

**LA FIABILITE ENERGETIQUE ET
LA PLANIFICATION DES EQUIPEMENTS
DE PRODUCTION**

**Préparé par: Daniel Richard
et
Gilles Lacoursière**

**Division Programmes et Plan
VPPR**

/pb

Mai 1990

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Pages</u>
1.0 Introduction	1
2.0 État de la situation actuelle	3
2.1 Définition de la fiabilité énergétique	3
2.2 Approche déterministe	3
2.3 Forces et faiblesses de l'approche déterministe	8
3.0 La méthode retenue	10
3.1 Le modèle	11
3.1.1 Établissement des caractéristiques du parc d'équipements	13
3.1.2 La politique d'exploitation	14
3.1.3 Les générateurs d'offre et de demande	20
3.1.4 La simulation stochastique	23
4.0 Les résultats des simulations	26
4.1 Les études de simulation à parc fixe	26
4.1.1 Le parc d'équipement de production de base	28
4.1.2 Addition des moyens de production	34
4.1.3 Impact d'une augmentation de la fiabilité énergétique sur les gains totaux	36
4.2 Les analyses de sensibilité	39
4.2.1 La capacité des marchés de ventes excédentaires	39
4.2.2 Le niveau d'enclenchement des moyens de production non hydroélectriques XMIN	43
4.2.3 Le niveau d'enclenchement des ventes excédentaires XMAX	46
4.2.4 Les caractéristiques statistiques de l'offre	48
4.2.5 Les coûts de délestage	52
4.3 Disponibilité énergétique	54
5.0 Conclusions et recommandations	58

1.0 INTRODUCTION

Ce document s'inscrit dans le cadre des travaux entrepris par le comité sur la revue des critères de fiabilité énergétique dont les activités débutaient en janvier 1989. Les objectifs de ce comité avaient été définis comme étant:

- i) Réviser la méthode utilisée pour l'établissement de la fiabilité énergétique d'un parc d'équipements de production;
- ii) Revoir l'ensemble des paramètres associés à sa quantification;
- iii) Proposer, s'il y a lieu, une nouvelle méthode pour l'évaluation de la fiabilité énergétique;
- iv) Proposer, s'il y a lieu, un nouveau critère de fiabilité énergétique dont l'application pourrait être possible dès 1989;
- v) Brosser la liste des études à effectuer à la suite de la révision des critères de fiabilité.

Le but de ce document sera de résumer l'ensemble de la démarche qui a été suivie jusqu'à maintenant et de présenter les principaux résultats. Il est à noter que nous nous intéressons particulièrement aux éléments qui ont fait l'objet d'un développement à la vice-présidence Planification du réseau.

La section 2 sera consacrée à définir la fiabilité énergétique et à faire un bref survol de la méthode déterministe utilisée actuellement pour la quantification de la fiabilité énergétique lors de l'élaboration des programmes d'équipements de production. De ce survol, nous tenterons de mettre en lumière les forces et faiblesses de cette approche.

À la section 3, nous présenterons la méthode probabiliste développée. Nous préciserons dans cette section, la formulation mathématique du problème, en présentant les différentes étapes de la solution.

La section 4 sera consacrée aux résultats des études de simulation. Nous présenterons alors les hypothèses et les données qui ont été utilisées lors des simulations. Ces simulations ont eu pour but d'une part, de quantifier l'impact du niveau de fiabilité sur les coûts d'exploitation et d'immobilisation et d'autre part, d'établir à partir d'analyses de sensibilité la robustesse des résultats obtenus. À cette section, nous effectuerons également une comparaison entre les disponibilités énergétiques que procure un parc de production selon la méthode déterministe et selon la méthode probabiliste. Nous présenterons alors la protection que fournissent des parcs de production de fiabilités différentes sur un certain nombre d'années.

Enfin, à la section 5, nous effectuerons un résumé des principales conclusions et nous présenterons les recommandations d'études.

2.0 ÉTAT DE LA SITUATION ACTUELLE

2.1 Définition de la fiabilité énergétique

Une partie importante de la planification des équipements consiste à élaborer un scénario d'implantation des moyens de production pour répondre aux besoins énergétiques futurs. Si la demande future en électricité et les apports naturels d'eau étaient connus avec certitude, ce processus consisterait à établir un arbitrage économique entre les coûts des installations et les bénéfices et coûts de production associés aux ventes régulières et aux ventes d'énergie excédentaires.

Cependant, comme la demande en électricité et les apports d'eau ne peuvent être connus à l'avance avec certitude, la planification des équipements de production s'effectue en considérant des critères de fiabilité.

Dans ce contexte, la fiabilité énergétique sera définie comme étant la probabilité que le parc d'équipements de production envisagé puisse rencontrer la demande énergétique régulière sans délestage. La variabilité des apports naturels et de la demande régulière seront les deux principaux facteurs de risque de délestage associés à un programme d'équipements.

2.2 Approche déterministe

Le critère de fiabilité énergétique utilisé jusqu'à maintenant est basé sur la variabilité des apports naturels d'eau.

Le critère est exprimé par une réserve minimale à conserver à chaque année pour se prémunir contre une longue période de sécheresse. Cette réserve minimale représente la différence entre la quantité d'énergie nécessaire pour protéger le système contre une séquence de "quatre années sèches" et la quantité d'énergie associée aux différents moyens compensateurs disponibles.

Cette réserve énergétique minimale se calcule à partir des deux éléments suivants, à savoir:

i) Réserve pour faible hydraulité composée de:

- Réserve multi-annuelle RM (long terme); représente la réserve nécessaire si une séquence de quatre années consécutives de faible hydraulité survenait. Une année de faible hydraulité est définie comme une année où les apports énergétiques sont 15% inférieurs aux apports énergétiques moyens. Une séquence de 4 années sèches a été observée durant la période 1961-1964.

Si nous définissons par $I_K, I_{K+1}, I_{K+2}, I_{K+3}$, la moyenne annuelle des apports énergétiques des quatre prochaines années, la réserve multi-annuelle RM nécessaire au début de l'année K sera exprimée par:

$$RM_K = 0.15 (I_K + I_{K+1} + I_{K+2} + I_{K+3}) \quad (2.1)$$

- Réserve inter-saisonnière RI; représente la réserve nécessaire à la fin de la séquence de quatre années sèches pour fournir l'énergie durant l'hiver qui suit. Les apports énergétiques durant l'hiver représentent environ 28% des apports énergétiques moyens annuels. La demande en hiver représente environ 60% de la demande totale annuelle. La réserve saisonnière sera donc exprimée par:

$$RI_K = 0.60 D_{K+4} - 0.28 I_{K+4} \quad (2.2)$$

où

D_{K+4} : représente la demande totale à l'année suivant la période de 4 années sèches;

I_{K+4} : représente les apports énergétiques totaux pour l'année suivant la période de 4 années sèches.

- Réserve de non-simultanéité RS; représente la réserve qui ne peut être utilisée lors d'une défaillance du système. Cette réserve exprime le fait que dans un système à plusieurs réservoirs une défaillance énergétique peut survenir sans que tous les réservoirs soient vides. Cette réserve a été fixée à 10 TWh.
- Réserve tampon RB; représente la réserve nécessaire pour les soutirages en excès de la productibilité moyenne du système prévus pour les quatre prochaines années. Ces soutirages seront nécessaires pour assurer la demande future. Par exemple au lieu de devancer un futur équipement, le système peut avoir à générer plus que sa productibilité moyenne.

ii) Moyens compensateurs

La réserve nécessaire pour se prémunir contre une période de faible hydraulicité peut être partiellement réduite par différents moyens compensateurs disponibles. Ce sont:

- Surplus énergétiques; dans ce cas, nous considérons l'excédent de la productibilité du parc d'équipements par rapport à la demande prévue (besoins réguliers) pour les 3 dernières années de la période de 4 années sèches.
- Production thermique; surtout utilisée à Hydro-Québec pour répondre à des besoins de puissance, la production thermique peut être vue comme un moyen de combler des besoins énergétiques. Nous considérons dans l'analyse que la production thermique débutera après qu'une année et demie de faible hydraulicité soit survenue. La quantité d'énergie disponible, pour réduire le phénomène de quatre années sèches, sera donc l'équivalent énergétique de 2½ ans de pleine production de nos équipements thermiques.

- Réduction des exportations; une réduction des contrats d'exportation peut être possible pour des raisons de faible hydraulité (indice déclencheur). Dans ce cas, l'énergie rappelée devra être remise plus tard.
- Achats des réseaux voisins; comme dans le cas de la production thermique, nous considérons que les achats aux réseaux voisins s'effectuent après qu'une année et demie de faible hydraulité soit survenue.
- Utilisation de la réserve exceptionnelle; une certaine réserve comprise entre le niveau minimum d'exploitation et le niveau minimum critique aux réservoirs principaux peut être utilisée pour pallier à une défaillance énergétique. Cette réserve équivaut à environ 10 TWh.

La réserve énergétique minimale est définie comme étant la différence entre la réserve pour faible hydraulité et l'énergie totale associée aux moyens compensateurs. Le tableau 1 illustre la procédure de calcul pour la réserve énergétique minimale.

Réserve énergétique minimale -

- + Réserve multi-annuelle RM
- + Réserve inter-saisonnière RI
- + Réserve pour non-simultanéité RS
- + Réserve tampon RB

Réserve pour
faible hydraulicité

- Surplus énergétiques
- Production thermique
- Réduction des exportations
(rappel)
- Achats des réseaux voisins
- Utilisation de la réserve exceptionnelle

Moyens
compensateurs

TABEAU 1: ÉVALUATION DE LA RÉSERVE ÉNERGÉTIQUE MINIMALE

La réserve énergétique minimale est utilisée à titre de contrainte de niveau minimum à chaque année. La politique d'opération consiste à viser à ce que le niveau de la réserve énergétique soit légèrement supérieur à la réserve énergétique minimale.

Advenant que ce soit impossible, un devancement des équipements de production devra être effectué durant la période critique.

Dans le cas où le niveau de la réserve anticipée est plus grand que la réserve énergétique minimale, il y aura si possible report des mises en service des équipements de production.

2.3 Forces et faiblesses de l'approche déterministe

Les forces de l'approche déterministe peuvent être résumées comme étant:

- Sa simplicité d'application;
- Le fait qu'elle soit basée sur un phénomène hydrologique observé, survenu durant la période 1961-1964.

Les inconvénients de cette approche pour leur part découlent du fait que:

- L'approche ne tient pas compte du comportement stochastique des apports naturels et des aléas de la demande en énergie (cycle économique et changement structurel);

- Le déclenchement des moyens compensateurs (après 1½ ans) ne reflète pas l'exploitation réelle du parc de production;
- L'approche ne permet pas de quantifier les pertes par hauteur de chute lors des années où les niveaux des réservoirs sont très bas et les pertes de productibilité occasionnées par des ventes excédentaires forcées ou des déversements lors des années de fortes hydraulicités où les niveaux des réservoirs sont très hauts;
- L'approche ne permet pas d'évaluer la fiabilité énergétique en termes de probabilité de délestage;
- L'approche ne permet pas de quantifier l'impact économique de différents niveaux de fiabilité sur les coûts d'exploitation.

Les différentes faiblesses de l'approche déterministe nous ont amenés à proposer une nouvelle méthode pour l'évaluation de la fiabilité énergétique.

La prochaine section présentera la méthode retenue.

3.0 LA MÉTHODE RETENUE

Plusieurs approches sont proposées dans la littérature pour quantifier la fiabilité énergétique d'un parc d'équipements de production à composantes hydro-électriques (Hashimoto et Al 1982, Duckstein et Bernier 1985). La plupart favorisent une évaluation de la fiabilité énergétique selon les trois critères suivants:

- la fréquence des défaillances, exprimée par le nombre de défaillances sur la période d'analyse;
- la résilience des défaillances, exprimée par la durée moyenne de chaque défaillance;
- la vulnérabilité des défaillances, exprimée par l'amplitude moyenne des défaillances.

Ainsi, la fiabilité énergétique est exprimée par une fonction de ces trois éléments,

$$\text{Fiabilité énergétique} = F(f,r,v) \quad (3.1)$$

L'approche habituelle consiste à simuler l'exploitation d'un parc de production défini, pour différents scénarios d'apports naturels et pour plusieurs scénarios de demande. Les résultats de ces simulations nous permettent d'obtenir un ensemble de statistiques aux différentes années sur les moyens de production, les achats et les ventes et finalement, sur le comportement des délestages (fréquence, durée, amplitude).

Un modèle mathématique a été élaboré suivant cette approche. La prochaine section y est consacrée.

3.1 Le modèle

Le modèle mathématique développé est un simulateur stochastique. Le système dont nous étudions la gestion se limite à un réservoir unique représentant l'ensemble des réserves énergétiques agrégées. De la même façon, les systèmes de production sont également agrégés, de sorte que l'offre hydro-électrique à une année est représentée par une productivité énergétique du parc. Cette productivité sera considérée comme une variable aléatoire tout comme la demande énergétique associée aux besoins réguliers.

Le pas de temps considéré dans ce modèle est annuel de sorte que la durée des délestages ne pourra être analysée.

La figure 1 schématise le fonctionnement de ce modèle. Dans ce qui suit, nous présenterons en détail le fonctionnement de chacun de ces modules.

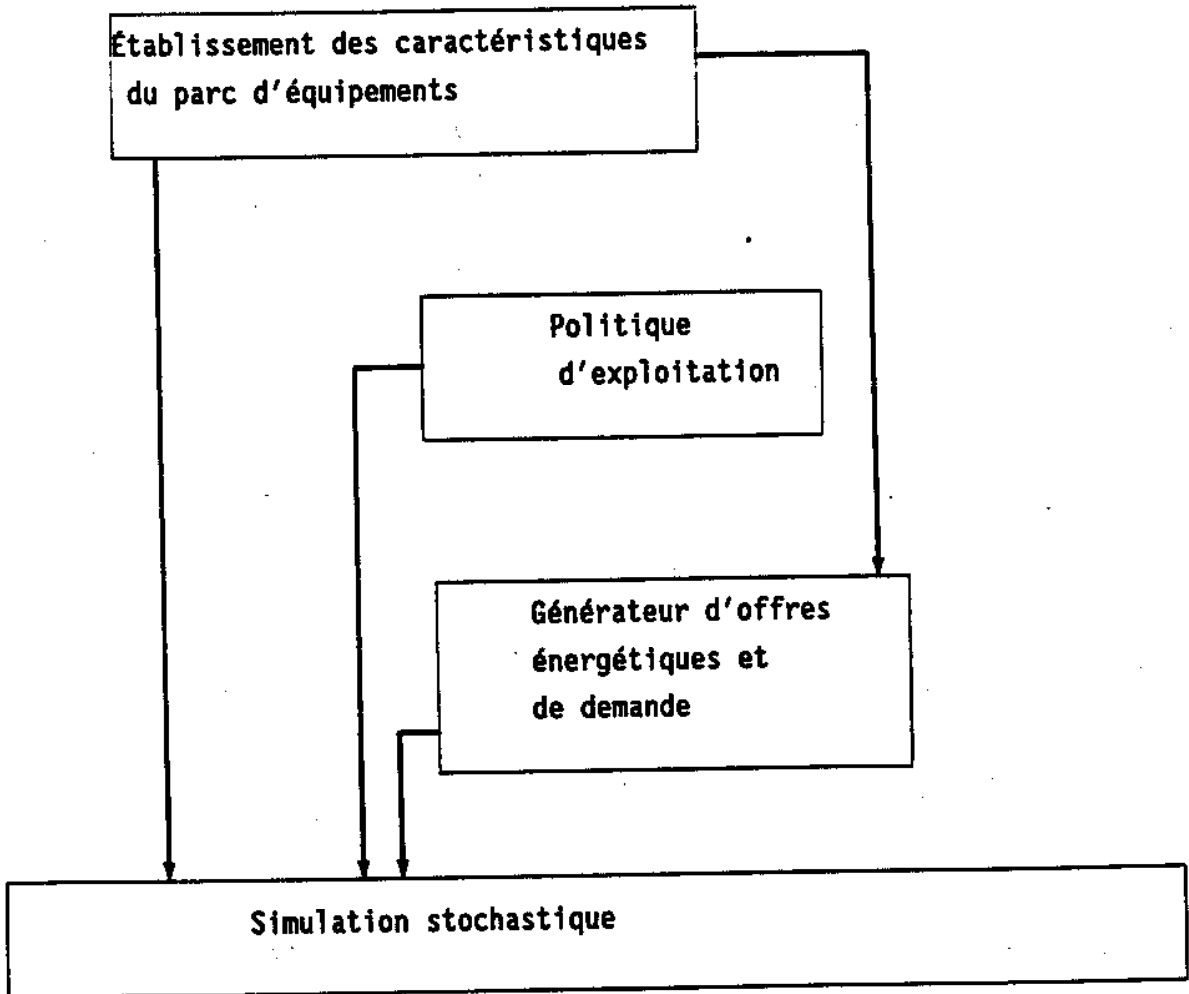


Figure 1

Schématisation du fonctionnement du simulateur stochastique

3.1.1 Établissement des caractéristiques du parc d'équipements

Cette étape consiste à établir, pour chacune des années de l'horizon de planification, les caractéristiques de la demande et du parc d'équipements de production à l'étude. Ces caractéristiques seront:

- les caractéristiques statistiques de la demande associée aux besoins prioritaires: distribution, moyenne, variance et corrélation annuelle;
- les caractéristiques statistiques de l'offre énergétique: distribution, moyenne, variance et corrélation annuelle;
- la production déterminée comme Gentilly et les réceptions régulières;
- la capacité énergétique totale des réservoirs hydrauliques;
- le remplissage énergétique des nouveaux réservoirs lors de leur mise en service;
- l'évolution de la valeur énergétique des apports naturels en fonction du pourcentage de remplissage du réservoir unique;
- la composition des marchés de ventes excédentaires en termes de capacité (TWh) et de prix (\$/MWh);
- la composition des moyens non hydro-électriques en termes de capacité (TWh) et de coûts;
- le patron des délestages en termes de capacité (TWh) et de coûts (\$/MWh);
- les limitations cumulatives sur l'utilisation de certains moyens non hydroélectriques;
- les paramètres économiques comme le taux d'actualisation et les taux d'inflation.

Ces caractéristiques regroupent l'ensemble des données de base nécessaires aux simulations. Nous définirons dans ce texte par "Simulation à parc fixe", les simulations pour lesquelles ces caractéristiques seront constantes pour toutes les années de l'horizon de planification. Dans le cas contraire, nous parlerons de "Simulation à parc variable".

3.1.2 La politique d'exploitation

Dans ce modèle de simulation, la politique d'exploitation sera représentée par un ensemble de règles pré-définies visant à enclencher l'utilisation de certains moyens exceptionnels de l'offre et de la demande, les ventes d'énergie excédentaires, les déversements et les délestages.

Dans ce modèle, la politique d'exploitation se cantonne à trois types d'actions, à savoir:

i) Déclenchement des moyens exceptionnels

Ces moyens seront enclenchés dans l'ordre suivant:

- la production thermique (centrale Tracy);
- les rappels de contrats;
- les réceptions de soutien;
- la récupération des contrats bi-énergie.

Ces moyens exceptionnels seront utilisés lorsque le niveau du réservoir unique en début de période sera inférieur au niveau d'enclenchement des moyens XMIN. La quantité d'énergie utilisée sera basée sur l'écart énergétique, entre le niveau en début de période et le niveau XMIN.

Ainsi, si on définit par:

X_K : le niveau du réservoir unique au début de la période K;

$THERM_K$: l'énergie associée à la somme des moyens exceptionnels disponibles à l'année K.

La quantité d'énergie exceptionnelle utilisée à l'année K, soit $THERM_K$ sera:

$$\begin{aligned}
 & 0 && \text{si} && X_K > X_{MIN} \\
 THERM_K = & X_{MIN} - X_K && \text{si} && X_{MIN} - THERM_K < X_K < X_{MIN} \\
 (3.2) & && && \\
 & THERM_K && \text{si} && X_{MIN} - X_K > THERM_K
 \end{aligned}$$

ii) Enclenchement des ventes excédentaires

Les ventes excédentaires seront enclenchées lorsque l'excédent de l'offre hydroélectrique prévue O_K sur la demande prévue D_K sera tel que le contenu estimé du réservoir unique en fin d'année X_K dépasserait X_{MAX} , le niveau d'enclenchement des ventes excédentaires.

De plus, comme les marchés excédentaires sont limités, il pourra y avoir emmagasinement durant les années de forte hydraulité si les marchés excédentaires sont saturés.

Toutefois, l'emmagasinement ne pourra dépasser CAP_{K+1} . Le cas échéant, l'excédent serait déversé.

Ainsi si on définit par:

X_K : le niveau du réservoir unique au début de la période K;

O_K : l'offre hydroélectrique annuelle à l'année K;

D_K : la demande annuelle associée aux besoins réguliers à l'année K;

X_{MAX} : le niveau d'enclenchement des ventes excédentaires;

$\overline{\text{VENTES}}_K$: la quantité maximale d'énergie associée à la somme des marchés de ventes excédentaires à l'année K;

DEVER_K : la quantité d'énergie déversée à l'année K.

La quantité des ventes excédentaires effectuées à l'année K soit VENTES_K sera:

$$\text{VENTES}_K = \begin{cases} 0 & \text{si } x_K + D_K - D_K \leq X_{\text{MAX}} \\ x_K + D_K - D_K - X_{\text{MAX}} & \text{si } X_{\text{MAX}} < x_K + D_K - D_K < X_{\text{MAX}} + \overline{\text{VENTES}}_K \\ \overline{\text{VENTES}}_K & \text{si } x_K + D_K - D_K - X_{\text{MAX}} \geq \overline{\text{VENTES}}_K \end{cases} \quad (3.3)$$

De plus, la quantité d'énergie déversée DEVER_K sera:

$$\text{DEVER}_K = \begin{cases} 0 & \text{si } x_K + D_K - D_K - \text{VENTES}_K \leq \text{CAP}_K \\ x_K + D_K - D_K - \text{VENTES}_K - \text{CAP}_K & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.4)$$

La valeur de CAP_K a été fixée à 95% de la capacité du réservoir unique. On considère dans ce cas que lorsque le réservoir unique atteint 95% de son remplissage, tous les systèmes hydriques le constituant sont dans un état de déversements généralisés.

Mentionnons également qu'un seul marché excédentaire a été défini dans le modèle pour le moment. La capacité de ce marché est de 10 TWh et le prix de vente est de 21\$/MWh. Advenant le cas où plusieurs marchés de ventes excédentaires devraient être considérés, l'enclenchement et la quantité des ventes excédentaires seraient déterminés selon la même politique d'exploitation. Les ventes seraient toutefois engagées selon les prix de vente (\$/MWh) de chacun de ces marchés en commençant par le plus payant.

iii) Les délestages

Les quantités d'énergie délestées à chaque année seront quant à elles strictement basées sur l'état du réservoir unique en début de période, X_k .

Les quantités d'énergie délestées correspondront à l'énergie nécessaire pour reconstituer la réserve saisonnière.

En effet, pour tenir compte de la gestion annuelle des réservoirs, nous avons supposé que le stock en début de période devrait être supérieur à la réserve inter-saisonnière nécessaire au transfert énergétique été-hiver.

Pour éviter du délestage, cette réserve inter-saisonnière est calculée de la façon suivante:

$$RT_K = 0,60 D_K - 0,28 I_K - 0,50 DETER_K - 0,50 THERM_K \quad (3,5)$$

- où
- RT_K : représente la réserve inter-saisonnière;
 - D_K : la demande (besoins prioritaires) énergétique générée à l'année K;
 - I_K : l'offre hydroélectrique moyenne (productibilité) de l'année K;
 - $DETER_K$: l'énergie annuelle associée à la production déterminée pour l'année K (Gentilly II et les réceptions régulières);
 - $THERM_K$: l'ensemble des moyens non hydroélectriques disponibles à l'année K.

Cette réserve est nécessaire pour tenir compte du fait qu'en moyenne 28% de l'offre hydroélectrique est disponible en hiver, alors que la demande associée aux besoins réguliers correspond à environ 60% de la demande totale. Mentionnons de plus qu'à cause de la faible variabilité des apports énergétiques en hiver, la contribution de l'énergie hydroélectrique a été calculée à partir de l'offre moyenne et non de l'offre générée. On y considère également qu'environ 50% des moyens non hydroélectriques seront utilisés pour réduire les besoins de réserve.

Deux types de délestage ont été considérés dans le modèle. Un premier, d'une capacité de 3 TWh à un coût unitaire de 100\$/MWh, représente les coupures industrielles. Le deuxième, d'un coût unitaire de 1 500\$/MWh, représente les délestages des charges prioritaires.

La politique d'exploitation présentée ici est directement reliée aux valeurs de XMAX et XMIN représentant respectivement le niveau d'enclenchement des ventes excédentaires et le niveau d'enclenchement des moyens de production non hydroélectriques. Par une variation de ces deux paramètres, il sera donc possible d'obtenir pour un même parc d'équipements différentes politiques d'exploitation.

Une politique d'exploitation, qui viserait à augmenter la fiabilité énergétique, consisterait à maintenir le niveau du réservoir très élevé en réduisant au minimum les ventes d'énergie excédentaires (hausse de la valeur de XMAX) et en augmentant la contribution des équipements thermiques (hausse de la valeur de XMIN). Cette politique d'exploitation se traduira par une hausse des coûts d'exploitation.

À l'inverse, une diminution des valeurs du XMAX et XMIN se traduira par une baisse de la fiabilité énergétique.

La valeur de XMAX a été fixée à 90% de la capacité totale du réservoir unique. Cette valeur a été déterminée d'une part à partir d'un certain nombre de simulations montrant l'intérêt de retarder le plus possible l'enclenchement des ventes excédentaires et d'autre part, sur la nécessité de maintenir une marge de manoeuvre, comprise entre le niveau d'enclenchement et le niveau maximum du réservoir CAP_K , pour réaliser ces ventes.

La valeur de XMIN a été fixée à 65% de la capacité totale du réservoir unique. Plusieurs simulations ont également été effectuées pour établir la valeur de XMIN. Elles avaient pour but de quantifier l'impact économique d'une variation du niveau d'enclenchement des moyens sur les coûts totaux d'exploitation.

Nous présenterons à la section 4.2 les analyses de sensibilité effectuées, la détermination des valeurs de XMIN et de XMAX.

3.1.3 Les générateurs d'offre et de demande

Comme mentionné à la section 3.1 dans le modèle mathématique développé, les systèmes de production sont agrégés de sorte que l'offre hydroélectrique à une année est représentée par la productibilité énergétique du parc de production hydraulique. Cette valeur de productibilité est considérée dans le processus de simulation comme une variable aléatoire.

En se basant sur l'historique des apports naturels, différentes études ont été effectuées pour déterminer les caractéristiques statistiques de l'offre.

Il ressort de ces études que l'offre énergétique totale annuelle peut être représentée une distribution normale. La moyenne sera représentée par la productibilité moyenne du parc de production hydraulique, avec un écart-type estimé à environ 10% de l'offre moyenne.

De plus, à l'analyse des historiques des apports énergétiques, effectuée par la division Hydrométéorologie du service Production, on constate une certaine dépendance entre les valeurs annuelles d'énergie. Cette corrélation a été estimée à environ $\rho = 0,40$.

Ainsi, lors du processus de simulation, les énergies annuelles pour chacune des années seront générées de la façon suivante:

$$O_K = I_K + \frac{(O_{K-1} - I_{K-1}) I_K \rho I + NALEA(0,1) \sigma I_K (1-\rho^2)^{\frac{1}{2}}}{I_{K-1}} \quad (3.6)$$

où

O_K et O_{K-1} :représentent les énergies hydroélectriques annuelles générées à l'année K et K-1;

I_K et I_{K-1} :les énergies hydroélectriques moyennes annuelles (productibilités) à l'année K et K-1;

ρI :le coefficient de corrélation entre les énergies annuelles établi à $\rho I = 0,40$;

$NALEA(0,1)$:la variable aléatoire générée selon une distribution normale centrée et réduite;

σI_K :l'écart-type de l'énergie hydroélectrique de l'année K établi comme étant $\sigma I_K = 0,10 I_K$

De la même façon, la demande associée aux besoins prioritaires a été considérée comme une variable aléatoire représentée par une distribution normale. Les études effectuées par la vice-présidence Planification Générale ont permis d'établir l'écart-type à 5% de la demande moyenne annuelle. De plus, pour tenir compte des aléas conjoncturels, une dépendance entre les six premières années a été considérée. On a établi à 0,70 le coefficient de corrélation entre ces années. Pour le reste de la période, on considère une indépendance complète entre les demandes annuelles.

La période de six ans a été établie de façon à refléter la durée moyenne durant laquelle aucun devancement d'équipement ne peut être envisagé pour répondre à une hausse de la demande énergétique.

La génération de la demande annuelle associée aux besoins prioritaires s'effectuera donc d'une façon équivalente à la génération de l'offre. Nous aurons dans ce cas:

$$D_K = \frac{DMOY_K + (D_{K-1} - DMOY_{K-1}) DMOY_K \rho_{D_K} + NALEA(0,1) \sigma_{D_K} (1 - \rho_{D_K}^2)^{\frac{1}{2}}}{DMOY_{K-1}} \quad (3.7)$$

où

D_K et D_{K-1} : représentent les demandes annuelles générées à l'année K et K-1;

$DMOY_K$ et $DMOY_{K-1}$: les demandes moyennes annuelles à l'année K et K-1

ρ_{D_K} : le coefficient de corrélation entre les demandes annuelles établi comme suit:

$$\rho_{D_K} = \begin{cases} 0,70 & \text{si } K \leq 6 \\ 0 & \text{si } K > 6 \end{cases}$$

$NALEA(0,1)$: la variable aléatoire générée selon une distribution normale centrée et réduite;

σ_{D_K} : l'écart-type de la demande de l'année K établi comme étant: $\sigma_{D_K} = 0,05 DMOY_K$

3.1.4 La simulation stochastique

Le processus de simulation stochastique consiste à représenter pour différents scénarios de demandes et d'offres l'exploitation d'un parc de production pour un horizon donné.

Cette simulation est essentiellement basée sur l'équation de continuité suivante:

$$X_{K+1} = X_K + O_K - D_K + DETER_K + THERM_K - VENTES_K - DEVER_K + DELEST_K + CORR_K \quad (3.8)$$

où

X_K et X_{K+1} : représentent les niveaux du réservoir au début et à la fin de l'année K;

O_K : l'offre hydroélectrique générée pour l'année K;

D_K : la demande (besoins prioritaires) générée pour l'année K;

$DETER_K$: l'énergie annuelle associée à la production déterminée pour l'année K (Gentilly et les achats réguliers);

$THERM_K$: la production totale des moyens non hydroélectriques pour l'année K;

$VENTES_K$: les ventes excédentaires effectuées au cours de l'année K

$DEVER_K$: les déversements effectués au cours de l'année K;

$DELEST_K$: la quantité d'énergie délestée au cours de l'année K;

$CORR_K$: la correction sur l'offre hydroélectrique pour tenir compte de l'effet de la hauteur de chute lors des variations du niveau du réservoir unique.

Le processus de simulation stochastique consiste pour chacune des années de l'horizon de planification à:

- établir les caractéristiques du parc d'équipement (caractéristiques de l'offre et de la demande...);
- générer l'offre hydroélectrique à partir de l'équation 3.6;
- générer la demande associée aux besoins prioritaires à partir de l'équation 3.7;
- établir à partir des équations 3.2, 3.3, 3.4 et 3.5 les valeurs de $THERM_K$, $VENTES_K$, $DEVER_K$ ET $DELEST_K$;
- établir à partir de la valeur X_K , la correction pour l'effet de hauteur de chute à effectuer sur l'offre hydroélectrique $CORR_K$;
- établir à partir de l'équation de continuité (équation 3.8) le niveau du réservoir unique à la fin de l'année K, X_{K+1} ;
- répéter chacune des étapes pour tout l'horizon de planification.

En répétant le processus de simulation, un grand nombre de fois (10 000 fois par exemple) et en considérant chacune de ces simulations comme étant équiprobables, il nous est possible d'établir pour chacune des années de l'horizon de planification un ensemble de statistiques sur le comportement des réservoirs, la production thermique, les ventes excédentaires, les déversements et les délestages. Cet ensemble de statistiques nous permettra de mieux évaluer le comportement d'un programme d'équipements face à plusieurs scénarios de demandes et d'offres hydro-électriques.

De plus, à partir des coûts unitaires des moyens de production et des bénéfices unitaires associées aux ventes excédentaires, il sera possible de tirer de ces simulations l'évolution des coûts d'exploitation pour l'ensemble de la période d'analyse. Ces coûts d'exploitation combinés aux coûts d'immobilisations des équipements permettront, entre autres, de quantifier l'impact économique d'une modification du niveau de fiabilité énergétique.

Le tableau 2 illustre à titre d'exemple les résultats d'une simulation stochastique à parc fixe pour un horizon de planification de 10 ans.

FIABILITE ENERGETIQUE
SIMULATION STOCHASTIQUE A PARC FIXE

DEMANDE MOYENNE	188,0
PRODUCTION HYDRAULIQUE	180,0
PRODUCTION DETERMINEE	8,0
CAPACITE DU RESERVOIR UNIQUE	162,0
MOYENS NON HYDROELECTRIQUES	
- TRACY	3,4
- ACHATS DE SOUTIEN	5,0
- BI-ENERGIE	4,0
MARCHES DE VENTES EXCEDENTAIRES	10,0
XMIN	65,0%
XMAX	90,0%

	K	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	MOY
NIVEAU INITIAL	X	120,0	103,3	52,9	37,3	39,7	40,8	61,8	85,1	104,3	146,8	79,2
% REMPLISSAGE		74,1%	63,7%	32,6%	23,0%	24,5%	25,2%	39,2%	52,5%	64,4%	90,6%	48,9%
DEMANDE	0	190,0	220,0	225,0	230,0	240,0	200,0	185,0	200,0	170,0	175,0	203,5
OFFRE	0	165,0	160,0	170,0	175,0	180,0	185,0	190,0	200,0	205,0	210,0	184,0
PRODUCTION DETER	DETER	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
CORR.HAUTEUR CHUTE	CORR	0,3	-0,4	-2,5	-3,1	-3,0	-3,0	-2,1	-1,2	-0,4	1,4	-1,4
DEFICIT		17,3	51,6	44,5	43,9	49,0	4,0	-15,1	-9,2	-43,4	-41,6	10,1
MOYENS	THEMA	0,0	2,0	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	1,0	0,0	7,7
- TRACY		0,0	2,0	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	1,0	0,0	2,3
- ACHATS DE SOUTIEN		0,0	0,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	0,0	0,0	3,0
- BI-ENERGIE		0,0	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	0,0	0,0	2,4
EXCEDENTAIRES	VENTES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	10,0	1,1
DEVERSEMENTS	DEVER	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,3	2,7
BESOINS SAISON.	RI	53,4	71,4	74,4	77,4	83,4	59,4	50,4	59,4	41,4	44,4	61,5
DELESTAGES	DELEST	0,0	0,0	21,5	40,1	43,7	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4
NIVEAU FINAL		103,3	52,9	37,3	39,7	40,8	61,8	85,1	104,3	146,8	153,9	82,6
% REMPLISSAGE		63,7%	32,6%	23,0%	24,5%	25,2%	38,2%	52,5%	64,4%	90,6%	95,0%	51,0%

TABLEAU 2: Simulation stochastique à parc fixe
Offre=Demande

4.0 RÉSULTATS DES SIMULATIONS

Plusieurs études de simulation ont été effectuées à partir de la nouvelle méthode développée pour l'évaluation de la fiabilité énergétique. D'une façon générale, ces études ont eu pour but de quantifier l'impact du niveau de fiabilité sur les coûts d'exploitation et d'immobilisation et d'établir la sensibilité des paramètres utilisés. De plus, ces études auront permis de mieux apprécier les modifications qu'apportera la nouvelle méthode lors de l'élaboration des programmes d'équipement de production.

Nous présentons dans cette section un résumé des principales études effectuées. La première partie présente les simulations à "parc fixe", la deuxième partie les analyses de sensibilité et finalement, dans la troisième partie, nous brosserons les comparaisons entre la nouvelle méthodologie et la méthode déterministe.

4.1 Les études de simulation à parc fixe

Les études de simulation à parc fixe ont eu pour but d'évaluer le comportement d'un parc d'équipement de production dont les caractéristiques sont constantes pour toute la période de planification. Les simulations ont été effectuées en appliquant la méthode présente à la section 3. D'une façon plus spécifique, les objectifs de ces études peuvent être définies comme étant:

- évaluer la fiabilité énergétique d'un parc de production à l'équilibre offre-demande;
- évaluer l'impact sur la fiabilité énergétique de l'addition de moyens de production hydraulique ou thermique;

- établir l'espérance de fonctionnement des moyens de production et l'espérance des délestages pour différents niveaux de fiabilité;
- évaluer les coûts d'exploitation d'un parc de production à l'équilibre offre-demande;
- évaluer l'impact sur les gains totaux, en termes de coûts d'exploitation et d'immobilisation, d'une augmentation de la fiabilité énergétique par l'addition de moyens de production hydraulique et/ou thermique;
- établir la ventilation des gains totaux (exploitation et investissements) pour différents niveaux de fiabilité;
- établir pour différents niveaux de fiabilité énergétique les probabilités au dépassement des délestages en termes de fréquence et d'énergie délestée pour l'ensemble de la période d'analyse.

4.1.1 Le parc d'équipement de production de base

Le parc d'équipement de production de base analysé est celui anticipé pour l'année 1995 soit après que tous les équipements de LA GRANDE, phase II auront été mis en service. Les caractéristiques utilisées pour ces simulations sont les suivantes:

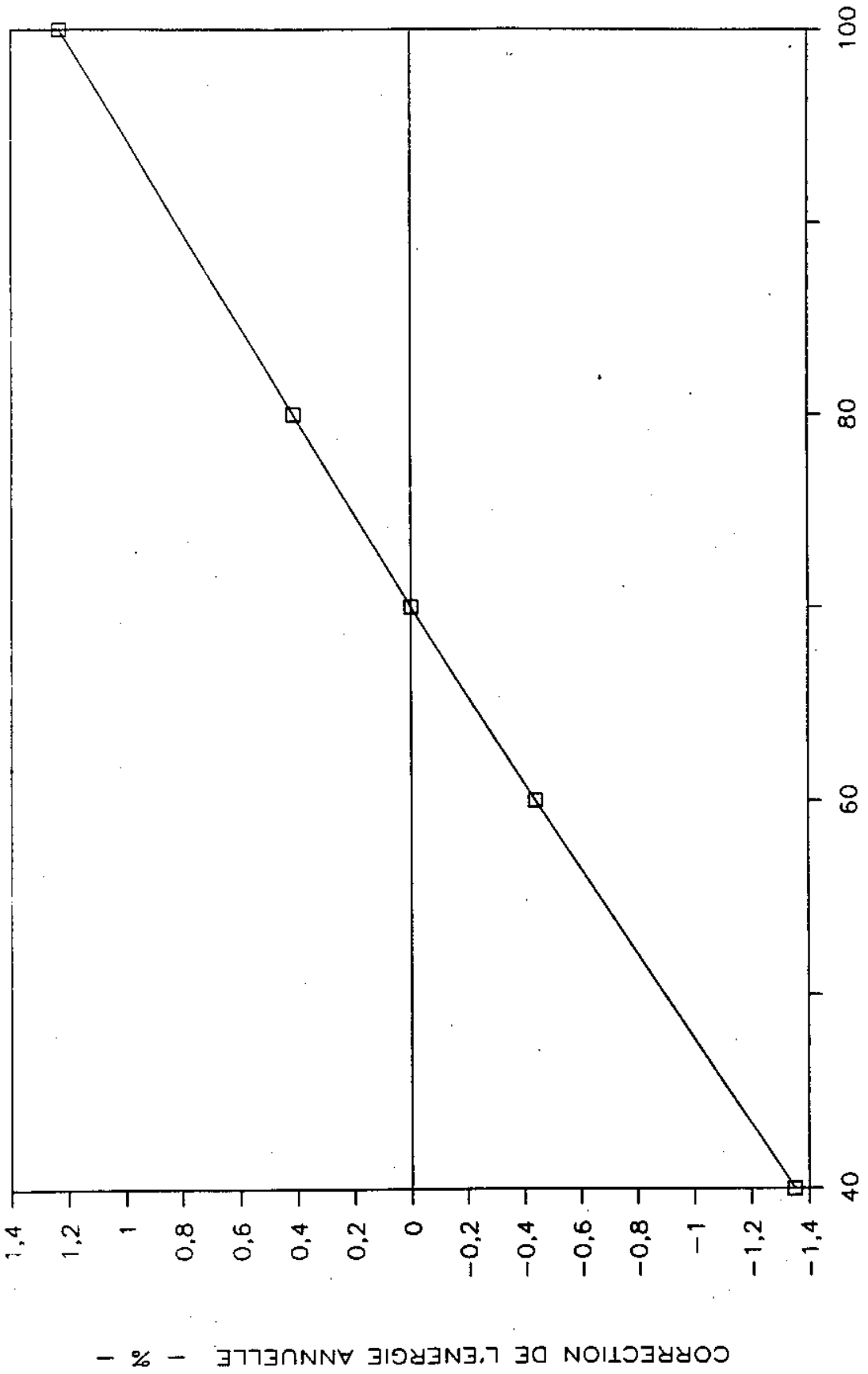
- Période de planification	T	40 ans
- Demande annuelle moyenne	DMOY _K	188 TWh
- Écart-type (demande)	σD_K	5 %
- Coefficient de corrélation, $K \leq 6$	ρD_K	0,70
- Énergie hydroélectrique moyenne annuelle (productibilité)	I _K	180 TWh
- Production déterminée	DETER _K	8 TWh
. Gentilly 2		5 TWh
. Autres		3 TWh
- Écart-type (offre hydroélectrique)	σI_K	0,10 I _K
- Coefficient de corrélation	ρI	0,40
- Capacité énergétique du réservoir unique (95%)	CAP _K	154 TWh
- Marchés de ventes excédentaires	VENTES _K	
. capacité		10 TWh
. prix de vente		21\$/MWh (\$90)

- Moyens non hydroélectriques	THERM _K	
- Tracy		
. capacité		3,4 TWh
. coûts		41\$/MWh (\$90)
. limitation cumulative		Aucune
- Achats de soutien		
. capacité		5 TWh/année
. coûts		43\$/MWh (\$90)
. limitation cumulative		30 TWh/40 ans
- Bi-énergie		
. capacité		4 TWh/année
. coûts		53\$/MWh (\$90)
. limitation cumulative		32 TWh/40 ans
- Délestage	DELEST _K	
- Coupures industrielles		
. capacité		3 TWh
. coûts		100\$/MWh (\$90)
- Autres		
. capacité		Sans limite
. coûts		1 500\$/MWh (\$90)
- Taux d'actualisation nominal		11,5 %

La figure 2 montre la correction en pourcentage qui est appliquée à la valeur énergétique des apports annuels générés en fonction de la variation du pourcentage de remplissage du réservoir unique au 1^{er} novembre de chaque année. Cette courbe a été établie à partir d'une étude effectuée par le service Production de la vice-présidence Production, Transport et Distribution intitulée "Évolution de la valeur énergétique des apports en fonction de la variation du réservoir unique".

CORRECTION DES APPORTS ENERGETIQUES

FUNCTION DU NIVEAU DU RESERVOIR UNIQUE



REPLISSAGE DU RESERVOIR 1er nov. --%

FIGURE 2: Correction de l'énergie annuelle en fonction du pourcentage de remplissage du réservoir unique

Les tableaux 3 à 5 résument les résultats des simulations pour le parc d'équipement de production 1995.

Le tableau 3 présente la ventilation des espérances de fonctionnement des moyens de production et des délestages. Le tableau 4 présente l'espérance des coûts d'exploitation. Finalement, le tableau 5 présente pour différentes probabilités de dépassement l'énergie totale délestée pour la période de 40 ans ainsi que la fréquence des délestages.

A l'analyse de ces tableaux, on constate que:

- la prise en compte du comportement stochastique des apports naturels et des aléas de la demande fait ressortir une perte de productibilité occasionnée par des ventes excédentaires forcées ou des déversements lors des années de fortes hydraulicités de l'ordre de 3,8 TWh/année;
- cette perte de productibilité est époncée en partie par l'enclenchement des moyens non hydroélectriques comme la production thermique, les achats de soutien et la bi-énergie. Ces moyens totalisent annuellement 2,5 TWh. Le coût total de ces moyens pour la période de 40 ans s'élève à 2 250 M \$ 1990;
- le reste de la perte de productibilité entraîne des délestages pour 1,3 TWh/an.
- pour une probabilité de dépassement de 5%, l'énergie totale délestée sur la période de 40 ans pourrait atteindre 220 TWh répartie en 14 délestages.
- le pourcentage de remplissage du réservoir unique est en moyenne de 70%, la productibilité du système hydroélectrique n'a donc pas été modifiée par un gain ou une perte causée par une variation de la hauteur de chute.

TABLEAU 3

**VENTILATION DES ESPÉRANCES
DE FONCTIONNEMENT ET DE DÉLESTAGES**

Pour le parc de production 1995

PRODUCTION	TWh/an
- Hydraulique	176,2
- Gentilly 2	5,0
- Autres	3,0
THERMIQUES	1,2
ACHATS DE SOUTIEN	0,7
BI-ÉNERGIE	0,6
DÉLESTAGES	1,3
	<hr/>
DEMANDE A SATISFAIRE	188,0
EXCEDENTAIRES	2,2
DEVERSEMENTS	1,6
EMMAGASINEMENT	-
NIVEAU MOYEN DU RÉSERVOIR UNIQUE	70%
GAINS PAR HAUTEUR DE CHUTE	-

TABLEAU 4**Espérances des coûts d'exploitation
Pour le parc de production 1995**

EXCÉDENTAIRES	650
THERMIQUES	900
ACHATS DE SOUTIEN	700
BI-ÉNERGIE	650
DÉLESTAGES *	22 700
TOTAL	<hr/> 25 600

* COÛTS DES DÉLESTAGES DE 1 500 \$/MWh

TABLEAU 5

Analyse des probabilités de délestages
Parc d'équipement de production 1995
Équilibre Offre-Demande

Probabilité de dépassement	50%	20%	10%	5%
Énergie totale délestée sur 40 ans (TWh)	12	105	165	220
Fréquence des délestages pour 40 ans	2	7	11	14

4.1.2 Addition des moyens de production

L'impact sur la fiabilité énergétique de l'addition de moyens de production a été évalué en effectuant des simulations du parc 1995 auquel sont ajoutés un certain nombre de moyens de production. Deux types de moyens de production ont été considérés:

- Addition de production hydroélectrique:

On considère dans ce cas une centrale hydroélectrique hypothétique dont les caractéristiques sont:

- Investissement (annuité)	42 \$/MWh (\$90)
- Coefficient de régularisation en énergie	80 %

Mentionnons de plus que les caractéristiques statistiques de l'offre hydroélectrique des additions font en sorte que l'écart-type et la corrélation annuelle restent les mêmes que pour le parc de base, à savoir:

- Écart-type de l'offre	0,10 I _K
- Coefficient de corrélation	0,40

- Addition de production thermique:

Dans ce cas, une TAG à cycle combiné a été considérée. Les caractéristiques utilisées sont:

- Investissement (annuité)	23\$/MWh (\$90)
- Coût du fonctionnement	41\$/MWh (\$90)
- Facteur d'utilisation maximale	75 %
- Vie utile	20 ans

La figure 3 montre l'évolution de la fiabilité énergétique en termes de l'espérance des délestages pour différentes additions de moyens hydrauliques et thermiques. Pour se faire, des simulations du parc de production 1995 avec des ajouts de 2, 4, 6, 8 et 10 TWh de production thermique et hydroélectrique ont été effectuées.

De ces résultats, on constate:

- Une réduction plus importante de l'espérance des délestages pour les premiers TWh ajoutés. Ce phénomène s'explique en grande partie par la contribution grandissante aux ventes excédentaires et aux déversements forcés des derniers TWh ajoutés à l'équilibre offre-demande.
- Compte tenu du mode de fonctionnement des équipements hydrauliques et thermiques, l'espérance des délestages est diminuée de façon plus significative par l'addition de moyens hydrauliques, les centrales thermiques n'étant utilisées que lorsque le niveau du réservoir est inférieur au niveau d'enclenchement des moyens non hydroélectriques XMIN. Pour obtenir une même fiabilité en espérance des délestages, il sera nécessaire d'ajouter environ 1,5 fois plus d'énergie thermique qu'une addition hydraulique.
- Pour réduire l'espérance des délestages de 1,3 TWh/an à 0,1 TWh/an, environ 10 TWh de moyens de production hydraulique devront être ajoutés au parc de base.

RESEAU DE PRODUCTION 1995

EVOLUTION DE LA FIABILITE ENERGETIQUE

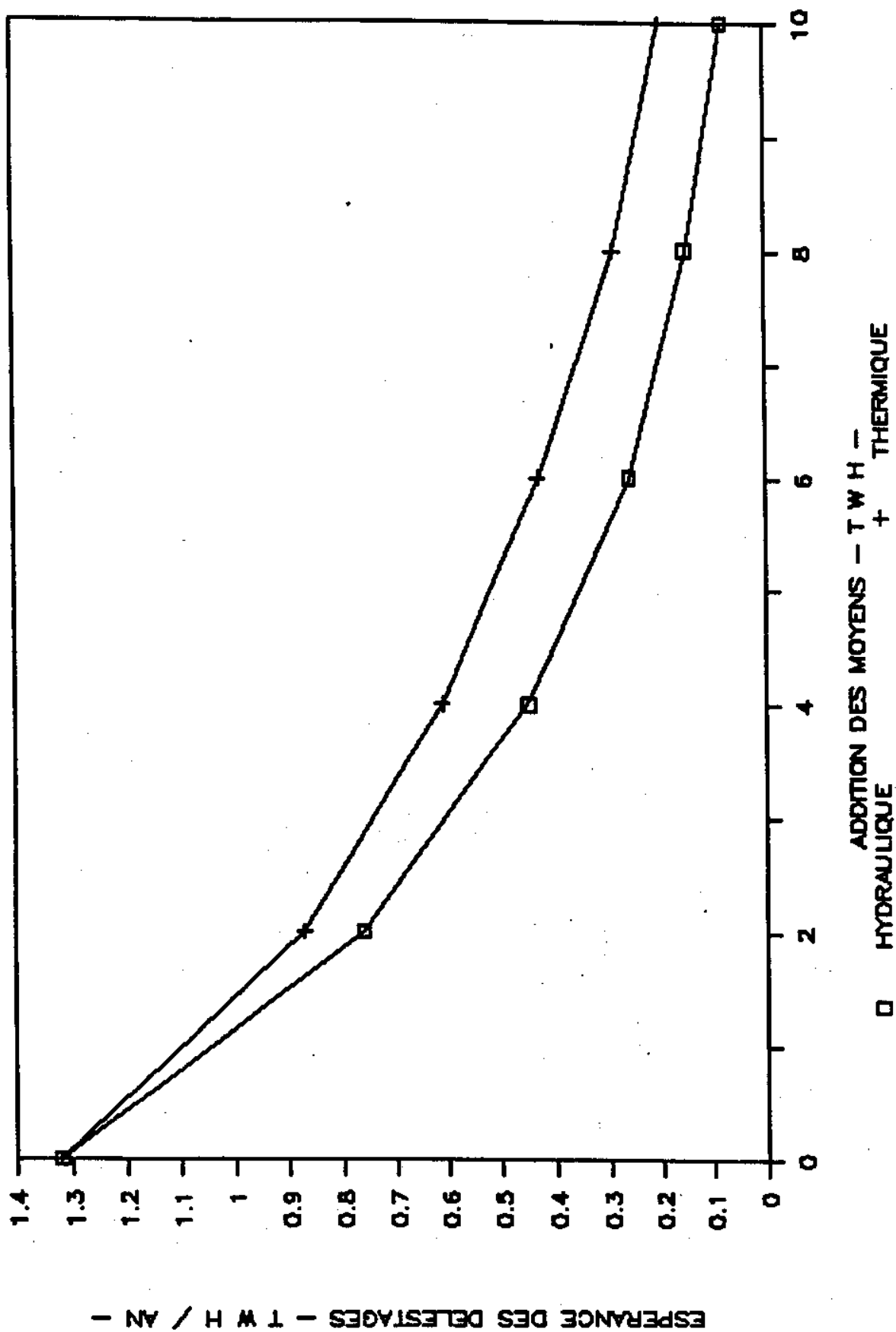


FIGURE 3: Impact de l'addition des moyens de production sur la fiabilité énergétique

La figure 4 montre l'évolution des gains totaux (exploitation et investissements) en fonction de l'espérance des délestages en TWh/année pour les additions d'équipements hydrauliques et les additions mixtes hydrauliques et thermiques mentionnées ci-haut.

Les tableaux A.1 à A.10 de l'annexe A présentent, pour les additions hydrauliques et les additions mixtes, la ventilation des espérances de fonctionnement des moyens de production et des délestages. La ventilation des gains totaux pour chacun des niveaux de fiabilité analysés.

Finalement, le tableau 6 présente pour différentes probabilités de dépassement l'énergie totale délestée pour la période 40 ans ainsi que la fréquence des délestages pour les niveaux de fiabilité analysés.

Il ressort des résultats obtenus lors de ces études de simulation que:

- Avec les coûts d'investissement et d'exploitation utilisés, l'addition de réserves hydrauliques s'avèrent légèrement plus intéressante que l'addition de réserves thermiques. La différence entre les deux options est causée essentiellement par les coûts de combustible ajoutés de la solution thermique;
- Pour un coût de délestages de 1 500 \$/MWh, la fiabilité énergétique optimale se situe aux environs de 0,1 TWh/année. À un niveau de fiabilité inférieur, l'augmentation des coûts d'investissement et d'exploitation causée par l'addition de réserves est épongée par la réduction des coûts des délestages;
- Pour un coût de délestages de 1 500 \$/MWh, la réduction des coûts des délestages représente entre 90% et 100% des gains nets des scénarios analysés;
- La contribution des additions aux ventes excédentaires et aux déversements forcés augmente rapidement avec l'accroissement du niveau de fiabilité. Le tableau 7 illustre ce phénomène.

RESEAU DE PRODUCTION 1995

EVOLUTION DES GAINS FONCTION DES MOYENS

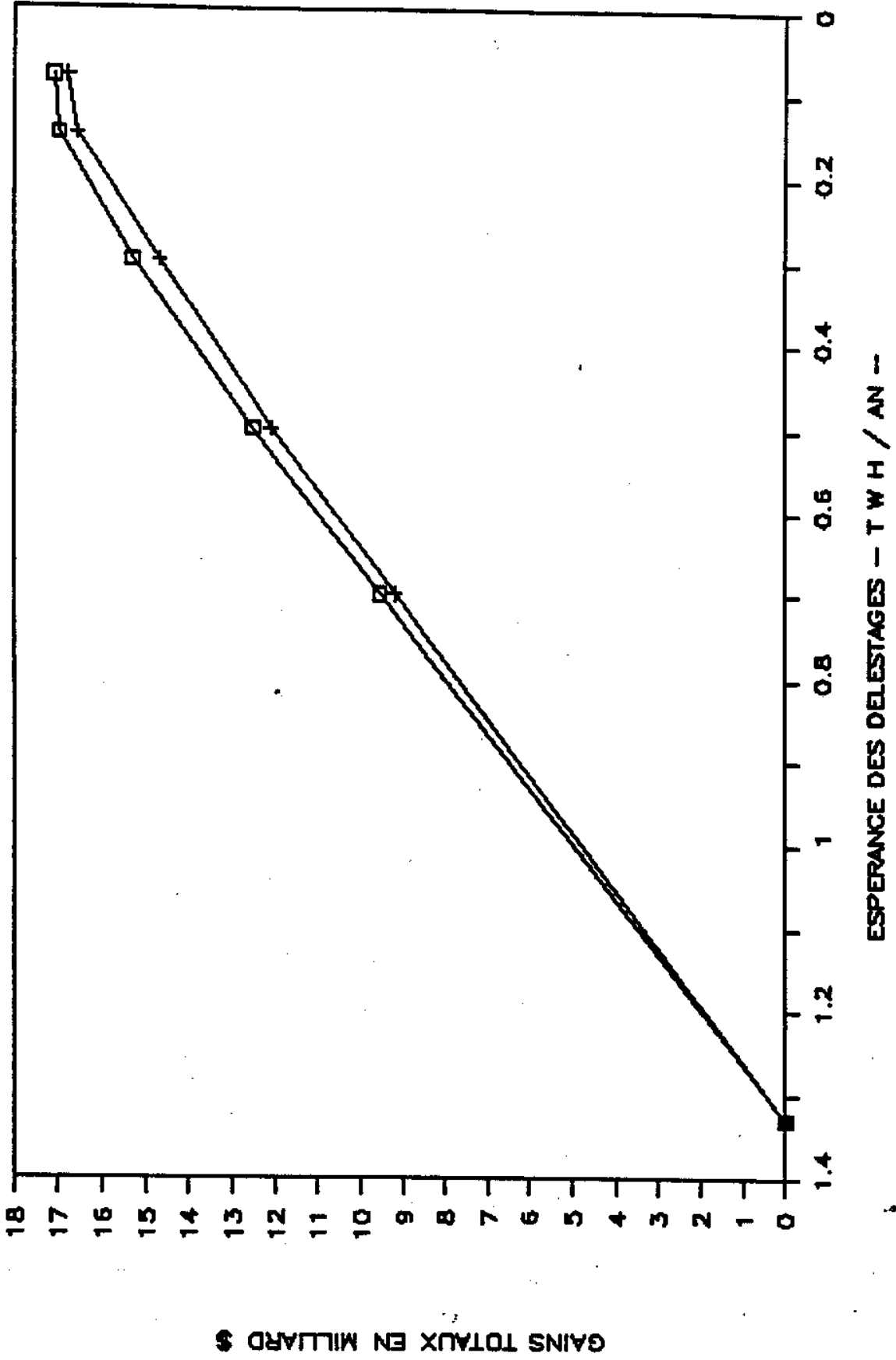


FIGURE 4: Evolution des gains totaux en fonction de l'esperance des delestages

TABLEAU 6

Analyse des probabilités de délestages

Additions de production hydraulique

Espérance des délestages	Probabilité de dépassement					Additions (TWh)
	50%	20%	10%	5%	5%	
1,3 TWh/an Énergie délestée en 40 ans TWh Fréquence des délestages 40 ans	12	105	165	220	220	-
0,7 TWh/an Énergie délestée 40 ans TWh Fréquence des délestages 40 ans	-	7	11	14	14	+2,3 Hyd. ou 3,3 therm + 0,0 hyd.
0,5 TWh/an Énergie délestée 40 ans TWh Fréquence des délestages 40 ans	-	50	96	140	140	+3,6 Hyd. ou 3,3 therm + 1,3 hyd
0,3 TWh/an Énergie délestée 40 ans TWh Fréquence des délestages 40 ans	-	30	70	110	110	+5,5 Hyd. ou 3,3 therm + 3,2 hyd
0,15 TWh/an Énergie délestée 40 ans TWh Fréquence des délestages 40 ans	-	11	42	77	77	+8,0 Hyd. ou +3,3 therm + 5,6 hyd
0,08 TWh/an Énergie délestée 40 ans TWh Fréquence des délestages 40 ans	-	1	3	5	5	+10,0 Hyd. ou 3,3 therm + 7,7 hyd

TABLEAU 7

Contribution des additions aux ventes excédentaires et aux déversements

Fiabilité (TWh/an)	Additions (TWh)	Augmentation des ventes excédentaires (TWh)	Augmentation des déversements (TWh)	Contribution des additions aux ventes et déversements (%)
0,7	+ 2,3 hydr 3,3 ther + 0,0 hydr	0,7	0,6	57
0,5	+ 3,6 hydr 3,3 ther + 1,3 hydr	1,1	1,1	61
0,3	+ 5,5 hydr 3,3 ther + 3,2 hydr	0,5	0,4	20
0,15	+ 8,0 hydr 3,3 ther + 5,6 hydr	1,8	1,9	67
0,08	+ 10 hydr 3,3 ther + 7,7 hydr	1,1	1,0	32
		2,5	3,1	70
		1,9	2,0	44
		3,1	4,2	73
		2,5	3,0	55

Il faut noter ici que la capacité des marchés de ventes excédentaires a été fixée à 10 TWh. Une augmentation de cette capacité se traduisait par un transfert d'une partie des déversements en ventes excédentaires. Mentionnons de plus que dans le cas d'additions mixtes, la contribution des additions aux ventes excédentaires et aux déversements est essentiellement causée par la partie hydraulique de l'addition.

Le même phénomène peut être constaté au tableau 6 présentant une analyse des probabilités de délestages. L'efficacité des additions de production à réduire l'énergie délestée et la fréquence des délestages sur 40 ans diminue rapidement avec l'augmentation de ces additions. Pour une fiabilité de 0,7 TWh/an, une addition de production hydraulique de 92 TWh sur 40 ans nous permet de réduire pour une probabilité de dépassement de 5% la fréquence des délestages de 14 à 9 et l'énergie délestée de 220 TWh à 140 TWh (efficacité de 87%).

Pour une fiabilité de 0,5 TWh/an, un ajout hydraulique de 52 TWh/an sur 40 ans nous permet de réduire pour une même probabilité de dépassement l'énergie délestée de 30 TWh (efficacité de 58%) et la fréquence des délestages de 9 à 7.

4.2 LES ANALYSES DE SENSIBILITÉ

Pour évaluer la robustesse des résultats obtenus lors des simulations à parc fixe et pour quantifier l'importance de certains paramètres utilisés, plusieurs analyses de sensibilité ont été effectuées.

Ces analyses de sensibilité concernent: -

- la capacité des marchés de ventes excédentaires;
- le niveau déclencheur des moyens non hydroélectriques;
- le niveau d'enclenchement des ventes excédentaires
- la moyenne, l'écart-type et la corrélation interannuelle des apports énergétiques;
- les coûts des délestages

Cette section sera consacrée à ces analyses.

4.2.1 La capacité des marchés de ventes excédentaires

L'impact d'une augmentation de la capacité des marchés de ventes excédentaires sur les coûts d'exploitation et sur la fiabilité énergétique a été évalué. Pour ce faire, des simulations du parc fixe procurant une espérance de délestages de 0,5 TWh/année, ont été effectuées pour des capacités annuelles de marchés excédentaires de 20 TWh, 30 TWh et 40 TWh.

Le tableau 8 présente les espérances des ventes excédentaires, des déversements et des délestages pour les 4 capacités des marchés de ventes excédentaires analysées.

Il faut noter ici que les espérances de fonctionnement des moyens de production comme la production thermique, les achats de soutien et autres moyens n'ont presque pas été modifiés par la variation de la capacité des marchés de ventes.

À l'analyse du tableau 8, on remarque que l'augmentation de la capacité des marchés de ventes se traduit par un transfert d'une grande partie des déversements en ventes excédentaires. Tant pour les additions hydrauliques que pour les additions mixtes l'ajout des premiers 10 TWh de capacité assure la grande partie du transfert déversements-excédentaires (près de 65%).

On remarque également une légère détérioration de la fiabilité énergétique avec l'augmentation de la capacité des marchés de ventes excédentaires. Le niveau d'enclenchement des ventes excédentaires étant fixé à 90% de la capacité du réservoir unique, une augmentation de la capacité des marchés de ventes excédentaires se traduira par une légère baisse du niveau moyen du réservoir unique.

Le tableau 9 montre l'évolution des gains totaux avec l'augmentation de la capacité des marchés de ventes excédentaires. Étant donné l'importance du coût unitaire des délestages (1 500 \$/MWh), les coûts associés à la légère baisse de fiabilité causée par l'augmentation des capacités de ventes excédentaires ont été déduits des gains causés par la hausse des ventes excédentaires.

TABLEAU 8**Analyse de la capacité des marchés de ventes excédentaires**

Ventilation des espérances des ventes excédentaires, des déversements et des délestages.

Capacité des marchés des ventes excédentaires	Parc 1995 + 3,6 TWh hydraulique TWh/an	Parc 1995 + 3,3 TWh thermique + 1,3 TWh hydraulique TWh/an
10 TWh		
Excédentaires	3,3	2,7
Déversements	2,7	2,0
Délestages	0,50	0,50
20 TWh		
Excédentaires	5,1	4,1
Déversements	1,0	0,7
Délestages	0,52	0,51
30 TWh		
Excédentaires	5,8	4,6
Déversements	0,3	0,2
Délestages	0,525	0,518
40 TWh		
Excédentaires	6,1	4,8
Déversements	0,1	0,0
Délestages	0,537	0,52

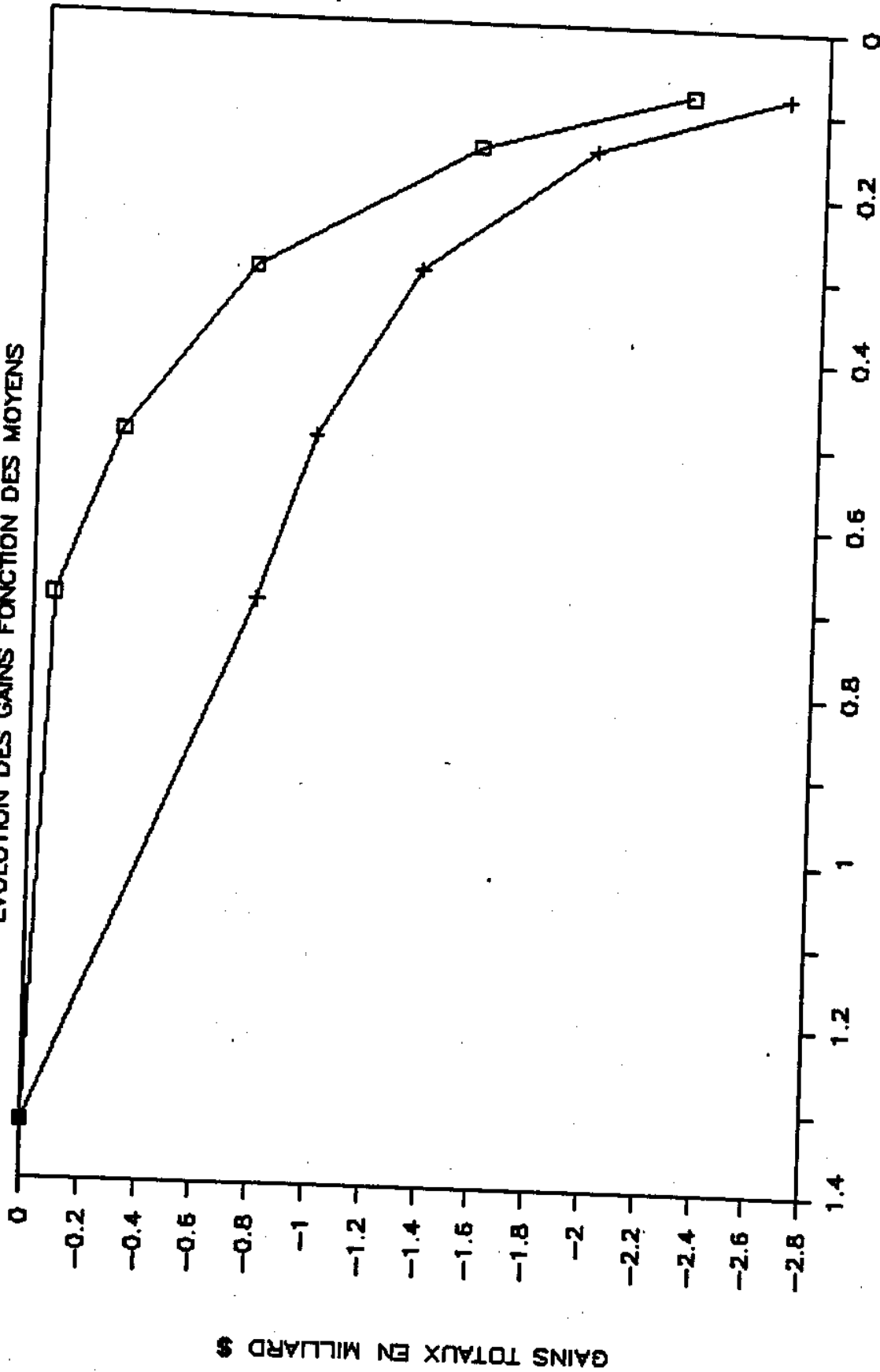
TABLEAU 9

Analyse de la capacité des marchés de ventes excédentairesVentilation des gains totaux

Capacité des marchés de ventes excédentaires	Parc 1995 + 3,6 TWh hydraulique M \$ 90	Parc 1995 + 3,3 TWh thermique + 1,3 TWh hydraulique M \$ 90
20 TWh Excédentaires Délestages Total	+ 500 <u>- 240</u> + 260	+ 400 <u>- 180</u> + 220
30 TWh Excédentaires Délestages Total	+ 748 <u>- 390</u> + 358	+ 576 <u>- 240</u> + 336
40 TWh Excédentaires Délestages Total	+ 820 <u>- 420</u> + 400	+ 625 <u>- 270</u> + 355

RESEAU DE PRODUCTION 1995

EVOLUTION DES GAINS FONCTION DES MOYENS

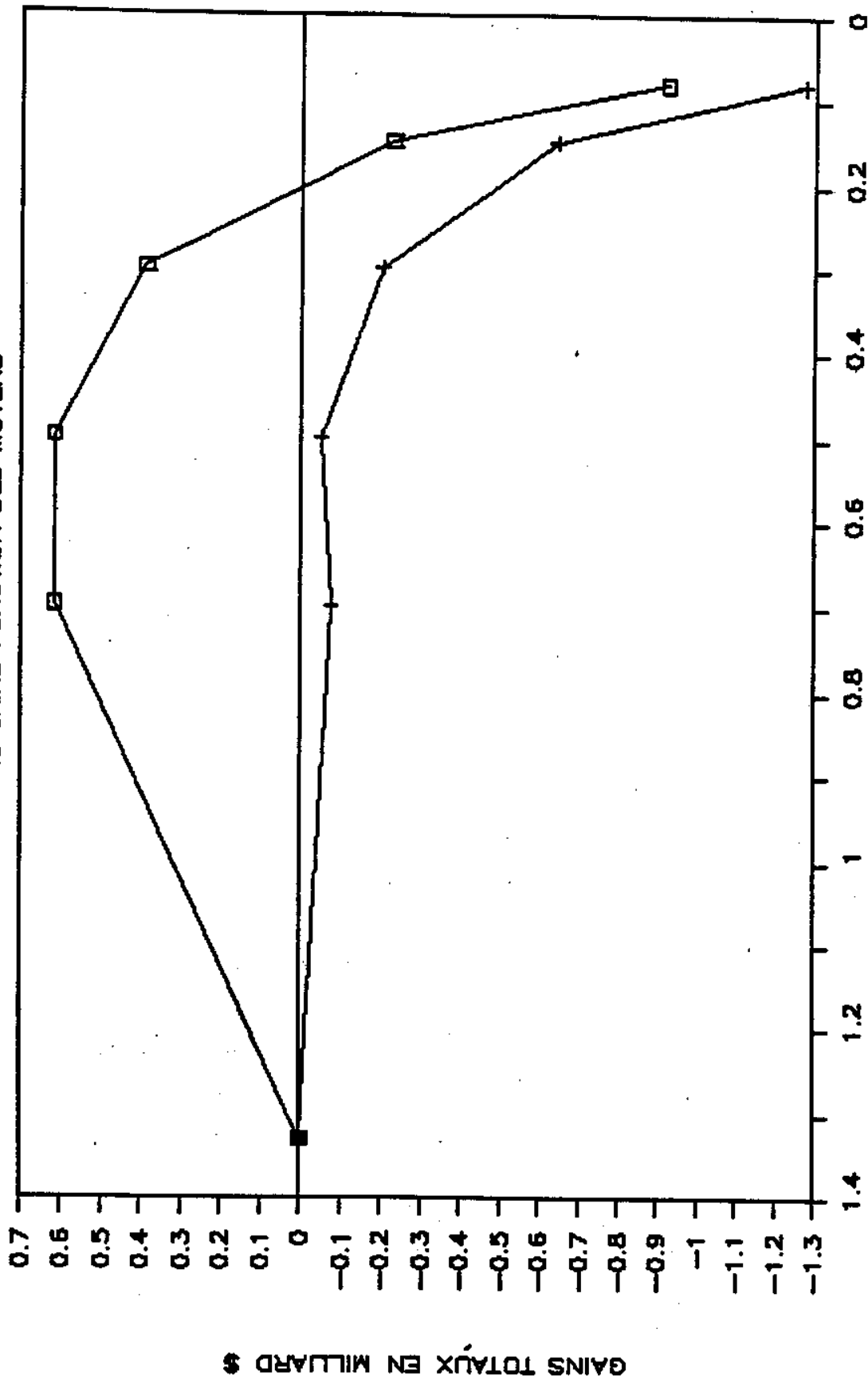


ESPERANCE DES DELESTAGES - T W H / AN -

FIGURE 9: Evolution des gains totaux en fonction de l'esperance de delestages pour un coût unitaire de delestages de 100\$/MWh

RESEAU DE PRODUCTION 1995

EVOLUTION DES GAINS FONCTION DES MOYENS



ESPERANCE DES DELESTAGES - T W H / AN -

FIGURE 8: Evolution des gains totaux en fonction de l'espérance de délestages pour un coût unitaire de délestages de 200\$/MWh

4.2.2 Le niveau d'enclenchement des moyens de production non hydro-électriques

La valeur de XMIN correspondant au niveau d'enclenchement des moyens de production non hydroélectriques a été fixée dans le modèle de simulation à 65% de la capacité totale du réservoir unique.

Nous présentons dans ce qui suit les résultats d'une analyse visant à quantifier l'impact d'une variation du niveau d'enclenchement des moyens sur les coûts totaux d'exploitation. Cette analyse a été effectuée en simulant le parc fixe procurant une espérance de délestages de 0,5 TWh/année pour des niveaux d'enclenchement variant de 40% à 80% de la capacité totale du réservoir unique.

La figure 5 montre l'évolution des coûts d'exploitation en fonction du niveau d'enclenchement XMIN pour les cas d'additions de réserves hydrauliques et mixtes.

Pour un niveau d'enclenchement inférieur à 60%, le rehaussement du niveau XMIN permet d'obtenir des gains importants associés à la réduction des délestages.

EVOLUTION DES COÛTS D'EXPLOITATION

EN FONCTION DE XMIN

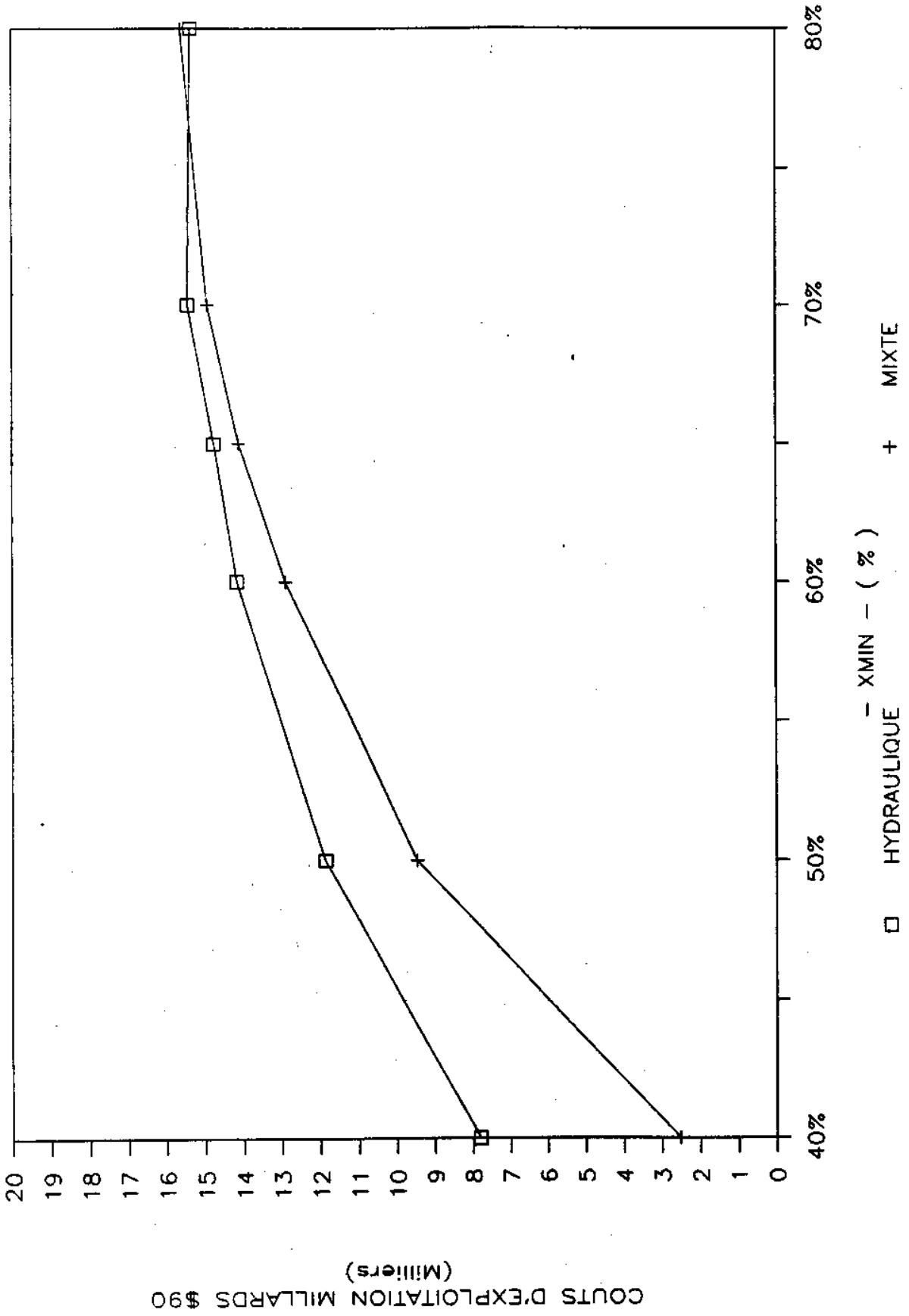


FIGURE 5: Evolution des coûts d'exploitation en fonction du niveau d'enclenchement des moyens de production non hydroélectriques

Les gains d'exploitation maximum se situe à un niveau d'enclenchement d'environ 70%. Au-delà de ce niveau, les gains associés à la réduction des délestages sont annulés par la hausse de coûts des moyens non-hydroélectriques.

Pour un niveau d'enclenchement XMIN de 65%, les gains d'exploitation sont légèrement inférieurs (environ 4%).

Le coût unitaire des délestages (dans ce cas 1 500 \$/MWh) représente le paramètre le plus sensible pour l'établissement du niveau optimal d'enclenchement des moyens de production non-hydroélectriques XMIN. D'autres simulations ont été effectuées pour des coûts de délestages variant de 50 \$ à 1 500\$/MWh.

Le tableau 10 présente pour le cas d'addition hydraulique, la variation des gains d'exploitation pour différents niveaux d'enclenchement et pour différents coûts de délestages.

TABLEAU 10

Variation des gains d'Exploitation

Coûts des délestages \$/MWh

Niveau d'enclenchement	1 500	1 000	500	200	50
XMIN 40%	7 800	5 750	3 700	2 500	1 700*
50%	11 850	8 350	4 850	2 800	1 560
60%	14 200	9 750	5 400	2 850*	1 350
65%	14 750	10 100	5 500	2 750	1 200
70%	15 400*	10 500*	5 550*	2 650	1 000
80%	15 300	10 225	5 200	2 150	450

* Niveaux d'enclenchement optimal

Pour des coûts de délestages de 500 \$/MWh et plus, le niveau optimal se situe à 70%. Pour des coûts de délestages inférieurs, le niveau d'enclenchement optimal est réduit de façon importante.

La valeur de XMIN, fixée à 65% de la capacité totale du réservoir unique, a été déterminée, d'une part, à partir de ces analyses économiques et, d'autre part, sur la nécessité de maintenir une marge de manoeuvre suffisante entre le niveau d'enclenchement des moyens non-hydroélectriques et le niveau d'enclenchement des ventes excédentaires. Cette marge de manoeuvre visait à éviter qu'une année de faible ou de forte hydraulité nous amène à passer d'un enclenchement des ventes excédentaires à un enclenchement des moyens de production non-hydroélectrique.

Compte tenu du faible écart entre les gains d'exploitation d'un enclenchement des moyens à 65% ou 70%, le niveau de 65% a été finalement retenu.

4.2.3 Le niveau d'enclenchement des ventes excédentaires

Des analyses de sensibilité ont également été effectuées pour quantifier l'impact d'une variation du niveau d'enclenchement des ventes excédentaires sur les coûts totaux d'exploitation.

Ces analyses ont été effectuées pour un parc fixe de 0,5 TWh/an de délestages en variant la valeur de X_{MAX} de 70% à 95% de la capacité totale du réservoir unique.

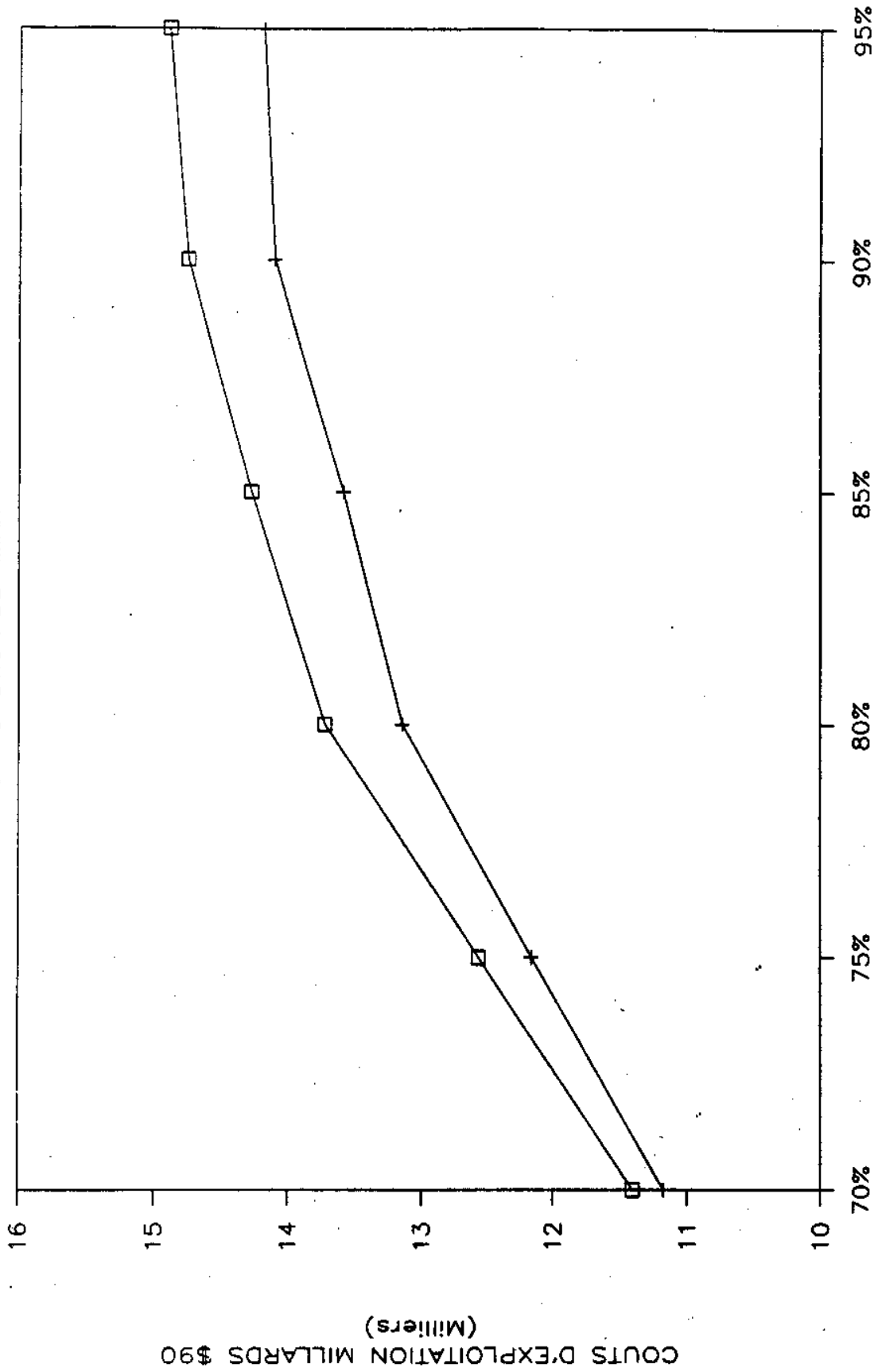
La figure 6 montre l'évolution des coûts d'exploitation en fonction du niveau d'enclenchement X_{MAX} pour les cas d'additions de réserves hydrauliques et mixtes.

Tant pour les additions hydrauliques que pour les additions mixtes, les gains d'exploitation maximum se situent à un niveau d'enclenchement X_{MAX} de 95%.

Pour un niveau d'enclenchement X_{MAX} de 90%, les gains d'exploitation sont légèrement inférieurs, environ 1%.

EVOLUTION DES COUTS D'EXPLOITATION

EN FONCTION DE XMAX



□ HYDRAULIQUE + MIXTE

FIGURE 6: Evolution des coûts d'exploitation en fonction du niveau d'enclenchement des ventes excédentaires

Comme dans le cas de l'évaluation de XMIN, d'autres simulations ont été effectuées pour des coûts de délestages variant de 50\$/MWh à 1500\$/MWh. Le tableau 11 présente pour le cas d'additions hydrauliques, la variation des gains d'exploitation pour différents niveaux d'enclenchement XMAX et pour différents coûts de délestages.

TABLEAU 11

Variation des gains d'Exploitation
Coûts des délestages \$/MWh

Niveau d'enclenchement	1 500	1 000	500	200	50
XMAX					
70%	11 400	7 900	4 500	2 450	1 250
75%	12 550	8 650	4 850	2 600	1 275*
80%	13 700	9 450	5 250	2 750	1 300*
85%	14 150	9 700	5 350*	2 750*	1 250
90%	14 750*	10 100*	5 500*	2 750*	1 299
95%	14 900*	10 150*	5 450	2 700	1 100

* Niveau d'enclenchement optimal

Pour des coûts de délestages de 200 \$/MWh et plus, le niveau optimal d'enclenchement XMAX se situe entre 90% et 95%.

La valeur de XMAX a été fixée dans le modèle à 90% de la capacité totale du réservoir unique.

Une marge de manoeuvre comprise entre le niveau maximum du réservoir unique (situé à 95% de la capacité) et le niveau d'enclenchement des ventes excédentaires XMAX est nécessaire. Cette marge de manoeuvre vise à éviter certains déversements lorsque les marchés excédentaires sont pleinement engagés. Le niveau d'enclenchement XMAX a donc été fixé à 90% de la capacité du réservoir unique vu le faible écart des gains d'exploitation avec un enclenchement des ventes fixé à 95%.

4.2.4 Les caractéristiques statistiques de l'offre

Les apports énergétiques sont sujets à des variations annuelles importantes. Pour représenter ces variations annuelles, un grand nombre de simulations de l'exploitation du parc de production sont effectuées à partir de scénarios d'apports énergétiques générés de façon indépendante. Trois paramètres sont utilisés dans le modèle de génération présenté à la section 3.1.3, ce sont:

- La moyenne I_K : représentée par la productibilité moyenne du parc de production;
- L'écart-type σI_K : estimé à 10% de l'offre moyenne;
- La corrélation annuelle ρI_K : estimée à 0,40

Ces trois paramètres ont été déterminés à partir de l'historique des apports énergétiques. Compte tenu de la courte durée des historiques d'apports énergétiques de certains bassins-versants, des analyses de sensibilité ont été effectuées pour quantifier l'impact d'une variation de ces trois paramètres sur les coûts totaux d'exploitation et sur la fiabilité énergétique. Ces analyses ont été faites en simulant le parc fixe procurant une espérance de délestages de 0,5 TWh/année.

Le tableau 12 présente pour les cas d'additions hydrauliques et mixtes la variation des gains d'exploitation et de la fiabilité énergétique pour des productibilités hydrauliques variant de -1% à +1%.

TABLEAU 12

Analyse de la variation de la moyenne des apports énergétiques

Variation de la moyenne(%)	Parc 1995 + 3,6TWh hydr		Parc 1995 + 3,3TWh therm + 1,3 TWh hydraulique	
	Gains D'expl. M \$ '90	Fiabilité	Gains D'expl. M \$ '90	Fiabilité
- 1%	9 250	0,79	8 800	0,78
- 0,5%	12 100	0,63	11 700	0,62
0%	14 750	0,50	14 100	0,50
+ 0,5%	16 800	0,40	16 000	0,40
+ 1,0%	18 400	0,30	17 750	0,31

Le tableau 13 présente la variation des gains d'exploitation et de la fiabilité énergétique pour des variations de l'écart-type des apports énergétiques de $\pm 1\%$.

TABLEAU 13

Analyse d'une variation de l'écart-type des apports énergétiques

	Parc 1995 + 3,6TWh hydr		Parc 1995 + 3,3TWh therm + 1,3 TWh hydraulique	
Variation de l'Écart-type %	Gains D'expl. M \$ 90	Fiabilité TWh/an	Gains D'expl. M \$ 90	Fiabilité TWh/an
9%	18 250	0,32	17 550	0,32
10%	14 750	0,50	14 100	0,50
11%	10 200	0,73	9 650	0,73

Finalement, le tableau 14 présente la même analyse pour une variation de la corrélation annuelle des apports énergétiques de 0,3 à 0,5.

TABLEAU 14

**Analyse d'une variation de la corrélation annuelle
des apports énergétiques**

Corrélation annuelle	Parc 1995 + 3,6TWh hydr		Parc 1995 + 3,3TWh therm + 1,3 TWh hydraulique	
	Gains D'expl. M \$ 90	Fiabilité TWh/an	Gains D'expl. M \$ 90	Fiabilité TWh/an
0,30	17 250	0,35	16 500	0,36
0,35	16 150	0,42	15 350	0,42
0,40	14 750	0,50	14 100	0,50
0,45	13 050	0,59	12 500	0,59
0,50	11 050	0,70	10 600	0,69

Les résultats des analyses effectuées sur les caractéristiques statistiques de l'offre indiquent que l'évaluation de l'espérance de délestages est très sensible aux variations de la moyenne, de l'écart-type et de la corrélation annuelle. Dans chacun des cas, de petites variations ont entraîné des espérances de délestages allant 0,3 TWh/an à 0,70 TWh/an. Il en va de même pour l'évaluation des gains sur les coûts totaux d'exploitation associés aux additions de réserves hydrauliques ou mixtes. Ces gains varient dans certains cas du simple au double. Il faut toutefois noter ici que les gains associés aux délestages représentent au moins 90% des gains totaux d'exploitation, le coût unitaire des délestages ayant été fixé à 1 500 \$/MWh dans ces analyses.

4.2.5 Les coûts de délestages

L'évaluation des gains totaux associés à l'addition de réserves hydrauliques ou mixtes est directement basée sur les coûts unitaires de délestages. Pour un coût unitaire de 1 500 \$/MWh, les gains associés à la réduction des délestages représentent au minimum 90% des gains d'exploitation. La valeur des délestages aura donc une importance primordiale dans la détermination du niveau de fiabilité optimal.

La figure 4 de la section 4.1.3 montre que pour un coût unitaire de délestages de 1 500 \$/MWh, le niveau de fiabilité énergétique optimal se situe à une espérance de délestages de l'ordre 0,1 TWh/an. Dans ce cas, il serait nécessaire d'ajouter au parc de production 1995, une réserve hydraulique de 10 TWh ou une réserve mixte composée de 3,3 TWh thermique et de 7,7 TWh hydraulique.

De façon à mieux visualiser l'impact des coûts de délestages sur le niveau optimal de fiabilité énergétique, des analyses de sensibilité ont été effectuées. Ces analyses ont eu pour but d'évaluer l'évolution des gains totaux en termes de coûts d'exploitation et d'investissement d'une augmentation de la fiabilité énergétique par l'addition de moyens de production hydrauliques ou mixtes pour différents coûts unitaires de délestages. Quatre coûts unitaires de délestages ont été utilisés soit, 500 \$/MWh, 200 \$/MWh, 100 \$/MWh et 50 \$/MWh, ce dernier coût représentant environ la perte de revenus de l'entreprise associée à l'énergie non-livrée.

Les figures 7 à 10 montrent l'évolution des gains totaux en fonction de l'espérance de délestages pour ces différents coûts unitaires de délestages.

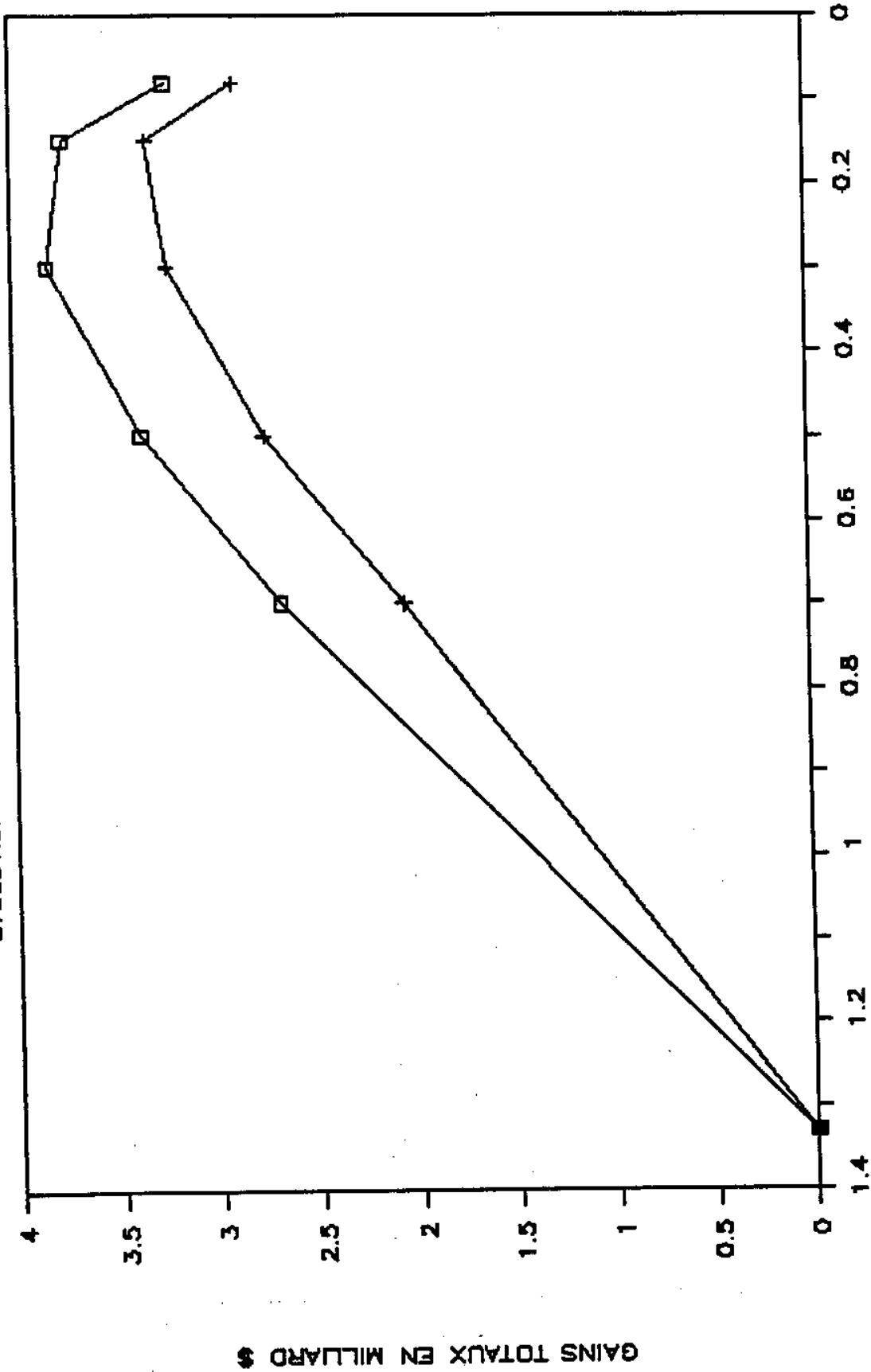
Come on peut le constater, une baisse du coût unitaire de délestages entraînera une réduction des besoins de réserves. Le tableau 15 montre les niveaux de fiabilité énergétique optimaux pour les différents coûts unitaires de délestages pour des additions de réserves hydrauliques.

TABLEAU 15

Coûts unitaires de délestages \$/MWh	Espérances de délestages optimales TWh/an	Additions de réserves hydrauliques TWh
1 500	0,08	10,0
500	0,30	5,5
200	0,50	3,6
100	1,3	-
50	1,3	-

RESEAU DE PRODUCTION 1995

EVOLUTION DES GAINS FONCTION DES MOYENS



ESPERANCE DES DELESTAGES - T W H / AN -

FIGURE 7: Evolution des gains totaux en fonction de l'espérance de délestages pour un coût unitaire de délestages de 500\$/MWh

4.3 DISPONIBILITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le but de cette section est d'analyser la disponibilité énergétique que procure un parc de production. Nous analyserons, dans un premier temps pour un parc à l'équilibre "offre-demande", la ventilation des fonctionnements des moyens de production selon les approches déterministes et probabilistes.

Par la suite, nous effectuerons une comparaison entre l'évaluation de la protection totale sur 4 ans que procure ce parc selon la méthode déterministe et selon la méthode probabiliste.

Ces comparaisons visent à mettre en lumière les principales différences entre l'ancienne et la nouvelle approche et à évaluer avec une vision déterministe la protection qu'assurent des parcs de production de fiabilités différentes. Finalement, nous évaluerons suivant la même approche la protection sur différentes années que fournissent des parcs de production de fiabilités énergétiques différentes.

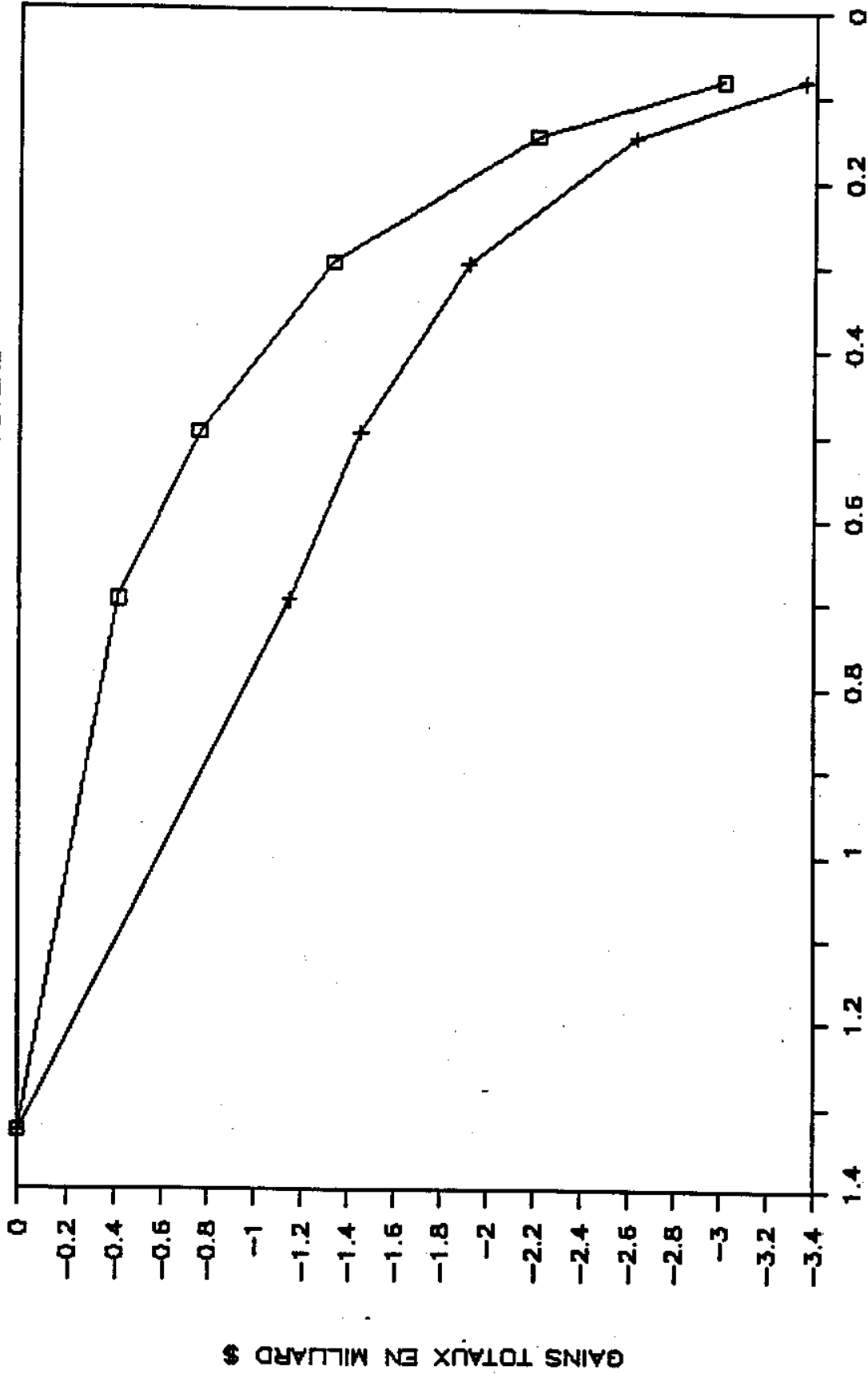
Ces analyses de disponibilités énergétiques ont été effectuées en analysant le parc de production anticipé pour l'année 1995 soit après que tous les équipements de La Grande phase II auront été mis en service. Les caractéristiques de ce parc ont été présentées à la section 4.1.1.

Le tableau 16 présente la ventilation des fonctionnements des moyens de production selon une approche déterministe ou une approche probabiliste.

Dans l'approche déterministe, seule la production hydraulique est utilisée pour satisfaire la demande. Aucun moyen de production non-hydro-électrique n'est utilisé. Les délestages seront nuls, la production hydraulique étant égale à la demande.

RESEAU DE PRODUCTION 1995

EVOLUTION DES GAINS FONCTION DES MOYENS



ESPERANCE DES DELESTAGES — T W H / AN —

FIGURE 10: Evolution des gains totaux en fonction de l'espérance de délestages pour un coût unitaire de délestages de 50\$/MWh

Selon l'approche probabiliste, on constate pour le même parc de production que:

- Il y aura déversement et excédentaire car on ne peut emmagasiner totalement les années de forte hydraulité;
- La production thermique, les achats et les délestages viendront compenser la baisse de production hydraulique disponible en moyenne;
- Le niveau espéré des réservoirs sera réduit passant de 83% à 70%.

TABLEAU 16

DISPONIBILITE ENERGETIQUE

OFFRE = DEMANDE

DETERMINISTE VS PROBABILISTE

	<u>DETERMINISTE (TWH)</u>	<u>PROBABILISTE (ESPERANCE TWH)</u>
PRODUCTION HYDRAULIQUE	180	180
EXCEDENTAIRE, DEVERSEMENT ET EFFET HAUTEUR DE CHUTE	0	- 3,8 ⁽¹⁾
PRODUCTION MOYENNE DISPONIBLE	<u>180</u>	<u>176,2</u>
THERMIQUE (TRACY)	0	1,2 ⁽²⁾
ACHATS	0	0,7 ⁽²⁾
BI-ENERGIE	0	0,6 ⁽²⁾
PRODUCTION TOTALE	<u>180</u>	<u>178,7</u>
DELESTAGE	0	1,3 ⁽²⁾
DEMANDE A SATISFAIRE	<u>180</u>	<u>180</u>
NIVEAU ESPERE DES RESERVOIRS	83 % (FORCE)	70 %

synthes1

Le tableau 17 montre l'évaluation de la protection que procure le parc de production 1995 face à un cycle de 4 années de faible hydraulité suivant les approches déterministes et probabilistes. L'évaluation de cette protection a été effectuée en considérant les mécanismes d'enclenchement des moyens non-hydroélectriques à chacune des approches.

Ainsi pour l'approche déterministe, les moyens de production non-hydroélectriques sont enclenchés après qu'une année et demie de faible hydraulité soit survenue. Dans l'approche probabiliste, ces moyens sont enclenchés lorsque le pourcentage de remplissage du réservoir unique est inférieur à 65%, dans ce cas dès la deuxième année.

On constate une réduction de la protection sur 4 années de 21 TWh selon l'approche probabiliste. Cette réduction est principalement causée par l'abaissement du niveau espéré du réservoir unique qui selon les simulations stochastiques se situe à 70% de remplissage.

TABLEAU 17

**FIABILITE ENERGETIQUE
ANALYSE PARC CONSTANT
OFFRE = DEMANDE**

(PLAN 1989: STATU QUO)

PRODUCTIBILITE HYDRAULIQUE : (APRES LA GRANDE, PHASE 2)		180 TWh
CAPACITE DES RESERVOIRS :		162 TWh
4 ANNEES SECHES (27 TWh/AN):		108 TWh
	CRITERE: PLAN 1989 DETERMINISTE (TWh)	COMPORTEMENT PROBABILISTE (TWh)
NIVEAU DES RESERVOIRS	134 (83% FORCE)	113 (70% ESPERANCE)
RESERVE SAISONNIERE	-54	-54
RESERVE MULTIANNUELLE	80	59
TRACY (3,4 TWh/AN)	9	10
ACHATS (5 TWh/AN)	13	15
BI-ENERGIE (4 TWh/AN)	10	12
EFFET HAUTEUR DE CHUTE	-	- 5
PROTECTION TOTALE SUR 4 ANS	112	91
ESPERANCE DE DELESTAGE	-	1,3 TWh/AN
PROBABILITE DE DELESTER 5 TWh OU PLUS PAR AN	-	8 %

Enfin, le tableau 18 présente suivant la même approche la protection totale pour 4, 5 et 6 ans que procurent des parcs de production dont les espérances de délestages varient de 1,3 TWh/an à 0,15 TWh/an.

TABEAU 18

**FIABILITE ENERGETIQUE
ANALYSE PARC CONSTANT
METHODE PROBABILISTE
(TMH)**

**PRODUCTIBILITE HYDRAULIQUE (APRES LA GRANDE, PHASE 2) 180 TMH
CAPACITE DES RESERVOIRS 162 TMH**

EXCEDENT HYDRAULIQUE (TMH)	NIVEAU DES RESERVOIRS	ESPERANCE DE DELESTAGE	PROBABILITE DE DELESTER 5 TMH/AN	PROTECTION TOTALE SUR		
				4 ANS	5 ANS	6 ANS
0,0	113 (70%)	1,3	8%	91	100	109
2,3	121 (74%)	0,7	4%	110	123	134
3,6	125 (75%)	0,5	3%	120	134	148
5,5	132 (79%)	0,3	2%	132	150	164
8,0	140 (83%)	0,15	1%	144	163	172

5.0 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Une nouvelle méthode pour l'évaluation de la fiabilité énergétique d'un parc d'équipements de production a été développée au cours de l'année 1989. La nouvelle approche consiste à simuler l'exploitation anticipée d'un parc de production défini pour différents scénarios de demande et d'offres énergétiques. Les résultats de ces simulations permettent d'obtenir un ensemble de statistiques aux différentes années sur le fonctionnement des moyens de production, les achats et les ventes d'énergie et finalement sur les délestages.

Le nouveau critère de fiabilité énergétique est basé sur l'espérance annuelle des délestages en énergie. Ainsi, les parcs de production procurant la même espérance annuelle de délestages en énergie seront considérés dans cette approche comme équivalents en termes de services rendus d'un point de vue énergétique.

Mentionnons de plus qu'à partir des coûts unitaires des moyens de production et des bénéfices unitaires associés aux ventes excédentaires, il sera possible de tirer de ces simulations l'évolution des coûts d'exploitation pour l'ensemble de la période d'analyse. Ces coûts d'exploitation combinés aux coûts d'immobilisation des équipements permettront, entre autres, de quantifier l'impact économique d'une modification du niveau de fiabilité énergétique.

Les principaux avantages de la nouvelle méthode stochastique comparativement à la méthode déterministe peuvent être résumés comme suit:

- Elle tient compte du comportement stochastique des apports naturels et des aléas de la demande en énergie;
- Elle reflète plus fidèlement l'exploitation réelle du parc de production;

- Elle permet d'évaluer la fiabilité énergétique en termes de probabilité de délestage;
- Elle permet de quantifier l'impact économique d'une variation de la fiabilité énergétique sur les coûts d'investissement et d'exploitation.

Tous les résultats des simulations présentés dans ce rapport l'ont été pour des parcs de production fixes où l'offre énergétique et la demande énergétique sont considérées constantes pour toute la période d'analyse.

D'une façon générale, ces simulations ont eu pour but de quantifier l'impact du niveau de fiabilité sur les coûts d'exploitation et d'immobilisation et d'établir la sensibilité des différents paramètres utilisés.

Suite aux résultats obtenus lors de ces analyses, un certain nombre d'études doivent être entreprises. Ces études devront porter sur:

- L'amélioration de la génération de l'offre et de la demande (distribution)
 - . aléa plus limité
 - . corrélation, etc.
- L'impact de la désagrégation du réservoir unique;
- Le raffinement de l'effet du niveau du réservoir unique sur l'offre énergétique;
- La révision de la décomposition de l'offre énergétique annuelle;
- Les contraintes sur l'utilisation cumulée de certains moyens de production;

- La définition du critère de fiabilité énergétique:
 - . définition en termes de TWh/an, de % ou de probabilité,
 - . signification,
 - . utilisation,
 - . coût de défaillance correspondant.

Mentionnons finalement que la nouvelle méthode stochastique sera également utilisée pour l'élaboration des futurs programmes d'équipements de production. D'autres études devront alors être effectuées pour assurer une parfaite compatibilité entre les données utilisées avec l'ancienne méthode déterministe et les mécanismes de simulation de la nouvelle méthode stochastique. Ces études porteront sur:

- L'étude de la compatibilité des données de projets
 - . analyse des déversements et des revalorisations
- La révision des paramètres et données
 - . plusieurs marchés d'excédentaires
 - . modélisation des rappels, des interconnexions, etc.
 - . données de coûts à revoir,
- L'étude de l'influence des réservoirs associés aux projets futurs.

ANNEXE A

IMPACT DE L'AUGMENTATION DE LA FIABILITE ENERGETIQUE SUR LES GAINS TOTAUX

- . VENTILATION DES ESPERANCES DE
FONCTIONNEMENT ET DE DELESTAGES**

- . VENTILATION DES GAINS TOTAUX**

TABLEAU A.1

**VENTILATION DES ESPERANCES
DE FONCTIONNEMENT ET DE DELESTAGES
A FIABILITE CONSTANTE DE 0,70 TWh/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 TWh/AN	PARC 1995 + 2,3 TWh HYDRAULIQUE TWh/AN	PARC 1995 +3,3 TWh THERMIQUE 0,0 TWh HYDRAULIQUE
PRODUCTION			
- HYDRAULIQUE	176,2	177,3	176,1
- GENTILLY 2	5,0	5,0	5,0
- AUTRES	3,0	3,0	3,0
THERMIQUES	1,2	0,9	2,0
ACHATS DE SOUTIEN	0,7	0,6	0,6
BI-ENERGIE	0,6	0,5	0,6
DELESTAGES	1,3	0,7	0,7
DEMANDE A SATISFAIRE	188,0	188,0	188,0
EXCEDENTAIRES	2,2	2,9	2,4
DEVERSEMENTS	1,6	2,2	1,6
EMMAGASINEMENT	-	0,2	0,1
NIVEAU MOYEN DU RESERVOIR UNIQUE	70 %	74 %	72 %
GAINS PAR HAUTEUR DE CHUTE	-	+ 0,3	+ 0,2

TABLEAU A.2**VENTILATION DES GAINS TOTAUX****A FIABILITE CONSTANTE DE 0,70 TWh/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 2,3 TWh/AN HYDRAULIQUE M \$ 90	PARC 1995 + 3,3 TWh THERMIQUE 0,0 TWh HYDRAULIQUE M \$ 90
EXCEDENTAIRES	200	50
THERMIQUES	200	-600
ACHATS DE SOUTIEN	100	50
BI-ENERGIE	100	100
DELESTAGES	10 350	10 750
SOUS-TOTAL	10 950	10 350
INVESTISSEMENTS:		
- HYDRAULIQUE	1 400	-
- THERMIQUE	-	1 200
GAINS NETS	9 550	9 150

TABLEAU A.3**VENTILATION DES ESPERANCES
DE FONCTIONNEMENT ET DE DELESTAGES
A FIABILITE CONSTANTE DE 0,5 TWH/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 TWH/AN	PARC 1995 + 3,6 TWH HYDRAULIQUE TWH/AN	PARC 1995 +3,3 TWH THERMIQUE 1,3 TWH HYDRAULIQUE
PRODUCTION			
- HYDRAULIQUE	176,2	177,7	176,7
- GENTILLY 2	5,0	5,0	5,0
- AUTRES	3,0	3,0	3,0
THERMIQUES	1,2	0,8	1,7
ACHATS DE SOUTIEN	0,7	0,5	0,6
BI-ENERGIE	0,6	0,5	0,5
DELESTAGES	1,3	0,5	0,5
DEMANDE A SATISFAIRE	188,0	188,0	188,0
EXCEDENTAIRES	2,2	3,3	2,7
DEVERSEMENTS	1,6	2,7	2,0
EMMAGASINEMENT	-	0,3	0,2
NIVEAU MOYEN DU RESERVOIR UNIQUE	70 %	75 %	74 %
GAINS PAR HAUTEUR DE CHUTE	-	+ 0,4	+ 0,3

TABLEAU A.4**VENTILATION DES GAINS TOTAUX****A FIABILITE CONSTANTE DE 0,5 TWh/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 3,6 TWh/AN HYDRAULIQUE M \$ 90	PARC 1995 + 3,3 TWh THERMIQUE 1,3 TWh HYDRAULIQUE M \$ 90
EXCEDENTAIRES	300	150
THERMIQUES	300	-400
ACHATS DE SOUTIEN	150	100
BI-ENERGIE	150	150
DELESTAGES	13 850	14 100
SOUS-TOTAL	14 750	14 100
INVESTISSEMENTS:		
- HYDRAULIQUE	2 200	800
- THERMIQUE	-	1 200
GAINS NETS	12 550	12 100

TABLEAU A.5

**VENTILATION DES ESPERANCES
DE FONCTIONNEMENT ET DE DELESTAGES
A FIABILITE CONSTANTE DE 0,3 TWH/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 TWH/AN	PARC 1995 + 5,5 TWH HYDRAULIQUE TWH/AN	PARC 1995 +3,3 TWH THERMIQUE 3,2 TWH HYDRAULIQUE
PRODUCTION			
- HYDRAULIQUE	176,2	178,2	177,4
- GENTILLY 2	5,0	5,0	5,0
- AUTRES	3,0	3,0	3,0
THERMIQUES	1,2	0,6	1,4
ACHATS DE SOUTIEN	0,7	0,5	0,5
BI-ENERGIE	0,6	0,4	0,4
DELESTAGES	1,3	0,3	0,3
DEMANDE A SATISFAIRE	188,0	188,0	188,0
EXCEDENTAIRES	2,2	4,0	3,3
DEVERSEMENTS	1,6	3,5	2,6
EMMAGASINEMENT	-	0,4	0,3
NIVEAU MOYEN DU RESERVOIR UNIQUE	70 %	79 %	76 %
GAINS PAR HAUTEUR DE CHUTE	-	+ 0,6	+ 0,4

TABLEAU A.6**VENTILATION DES GAINS TOTAUX****A FIABILITE CONSTANTE DE 0,30 TWH/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 5,5 TWH/AN HYDRAULIQUE M \$ 90	PARC 1995 + 3,3 TWH THERMIQUE 3,2 TWH HYDRAULIQUE M \$ 90
EXCEDENTAIRES	450	300
THERMIQUES	400	-200
ACHATS DE SOUTIEN	200	200
BI-ENERGIE	250	250
DELESTAGES	17 300	17 300
SOUS-TOTAL	18 600	17 850
INVESTISSEMENTS:		
- HYDRAULIQUE	3 350	2 000
- THERMIQUE	-	1 200
GAINS NETS	15 250	14 650

TABLEAU A.7

**VENTILATION DES ESPERANCES
DE FONCTIONNEMENT ET DE DELESTAGES
A FIABILITE CONSTANTE DE 0,15 TWH/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 TWH/AN	PARC 1995 + 8,0 TWH HYDRAULIQUE TWH/AN	PARC 1995 +3,3 TWH THERMIQUE 5,6 TWH HYDRAULIQUE
PRODUCTION			
- HYDRAULIQUE	176,2	178,8	178,1
- GENTILLY 2	5,0	5,0	5,0
- AUTRES	3,0	3,0	3,0
THERMIQUES	1,2	0,4	1,0
ACHATS DE SOUTIEN	0,7	0,4	0,4
BI-ENERGIE	0,6	0,3	0,4
DELESTAGES	1,3	0,15	0,15
DEMANDE A SATISFAIRE	188,0	188,0	188,0
EXCEDENTAIRES	2,2	4,7	4,1
DEVERSEMENTS	1,6	4,7	3,6
EMMAGASINEMENT	-	0,7	0,5
NIVEAU MOYEN DU RESERVOIR UNIQUE	70 %	83 %	80 %
GAINS PAR HAUTEUR DE CHUTE	-	+ 0,9	+ 0,7

fiabener

TABLEAU A.8**VENTILATION DES GAINS TOTAUX****A FIABILITE CONSTANTE DE 0,15 TWh/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 8,0 TWh/AN HYDRAULIQUE M \$ 90	PARC 1995 + 3,3 TWh THERMIQUE 5,6 TWh HYDRAULIQUE M \$ 90
EXCEDENTAIRES	650	500
THERMIQUES	500	-100
ACHATS DE SOUTIEN	300	300
BI-ENERGIE	350	300
DELESTAGES	20 000	20 000
SOUS-TOTAL	21 800	21 000
INVESTISSEMENTS:		
- HYDRAULIQUE	4 900	3 400
- THERMIQUE	-	1 200
GAINS NETS	16 900	16 400

TABLEAU A.9

**VENTILATION DES ESPERANCES
DE FONCTIONNEMENT ET DE DELESTAGES
A FIABILITE CONSTANTE DE 0,08 TWH/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 TWH/AN	PARC 1995 + 10 TWH HYDRAULIQUE TWH/AN	PARC 1995 +3,3 TWH THERMIQUE +7,7TWH HYDRAULIQUE
PRODUCTION			
- HYDRAULIQUE	176,2	179,0	178,5
- GENTILLY 2	5,0	5,0	5,0
- AUTRES	3,0	3,0	3,0
THERMIQUES	1,2	0,3	0,8
ACHATS DE SOUTIEN	0,7	0,3	0,3
BI-ENERGIE	0,6	0,3	0,3
DELESTAGES	1,3	0,08	0,08
DEMANDE A SATISFAIRE	188,0	188,0	188,0
EXCEDENTAIRES	2,2	5,3	4,7
DEVERSEMENTS	1,6	5,8	4,6
EMMAGASINEMENT	-	0,8	0,7
NIVEAU MOYEN DU RESERVOIR UNIQUE	70 %	83 %	82 %
GAINS PAR HAUTEUR DE CHUTE	-	+ 0,9	+ 0,8

TABLEAU A.10**VENTILATION DES GAINS TOTAUX****A FIABILITE CONSTANTE DE 0,08 TWH/AN DE DELESTAGE**

	PARC 1995 +10 TWH/AN HYDRAULIQUE M \$ 90	PARC 1995 + 3,3 TWH THERMIQUE 7,7 TWH HYDRAULIQUE M \$ 90
EXCEDENTAIRES	800	650
THERMIQUES	600	250
ACHATS DE SOUTIEN	400	350
BI-ENERGIE	400	400
DELESTAGES	20 950	21 000
SOUS-TOTAL	23 150	22 650
INVESTISSEMENTS:		
- HYDRAULIQUE	6 100	4 700
- THERMIQUE	-	1 200
GAINS NETS	17 050	16 750