

R-57 TU
RNCREB-2

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3550-2004
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 16 juin 2005
Pièces n°: RNCREB-17

**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.

Finalement, 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 hydraulicité composée de:

- Réserve multi-annuelle RM (long terme); représente la réserve nécessaire si une séquence de quatre années consécutives de faible hydraulicité survenait. Une année de faible hydraulicité 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 hydraullicité 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 hydraullicité 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 hydraulité

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

Moyens
compensateurs

TABLEAU 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.

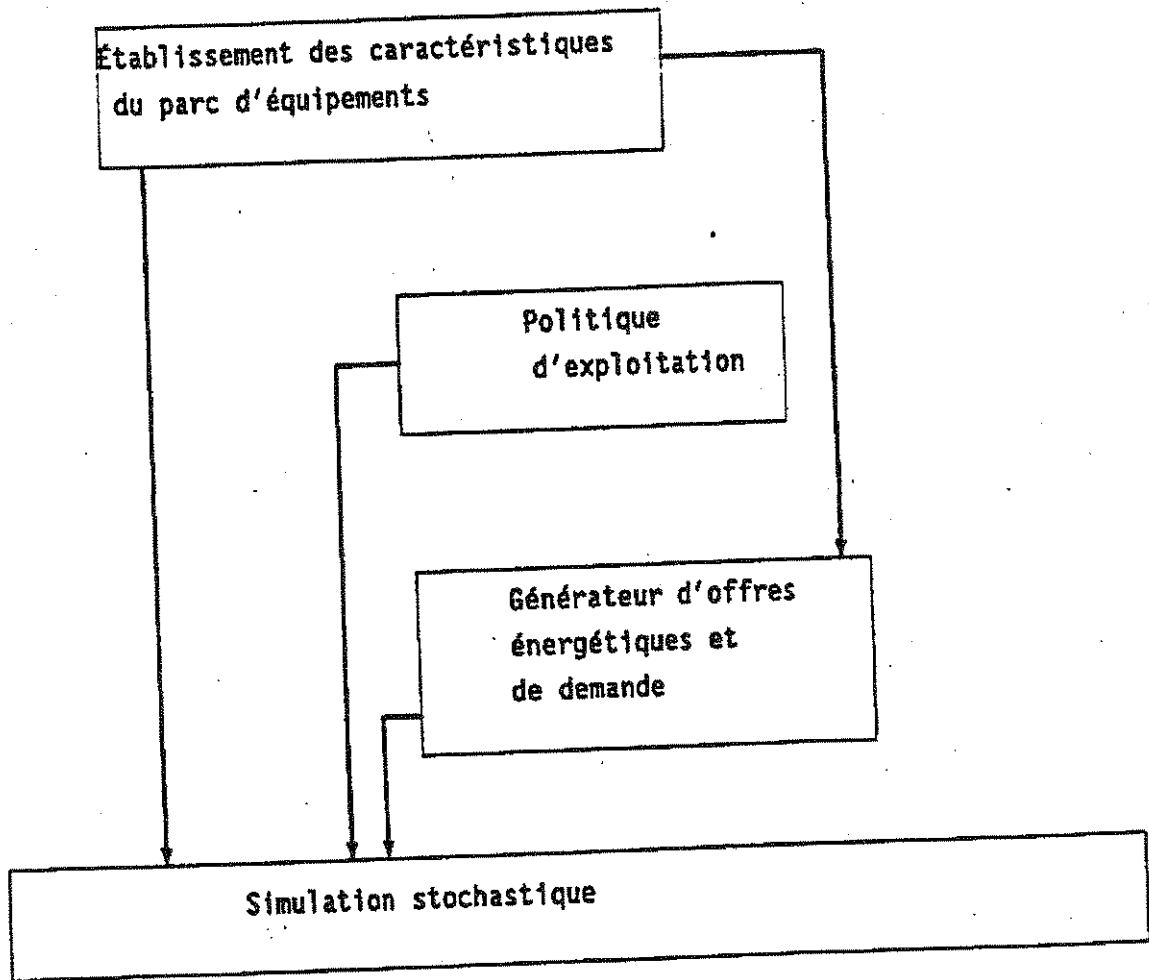


Figure 1
Schématisation du fonctionnement du simulateur stochastique

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:

1) 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:

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

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

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

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 $\rho I = 0,40$.

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

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

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:

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

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

ANNEES	K	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	MOT
NIVEAU INITIAL	X	120,0	103,3	52,9	37,3	39,7	49,8	61,8	85,1	104,3	146,8	79,2
% REMPLISSAGE		74,1%	63,7%	32,6%	23,0%	24,5%	25,2%	36,2%	52,5%	64,4%	90,6%	48,9%
DEMANDE	D	190,0	220,0	225,0	230,0	240,0	200,0	185,0	200,0	170,0	175,0	203,5
OFFRE	O	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	64,5	43,9	49,0	4,0	-15,1	-9,2	-43,4	-41,6	10,1
MOYENS	THEM	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	31,3	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

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.