions and Economic Growth in Africa*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1997. Available in French.
- 12. Reducing Tax Evasion.** Wadhawan, Satish, and Clive Gray. *Enhancing Transparency in Tax Administration: A Survey*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1997. Available in French.
- 13. Can Africa Take Lessons from the U.S. Approach to Tax Evasion?** Gray, Clive. *Enhancing Transparency in Tax Administration: United States Practice in Estimating and Publicizing Tax Evasion*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1997. Available in French.
- 14. Estimating Tax Buoyancy, Elasticity and Stability.** Haughton, Jonathan. *Estimating Tax Buoyancy, Elasticity, and Stability*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1997. Available in French.
- 15. Estimating Demand Curves for Goods Subject to Excise Taxes.** Jonathan Haughton. *Estimating Demand Curves for Goods Subject to Excise Taxes*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1997. Available in French.
- 16. Fixed or Floating Exchange Rates?** Amvouna, Anatolie Marie. *Determinants of Trade and Growth Performance in Africa: A Cross-Country Analysis of Fixed Versus Floating Exchange Rate Regimes*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1997. Available in French.
- 17. Trade and Development in Africa.** Stryker, J. Dirck. *Trade and Development in Africa*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1997. Available in French.
- 18. Increasing Demand for Labor in South Africa.** Stryker, J. Dirck, Fuad Cassim, Balakanapathy Rajaratnam, Haroon Borhat, and Murray Leibbrandt. *Increasing Demand for Labor in South Africa*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1998.
- 19. Structural Adjustment: Implications for Trade.** Barry, Abdoul W., B. Lynn Salinger, and Selina Pandolfi. *Sahelian West Africa: Impact of Structural Adjustment Programs on Agricultural Competitiveness and Regional Trade*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1998. Available in French.
- 20. The Uruguay Round: Impact on Africa.** Hertel, Thomas W., William A. Masters, and Aziz Elbehri. *The Uruguay Round and Africa: A Global, General Equilibrium Analysis*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1998. Available in French.
- 21. Are Formal Trade Agreements the Right Strategy?** Radelet, Steven. *Regional Integration and Cooperation in Sub-Saharan Africa: Are Formal Trade Agreements the Right Strategy?* Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1997.
- 22. Textiles in South Africa.** Flaherty, Diane P., and B. Lynn Salinger. *Learning to Compete: Innovation and Gender in the South African Clothing Industry*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1998. Available in French.

- 23. Barriers to Business Expansion in a New Environment: *The Case of Senegal*.** Beltchika-St. Juste, Ndaya, Mabusso Thiam, J. Dirck Stryker, with assistance from Pape Ibrahima Sow. *Barriers to Business Expansion in a New Environment: The Case of Senegal*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1999. Available in French.
- 24. Government and Bureaucracy.** Goldsmith, Arthur. *Africa's Overgrown State Reconsidered: Bureaucracy and Economic Growth*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1998.
- 25. What Can We Do To Stop Smuggling in Tanzania?** Phillips, Lucie Colvin, Rogers Sezinga, and Haji Semboja. Based on EAGER research in Tanzania on gold and gems marketing. Arlington, VA: International Business Initiatives, 1997.
- 26. Financial Programming in East and Southern Africa.** Workshop held in Lilongwe, Malawi. June, 1999.
- 27. Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa: A Framework for Action.** Duesenberry, James S., Arthur A. Goldsmith, and Malcolm F. McPherson. *Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 2000.
- 28. Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa: Enhancing Productivity.** Duesenberry, James S., Arthur A. Goldsmith, and Malcolm F. McPherson. *Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 2000.
- 29. A Pragmatic Approach to Policy Change.** Duesenberry, James S., and Malcolm F. McPherson. *Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa: The Role of Macroeconomic Management*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, forthcoming in 2000.
- 30. Finance Capital and Real Resources.** Duesenberry, James S., and Malcolm F. McPherson. *Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa: The Role of Macroeconomic Management*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, forthcoming in 2000.
- 31. The Role of Central Bank Independence in Improved Macroeconomic Management.** Duesenberry, James S., and Malcolm F. McPherson. *Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa: The Role of Macroeconomic Management*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, forthcoming in 2000.
- 32. Governance and Macroeconomic Management.** Duesenberry, James S., and Malcolm F. McPherson. *Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa: The Role of Improved Macroeconomic Management*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 2000.
- 33. The Benefits and Costs of Seignorage.** McPherson, Malcolm F. *Seignorage in Highly Indebted Developing Countries*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 2000.
- 35. Global Trade Analysis for Southern Africa.** Masters, William A. Based on EAGER research in Southern Africa. West Lafayette, IN: Purdue University, 2000.
- 36. Modeling Long-Term Capacity Expansion Options for the Southern African Power Pool (SAPP).** Sparrow, F. T., Brian H. Bowen, and Zuwei Yu. *Modeling Long-Term Capacity Expansion Options for the Southern African Power Pool (SAPP)*. West Lafayette, IN: Purdue University, 1999.
- 38. Africa's Opportunities in the New Global Trading Scene.** Salinger, B. Lynn, Anatolie Marie Amvouna, and Deirdre Murphy Savarese. *New Trade Opportunities for Africa*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1998. Available in French.
- 39. Implications for Africa of Initiatives by WTO, EU and US.** Plunkett, Daniel. *Implications for Africa of Initiatives by WTO, EU and US*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1999.

- 40. Domestic Vanilla Marketing in Madagascar.** Metzel, Jeffrey, Emilienne Raparson, Eric Thosun Mandrara. *The Case of Vanilla in Madagascar*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 1999.
- 41. The Transformation of Microfinance in Kenya.** Rosengard, Jay, Ashok S. Rai, Aleke Dondo, and Henry O. Oketch. *Microfinance Development in Kenya: Transforming K-Rep's Microenterprise Credit Program into a Commercial Bank*. Cambridge, MA: Harvard Institute for International Development, 1999.
- 42. Africans Trading with Africans: Cross-Border Trade – The Case of Ghana.** Morris, Gayle A., and John Dadson. *Ghana: Cross Border Trade Issues*. Arlington, Virginia: International Business Initiatives, 2000.
- 43. Trade Liberalization and Growth in Kenya.** Glenday, Graham, and T. C. I. Ryan. Based on EAGER Research. Cambridge, MA: Belfer Center for Science & International Affairs, 2000.
- 46. Labor Demand and Labor Productivity in Ghana.** Gyan-Baffour, George, and Charles Betsey, in collaboration with Kwadwo Tutu and Kwabia Boateng. *Increasing Labor Demand and Labor Productivity in Ghana*. Cambridge, MA: Belfer Center for Science & International Affairs, 2000.
- 47. Foreign & Local Investment in East Africa.** Phillips, Lucie C., Marios Obwona, Margaret McMillan, with Aloys B. Ayako. *Foreign and Local Investment In East Africa, Interactions and Policy Implications: Case Studies on Mauritius, Uganda and Kenya*. Arlington, Virginia: International Business Initiatives, 2000.
- 48. Does it pay to court foreign investment?** Phillips, Lucie C., Marios Obwona, Margaret McMillan, with Aloys B. Ayako. *Foreign and Local Investment in East Africa: Interactions and Policy Implications*. Arlington, Virginia: International Business Initiatives, 2000.
- 49. Ethnicity & Investment Promotion: A Thorny Path for Policy Makers.** Phillips, Lucie C., Marios Obwona, Margaret McMillan, with Aloys B. Ayako. *Foreign and Local Investment in East Africa: Interactions and Policy Implications*. Arlington, Virginia: International Business Initiatives, 2000.
- 50. Monetary and Exchange Rate Policy in Uganda.** Musinguzi, Polycarp, with Marios Obwona, and J. Dirck Stryker. *Monetary and Exchange Rate Policy in Uganda*. Cambridge, MA: Associates for International Resources and Development, 2000.
- 55. The Impact of Policy Reforms on Bank Efficiency and Savings Mobilization in Ghana.** Ziorkluis, Sam, in collaboration with Philip Fanara, Jr., Charlie Mahone, C.W.K. Ahiakpor, Fritz Gockel, Sam Mensah, Steven Ameyaw, and Anthony Doku. *The Impact of Financial Sector Reform on Bank Efficiency and Financial Deepening for Savings Mobilization in Ghana*. Washington, DC: Howard University, 2001.
- 56. Constraints to Capital Market Development and Growth in Sub-Saharan Africa: The Case of Tanzania.** Ziorkluis, Sam, in collaboration with Lemma W. Senbet, Abdiel G. Abayo, Flora Musonda, Bartholomew Nyagetera, Longinus Rutasitara, and Gabriel D. Kitua. *Capital Market Development and Growth in Sub-Saharan Africa: The Case of Tanzania*. Washington, DC: Howard University, 2001.
- 57. Constraints to Capital Market Development and Growth in Sub-Saharan Africa: The Case of Ghana.** Ziorkluis, Sam, in collaboration with Lemma W. Senbet, Philip Fanara, Jr., William Barbee, Jr., Kofi Osei, Fritz Gockel, John Kwakye, John Aheto, Ekow Afedzie, and Anthony Doku. *The Development of Capital Markets and Growth in Sub-Saharan Africa: The Case of Ghana*. Washington, DC: Howard University, 2001.
- 58. Contract Enforcement.** Kähkönen, Satu and Patrick Meagher. *Contract Enforcement and Economic Performance*. College Park, Maryland: IRIS, 1998.

African Economic Policy Discussion Papers

1. Kähkönen, S., and P. Meagher. July 1998. *Contract Enforcement and Economic Performance*. Available in French.
2. Bolnick, B., and J. Haughton. July 1998. *Tax Policy in Sub-Saharan Africa: Examining the Role of Excise Taxation*. Available in French.
3. Wadhawan, S. C., and C. Gray. July 1998. *Enhancing Transparency in Tax Administration: A Survey*. Available in French.
4. Phillips, L. C. July 1998. *The Political Economy of Policy Making in Africa*.
5. Metzel, J., and L. C. Phillips. July 1998. *Bringing Down Barriers to Trade: The Experience of Trade Policy Reform*. Available in French.
6. Salinger, B. L., A. M. Amvouna, and D. M. Savarese. July 1998. *New Trade Opportunities for Africa*. Available in French.
7. Goldsmith, Arthur. July 1998. *Institutions and Economic Growth in Africa*. Available in French.
8. Flaherty, D. P., and B. L. Salinger. July 1998. *Learning to Compete: Innovation and Gender in the South African Clothing Industry*.
9. Wilhelms, S. K. S. July 1998. *Foreign Direct Investment and Its Determinants in Emerging Economies*. Available in French.
10. Nelson, E. R. August 1998. *Financial Intermediation for the Poor: Survey of the State of the Art*. Available in French.
11. Haughton, J. August 1998. *Estimating Tax Buoyancy, Elasticity, and Stability*.
12. Haughton, J. August 1998. *Estimating Demand Curves for Goods Subject to Excise Taxes*.
13. Haughton, J. August 1998. *Calculating the Revenue-Maximizing Excise Tax*.
14. Haughton, J. August 1998. *Measuring the Compliance Cost of Excise Taxation*.
15. Gray, C. August 1998. *United States Practice in Estimating and Publicizing Tax Evasion*.
16. Cockburn, J., E. Siggel, M. Coulibaly, and S. Vézina. August 1998. *Measuring Competitiveness and its Sources: The Case of Mali's Manufacturing Sector*. Available in French.
17. Barry, A. W., S. B. Diarra, and D. Diarra. April 1999. *Promotion of Regional Exports of Malian Rice*. Available in French.
18. Amvouna, A. M. July 1998. *Determinants of Trade and Growth Performance in Africa: A Cross-Country Analysis of Fixed versus Floating Exchange Rate Regimes*. Available in French.
19. Stryker, J. D. June 1999. *Dollarization and Its Implications in Ghana*. Available in French.
20. Radelet, S. July 1999. *Regional Integration and Cooperation in Sub-Saharan Africa: Are Formal Trade Agreements the Right Strategy?*

21. Plunkett, D. J. September 1999. *Implications for Africa of Initiatives by the WTO, EU and US.*
22. Morris, G. A. and J. Dadson. March 2000. *Ghana: Cross-Border Trade Issues.*
23. Musinguzi, P., with M. Obwona and J. D. Stryker. April 2000. *Monetary and Exchange Rate Policy in Uganda.*
24. Siggel, E., and G. Ssemogerere. June 2000. *Uganda's Policy Reforms, Industry Competitiveness and Regional Integration: A comparison with Kenya.*
25. Siggel, E., G. Ikiara, and B. Nganda. June 2000. *Policy Reforms, Competitiveness and Prospects of Kenya's Manufacturing Industries: 1984-1997 and Comparisons with Uganda.*
26. McPherson, M. F. July 2000. *Strategic Issues in Infrastructure and Trade Policy.*
27. Sparrow, F. T., B. H. Bowen, and Z. Yu. July 1999. *Modeling Long-Term Capacity Expansion Options for the Southern African Power Pool (SAPP).* Available in French.
28. Goldsmith, A., M. F. McPherson, and J. Duesenberry. January 2000. *Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa.*
29. Gray, C., and M. F. McPherson. January 2000. *The Leadership Factor in African Policy Reform and Growth.*
30. Masters, W. A., R. Davies, and T. W. Hertel. November 1998 revised June 1999. *Europe, South Africa, and Southern Africa: Regional Integration in a Global Context.* Available in French.
31. Beltchika-St. Juste, N., M. Thiam, J. D. Stryker, with assistance from P. I. Sow. 1999. *Barriers to Business Expansion in a New Environment: The Case of Senegal.* Available in French.
32. Salinger, B. L., D. P. Flaherty, and M. Keswell. September 1999. *Promoting the Competitiveness of Textiles and Clothing Manufacture in South Africa.*
33. Block, S. A. August 1999. *Does Africa Grow Differently?*
34. McPherson, M. F. and T. Rakovski. January 2000. *A Small Econometric Model of the Zambian Economy.*
37. Barry, A. W., Salinger, B. L., and S. Pandolfi. December 2000. *Sahelian West Africa: Impact of Structural Adjustment Programs on Agricultural Competitiveness and Regional Trade.*
38. Plunkett, D. J. May 2001. *Policy Challenges in the West Africa Electricity Project.*
40. Bräutigam, D. July 2000. *Interest Groups, Economic Policy, and Growth in Sub-Saharan Africa.*
42. Duesenberry, J. S., and M. F. McPherson. March 2001. *Financial Reform as a Component of a Growth-Oriented Strategy in Africa.*
43. Glenday, G., and D. Ndii. July 2000. *Export Platforms in Kenya.*
44. Glenday, G. July 2000. *Trade Liberalization and Customs Revenues: Does trade liberalization lead to lower customs revenues? The Case of Kenya.*
45. Goldsmith, A. May 2001. *Africa's Overgrown State Reconsidered: Bureaucracy and Economic Growth.*
46. Goldsmith, A. June 2000. *Risk, Rule, and Reason in Africa.*

47. Goldsmith, A. June 2000. *Foreign Aid and Statehood in Africa*.
48. Goldsmith, A. May 2001. *Sizing up the African State: Two Types of Government Errors*.
49. McPherson, M. F., and C. Gray. July 2000. *An 'Aid Exit' Strategy for African Countries: A Debate*.
50. Gyan-Baffour, G. and C. Betsey, with K. Tutu and K. Boateng. February 2001. *Increasing Labor Demand and Labor Productivity in Ghana*.
51. Isimbabi, M. J. December 2000. *Globalization and the WTO Agreement on Financial Services in African Countries*.
52. Duesenberry, J. S. and M. F. McPherson. April 2001. *Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa: The Macroeconomic Dimension*.
53. McPherson, M. F., and C. B. Hill. June 2000. *Economic Growth and Development in Zambia: The Way Forward*.
54. McPherson, M. F., and T. Rakovski. March 2001. *Understanding the Growth Process in Sub-Saharan Africa: Some Empirical Estimates*.
56. McPherson, M. F., and T. Rakovski. July 2000. *Exchange Rates and Economic Growth in Kenya: An Econometric Analysis*.
57. McPherson, M. F. July 2000. *Exchange Rates and Economic Growth in Kenya*.
58. McPherson, M. F. July 2000. *Seignorage in Highly Indebted Developing Countries*.
59. McCulloch, R., and M. F. McPherson. March 2001. *Promoting and Sustaining Trade and Exchange Reform in Africa: An Analytical Framework*.
60. McPherson, M. F. March 2001. *Growth and Poverty Reduction in Mozambique: A Framework for Analysis*.
62. McPherson, M. F. March 2001. *Restarting and Sustaining Growth and Development in Africa: A Framework for Improving Productivity*.
67. Phillips, L. C., M. Obwona, M. McMillan, with A. B. Ayako. December 2000. *Foreign and Local Investment in East Africa: Interactions and Policy Implications*.
68. Phillips, L. C., H. Semboja, G. P. Shukla, R. Sezinga, W. Mutagwaba, B. Mchwampaka, with G. Wanga, G. Kahyarara, and P. C. Keller. March 2001. *Tanzania's Precious Minerals Boom: Issues in Mining and Marketing*.
69. Rosen, S., and J. R. Vincent. May 2001. *Household Water Resources and Rural Productivity in Sub-Saharan Africa: A Review of the Evidence*.
79. Ziorklui, S. Q. in collaboration with L. W. Senbet, A. G. Abayo, F. Musonda, B. Nyagetera, L. Rutasitara, and G. D. Kitua. February 2001. *Capital Market Development and Growth in Sub-Saharan Africa: The Case of Tanzania*.
80. Ziorklui, S. Q. in collaboration with L. W. Senbet, P. Fanara, Jr., W. Barbee, Jr., K. Osei, F. Gockel, J. Kwakye, J. Aheto, E. Afedzie, and A. Doku. February 2001. *The Development of Capital Markets and Growth in Sub-Saharan Africa: The Case of Ghana*.
81. Ziorklui, S. Q. in collaboration with F. Gockel, P. Fanara, Jr., C. Mahone, C.W.K. Ahiakpor, S. Mensah, S. Ameyaw, and A. Doku. February 2001. *The Impact of Financial Sector Reform on Bank Efficiency and Financial Deepening for Savings Mobilization in Ghana*.

EAGER Research Reports

Cockburn, John, E. Siggel, M. Coulibaly, and S. Vézina. October 1998. *Measuring Competitiveness and its Sources: The Case of Mali's Manufacturing Sector*. Available in French.

McEwan, Tom et al. *A Report on Six Studies of Small, Medium and Micro Enterprise Developments in Kwazulu-Natal*.

McPherson, Malcolm F. *Sustaining Trade and Exchange Rate Reform in Africa: Lessons for Macroeconomic Management*.

Metzel, Jeffrey, A. Doumbia, L. Diakite, and N. A. Diarra. July 1998. *Prospects for Developing Malian Red Meat and Livestock Exports*. Available in French.

Phillips, Lucie C., M. Obwona, M. McMillan, with A. B. Ayako. December 2000. *Foreign and Local Investment In East Africa, Interactions and Policy Implications: Case Studies on Mauritius, Uganda and Kenya*.

Phillips, Lucie C., H. Semboja, G. P. Shukla, R. Sezinga, W. Mutagwaba, B. Mchwampaka, with G. Wanga, G. Kahyarara, and P. C. Keller. March 2001. *Tanzania's Precious Minerals Boom: Issues in Mining and Marketing*.

Salinger, Lynn B., H. Bhorat, D. P. Flaherty, and M. Keswell. August 1999. *Promoting the Competitiveness of Textiles and Clothing Manufacture in South Africa*.

Sparrow, F. T., and B. H. Bowen. July 1999. *Modeling Electricity Trade in South Africa: User Manual for the Long-Term Model*.

Sparrow, F. T., B. H. Bowen, and D. J. Plunkett. May 2001. *General Training Manual for the Long-Term Planning Model*. Available in French.

Other Publications

McPherson, Malcolm F., and Arthur Goldsmith. Summer-Fall 1998. Africa: On the Move? *SAIS Review, A Journal of International Affairs*, The Paul H. Nitze School of Advanced International Studies, The John Hopkins University, Volume XVIII, Number Two, p. 153.

EAGER All Africa Conference Proceedings. October 18-20, 1999.

EAGER Regional Workshop Proceedings on the Implementation of Financial Programming. Lilongwe, Malawi. June 10-11, 1999.

EAGER Workshop Proceedings Senegal. November 4-6, 1998.

EAGER Workshop Proceedings South Africa. February 4-6, 1998.

EAGER Workshop Proceedings Tanzania. August 13-16, 1997.

EAGER Workshop Proceedings Ghana. February 5-8, 1997.

EAGER Workshop Proceedings. Howard University. July 17-19, 1996.

EAGER Workshop Proceedings Uganda. June 19-22, 1996.