

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

EXPLORATION NUMÉRIQUE DE L'ÉVOLUTION DES RISQUES
DE DÉFAILLANCE DANS L'EXPLOITATION
D'UN SYSTÈME HYDRIQUE

par

Épiphanie Tonalémi S. WANKPO

DÉPARTEMENT DE GÉNIE CIVIL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

THÈSE PRÉSENTÉE EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE PHILOSOPHIAE DOCTOR (Ph.D.)

(GÉNIE CIVIL)

NOVEMBRE 1996

© Épiphanie Tonalémi S. Wankpo, 1996

Acquisitions and
Bibliographic Services

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Acquisitions et
services bibliographiques

395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file Votre référence

Our file Notre référence

The author has granted a non-exclusive licence allowing the National Library of Canada to reproduce, loan, distribute or sell copies of this thesis in microform, paper or electronic formats.

The author retains ownership of the copyright in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque nationale du Canada de reproduire, prêter, distribuer ou vendre des copies de cette thèse sous la forme de microfiche/film, de reproduction sur papier ou sur format électronique.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

0-612-26441-6

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Cette thèse intitulée:

EXPLORATION NUMÉRIQUE DE L'ÉVOLUTION DES RISQUES
DE DÉFAILLANCE DANS L'EXPLOITATION
D'UN SYSTÈME HYDRIQUE

présentée par : Épiphané Tonalémi S. WANKPO

en vue de l'obtention du diplôme de: Philosophiae Doctor

a été dûment acceptée par le jury d'examen constitué de :

M. MARCHE Claude, D.Sc.A., président

M. LECLERC Guy, Ph.D., membre et directeur de recherche

M. KAHAWITA René, Ph.D., membre

M. TREMBLAY Michel, Ph.D., membre

M. FAUCHER Guy, D.Sc., représentant du Doyen

À mes enfants

Sèwignon E. Sayskie, Sènagbey S. Eudes et Syas E. Nouvèdo qui ont fait preuve d'amour, de tolérance et de compréhension durant la préparation de cette thèse.

Retenez, en retour, cette réflexion de Vauvernargues: « On n'est pas né pour la gloire lorsqu'on ne connaît pas le prix du temps »

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier l'Agence Canadienne pour le Développement International, le Programme Québécois des Bourses d'Excellence, la famille Wankpo, le Professeur Guy Leclerc et le département de génie civil de l'École Polytechnique de Montréal pour avoir conjointement financé ma formation aux études supérieures à l'École Polytechnique de Montréal..

Je remercie sincèrement mon directeur de recherche, le Professeur Guy Leclerc ing. Ph.D, pour toute l'aide apportée depuis le tout début de mes études doctorales à Polytechnique, que ce soit sur le plan financier, technique et rédactionnel et pour son optimisme constant à notre égard.

Je remercie également le Professeur Claude Marche ing., D.Sc.A., le Professeur René Kahawita ing., Ph.D., le Dr. Michel Tremblay ing. de SNC Lavalin et le Dr. Guy Faucher, membres du jury d'examen pour avoir accepté de juger cette thèse et pour les précieux conseils.

J'exprime toute ma reconnaissance à Mr. Adékpédjou Sylvain Akindès, initiateur de mes formations postgrades, et aux Professeurs du département de génie civil du Collège Polytechnique Universitaire d'Abomey Calavi pour la confiance et le soutien moral.

Il me serait très ingrat de ne pas exprimer ma reconnaissance à ma famille. Je remercie mes parents et mes frères pour leur soutien inconditionnel, mon épouse Éloïse H. Ahomlanto pour avoir accepté de vivre, à la béninoise, les moments les plus difficiles que nous avons traversés ensemble et toute la petite famille du Dr. Fidendé F. OUANKPO de Hadagon pour les sacrifices consentis.

De même, je remercie tout le personnel de la Direction de la Coopération Internationale de l'École de Technologie Supérieure de Montréal, la famille Louise DeGuire, la famille Marie Jobin, la famille Luce Michaud et la famille Denise et Marcel Hébert pour avoir tout mis en oeuvre pour faciliter l'intégration rapide de ma petite famille au Québec.

Enfin, je remercie tout le personnel de la section hydraulique et ressources hydriques du département de génie civil de l'École Polytechnique de Montréal et mes collègues de travail en particulier Adjakplé M. Pascal, Job Ikama, Hamidou Mamadou Abdou, Noël D. Évora, Abdelfettah Fredj, Nacer Zerrouk, Manuel Kotchounian, Corinne Lacroix et Sophie Harvey dont les suggestions nous ont permis de faire cette thèse dans des conditions à la fois chaleureuses et mémorables.

R É S U M É

Cette recherche traite de la prise en compte des risques de défaillance dans l'exploitation d'un système hydrique. L'accent a été mis sur une exploration numérique du comportement d'un système constitué d'un réservoir utilisé principalement pour la production hydro-électrique et soumis à diverses contraintes d'exploitation. De cette exploration numérique se dégagent des informations complémentaires à l'information traditionnelle sur les répercussions économiques d'une politique d'exploitation du système. Ces informations portent sur les risques encourus et sur les caractéristiques des risques et des défaillances.

Cette recherche a porté sur trois questions particulières :

1. l'identification des valeurs des paramètres d'entrée aux modèles d'aide à la décision, valeurs minimales à respecter pour assurer que les risques de défaillance soient correctement évalués,
2. la mise en oeuvre de la stratégie évaluation-révision sur une durée d'exploitation de dix ans et
3. la comparaison des deux stratégies d'exploitation d'un système hydrique pour en dégager les forces et faiblesses.

Les conclusions dégagées de l'exploration numérique effectuée constituent les contributions originales de cette recherche doctorale.

Les valeurs minimales des paramètres des modèles utilisés, la programmation dynamique et la simulation stochastique, portent sur le nombre d'intervalles nécessaires pour discrétiser la réserve active du réservoir et les fonctions de probabilité des apports naturels. Un nombre supérieur d'intervalles à celui recommandé, pour évaluer les seules répercussions économiques, est nécessaire pour assurer que les divers risques de défaillance soient correctement évalués. Dans notre cas d'étude, le nombre minimal d'intervalles de discrétisation de la réserve active a été fixé à 25 et celui appliqué aux apports naturels à 13.

La mise en oeuvre de la stratégie évaluation-révision pour une durée de dix ans a permis de suivre l'évolution dynamique du système et d'évaluer les divers critères de performance qui sont les bénéfices nets, les risques de défaillance, les mesures de résilience et les caractéristiques des défaillances et ce pour les cas avec et sans seuil de risque imposé au dépassement du niveau d'emmagasinement acceptable. Outre l'évaluation formelle des risques et de leurs caractéristiques, cette activité a montré l'influence sur les niveaux d'eau emmagasinée d'imposer un seuil de risque sur l'emmagasinement maximal, dans notre cas, le maintien de l'emmagasinement à des

valeurs inférieures à celles observées lorsque le seuil de risque imposé à l'emmagasinement maximal n'est pas modifié à la baisse.

La comparaison des deux stratégies régulièrement suivies en exploitation d'un système hydrique n'avait pas été, à notre surprise, documentée dans la littérature scientifique. Cette comparaison effectuée, pour notre cas d'étude et qui ne peut être généralisée, montre que l'une et l'autre produisent des bénéfices nets du même ordre de grandeur même si celle de type 1 ne prend pas explicitement en compte les risques de défaillance; toutefois elle cause un plus grand nombre de défaillance, en regard du débit minimal acceptable, que celle de type 2. Celle-ci, couplée à la stratégie évaluation-révision, par contre, apparait plus souple que la stratégie de type 1 et plus apte à traiter les cas d'apports extrêmes.

Mots-clés : exploitation, système hydrique, risque de défaillance.

ABSTRACT

The question of the risks of failure in the operation of a water resources system is addressed in this research. The behaviour of a one-reservoir system, operated for hydroelectric production and subject to several operational constraints, is investigated by numerical exploration. Additional informations to the traditional economic impacts of implementing an operating policy are drawn from the numerical exploration. These informations, the risk of failure, their characteristics and those of the failures are experienced by the system.

The research addresses three specific topics:

1. the determination of the minimum number of discretization intervals of the active storage and natural inflows used in the models, aids to the decision-making process, to accurately estimate the risks of failure,
2. the implementation of the evaluation-revision strategy of the operation reference policy over a 10-year periods and
3. the comparison of two basic strategies to operate a water resources systems.

The conclusions drawn from the numerical explorations conducted constitute the original contributions of this doctoral research.

The minimum number of intervals used to discretize the active storage of the reservoir and the probability functions of its natural inflows, to obtain accurate estimates of the risks of failure, has been found larger than those recommended in the literature for assessing only the economic impacts. In our case study, the minimum number of intervals on the active storage has been found to be 25 and on the natural inflows to be 13.

The dynamic evolution of the system has been simulated under the application of the evaluation-revision strategy for a period of 10-year. The performance criteria-risks of failure, net benefits, resilience and characteristics of the simulated failures have been estimated for the case when no threshold is imposed to the risk on the maximum acceptable water storage and for the case when one is imposed. In addition to the estimates of the risks and their characteristics, the implementation of this strategy have shown the impact of forcing a risk threshold on the maximum acceptable water storage. In our case study, imposing a risk threshold smaller than the risk implied by the reference policy cause the reservoir to operate at lower water levels.

The comparison of the two basic strategies to operate a water resources system had not, to our surprise, been documented in the literature. This comparison conducted for our case study, whose result cannot be generalized, has shown that both strategies generate net benefits of the same order of magnitude even though the type 1-strategy does not account explicitly for the risks of failure; the type 1-strategy, however, causes a larger

number of failures on the minimum acceptable flow downstream than does the type 2-strategy. This strategy, coupled to the evaluation-revision strategy, appears more flexible and more capable to deal with extreme inflows than the type 1-strategy.

Key words: system operation, water resources system, risk of failure.

TABLE DES MATIÈRES

Dédicace.....	iv
Remerciements.....	v
Résumé.....	vii
Abstract.....	x
Table des matières.....	xiii
Liste des tableaux.....	xviii
Liste des figures.....	xxv
Liste des symboles.....	xxx
 INTRODUCTION.....	 1

CHAPITRE I: LES RISQUES DE DÉFAILLANCE EN GESTION

DES SYSTÈMES HYDRIQUES.....	6
1.1 But de l'exploitation des réservoirs et méthode générale d'analyse.....	6
1.2 Définition du risque de défaillance et des stratégies de sa prise en compte.....	10
1.3 But du projet et plan de la thèse	14
1.4 Définitions préalables.....	16

CHAPITRE II: PRÉSENTATION DES OUTILS NUMÉRIQUES UTILISÉS ET DESCRIPTION DU CAS D'ÉTUDE

2.1	Formulation générale du problème.....	19
2.2	Schéma algorithmique de fonctionnement de la stratégie de type 1.....	25
2.3	Méthodologie d'exploitation en stratégie de type 2.....	28
2.4	Programmation dynamique déterministe.....	30
2.4.1	Caractéristiques des modèles de programmation dynamique discrète.....	31
2.4.2	L'algorithme déterministe utilisé dans cette thèse.....	32
2.4.3	Les apports naturels au réservoir.....	34
2.5	Programmation dynamique stochastique.....	35
2.5.1	Prise en compte de la stochasticité des apports naturels au réservoir.....	35
2.5.2	Fonctionnement du modèle PDS.....	36
2.6	Simulation stochastique.....	39
2.6.1	Méthodologie de l'approche de simulation.....	40
2.6.2	Formulation du modèle de simulation.....	41
2.6.3	Fonctionnement du modèle de simulation.....	43
2.7	Description du cas d'étude.....	48

CHAPITRE III: ÉTUDE DE L'ÉVOLUTION DES CARACTÉRISTIQUES DE L'EXPLOITATION D'UN RÉSERVOIR

3.1	Objectifs de l'étude.....	54
3.2	Étude de la discrétisation de l'emmagasinement du réservoir.....	55
3.2.1	Description des schémas de discrétisation de l'emmagasinement.....	57

3.2.2	Analyse des résultats obtenus.....	59
3.2.3	Influence du nombre NNIV de niveaux d'emmagasinement discrétisés.....	64
3.3	Étude de la discrétisation des apports naturels.....	71
3.3.1	Procédure de discrétisation des apports naturels.....	71
3.3.2	Analyse des résultats obtenus.....	73
3.4	Influence des seuils de débit maximal.....	76
3.4.1	Influence du débit maximal critique.....	76
3.4.2	Influence du débit maximal acceptable.....	82
3.5	Influence d'une contrainte additionnelle.....	87
3.6	Influence de la prise en compte de la corrélation temporelle des apports.....	94
3.6.1	Description du modèle hydrologique utilisé.....	95
3.6.2	Analyse des résultats obtenus.....	96
3.7	Conclusion.....	102

CHAPITRE IV: ANALYSE DE LA PERFORMANCE DE LA STRATÉGIE

ÉVALUATION-RÉVISION D'UNE POLITIQUE D'EXPLOITATION

4.1	But de l'analyse.....	103
4.2	Description des scénarios d'étude et de la stratégie évaluation-révision.....	104
4.2.1	Description des scénarios d'étude.....	104
4.2.2	Description de la stratégie évaluation-révision d'une politique de référence.....	106
4.3	Revue de littérature.....	108
4.4	Définition des critères d'analyse de performance utilisés.....	111
4.5	Déroulement de la simulation.....	118

4.6	Évaluation de la performance de la stratégie pour des périodes prédéterminées.....	122
4.6.1	Évolution des prélèvements suggérés par la stratégie évaluation-révision.....	123
4.6.2	Évolution des probabilités d'atteinte.....	125
4.6.3	Évolution des divers risques de défaillance.....	129
4.6.4	Évolution des statistiques des défaillances.....	134
4.6.5	Analyse des diverses pénalités sur toute la période considérée.....	141
4.6.6	Évolution des statistiques des bénéfices nets d'exploitation.....	142
4.6.7	Analyse des résiliences du système.....	143
4.7	Exploitation du système sur un horizon de dix ans.....	150
4.7.1	Exploitation du système pendant dix ans sans révision de la politique de référence.....	152
4.7.2	Exploitation du système pendant dix ans avec révision de la politique de référence.....	169
4.8	Conclusion.....	174

CHAPITRE V: ÉTUDE COMPARATIVE DES DEUX STRATÉGIES DE BASE D'EXPLOITATION D'UN SYSTÈME HYDRIQUE

5.1	Rappel.....	175
5.2	Problème posé.....	176
5.3	Revue de littérature et choix des outils de calcul en stratégie de type 1.....	177
5.4	Description des outils de calcul.....	180
5.4.1	Le modèle de programmation dynamique.....	180
5.4.2	Le modèle utilisé pour générer les apports naturels à considérer	

	comme apports naturels observés.....	180
5.4.3	Le modèle de prévision des apports naturels au réservoir.....	184
5.5	Bases de comparaison des deux stratégies d'exploitation.....	186
5.6	Présentation des résultats obtenus.....	185
5.6.1	Résultats de l'exploitation avec la stratégie de type 1.....	187
5.6.2	Résultats de l'exploitation avec la stratégie de type 2.....	194
5.7	Analyse et comparaison des résultats des deux stratégies.....	194
5.8	Conclusion.....	205
CHAPITRE VI:	CONCLUSION.....	207
6.1	Contributions principales de la recherche.....	207
6.2	Perspectives de recherche future.....	211
6.3	Conclusion générale.....	213
RÉFÉRENCES.....		214

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Caractéristiques des fonctions de pénalité originales utilisées.....	25
Tableau 2.2 : Caractéristiques du réservoir.....	50
Tableau 2.3 : Demande d'énergie et statistiques mensuelles des apports naturels.....	50
Tableau 2.4 : Contraintes physiques et opérationnelles du système.....	52
Tableau 2.5 : Discrétisation de l'emmagasinement pour des fins de simulation.....	53
Tableau 3.1 : Politique d'exploitation (en m^3/s); schéma de Tremblay, NNIV = 9.....	60
Tableau 3.2 : Politique d'exploitation (en m^3/s); schéma de Moran, pour NNIV = 9....	61
Tableau 3.3 : Bénéfices nets espérés (PDS) selon les schémas de discrétisation de l'emmagasinement.....	61
Tableau 3.4 : Risques (%) de défaillance et profit moyen net ($10^6\$$); politique de référence, schéma de Tremblay (état initial: période 5, niveau 480.50 m).....	61
Tableau 3.5 : Risques (%) de défaillance et profit moyen net ($10^6\$$); politique de référence, schéma de Moran (état initial: période 5, niveau 480.50 m).....	62
Tableau 3.6 : Bénéfice net espéré (PDS) et nombre NNIV de niveaux de discrétisation.....	65
Tableau 3.7 : Caractéristiques évaluées et nombre NNIV de niveaux de discrétisation (état initial: période 5, niveau 480.50m).....	65

Tableau 3.8 : Exemple de discrétisation des intervalles d'apports naturels.....	72
Tableau 3.9 : Profit annuel net espéré par PDS et nombre NR d'intervalles d'apports naturels.....	74
Tableau 3.10 : Caractéristiques évaluées et nombre NR d'intervalles d'apports naturels (état initial: période 5, niveau 480.50m).....	74
Tableau 3.11 : Bénéfice net espéré (PDS) et débit maximal critique.....	77
Tableau 3.12 : Évolution des prélèvements de la période 4 en fonction du débit maximal critique	77
Tableau 3.13 : Évolution des prélèvements de la période 5 en fonction du débit maximal critique.....	78
Tableau 3.14 : Évolution des prélèvements de la période 6 en fonction du débit maximal critique.....	78
Tableau 3.15 : Caractéristiques évaluées et débit maximal critique (état initial: période 5, niveau = 480.50m).....	79
Tableau 3.16 : Bénéfices nets espérés (PDS) et débit maximal acceptable.....	83
Tableau 3.17 : Évolution des prélèvements suggérés par la PDS en fonction de la variation du débit maximal acceptable.....	85
Tableau 3.18 : Caractéristiques évaluées et débit maximal acceptable (état initial: période 5, niveau = 480.50m).....	86
Tableau 3.19 : Caractéristiques des fonctions de pénalité utilisées; Contrainte imposée au débit minimal à l'aval.....	88

Tableau 3.20 : Bénéfices nets espérés (PDS) et débit minimal acceptable.....	89
Tableau 3.21 : Caractéristiques évaluées et débit minimal acceptable (état initial: période 5, niveau = 480.50m).....	92
Tableau 3.22 : Séries de coefficients de corrélation utilisés pour l'évaluation de la politique.....	95
Tableau 3.23 : Estimés des divers critères évalués par simulation (état initial: niveau 480.50 m à la période 5).....	98
Tableau 4.1 : Scénarios étudiés pour la définition du cas d'étude.....	105
Tableau 4.2 : Résultats de l'évaluation à moyen terme de chacun des scénarios.....	105
Tableau 4.3 : Prélèvements (m^3/s) à la période de départ (période 5), niveau 481.00m déterminés par la stratégie de révision.....	124
Tableau 4.4 : Estimés des divers risques de défaillance à court terme au niveau 481.00m et mois 5 versus le risque cible de défaillance à court terme de violation du V_{max}	130
Tableau 4.5 : Estimés des divers risques de défaillance à moyen terme au niveau 481.00m et mois 5 versus le risque cible de défaillance à court terme de violation du V_{max}	131
Tableau 4.6 : Statistiques des dépassements du niveau maximal acceptable (m) évaluées au niveau 481.00m à la période initiale (mois 5).....	136
Tableau 4.7 : Statistiques des dépassements du niveau minimal acceptable (m) évaluées au niveau 481.00m à la période initiale (mois 5).....	137

Tableau 4.8 : Statistiques des dépassements du débit maximal acceptable (m^3/s) évaluées au niveau 481.00m à la période initiale (mois 5).....	138
Tableau 4.9 : Statistiques des dépassements du débit minimal acceptable (m^3/s) évaluées au niveau 481.00m à la période initiale (mois 5)....	139
Tableau 4.10 : Statistiques des manques de production (%) électrique évaluées au niveau 481.00m à la période initiale (mois 5).....	140
Tableau 4.11 : Statistiques des pénalités (en $10^6 \$$) sur toute la période considérée.....	141
Tableau 4.12 : Caractéristiques des bénéfices nets annuels ($10^6 \$$) suivant le risque cible (%) à court terme sur le V_{maxa} au niveau 481.00 m à la période initiale (mois 5).....	144
Tableau 4.13 : Estimation des indices de résilience selon la formulation de Hashimoto et al.(1982) au niveau 481.00m à la période 5.....	147
Tableau 4.14 : Estimation des indices de résilience selon la formulation de Moy et al.(1986) au niveau 481.00m à la période 5.....	148
Tableau 4.15 : Estimation des indices de résilience selon la formulation de Burn et al.(1990) au niveau 481.00m à la période 5.....	149
Tableau 4.16 : Apports synthétiques (m^3/s) générés par le modèle (2.16).....	151
Tableau 4.17 : Niveaux atteints lors de l'exploitation (horizon d'exploitation de 10 ans).....	154
Tableau 4.18 : Niveaux simulés reportés aux niveaux discrétisés lors de l'exploitation (horizon d'exploitation de 10 ans).....	155

Tableau 4 19 : Bénéfices immédiats obtenus lors de l'exploitation	
(horizon d'exploitation de 10 ans).....	156
Tableau 4 20 : Risques de dépassement de V_{maxa} à court terme évalués	
lors de l'exploitation (horizon d'exploitation de 10 ans).....	157
Tableau 4 21 : Risques de dépassement de V_{mina} à court terme évalués	
lors de l'exploitation (horizon d'exploitation de 10 ans).....	158
Tableau 4 22 : Risques de dépassement de Q_{maxa} à court terme évalués	
lors de l'exploitation (horizon d'exploitation de 10 ans).....	159
Tableau 4 23 : Risques de dépassement de Q_{mina} à court terme évalués	
lors de l'exploitation (horizon d'exploitation de 10 ans).....	160
Tableau 4 24 : Risques de non satisfaction de la demande en énergie à	
court terme évalués lors de l'exploitation	
(horizon d'exploitation de 10 ans).....	161
Tableau 4 25 : Risques de dépassement de V_{maxa} à moyen terme	
(horizon de 12 mois) évalués lors de l'exploitation.....	163
Tableau 4 26 : Risques de dépassement de V_{mina} à moyen terme	
(horizon de 12 mois) évalués lors de l'exploitation.....	164
Tableau 4 27 : Risques de dépassement de Q_{maxa} à moyen terme	
(horizon de 12 mois) évalués lors de l'exploitation.....	165
Tableau 4 28 : Risques de dépassement de Q_{mina} à moyen terme	
(horizon de 12 mois) évalués lors de l'exploitation.....	166

Tableau 4 29 : Risques de non satisfaction de la demande en énergie à moyen terme (horizon de 12 mois) évalués lors de l'exploitation.....	167
Tableau 4 30 : Moyennes de bénéfice annuel net évaluées à moyen terme (horizon de 12 mois).....	168
Tableau 4 31 : Niveaux atteints lors de l'exploitation avec un risque cible de 6% sur Vmaxa (horizon de 10 ans).....	170
Tableau 4 32 : Prélèvements suggérés par la révision de la politique de référence; risque cible de 6% sur Vmaxa (horizon de 10 ans).....	171
Tableau 4 33 : Bénéfices nets immédiats obtenus lors de l'exploitation avec un risque cible de 6% sur Vmaxa (horizon de 10 ans).....	172
Tableau 4.34 : Comparaison des caractéristiques de l'exploitation avec et sans révision de la politique de référence (horizon de 10 ans).....	173
Tableau 5.1 : Coefficients de corrélation ρ et coefficients Φ du modèle.....	183
Tableau 5.2 : Apports naturels "observés" (m^3/s).....	183
Tableau 5.3 : Niveaux (m) d'eau atteints; (stratégie de type 1).....	188
Tableau 5.4 : Prélèvements (m^3/s) effectués; (stratégie de type 1).....	189
Tableau 5.5 : Bénéfices (10^6 \$) immédiats réalisés; (stratégie de type 1).....	190
Tableau 5.6 : Niveaux (m) d'eau atteints; (stratégie de type 2).....	192
Tableau 5.7 : Prélèvements (m^3/s) effectués; (stratégie de type 2).....	193
Tableau 5.8 : Bénéfices (10^6 \$) immédiats réalisés; (stratégie de type 2).....	194
Tableau 5.9 : Grandeurs des caractéristiques des défaillances selon chaque	

type de stratégie	195
Tableau 5.10 : Résultats obtenus en stratégie de type 2 selon le mode	
d'interpolation des prélèvements.....	197
Tableau 5.11 : Bénéfices nets espérés et discrétisation du débit maximal critique.....	
201	
Tableau 5.12 : Grandeurs des caractéristiques des défaillances selon chaque type de	
stratégie (prélèvement unitaire de $10\text{m}^3/\text{s}$ en stratégie de type 2).....	
204	

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 :	Processus général de résolution des problèmes de gestion des réservoirs.....	9
Figure 2.1 :	Schéma de l'algorithme de fonctionnement de la stratégie de type 1 adopté.....	27
Figure 2.2 :	Schématisation de la méthodologie d'exploitation selon la stratégie de type 2.....	29
Figure 2.3 :	Organigramme de l'algorithme de la programmation dynamique déterministe utilisé.....	33
Figure 2.4 :	Boucles de calcul de l'algorithme de la programmation dynamique stochastique.....	37
Figure 2.5 :	Schéma de la procédure de calcul du modèle de simulation stochastique.....	44
Figure 2.6 :	Représentation schématique du système à l'étude.....	49
Figure 2.7 :	Demande d'énergie et statistiques mensuelles des apports naturels.....	51
Figure 3.1 :	Évolution du bénéfice net espéré en fonction du nombre NNIV de niveaux d'emmagasinement discrétisés.....	62
Figure 3.2 :	Exemple type d'évolution des probabilités d'atteinte des états du réservoir selon le schéma de discrétisation (NNIV = 9, période 7).....	63
Figure 3.3 :	Évolution du bénéfice net espéré et nombre NNIV de niveaux	

	de discrétisation.....	66
Figure 3.4 :	Évolution du risque de dépassement du volume maximal acceptable et nombre NNIV de niveaux de discrétisation.....	66
Figure 3.5 :	Évolution du risque de dépassement du volume minimal acceptable et nombre NNIV de niveaux de discrétisation (état initial: période 5, niveau 480.50m).....	67
Figure 3.6 :	Évolution du risque de la non satisfaction de la demande en énergie et nombre NNIV de niveaux de discrétisation (état initial: période 5, niveau 480.50m).....	67
Figure 3.7 :	Exemple type d'évolution des prélèvements en fonction de NNIV (prélèvements de la période 6).....	68
Figure 3.8 :	Exemple de discrétisation de la distribution de probabilité des apports naturels.....	73
Figure 3.9 :	Évolution du bénéfice net espéré (PDS) et nombre NR d'intervalles d'apports naturels.....	74
Figure 3.10 :	Évolution type des prélèvements en fonction du débit maximal critique (évolution au niveau 487.50 m).....	79
Figure 3.11 :	Évolution du bénéfice net espéré en fonction du débit maximal acceptable.....	83
Figure 3.12 :	Exemple type d'évolution des prélèvements (Prélèvements du mois de Mars).....	86

Figure 3.13 : Évolution des bénéfices nets espérés en fonction du débit minimal acceptable.....	89
Figure 3.14 : Exemple type d'évolution des prélèvements en fonction de Q_{mina} (prélèvements de la période 6).....	90
Figure 3.15 : Exemple type d'évolution des probabilités d'atteinte des états du réservoir en fonction de Q_{mina} (période 7).....	91
Figure 3.16 : Exemple type d'évolution des probabilités d'atteinte des états du réservoir en fonction de Q_{mina} (période 4).....	91
Figure 3.17 : Évolution comparative des probabilités d'atteinte des états du réservoir au début de la période 7.....	97
Figure 3.18 : Évolution comparative des probabilités d'atteinte des états du réservoir au début de la période 8.....	97
Figure 3.19 : Évolution comparative des probabilités d'atteinte des états du réservoir au début de la période 9.....	98
Figure 4-1 : Évolution des prélèvements à la période de départ en fonction du risque cible sur V_{maxa}	125
Figure 4.2 : Probabilités d'atteinte des états au début de la période 6 selon les seuils de risque cible de dépassement de V_{maxa} à court terme à la période initiale.....	126
Figure 4.3 : Probabilités d'atteinte des états au début de la période 7 selon les seuils de risque cible de dépassement de V_{maxa} à court	

	terme à la période initiale.....	127
Figure 4.4 :	Probabilités d'atteinte des états au début de la période 8 selon les seuils de risque cible de dépassement de V_{maxa} à court terme à la période initiale.....	128
Figure 4.5 :	Probabilités d'atteinte des états au début de la période 12 selon les seuils de risque cible de dépassement de V_{maxa} à court terme à la période initiale.....	128
Figure 4-6 :	Comparaison des portraits évolutifs des divers risques de défaillance à court terme au niveau 481.00m période 5 versus le risque cible à court terme sur V_{maxa} à la même période.....	131
Figure 4.7 :	Évolution des divers risques de défaillance à moyen terme au niveau 481.00 m période 5 versus le risque cible à court terme sur V_{maxa} à la même période.....	132
Figure 4.8 :	Évolution de la moyenne des bénéfices annuels nets évaluée au niveau 481.00 m, période 5 versus le risque cible à court terme sur V_{maxa}	143
Figure 5.1 :	Évolution du niveau de l'eau dans le réservoir selon chacune des deux stratégies pendant l'exploitation.....	198
Figure 5.2 :	Évolution des prélèvements suggérés par chacune des deux stratégies pendant l'exploitation.....	199

Figure 5.3 : Évolution des bénéfices nets espérés en fonction du	
prélèvement unitaire	202

LISTE DES SYMBOLES

- a : vecteur des valeurs de chaque contrainte;
- $\{a_{t+1}\}$: bruit blanc donc de moyenne nulle et de variance égale à l'unité;
- C_t : somme (en \$) des pénalités engendrées par les défaillances;
- D_t : demande moyenne (en GWh) en énergie durant la période t ;
- e : rendement de la turbine, fonction de H_{moy} et de Q_t ;
- e_t : nombre aléatoire provenant d'une loi normale $N(0,1)$;
- E : opérateur de l'espérance mathématique;
- E_t : énergie produite (en GWh) à la période t ;
- F : représente, pour une limite quelconque, l'ensemble des états défaillants;
- $f(X)$: fonction économique qui décrit les critères de décision;
- $G(X)$: vecteur des contraintes du système hydrique étudié;
- H_{bas} : hauteur (en m) de la restitution;
- H_{moy} : chute moyenne (en m) durant la période t ;
- H_t : niveau (en m) de l'eau dans le réservoir à la période t ;
- MM : nombre maximum de périodes consécutives de défaillance;
- N_{ans} : nombre d'années que couvre l'étude;
- $N_{\text{def}/t}$: nombre de fois qu'une défaillance est enregistrée après le passage par l'état i de la période t ;
- NF : nombre maximal de fois, dans un horizon, que le système entre en défaillance en

regard d'un seuil donné;

n_h : est le nombre d'heures dans la période t ;

N_{niv} : nombre de niveaux d'emmagasinement discrétisés;

$N_{pasi/t}$: nombre de fois où l'état i de la période t a été atteint;

N_{per} : nombre de périodes considéré dans la définition de l'horizon décisionnel;

N_{prel} : nombre de prélèvements discrétisés;

NR : nombre d'intervalles d'apports naturels;

$N_{sd.e}$: non satisfaction de la demande en énergie;

N_{sim} : nombre de simulations réalisées;

P : prix de vente (en \$) du GWh de l'énergie;

PDD : programmation dynamique déterministe;

PDS : programmation dynamique stochastique;

pr_j : probabilité que l'état correspondant à la défaillance de sévérité se_j soit la pire de la famille des défaillances;

P_k^* : pénalité maximale non pondérée ou tout autre estimé de la grandeur de la défaillance pour un intervalle de temps dans un état de défaillance donné;

Q_t : débit moyen (en m^3/s) prélevé du réservoir durant la période t ;

Q_{mina} : débit minimal (en m^3/s) acceptable à l'aval du système hydrique;

Q_{maxa} : débit maximal (en m^3/s) acceptable à l'aval du système hydrique;

QT_t : débit moyen (en m^3/s) turbiné durant la période t ;

$Q_{t,max}$: capacité maximale de turbinage de la centrale du système hydrique;

- $Q_{t_{\min}}$: débit minimal à turbiner pour la maintenance préventive des installations;
- R_c : risque à court terme;
- R_t : apport naturel moyen (en m^3/s) au réservoir durant la période t ;
- $R_{k,t}$: valeur représentative de l'apport naturel (en m^3/s) de l'intervalle k à la période t et correspondant à la valeur centrée réduite de cet intervalle;
- R_{mt} : risque à moyen terme;
- RN : somme des douze valeurs générées d'une loi uniforme entre 0 et 1;
- S : représente, pour une limite quelconque, l'ensemble des états non défaillants;
- se_j : représente un indicateur numérique de la sévérité de chaque défaillance;
- $S_{\min}$: volume minimal critique du réservoir;
- $S_{\max}$: volume maximal critique du réservoir;
- $S_{\min a}$: volume minimal acceptable du réservoir;
- $S_{\max a}$: volume maximal acceptable du réservoir;
- S_t : emmagasinement du réservoir à la période t ;
- $V_{\max a}$: volume maximal acceptable;
- $V_{\min a}$: volume minimal acceptable;
- X : est le vecteur des variables de décision;
- X_t : représente une variable aléatoire décrivant l'état du système à chaque période t ;
- $Z_{k,t}$: variable centrée réduite de l'apport représentatif k ;
- α : niveau de risque cible, de type T, lors de la révision;
- γ : poids spécifique (en N/m^3) de l'eau;

Δt : pas de temps ou la durée (en s) de la période d'exploitation t ;

μ_t : moyenne des apports (en m^3/s) observés durant la période t ;

σ_t : écart-type des apports (en m^3/s) observés durant la période t ;

$\$$: gain brut annuel ou la pénalité totale annuelle;

Φ_{t+1} : coefficient réel dont la valeur absolue doit être inférieure à l'unité pour garantir la stationnarité du processus;

ρ_t : coefficient d'autocorrélation d'ordre 1 entre les apports naturels au réservoir du mois t et ceux de $t+1$.

INTRODUCTION

L'humanité utilise de plus en plus de l'eau, dont la quantité totale à l'échelle planétaire est supposée à peu près constante, pour ses besoins d'ordre familial, agricole, industriel et communautaire. Mais le hasard et les saisons, souvent variables dans le temps et l'espace, font qu'il n'y a presque jamais concomitance entre les ressources en eau disponibles et les besoins. L'insuffisance ou l'abondance des ressources en eau peut entraîner de véritables drames dans les régions sèches ou freiner le développement de certaines régions que l'on avait pris facilement l'habitude de considérer comme suffisamment arrosées.

Face à l'aggravation des problèmes qui se posent, l'homme a commencé par prendre conscience qu'il ne pouvait plus considérer l'eau, ni aucune ressource naturelle, comme une bénédiction aux dimensions infinies. Dès lors, la nécessité d'une politique cohérente de gestion rationnelle des ressources en eau s'est imposée sous tous ses aspects. Beaucoup de chercheurs, tels Young (1967), Matalas (1967), Roefs et al. (1970), Leclerc et al. (1973), Loucks et al. (1981), Yeh (1985), Simonovic (1992), se sont alors intéressés à cette question cruciale et tentent depuis ces quatre dernières décennies d'y apporter des éléments de réponse. Leurs façons d'aborder le problème diffèrent, certes à la base, mais convergent finalement vers les mêmes objectifs qui sont celui de l'identification et celui de l'évaluation de la meilleure politique d'exploitation en

environnement stochastique à l'aide des techniques de la simulation et des outils numériques d'optimisation. Ces approches ont conduit au développement de différents modèles mathématiques d'optimisation et/ou de simulation adaptés aux caractéristiques du problème étudié surtout en ce qui concerne les systèmes hydriques dotés de réservoirs de régularisation des apports naturels.

Une analyse critique et sélective de ces modèles développés fait ressortir deux tendances principales dont la première semble être une certaine classification des modèles d'exploitation et la seconde se rapporte à la vision évolutive des chercheurs d'aborder le problème.

En ce qui concerne la classification des modèles, on retrouve dans la littérature trois synthèses de classification des stratégies suivies en exploitation des systèmes hydriques. Il s'agit notamment de la synthèse de Roefs et al.(1970) basée sur la façon de traiter l'information hydrologique, de celle de Yeh (1985) basée sur les méthodes d'optimisation utilisées en environnement déterministe ou stochastique et de la synthèse de Tremblay (1989) basée sur l'horizon décisionnel utilisé pour déterminer les prélèvements. Si les deux premières synthèses traitent d'éléments particuliers du processus d'élaboration de schémas d'exploitation, la dernière qui fait l'objet de recherche approfondie dans cette thèse doctorale intègre tous les éléments du processus pour définir deux grandes classes de stratégies d'exploitation. Les modèles de la première classe, que nous qualifierons

dans la suite de cette thèse de stratégies de type 1, déterminent les prélèvements à effectuer au début de chaque période décisionnelle, souvent d'une durée hebdomadaire ou mensuelle, en fonction du volume initial des réservoirs et des apports naturels prévus aux périodes présente et futures. Les apports naturels réels de la période en cours se réalisent, amenant ainsi le système dans un nouvel état à la fin de la période où la même stratégie est à nouveau suivie. Les variables de contrôle sont alors révisées à chaque période. Les modèles de la deuxième classe, caractérisés par la prise en compte explicite de la stochasticité des apports naturels, déterminent une politique pour chacun des états possibles du système, en tenant compte ou non des apports prévus. La politique d'exploitation ainsi obtenue est valable pour l'horizon décisionnel et ne requiert aucune mise à jour. À chaque période, le prélèvement suggéré par la politique d'exploitation est pris au début de ladite période, connaissant l'état du système, par lecture sur le tableau à double entrée des prélèvements de l'horizon considéré qualifié de moyen terme. Si ces stratégies de la seconde classe, que nous appellerons stratégies de type 2, sont très appréciées parce qu'elles permettent une analyse explicite du risque, celles de type 1 sont, également, intéressantes malgré leur caractère trop prescriptif, en ce sens qu'elles prennent en compte les profits à long terme de l'exploitation du système sur la base des conditions frontières spécifiées. Tout semble donc indiquer apparemment l'existence d'une dichotomie entre les deux classes de stratégies, qui n'a jamais été explorée à ce jour et, qui fait l'objet des contributions originales de cette thèse.

Quant à la façon même d'aborder le problème, la revue de littérature fait ressortir que la gestion des réservoirs, considérée dans les années 70-80 comme problème d'optimisation pure et, qui a suscité le développement de beaucoup de modèles de programmation mathématique, a connu une évolution certaine pour devenir, dans les années 80-90, un problème d'optimisation et d'analyse explicite des risques de défaillance. Cette citation de Simonovic (1992), je la cite: «The concept of reservoir reliability is probably one of the most important aspects involved in making meaningful decisions regarding conservation storage and release policies», le prouve. Dans ce cadre, Tremblay (1989) a traité en détail et essentiellement des questions de gestion de risque dans l'exploitation des systèmes hydriques. La méthodologie mise au point par Tremblay (1989) demande d'évaluer, une fois la politique de référence dérivée par programmation dynamique stochastique, les risques différentiels de défaillance et les autres caractéristiques de l'exploitation du système dont les revenus nets produits pour les douze prochains mois. Une décision devra ensuite être prise connaissant les caractéristiques de l'exploitation; il s'agit alors de décider d'appliquer les prélèvements suggérés pour la période décisionnelle qui débute ou de les réviser. La stratégie de révision qu'a proposée Tremblay (1989) vise à ramener un risque jugé trop élevé à un niveau dit "acceptable". Cette stratégie est intéressante parce qu'elle est construite à partir des résultats de l'évaluation notamment les probabilités d'atteinte des divers niveaux du réservoir. Par contre, elle ne cherche pas à contrôler les défaillances éventuelles, contrôle qu'il nous

paraît utile, pour ne pas dire indispensable, avant d'être en mesure de gérer les risques de défaillance et les défaillances d'un système de réservoirs de façon durable.

En conséquence, nous avons abordé et traité aussi dans cette thèse , qui s'intègre aux travaux antérieurs faits ou dirigés [Tremblay, 1989; Guerrero-Acosta, 1989; Lacroix, 1994; Ikama, 1995; Mamadou Abdou, 1996] par le Professeur Guy Leclerc de l'École Polytechnique de Montréal, ces questions préalables, jugées essentielles pour une gestion durable des risques et, dont les résultats pourraient orienter le décideur à choisir une façon de prendre en compte les risques de défaillance dans l'exploitation du système dont il a la responsabilité.

Les principaux résultats de ces études qui portent essentiellement sur l'exploitation des réservoirs et l'analyse des risques de défaillance ont permis de dégager des contributions originales très importantes. Ces contributions, développées dans la suite de cette thèse et qui se résument à l'identification des valeurs des paramètres d'entrée de l'une des méthodes les plus utilisées pour l'évaluation des risques de défaillance, à l'analyse de la mise en oeuvre de la stratégie d'évaluation-révision d'une politique de référence et à l'évaluation des possibilités d'une stratégie alternative, constitueront une base d'informations pour élaborer quelques règles afin d'aider l'exploitant à mieux gérer le système dont il a la responsabilité.

CHAPITRE I: LES RISQUES DE DÉFAILLANCE EN GESTION DES SYSTÈMES HYDRIQUES

1.1 But de l'exploitation des réservoirs et méthode générale d'analyse

Le but d'un schéma d'exploitation, défini par un ensemble de consignes ou règles, est de fixer la manière dont l'exploitant doit s'y prendre pour stocker ou lâcher l'eau à chaque instant et en chaque point du système d'aménagement suivant l'état réel du système à cet instant. L'exploitation d'un système hydrique porte alors sur le développement, l'évaluation et la mise en oeuvre des stratégies de prélèvement d'eau de chaque réservoir au début de chaque période décisionnelle. Les éléments physiques du système étant déterminés et fixes, la tâche d'exploiter le système consiste donc à décider des prélèvements à effectuer à chaque réservoir et à chaque période pour les allouer de la meilleure manière possible entre les divers usagers dont les besoins sont parfois conflictuels. Ces décisions, qui ne bénéficient guère de la clémence de la nature, tiennent compte en général d'objectifs à la fois physiques et économiques et le processus de leur élaboration consiste en une combinaison des techniques d'optimisation et de simulation. Les objectifs souvent rapportés dans la littérature sont soit du type économique, soit de fiabilité, soit de production ou de protection.

La formulation de base du problème se présente sous la forme:

$$\begin{aligned} \text{Max (ou Min) } Z &= f(X) \\ \text{soumise à} & \\ G(X) &\geq (\text{ou } \leq) a \text{ avec } X \geq 0 \end{aligned} \quad (1.1)$$

- où
- X : est le vecteur des variables de décision;
 - a : est le vecteur des valeurs de chaque contrainte;
 - $G(X)$: est le vecteur des contraintes du système hydrique étudié;
 - $f(X)$: est la fonction économique qui décrit les critères de décision.

La démarche générale pour sa résolution est un processus complexe, interactif et progressif qui fait appel à des améliorations successives. La figure 1.1 schématise ce processus qui consiste en une série d'étapes reliées et interdépendantes. On y remarque que la moitié supérieure procède à la recherche des meilleures solutions appropriées aux informations et données utilisées tandis que la moitié inférieure schématise le processus de contrôle de ces solutions en regard des paramètres actuels et des objectifs imposés à l'exploitation du système.

Néanmoins, l'un des problèmes majeurs de l'exploitation des réservoirs est l'incertitude associée aux données d'entrée (apports et demandes) des modèles développés. Les

incertitudes sont d'ordre hydrologique, techno-économique et socio-politique. Les apports ne sont jamais connus avec certitude au moment de la prise de décision en raison de la complexité des phénomènes hydrométéorologiques dont ils découlent. Les demandes sont fonction de paramètres techno-économiques et socio-politiques qui sont stochastiques. Par conséquent, la formulation classique se heurte à ces incertitudes et place alors le problème de la gestion des réservoirs dans un contexte de prise de décision en univers indéterminé et plus précisément en univers risqué puisque le gestionnaire possède tout au moins une connaissance partielle des événements possibles (observations antérieures) et peut les exprimer sous d'autres formes d'intrants. Toutefois, l'optimisation de la fonction économique Z ne peut plus être directe (Martel, 1979) et il faut choisir un ou d'autres critères d'optimisation appropriés pour sa résolution. Il ne s'agit donc plus alors, en gestion des réservoirs, d'un problème de prise de décision optimale (Stedinger, 1978) mais d'un problème de prise de la meilleure décision possible en environnement stochastique.

La littérature scientifique et technique de ces quatre dernières décennies rapporte un grand nombre de modèles et de méthodes numériques appliquées aux questions de l'exploitation des réservoirs. Roefs et al. (1970) discutent des façons de prendre en compte la nature stochastique des ressources hydriques dans le contexte de la détermination des consignes d'exploitation. Yeh (1985) présente une synthèse exhaustive des modèles appliqués aux réservoirs en mettant l'accent sur les différentes techniques d'optimisation et de simulation utilisées en formulation déterministe ou stochastique.

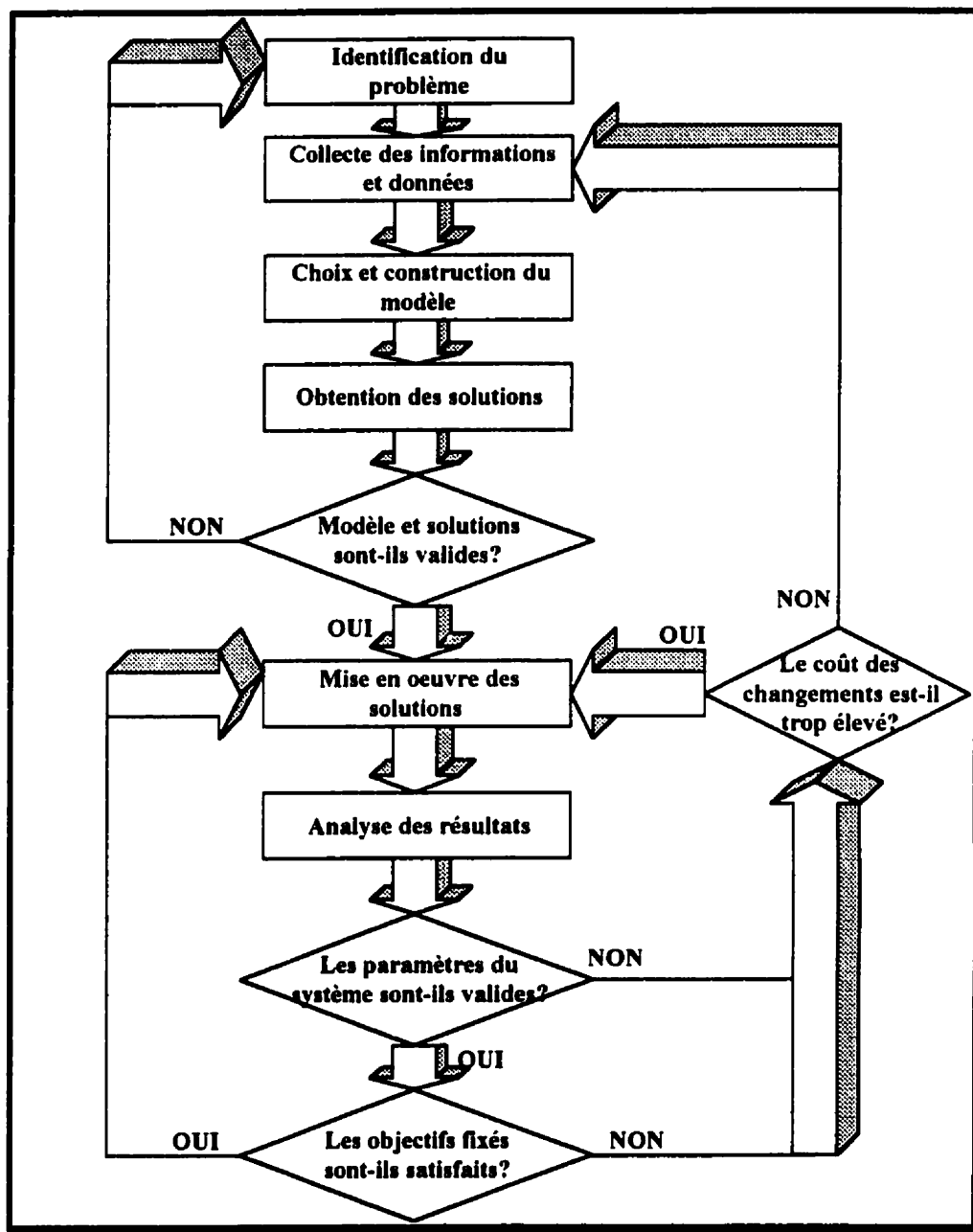


Figure 1.1: Processus général de résolution des problèmes de gestion des réservoirs

Wurbs (1993) lui emboîte le pas en procédant à un inventaire et à une catégorisation des modèles dans trois groupes de modèles de simulation, de modèles d'optimisation et de modèles d'analyse des systèmes basés sur la formulation des flots dans les réseaux. Mais quels que soient l'approche et la méthode numérique utilisées, il n'est pas toujours possible de satisfaire en tout temps et en tout point à tous les objectifs imposés à un système hydrique. Il existe toujours un risque de défaillance que l'une ou plusieurs fins ne soient atteintes à court comme à moyen terme. C'est pourquoi depuis plus d'une dizaine d'années une attention particulière est accordée à la notion de risque dans l'exploitation des systèmes hydriques. Les stratégies d'exploitation sont, dès lors, étudiées et évaluées pour expliciter les répercussions de la mise en oeuvre des politiques de prélèvement (Guerrero, 1989) ou pour mieux prendre en compte les risques de défaillance (Tremblay, 1989).

Cette approche du problème donne alors lieu à l'acceptation implicite ou explicite de la notion de risque de défaillance que Simonovic (1992) qualifie de l'un des aspects les plus importants de la gestion des ressources hydriques.

1.2 Définition du risque de défaillance et des stratégies de sa prise en compte

Il n'y a pas de définition objective du mot risque qui puisse être retenue. La raison est que ce mot a un sens dans beaucoup de domaines interreliés. Le concept de risque est présent dans plusieurs disciplines ou domaines:

- dans la vie courante, on parle du risque de perdre un ami, du risque de mourir de telle maladie;
- en affaires, on est conscient du risque de perdre l'argent que l'on investit dans une compagnie;
- en assurances, il est question du risque qu'il faut assurer;
- en environnement, on parle du risque de pollution, du risque de catastrophe naturelle et autres.

Pris donc dans son sens large (Boivin et al., 1993), le risque est la mesure de la probabilité et de l'ampleur des menaces pour l'homme, pour les organismes vivants et pour les écosystèmes. Les dictionnaires Hachette (1991) et Larousse (1992) le définissent comme un danger plus ou moins probable auquel on est exposé. En gestion des réservoirs aussi, il est considéré de plusieurs manières. Croley (1979) rapporte qu'il est utilisé pour désigner soit la probabilité d'occurrence d'un résultat particulier indésirable, soit le nombre d'occurrences d'un événement spécifié pendant un intervalle de temps donné, soit le nombre moyen d'occurrences etc... Dans notre contexte, le risque de non-respect d'une contrainte (Hashimoto et al., 1982; Tremblay, 1989) est défini comme la probabilité de ne pas respecter cette contrainte dans les périodes subséquentes et ce indépendamment du fait qu'elle ait été ou non respectée à la période actuelle. Diverses approches existent pour sa prise en compte dans les règles d'exploitation. On distingue entre autres l'approche implicite et l'approche explicite.

L'approche implicite comprend deux variantes qui sont la prise en compte du risque a priori et la prise en compte du risque par les fonctions de pénalité. La prise en compte a priori du risque consiste à accepter d'avance une fréquence de non-respect d'un type de défaillance et à l'introduire dans l'analyse avant la détermination des règles d'exploitation. La formulation de l'équivalent déterministe du problème stochastique, mise au point par Revelle et al. (1969) et appliquée par Leclerc et al. (1973), reflète cette approche de prise en compte du risque utilisée par plusieurs chercheurs comme Simonovic (1992). La prise en compte du risque par les fonctions de pénalité impose dans la formulation une contrainte sur le nombre maximal de défaillances au cours d'une période donnée (donc un risque maximal) qui est remplacée par une fonction de pénalité ajoutée à la fonction économique dans la résolution du problème. Rossman (1977) a utilisé cette approche avec la programmation dynamique pour la résolution d'un problème de gestion des réservoirs. Une autre variante de cette approche utilise une fonction de pénalité dépendant de l'amplitude de la défaillance. Le risque de défaillance n'est pas connu a priori et il est nécessaire d'évaluer la politique obtenue pour le connaître. Si le risque n'est pas jugé satisfaisant, la fonction de pénalité est modifiée jusqu'à ce qu'une politique présentant un risque tolérable soit trouvée. Les travaux réalisés par Mawer et al. (1974) sur les applications pratiques de la programmation dynamique aux systèmes hydriques et ceux faits par Ikama (1995) pour analyser l'influence des risques de défaillance sur la stratégie d'exploitation d'un réservoir illustrent cette approche.

L'approche explicite de prise en compte des risques de défaillance, développée par Tremblay (1989), permet de prendre explicitement en compte le risque de défaillance en exploitation des systèmes hydriques. Le risque est d'abord évalué, soit par simulation stochastique soit par la méthode des probabilités conditionnelles, à partir d'une politique de référence identifiée, et lorsqu'il atteint un seuil critique ou, avant, selon son évolution, il peut être décidé de corriger les prélèvements même si un risque a priori avait été accepté pour dériver la politique d'exploitation de référence. La règle d'exploitation est alors délaissée pour la ou les périodes à venir et une révision de la politique est proposée et évaluée afin de décider d'une action à prendre.

Si ces approches de la prise en compte du risque de défaillance dans l'exploitation des systèmes hydriques constituent des éléments majeurs qui éclairent le gestionnaire dans sa prise de décision, qui doit être basée relativement sur une analyse d'utilité (Chaturvedi, 1992) ou sur une analyse multicritère (Cohon et al., 1975), une amélioration des outils numériques d'évaluation du risque et une meilleure caractérisation de ce dernier demeurent nécessaires. Le projet de recherche, objet de cette thèse, a été initié à cette fin pour apporter des éléments additionnels de réponse à l'analyse des risques de défaillance en cours d'exploitation d'un système hydrique.

1.3 But du projet et plan de la thèse

Cette thèse porte sur l'exploitation d'un système hydrique à un réservoir exploité pour la production d'énergie électrique. Le but global poursuivi dans ce projet de recherche est d'étudier l'évolution des risques de défaillance auxquels un système hydrique de régularisation est exposé en cours d'exploitation. Il a été traité sous trois aspects dont le premier est l'identification des valeurs des paramètres d'entrée des modèles d'évaluation des risques de défaillance, le second est la mise en oeuvre et l'évaluation de la stratégie d'évaluation-révision des risques de défaillance sur un horizon de dix ans et le troisième est l'analyse des possibilités d'une stratégie d'exploitation alternative utilisant les prévisions d'apports naturels.

Pour ce faire, nous avons exploré numériquement le comportement du système exploité sous diverses hypothèses d'apports naturels et de demandes et selon des stratégies différentes. La comparaison des critères de performance présents dans la littérature jusqu'à date, des risques de défaillance et de leurs caractéristiques a permis de dégager des tendances qui ont apporté des éléments de réponses aux questions cruciales actuelles de la gestion des réservoirs. Sans vouloir être exhaustif, ces questions vont de la notion de seuil de risque tolérable au type de stratégie d'exploitation le mieux adapté à la prise en considération des risques de défaillances incluant les informations nécessaires à compléter aux estimés des divers risques de défaillance pour aider l'exploitant à décider,

en toutes connaissances de causes, des prélèvements d'eau à faire de chaque réservoir à chaque période.

Cette thèse comporte quatre parties essentielles. La première partie est formée des deux premiers chapitres. Le chapitre 1 présente les principaux concepts reliés à la notion de risque de défaillance en exploitation des réservoirs, les objectifs précis de cette thèse et le plan de travail détaillé. Le chapitre 2 est consacré essentiellement à la formulation mathématique du problème, à la présentation sommaire des démarches méthodologiques et outils numériques utilisés et à la description du système hydrique qui a servi d'argument à nos travaux. La deuxième partie (chapitre 3) traite de l'exploration numérique qui a permis de mieux comprendre le fonctionnement de la programmation dynamique stochastique et le comportement du système sous divers ensembles de paramètres d'entrée. Les résultats obtenus par cette exploration ont permis d'apporter des contributions très importantes à l'utilisation de la PDS en analyse des risques de défaillance d'un système hydrique en cours d'exploitation. La troisième partie (chapitre 4) discute des fondements de la prise de décision, des questions préalables à la gestion des risques de défaillance et de la validation de la stratégie évaluation-révision tandis que la dernière partie (chapitre 5) a été consacrée à la comparaison des deux principales stratégies de base suivant l'horizon décisionnel. Pour conclure, le chapitre 6 résume les principaux résultats obtenus, synthétise les principales contributions et présente les perspectives de recherche future.

1.4 Définitions préalables

Pour aider le lecteur de cette thèse à bien comprendre le contenu de cette recherche et à en appréhender les résultats, les définitions contextuelles de certains termes que nous avons utilisés sont nécessaires. Ces termes sont:

Horizon à moyen terme: en général et tel rapporté par Tremblay (1989), l'horizon à moyen couvre une période d'analyse variant d'une à cinq années d'exploitation. Dans cette thèse, nous considérons l'horizon moyen terme comme un horizon qui couvre douze mois incluant la période décisionnelle qui est considérée période initiale de l'horizon.

Horizon à court terme: nous avons considéré l'horizon à court terme comme l'horizon qui couvre les trois mois qui débutent par la période décisionnelle.

État: nous avons désigné, par états, les diverses conditions dans lesquelles le système peut se trouver à un moment donné. Il est défini par deux variables dont l'une est l'identificateur de la période et l'autre est l'altitude de la surface de l'eau.

Limites acceptables d'exploitation: elles désignent les seuils qu'il est souhaitable de ne pas dépasser bien qu'il demeure toujours possible d'exploiter le système. De telles limites sont imposées sur les volumes (ou altitudes de la surface libre) maximal et minimal, sur

les débits maximal et minimal prélevés et sur la production d'énergie. Pour cette dernière, la limite maximale acceptable correspond à la demande en énergie de la période d'exploitation concernée.

Limites critiques d'exploitation: ce sont les seuils qui ne peuvent être physiquement dépassés ou ceux qui, s'ils le sont, causent des bris majeurs du système. Elles sont imposées sur les volumes ou altitudes et sur les débits.

Défaillance: la défaillance de type T est un dépassement de la limite acceptable du même type.

Fonction de pénalité: c'est une fonction qui permet le calcul du coût occasionné par une défaillance. À chaque type de défaillance est associée une fonction de pénalité dont les paramètres peuvent varier d'une période à une autre. Ces fonctions ne reflètent pas nécessairement le coût réel des défaillances; elles servent seulement au contrôle de la fréquence et de la grandeur des défaillances.

Risque d'un type de défaillance: le risque d'un type T de défaillance est la probabilité d'avoir au moins une défaillance de ce type après le passage à un état donné; ainsi si le comportement du système est simulé pour les NPER prochains mois, le risque de

dépassement par exemple du niveau maximal acceptable est, pour l'état initial , la probabilité qu'il soit dépassé à l'une des NPER-1 périodes suivantes.

Espérance de profit net ou de bénéfice net: elle désigne le gain net réalisé, pondéré par les probabilités d'occurrence des intervalles d'apports naturels en PDS, à la suite de la vente de la production.

Moyenne de profit net ou de bénéfice net: elle représente le rapport entre le gain total net réalisé, durant une période d'exploitation simulée de NANS années, et le nombre entier représentant le nombre d'années de simulation.

CHAPITRE II: PRÉSENTATION DES OUTILS NUMÉRIQUES UTILISÉS ET DESCRIPTION DU CAS D'ÉTUDE

2.1 Formulation générale du problème

Le problème de gestion et de planification des ressources en eau se formule comme un problème d'optimisation dont la fonction économique décrit les critères de décision et les contraintes traduisent ou modélisent les caractéristiques physiques et opérationnelles du système à l'étude. La formulation générale se présente alors sous la forme suivante:

$$\begin{aligned} \text{Max (ou Min) } Z &= f(X) \\ \text{ sujette à} \end{aligned} \tag{2.1}$$

$$G(X) \geq (\text{ou } \leq) a \text{ avec } X \geq 0$$

- où X : est le vecteur des variables de décision;
- a : est le vecteur des valeurs de chaque contrainte;
- $G(X)$: est le vecteur des contraintes du système hydrique étudié;
- $f(X)$: est la fonction économique qui décrit les critères de décision.

Dans cette thèse, la fonction économique maximise l'espérance mathématique du bénéfice annuel net de la vente d'électricité et elle s'écrit:

$$\text{Max } Z = \sum_{t=1}^{\text{NPER}} E[E_t * P - C_t] \quad (2.2)$$

- où
- E : est l'opérateur de l'espérance mathématique;
 - E_t : est l'énergie produite (en GWh) à la période t ;
 - P : est le prix de vente (en \$) du GWh de l'énergie;
 - C_t : est la somme (en \$) des pénalités engendrées par les défaillances;
 - N_{per} : est le nombre de périodes considéré dans la définition de l'horizon décisionnel.

Cette fonction économique est sujette à diverses contraintes qui permettent d'une part de suivre l'évolution temporelle de l'emmagasinement dans le réservoir et d'autre part de spécifier les domaines d'exploitation par le biais des limites acceptables et critiques des caractéristiques physiques et opérationnelles du système. Ces diverses contraintes sont:

- L'équation de continuité

Élément de base de la formulation de tous les problèmes de gestion des ressources en eau, la description de l'évolution temporelle de l'emmagasinement de l'eau dans le réservoir est représentée par l'équation de continuité qui s'écrit:

$$S_{t+1} = S_t + (R_t - Q_t) \cdot \Delta t \cdot 10^{-6}, \quad t = 1, 2, \dots, \text{NPER} - 1 \quad (2.3)$$

- où S_t : est l'emmagasinement (en hm^3) au temps t ;
- R_t : est l'apport naturel moyen (en m^3/s) au réservoir durant la période t ;
- Q_t : est le débit moyen (en m^3/s) prélevé du réservoir durant la période t ;
- Δt : est le pas de temps ou la durée (en s) de la période d'exploitation t ;
- Nper : est le nombre de périodes considéré dans la définition de l'horizon décisionnel.

- Contraintes sur l'emmagasinement

Définissant les limites critiques et les limites acceptables qui constituent les seuils de défaillance sur l'emmagasinement en cours d'exploitation, ces contraintes s'expriment par les équations:

$$S_{\min} \leq S_t \leq S_{\max}, \quad t = 1, 2, \dots, \text{NPER} \quad (2.4)$$

et

$$S_{\min a} \leq S_t \leq S_{\max a}, \quad t = 1, 2, \dots, \text{NPER} \quad (2.5)$$

sous les conditions

$$\begin{cases} S_{\min} & \leq S_{\min a} \\ S_{\max a} & \leq S_{\max} \end{cases} \quad (2.6)$$

- où $S_{\min}$: est le volume minimal critique du réservoir;
 $S_{\max}$: est le volume maximal critique du réservoir;
 $S_{\min a}$: est le volume minimal acceptable du réservoir;
 $S_{\max a}$: est le volume maximal acceptable du réservoir.

- Contraintes sur les débits totaux prélevés et sur les débits turbinés

Elles définissent les limites souhaitables de débit minimal et de débit maximal à l'aval du système hydrique pour respecter certaines conditions environnementales telles la conservation de la faune aquatique ou le contrôle des inondations et permettent de décrire les capacités minimales et maximales des installations pour un bon fonctionnement du système. Elles s'expriment par:

$$Q_{\min a} \leq Q_t \leq Q_{\max a}, \quad t = 1, 2, \dots, \text{NPER} \quad (2.7)$$

et

$$QT_{\min} \leq QT_t \leq QT_{\max}, \quad t = 1, 2, \dots, \text{NPER} \quad (2.8)$$

$$\text{sous la condition:} \quad QT_t \leq Q_t \quad (2.9)$$

- où Q_t : est le débit moyen (en m^3/s) prélevé du réservoir pendant la période t ;
 $Q_{\min a}$: est le débit minimal (en m^3/s) acceptable à l'aval du système hydrique;

$Q_{\max}$: est le débit maximal (en m^3/s) acceptable à l'aval du système hydrique;

QT_t : est le débit moyen (en m^3/s) turbiné durant la période t ;

$Qt_{\max}$: est la capacité maximale de turbinage de la centrale du système hydrique;

$Qt_{\min}$: est le débit minimal à turbiner pour la maintenance préventive des installations.

- Contraintes sur la satisfaction de la demande en énergie

Cette contrainte, d'ordre opérationnel, exploite conjointement l'équation de la courbe hauteur-volume de stockage du réservoir qui s'exprime par la relation:

$$H_t = f_2(S_t) \quad (2.10)$$

et l'équation de la production d'énergie hydroélectrique produite qui s'écrit:

$$E_t = \frac{\gamma \cdot e \cdot QT_t \cdot H_{\text{moy}} \cdot nh}{10^9} \quad (2.11)$$

avec

$$H_{\text{moy}} = \frac{H_t + H_{t+1}}{2} - H_{\text{base}} \quad (2.12)$$

La contrainte de la satisfaction, à chaque période t , de la demande en énergie hydroélectrique s'écrit

$$E_t \geq D_t \quad (2.13)$$

- où
- H_t : est le niveau (en m) de l'eau dans le réservoir à la période t ;
 - S_t : est l'emmagasinement du réservoir à la période t ;
 - E_t : est l'énergie produite (en GWh) durant la période t ;
 - γ : est le poids spécifique (en N/m^3) de l'eau;
 - e : est le rendement de la turbine, fonction de H_{moy} et de QT_t ;
 - QT_t : est le débit moyen (en m^3/s) turbiné durant la période t ;
 - H_{moy} : est la chute moyenne (en m) durant la période t ;
 - nh : est le nombre d'heures dans la période t ;
 - H_{base} : est la hauteur (en m) de la restitution;
 - D_t : est la demande moyenne (en GWh) en énergie durant la période t .

Ainsi définies, les contraintes physiques et opérationnelles, qui spécifient les limites acceptables de la demande en énergie, de l'emmagasinement du réservoir et des débits totaux prélevés, sont prises en compte dans la fonction économique lors du calcul des pénalités dues aux défaillances. Les fonctions de pénalités utilisées sont composées de

tronçons de droite. Le tableau (2.1) présente les points limites des segments de droite qui composent la fonction de pénalité de chaque type de défaillance.

Tableau 2.1: Caractéristiques des fonctions de pénalité originales utilisées

CARACTÉRISTIQUES	SEUILS NUMÉRIQUES			
Volume maximal acceptable (hm ³)	12970	13300	13700	14030
Pénalité originale(10 ⁶ \$)	30	45	100	400
Volume minimal acceptable(hm ³)	8730	8300	7950	7670
Pénalité originale(10 ⁶ \$)	10	15	50	400
Débit maximal acceptable(m ³ /s)	950	1000	1100	1200
Pénalité originale(10 ⁶ \$)	0	5	10	50
Déficit (%) de production énergétique	0%	10%	50%	100%
Pénalité originale(10 ⁶ \$)	5	10	30	80

2.2 Schéma algorithmique de fonctionnement de la stratégie de type 1

La démarche méthodologique pour exploiter un système hydrique selon la stratégie de type 1 consiste à bâtir un schéma algorithmique incluant:

1. un modèle de prévision des apports naturels pour les douze mois qui suivent la période décisionnelle,
2. un modèle d'optimisation capable de déterminer la séquence "optimale" de prélèvements pour les douze prochaines périodes, incluant la période décisionnelle, sur la base des prévisions des apports naturels et

3. un système fiable d'observations des apports naturels, en temps réel, au réservoir.

Au début d'une période décisionnelle, la séquence optimale des prélèvements est déterminée avec les prévisions des apports naturels. Le prélèvement de cette période est mis en oeuvre et, résultant de l'apport réel, un nouvel état du réservoir à la fin de la période est obtenue. Ce nouvel état devient alors l'état initial de la période suivante. Cette procédure, semblable à celle utilisée par Méjia et al.(1974), est schématisée par la figure 2.1. Elle est ainsi répétée au début de chaque période jusqu'à la fin de l'horizon d'analyse.

Dans cette thèse, le modèle de prévision des apports naturels utilisé est un modèle markovien d'ordre 1 documenté dans le chapitre 5 et celui d'optimisation est la programmation dynamique déterministe dont les principales caractéristiques sont développées dans ce chapitre. Les apports naturels supposés observés sont ceux simulés par le modèle markovien et qui ont aussi servi à l'exploitation du réservoir suivant la stratégie de type 2. L'exécution de cette procédure permet donc de déterminer les caractéristiques de l'exploitation comme le niveau de l'eau, les prélèvements suggérés par le modèle d'optimisation et les bénéfices nets réalisés à chaque période. La figure 2.1 schématise les étapes à réaliser au début de chaque période décisionnelle.

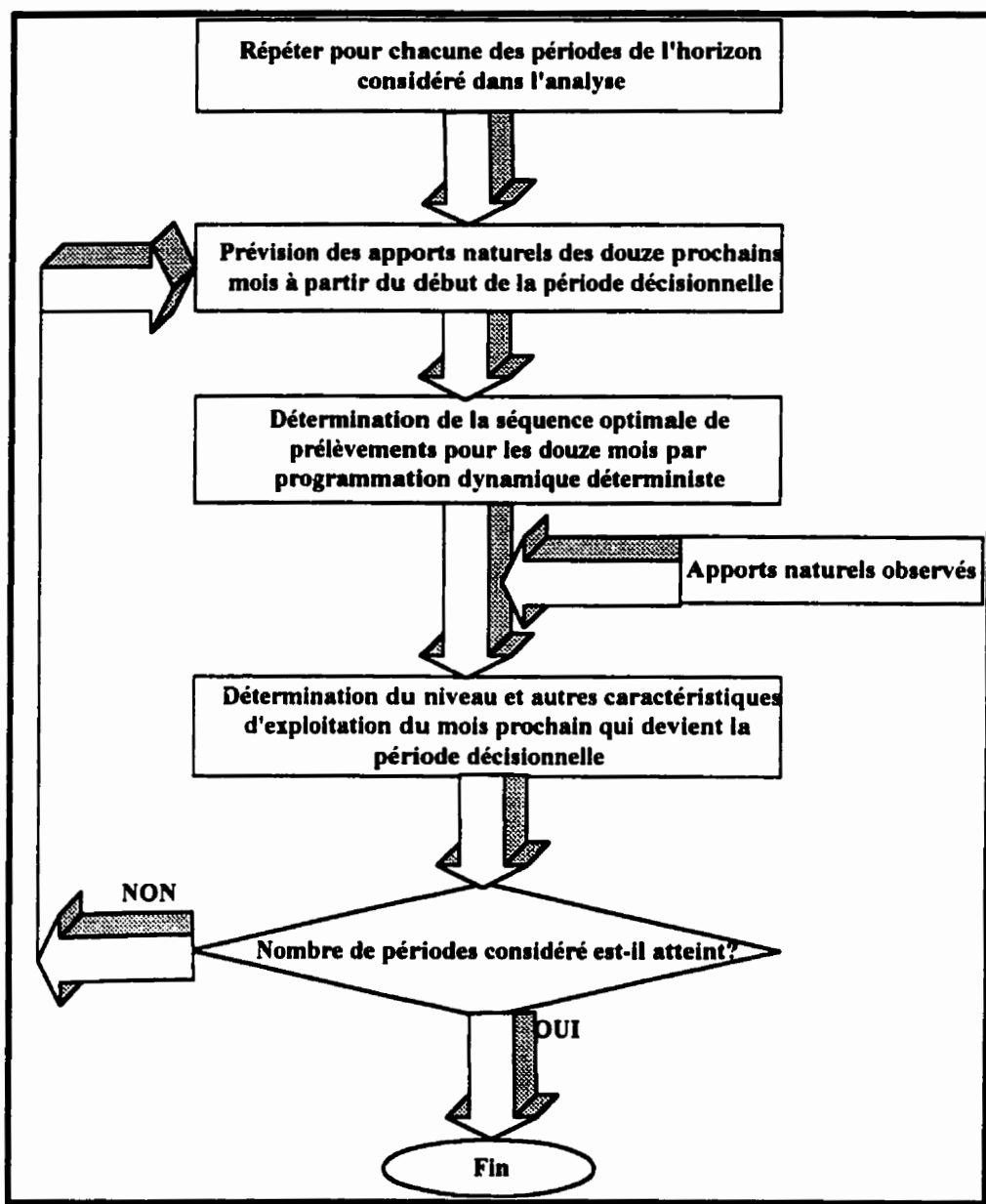


Figure 2.1: Schéma de l'algorithme de fonctionnement de
la stratégie de type 1 adoptée

2.3 Méthodologie d'exploitation avec la stratégie de type 2

Cette stratégie d'exploitation d'un système de réservoirs demande de choisir une stratégie de référence pour l'horizon à moyen terme et de décider, au début de chaque période décisionnelle, horizon à court terme, de suivre ou non la stratégie de référence dérivée. La figure 2.2 schématise cette méthodologie qui permet de prendre en compte de façon explicite les risques de défaillance en cours d'exploitation. Il est important de préciser que, dans tout le document, l'horizon à court terme inclut les trois périodes consécutives qui débutent à la période décisionnelle et l'horizon à moyen terme englobe les douze périodes consécutives qui débutent à la période décisionnelle.

Dans une première phase, plusieurs stratégies sont dérivées, en variant les coefficients des fonctions de pénalité, pour l'horizon à moyen terme comme l'ont proposé Mawer et al. (1974). Les répercussions de chacune d'elles sont ensuite évaluées pour des situations vraisemblables d'exploitation. L'exploitant-décideur choisit ensuite, selon son attitude face aux risques qu'occasionne chaque stratégie de référence, celle qu'il juge la meilleure; celle-ci représente le meilleur compromis, pour lui, entre les revenus nets d'exploitation et les répercussions probables de la stratégie adoptée.

Dans une seconde phase, l'exploitation à court terme, la stratégie de référence, choisie dans la première phase est évaluée à nouveau pour l'état particulier du système au

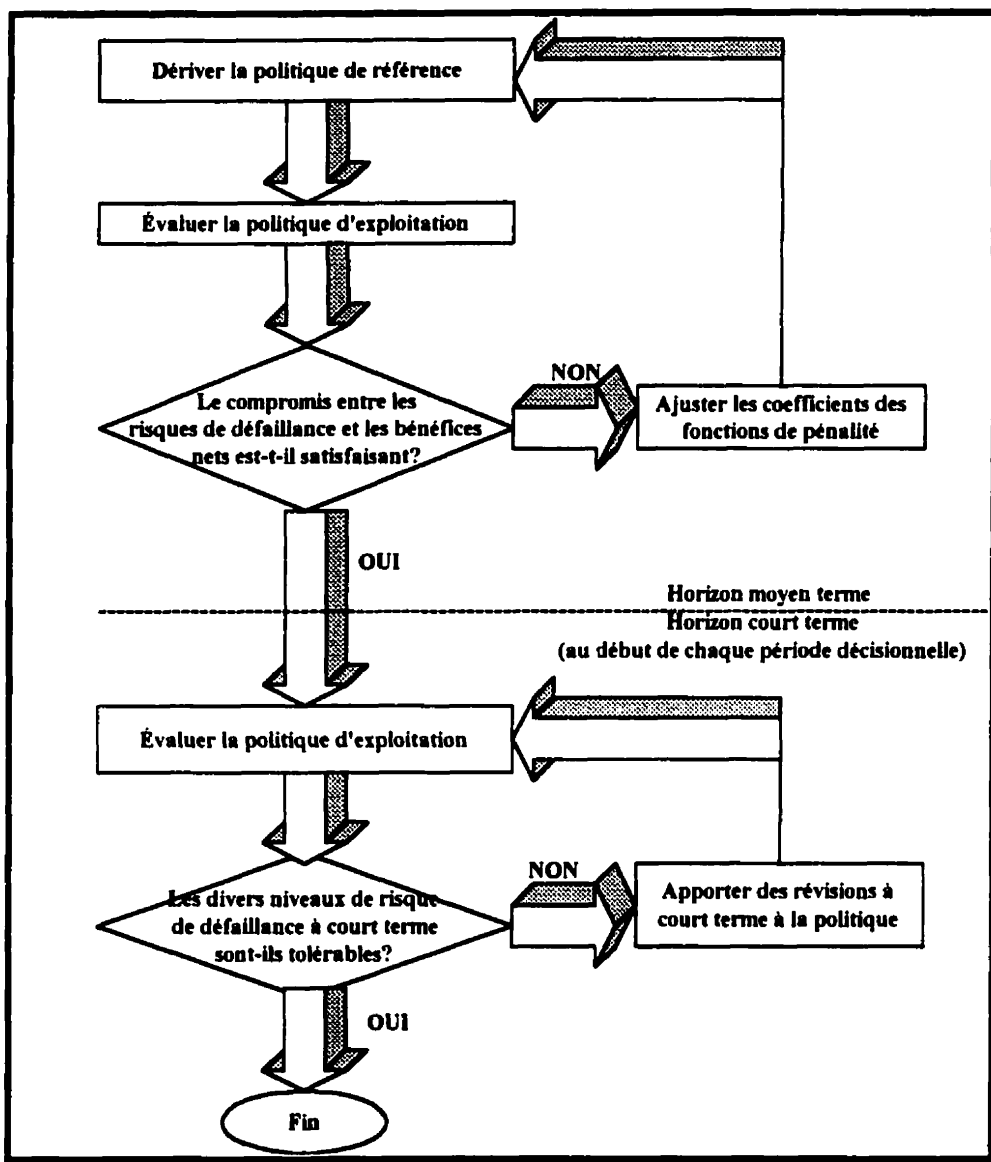


Figure 2.2: Schématisation de la méthodologie d'exploitation selon
la stratégie de type 2

moment de décider de suivre les prélèvements suggérés par la stratégie de référence. C'est une évaluation des répercussions de la stratégie adoptée pour l'horizon à court terme pour la situation particulière qui prévaut au moment de prendre la décision. Le décideur choisit alors de mettre en oeuvre les prélèvements suggérés par la stratégie adoptée ou de l'abandonner temporairement. Dans cette éventualité, il détermine d'autres prélèvements, afin de contrôler le risque et les caractéristiques des défaillances envisagées. Cette question traitée par Tremblay (1989) en ce qui concerne la détermination des prélèvements à faire en cas de révision de la politique de référence est approfondie dans ce travail en ce qui a trait au contrôle même des défaillances.

Précisons enfin que si la première phase est accomplie une fois pour tout l'horizon à moyen terme, la seconde, par contre, est reproduite pour chaque période d'exploitation au moment de décider des prélèvements à effectuer durant la période d'exploitation.

2.4 Programmation dynamique déterministe

La programmation dynamique est une méthode d'optimisation non linéaire adaptée à la résolution des problèmes caractérisés par des décisions interdépendantes et séquentielles. Elle a pour objectif l'optimisation d'un système qui prévaut au cours de plusieurs périodes consécutives distinctes. Il n'existe pas de formulation mathématique standardisée pour la programmation dynamique (Nedzela, 1984).

Il s'agit d'une technique d'approche des problèmes qui doit être adaptée à chaque situation particulière. L'analyse s'effectue par la décomposition du problème global en un certain nombre de sous-problèmes à chaque période et elle débute, normalement, par l'étude de ceux qui chronologiquement se situent les derniers de l'horizon décisionnel. La démarche de la programmation dynamique consiste, une fois l'analyse des sous-problèmes terminée, à revenir en arrière à partir des sous-problèmes qui sont chronologiquement les premiers pour identifier le chemin optimal.

L'approche de la programmation dynamique repose sur l'idée qu'un chemin ne peut être optimal que si chacune des sous-composantes de ce chemin est elle-même optimale. Cette idée, qui traduit le célèbre principe d'optimalité de Bellman et al. (1962) de la procédure à rebours, s'appuie sur les sept propriétés ou caractéristiques, communes aux problèmes de programmation dynamique discrète, décrites ci-dessous:

2.4.1 Caractéristiques des modèles de programmation dynamique discrète

Bien qu'il n'existe pas de formulation standardisée pour la programmation dynamique, les propriétés ou caractéristiques suivantes sont communes aux problèmes de programmation dynamique discrète et constituent l'ossature des travaux que nous avons réalisés en environnement déterministe ou stochastique.

Ces propriétés sont:

- Le problème est décomposé en étapes et une décision doit être prise à chaque étape.
- À chaque étape correspond un certain nombre d'états; en général, on appelle états les diverses conditions dans lesquelles le système peut se trouver à l'étape considérée.
- À chaque étape, la décision prise transforme l'état actuel en un état associé à l'étape suivante.
- Soit un état donné, une stratégie optimale pour les étapes restantes est indépendante des décisions prises aux étapes précédentes.
- L'algorithme de recherche de la solution commence par trouver la stratégie optimale pour tous les états de la dernière étape.
- Une relation de récurrence identifie la stratégie optimale dans chaque état de l'étape I à partir de la stratégie optimale dans chaque état de l'étape $I+1$.
- Utilisant cette relation de récurrence, l'algorithme procède à reculer étape par étape. Il détermine la stratégie optimale pour chaque état de chaque étape pour construire, enfin, le chemin optimal.

2.4.2 L'algorithme déterministe utilisé

L'algorithme utilisé dans cette thèse formalise les caractéristiques précitées.

L'organigramme de l'algorithme est schématisé à la figure 2.3. On y remarque

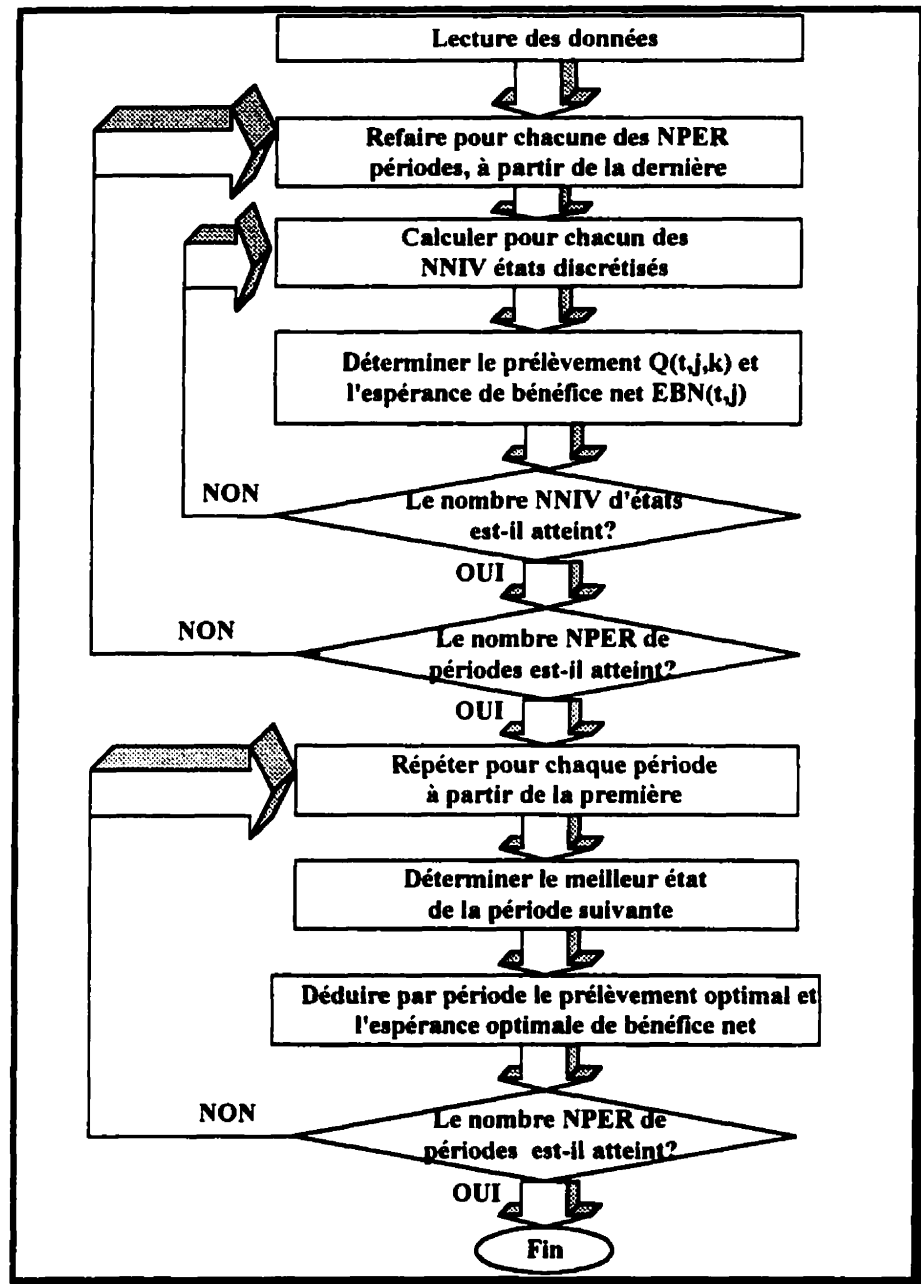


Figure 2.3: Organigramme de l'algorithme de la programmation dynamique déterministe utilisé

essentiellement deux phases. Dans la première phase, l'algorithme calcule, à partir de chaque état à chaque étape, l'espérance de bénéfice net pour se rendre à l'étape finale et le prélèvement nécessaire pour passer d'un état à un autre de la période suivante. Dans la deuxième phase, l'algorithme procède par sélection d'états pour déterminer la séquence optimale de prélèvements pour toutes les périodes de l'horizon considéré. Il serait intéressant ici de préciser que si la première phase procède à rebours en débutant les calculs à partir de la dernière période, la deuxième par contre évolue de la première période vers la dernière période.

2.4.3 Les apports naturels au réservoir

Comme tout modèle implicite de gestion des réservoirs, les apports naturels, considérés dans l'analyse en stratégie de type 1, sont des débits synthétiques générés par l'application d'un modèle de prévision. Ce modèle, décrit au chapitre 5, est du type Markovien d'ordre 1. Il permet de générer à chaque période décisionnelle les apports probables des douze prochaines périodes. Ces apports sont alors utilisés pour déterminer la séquence optimale de prélèvements par programmation dynamique pour l'année qui débute à la période décisionnelle. À la période suivante la même procédure est reprise et ce jusqu'à la fin de l'horizon d'analyse considéré.

2.5 Programmation dynamique stochastique

2.5.1 Prise en compte de la stochasticité des apports naturels au réservoir

Dans cette étude, la stochasticité des apports naturels au réservoir est prise en compte par l'entremise de leurs distributions décrites par des valeurs discrètes de probabilité. Cette approche, décrite par Roefs et al.(1970) et utilisée par Butcher (1971), Askew (1974), Mawer et al.(1974), Turgeon (1980), Tremblay (1989) et Guerrero Acosta (1989), approxime le domaine continu des apports naturels par un domaine discret. Ainsi les apports naturels mensuels, de fonction de répartition connue (dans la majorité des cas une fonction normale), sont discrétisés traditionnellement en sept intervalles définis chacun par une variable centrée réduite dont la probabilité d'occurrence sert au calcul de l'espérance des bénéfices. Cette discrétisation est testée dans la suite de cette thèse pour déterminer le nombre d'intervalles à considérer dans l'analyse des risques. Le calcul numérique des apports représentatifs de chaque intervalle se base alors, à chaque période t , sur l'équation linéaire suivante:

$$R_{k,t} = \mu_t + \sigma_t \cdot Z_{k,t}, \quad \begin{cases} \text{pour } k = 1, 2, \dots, NR \\ \text{pour } t = 1, 2, \dots, 12 \end{cases} \quad (2.14)$$

- où $R_{k,t}$: est la valeur représentative de l'apport naturel (en m^3/s) de l'intervalle k
à la période t et correspondant à la valeur centrée réduite de cet intervalle;
- μ_t : est la moyenne des apports (en m^3/s) observés durant la période t ;
- σ_t : est l'écart-type des apports (en m^3/s) observés durant la période t ;
- $Z_{k,t}$: est la variable centrée réduite de l'apport représentatif k .

Précisons que dans le cadre de ce travail, les apports naturels sont supposés indépendants et distribués selon une loi de répartition normale dans le modèle de la programmation dynamique stochastique. La prise en compte des corrélations temporelles pourrait se faire en utilisant des probabilités conditionnelles (Huang, 1991).

2.5.2 Fonctionnement du modèle PDS

L'algorithme de mise en oeuvre de la formulation suit la procédure classique à rebours et recherche une stratégie stationnaire. Lorsqu'elle est trouvée, elle est indépendante des conditions imposées aux valeurs de la fonction économique quand le système se trouve à la fin du dernier mois de l'horizon considéré. L'algorithme, schématisé à la figure 2.4, procède par une série de boucles imbriquées.

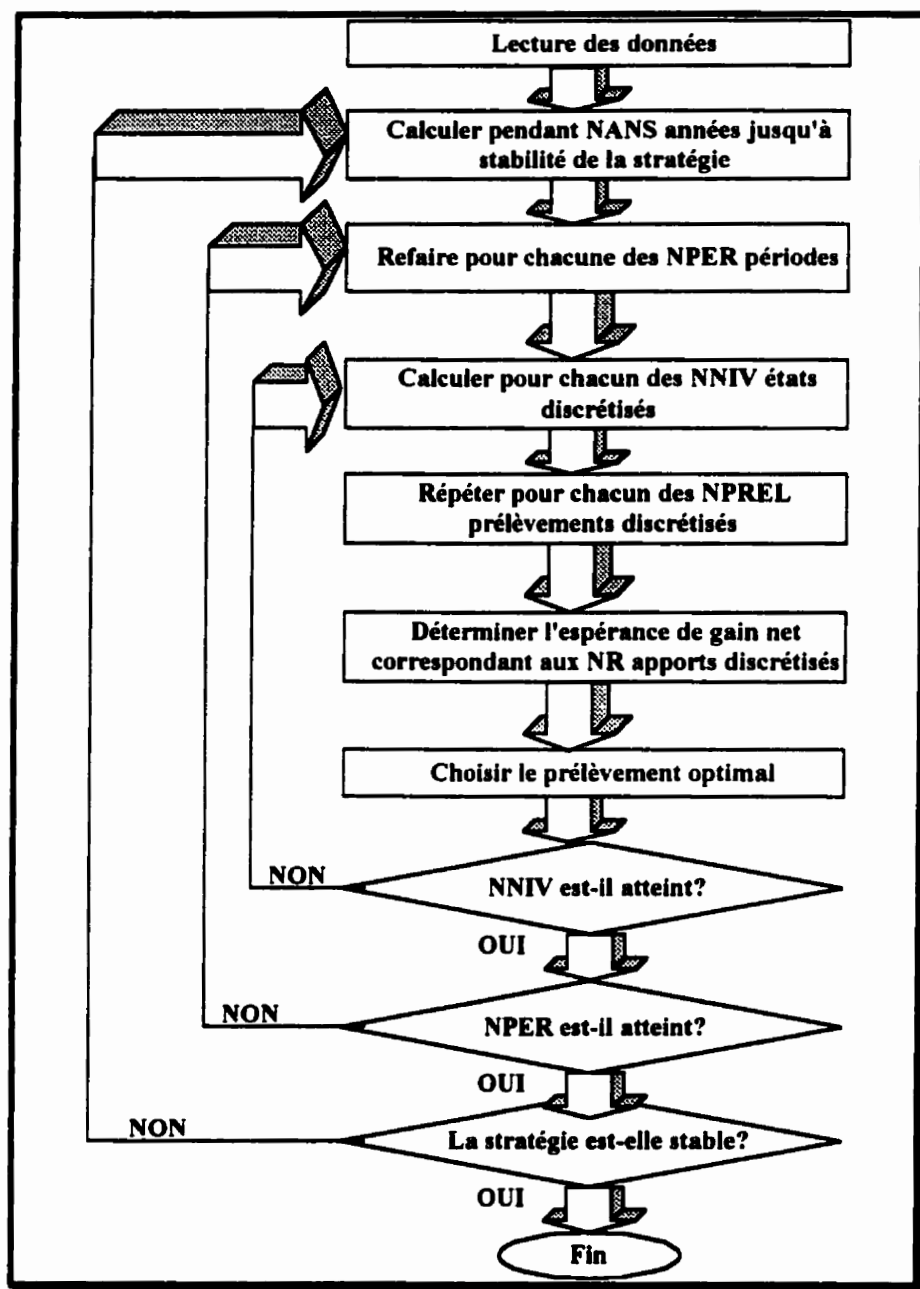


Figure 2.4 Boucles de calcul de l'algorithme de la programmation
dynamique stochastique

De la plus extérieure à la plus intérieure, ces boucles sont:

- boucle sur le nombre NANS d'itérations annuelles; cette boucle permet de trouver une stratégie stationnaire de prélèvements indépendante de l'état final du système;
- boucle sur le nombre NPER de périodes dans l'horizon considéré; cette boucle permet de couvrir toutes les périodes pour lesquelles une décision sur les prélèvements est à prendre;
- boucle sur les NNIV états discrétisés; cette boucle permet de déterminer le meilleur prélèvement à chaque niveau et à chaque période et la valeur de la fonction économique quand le système se trouve à cet état au début de cette période t ;
- boucle sur le nombre de prélèvements considérés, NPREL; cette boucle considère tous les prélèvements discrétisés dans l'analyse pour déterminer le meilleur prélèvement à faire à chaque état et à chaque étape;
- boucle sur les NR apports naturels; cette boucle permet de couvrir tous les apports naturels, tels que discrétisés, en fonction de la période, de l'état et du prélèvement considérés. C'est dans cette boucle que sont calculés les bénéfices et les pénalités pour tous les apports naturels possibles et leur contribution à la fonction économique.

À ce stade, l'espérance de gain net à l'état j au début de la période t pour le prélèvement q est connue. Le meilleur prélèvement à faire au niveau i de la période t et la valeur de la fonction économique quand le système se trouve à cet état au début de cette période t sont alors calculés une fois la boucle est complétée.

Cette procédure de calcul est ainsi suivie pour chacune des périodes, pour chacun des états et pour chacun des apports discrétisés permettant alors de déboucher sur une stratégie d'exploitation stable qui est indépendante des conditions initiales du système. Cette stratégie d'exploitation indique le débit à prélever au début de chaque période décisionnelle en fonction de l'altitude de l'eau dans le réservoir. Elle est présentée sous la forme d'un tableau à deux entrées dont une colonne par période et une ligne par altitude représentative de la surface de l'eau.

2.6 Simulation stochastique

Les modèles de simulation utilisés pour étudier l'exploitation des réservoirs (Unesco, 1985) devraient pouvoir représenter toutes les caractéristiques principales d'un système de réservoirs et être capable de mettre en jeu toute la gamme des objectifs à satisfaire par le système hydrique. Cette façon de faire permet, par la reproduction de la performance hydrologique et économique du système pour différentes séquences d'apports naturels

synthétiques et de règles d'exploitation, de montrer comment on doit procéder pour atteindre simultanément tous les objectifs imposés au système hydrique.

2.6.1 Méthodologie de l'approche de simulation

Le modèle de simulation stochastique utilisé dans cette thèse, version avancée de celle de Tremblay (1989), estime comme caractéristiques de l'exploitation:

- les probabilités d'atteinte de chaque état discrétisé à chaque période;
- les différents risques de dépassement des limites physiques et opérationnelles du système;
- la vulnérabilité du système vis-à-vis de chaque type de défaillance enregistrée;
- la résilience du système par rapport à chaque type de défaillance et
- le gain moyen annuel.

Notre modèle de simulation comporte, à l'instar de celui décrit par Major et al.(1979) pour l'étude de la gestion des eaux du bassin du Rio Colorado, trois composantes principales que sont la représentation détaillée du système hydrique étudié, la modélisation des apports naturels et enfin la stratégie adoptée pour l'exploitation. En conséquence la procédure de simulation commence par la lecture des données d'entrée, que sont la politique d'exploitation dérivée par programmation dynamique stochastique, les caractéristiques du système dont l'état initial du réservoir, les paramètres des

fonctions de pénalité, le prix de vente unitaire de l'électricité et les paramètres de contrôle de la simulation, et finit par la détermination des caractéristiques de l'exploitation qui suit la génération de débits synthétiques équiprobables indépendants ou corrélés. La détermination des caractéristiques consiste à estimer, pour les différents états discrétisés du réservoir, les probabilités d'atteinte correspondantes et à identifier en cas d'éventuelles défaillances, le cheminement qui y a conduit. Les divers risques de défaillance sont alors calculés pour chaque période et pour chaque état, représentant le rapport du compteur (incrémenté, en cas de défaillance, à chaque état du cheminement) et du nombre de passages par cet état. À la fin des simulations, les diverses vulnérabilités, les diverses résiliences et la moyenne du profit net annuel sont enfin déterminées.

2.6.2 Formulation du modèle de simulation

La formulation du problème dans le modèle de simulation est fondamentalement la même que celle utilisée dans le modèle d'optimisation à la seule différence que le domaine des apports synthétiques est ici continu. On utilise alors un modèle de génération de débits synthétiques. La revue sommaire de littérature a démontré qu'il existe beaucoup de modèles de ce type [Fernandez et al., 1990; Savic et al., 1989; Srikanthan et al., 1982; McLeod et al., 1978; Bernier, 1970; Matalas, 1967]. Face à cette multitude de modèles, le choix d'un modèle particulier dépend des hypothèses de travail sur certains paramètres du modèle ou même de la connaissance que l'on a de la structure du processus ou du

phénomène. Compte tenu des données dont nous disposons et du caractère mensuel du phénomène que nous étudions, nous avons choisi pour la génération des débits synthétiques le modèle mensuel de Thomas-Fiering . C'est un modèle qui préserve assez bien les paramètres saisonniers mensuels comme la moyenne mensuelle, l'écart-type et les coefficients d'autocorrélations d'ordre 1. Il s'écrit:

$$R_{t+1} = \mu_{t+1} + \rho_t \cdot \frac{\sigma_{t+1}}{\sigma_t} \cdot (R_t - \mu_t) + e_{t+1} \cdot \sigma_{t+1} \cdot \sqrt{(1 - \rho_t^2)} \quad (2.15)$$

lorsque les coefficients d'autocorrélation, ρ_t , sont non nuls. Si l'on admet l'indépendance des apports, le modèle devient:

$$R_t = \mu_t + e_t \cdot \sigma_t \quad (2.16)$$

Dans tous les cas le bruit blanc $\{e_t\}$ est considéré égal à:

$$e_t = (RN - 6.0) \quad (2.17)$$

où μ_t : est la moyenne des apports observés à la période t;

σ_t : est l'écart-type des apports observés à la période t;

R_t : est l'apport moyen mensuel synthétique à la période t ;

R_N : est la somme des douze valeurs générées d'une loi uniforme entre 0 et 1;

ρ_1 : est le coefficient d'autocorrélation d'ordre 1 entre les périodes t et $t+1$.

2.6.3 Fonctionnement du modèle de simulation

Complément indispensable du modèle de programmation dynamique stochastique pour estimer plusieurs caractéristiques de l'exploitation, le modèle de simulation stochastique consiste à générer pour l'horizon décisionnel considéré, par l'une ou l'autre des équations de Thomas-Fiering décrites ci-haut, une séquence d'apports synthétiques statistiquement identique à la distribution des apports observés. Les apports synthétiques ainsi générés permettent de déterminer les prélèvements périodiques par interpolation de la stratégie d'exploitation dérivée par programmation dynamique stochastique. Le modèle détermine ensuite, pour chaque étape décisionnelle, l'état final du système par l'équation de continuité. L'état du réservoir à la fin d'une période correspond à l'état initial pour la période subséquente. Enfin le modèle calcule, en commençant à la fin de la dernière période de l'horizon de planification, pour chacune des conditions de départ, les valeurs moyennes de gain et de pertes encourues, les probabilités d'atteinte des divers états, les divers risques de défaillance à chaque étape et à chaque état discrétisé, les diverses vulnérabilités et les indices de résilience du système. La figure 2.5 schématise cette procédure de calcul.

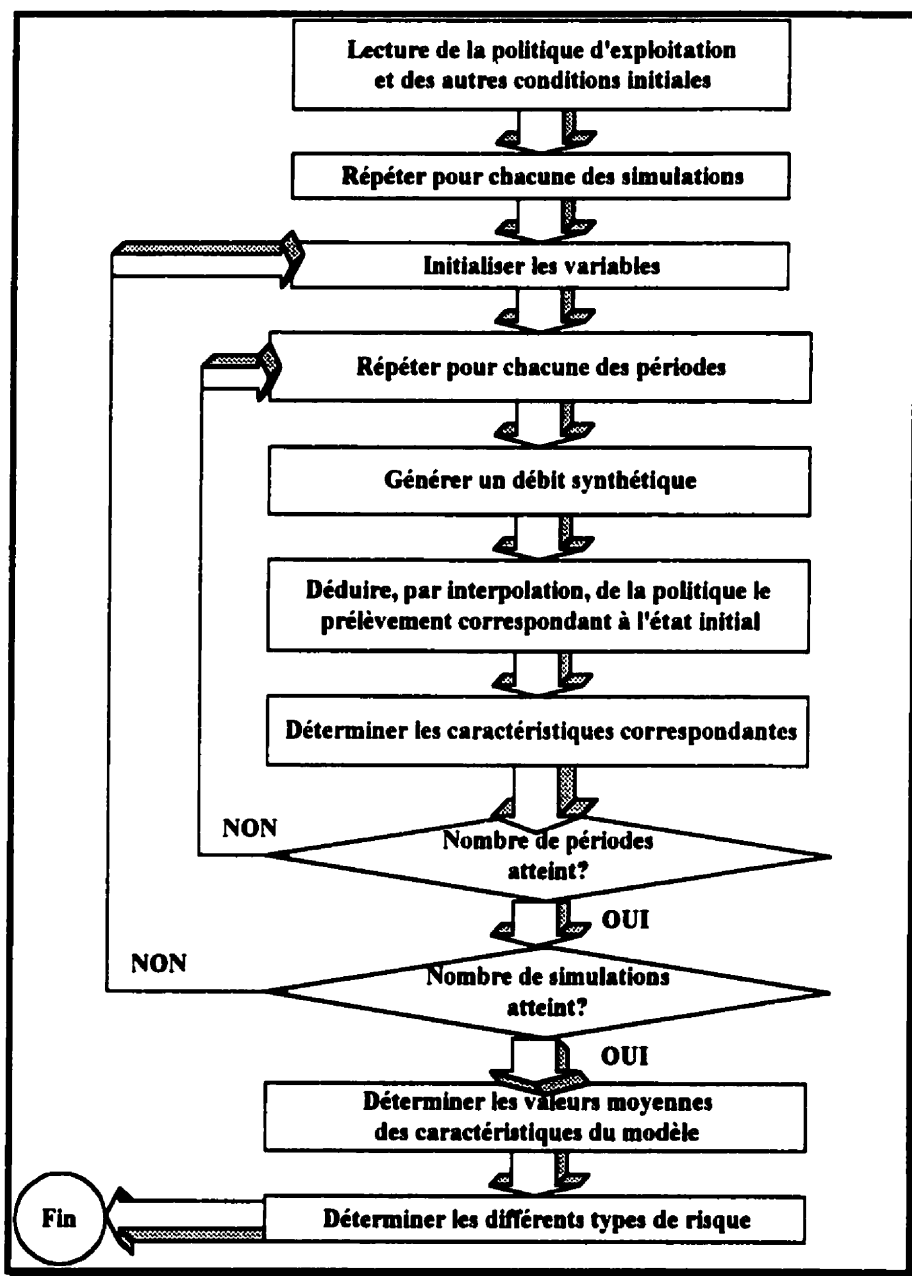


Figure 2.5: Schéma de la procédure de calcul du modèle de simulation stochastique

Les différentes équations utilisées pour faire ces estimations sont:

- pour les probabilités d'atteinte

$$\text{Pr ob}_{i/t} = \frac{\text{Npas}_{i/t}}{\text{Nsim}} \quad (2.18)$$

- pour les risques évalués

$$\text{Risque}_{i/t}^T = \frac{\text{Ndef}_{i/t}^T}{\text{Npas}_{i,t}} \quad (2.19)$$

- pour la vulnérabilité selon Hashimoto et al.(1982)

$$v_{\text{Hashimoto}} = \sum_{j \in F} se_j * pr_j \quad (2.20)$$

- pour la vulnérabilité selon Moy et al.(1985)

$$v_{\text{Moy}} = \text{maximum}_k [P_k^*] \quad (2.21)$$

- pour la vulnérabilité selon Burn et al.(1990)

$$v_{Burn} = \sum_k P_k \quad (2.22)$$

- pour la résilience selon Hashimoto et al (1982)

$$\gamma_{Hashimoto} = \text{Prob}[X_{i+1} \in S / X_i \in F] \quad (2.23)$$

- pour la résilience selon Moy et al. (1985)

$$\gamma_{Moy} = 1 - \frac{MM}{NPER} \quad (2.24)$$

- pour la résilience selon Burn et al. (1990)

$$\gamma_{Burn} = \frac{1}{[\frac{MM}{NPER}] * NF} \quad (2.25)$$

- pour les moyennes annuelles de gain et des pertes

$$E[\$] = \frac{\sum_i^{N_{sim}} \$}{N_{sim}} \quad (2.26)$$

- où
- $N_{pas_{i/t}}$: représente le nombre de fois où l'état i de la période t a été atteint;
 - N_{sim} : représente le nombre de simulations réalisées;
 - $N_{def_{i/t}}$: représente le nombre de fois qu'une défaillance est enregistrée après le passage par l'état i de la période t ;
 - $\$$: représente le gain brut annuel ou la pénalité totale annuelle;
 - se_j : représente un indicateur numérique de la sévérité de chaque défaillance;
 - pr_j : représente la probabilité que l'état correspondant à la défaillance de sévérité se_j soit la pire de la famille des défaillances;
 - P_k^* : représente la pénalité maximale non pondérée ou tout autre estimé de la grandeur de la défaillance pour un intervalle de temps dans un état de défaillance donné;
 - X_t : représente une variable aléatoire décrivant l'état du système à chaque période t ;
 - S : représente, pour une limite quelconque, l'ensemble des états non défaillants;

- F :** représente, pour une limite quelconque, l'ensemble des états défaillants;
- MM :** représente le nombre maximum de périodes consécutives de défaillance;
- NF :** représente le nombre maximal de fois, dans un horizon, que le système entre en défaillance en regard d'un seuil donné;
- NPER :** représente le nombre de périodes considéré dans la définition de l'horizon décisionnel.

Ainsi, au moyen des diverses séquences de débits synthétiques, l'exécution de cette procédure de calcul du modèle de simulation stochastique permet d'examiner en détail le comportement numérique du système et d'évaluer explicitement le risque d'une quelconque défaillance, lors de la mise en oeuvre de la stratégie d'exploitation dérivée, et les autres caractéristiques que n'explicite pas le modèle d'optimisation.

2.7 Description du cas d'étude

Le système hydrique ayant servi d'argument pour cette étude consiste en un système à un réservoir illustré à la figure 2.6 et dont la fin première est la production hydroélectrique qui constitue la seule source de revenu. Ses principales caractéristiques, que sont la relation hauteur-volume d'emmagasinement et les coefficients de production en fonction

du niveau d'eau de la réserve active du réservoir, sont présentées au tableau 2.2. Le système est pourvu d'une centrale électrique dont la puissance installée est de 420 MW. Les caractéristiques statistiques (moyenne et écart-type) des apports naturels observés au réservoir sont présentées au tableau 2.3. La figure 2.7 illustre le comportement des apports naturels moyens mensuels dans le réservoir. La distribution des apports est supposée suivre une loi de répartition normale.

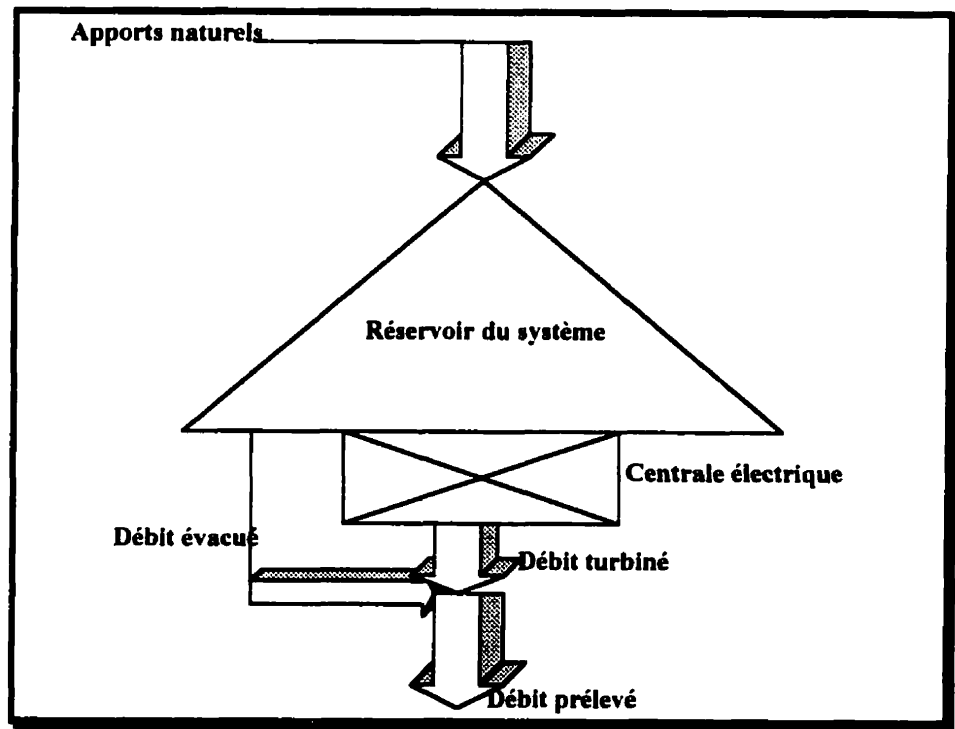


Figure 2.6: Représentation schématique du système à l'étude

Tableau 2.2: Caractéristiques du réservoir

Niveau (en m)	Volume (en hm ³)	Coeff. de prod. (en N/m ³)
488.00	14030.00	8250.00
486.00	12970.00	8160.00
485.00	12440.00	8115.00
484.00	11910.00	8070.00
483.00	11380.00	8025.00
482.00	10850.00	7980.00
480.00	9790.00	7890.00
478.00	8730.00	7800.00
476.00	7670.00	7710.00

Tableau 2.3: Demande d'énergie et statistiques mensuelles
des apports naturels

Statistiques mensuelles des apports naturels et demande d'énergie			
Période (en mois)	Apports moyens (en m ³ /s)	Écart-type	Demande (en GWh)
1	115.00	40.00	160.00
2	85.00	25.00	140.00
3	90.00	30.00	115.00
4	140.00	40.00	100.00
5	650.00	230.00	75.00
6	750.00	260.00	60.00
7	300.00	125.00	50.00
8	250.00	100.00	60.00
9	225.00	95.00	75.00
10	210.00	70.00	90.00
11	180.00	50.00	120.00
12	160.00	45.00	150.00

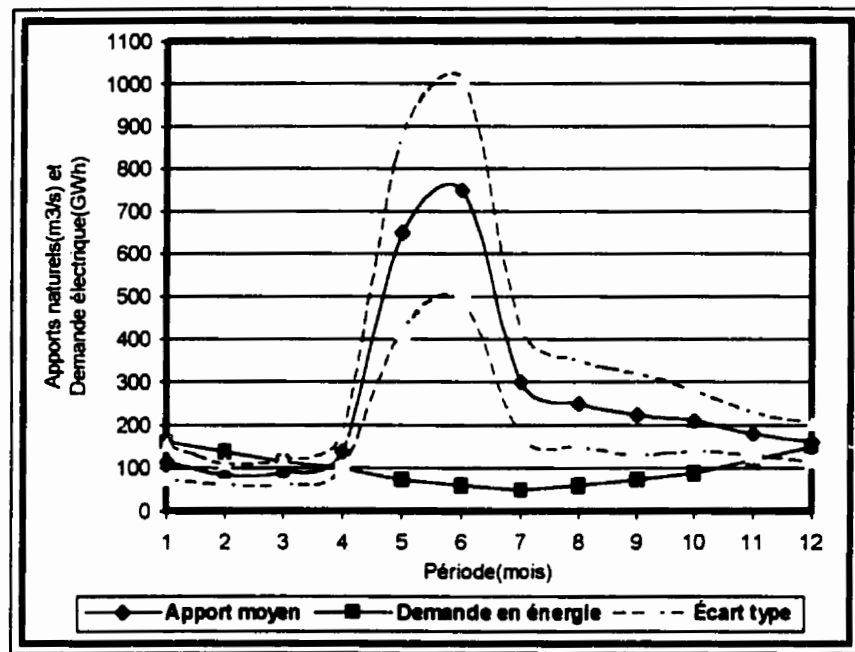


Figure 2.7: Demande d'énergie et statistiques mensuelles des apports naturels

La demande mensuelle en électricité, supposée déterministe, est donnée au tableau (2.3). Cette demande représente la valeur minimale souhaitable de la production hydroélectrique du système. Le calcul de l'énergie produite est fait par l'équation d'énergie décrite dans la formulation générale du problème. Toute l'énergie produite, quelle soit supérieure ou non à la demande, est vendue au prix de 0.05×10^6 \$/GWh. La capacité d'emmagasinement du réservoir est de 14030 hm^3 avec une réserve active de 6350 hm^3 . Les contraintes physiques et opérationnelles du système sont mentionnées au tableau (2.4)

L'exploitation du système vise à maximiser les bénéfices nets issus de la vente de l'électricité que produira ce système hydrique. La stratégie adoptée recherchera donc un compromis acceptable entre les pénalités dues aux défaillances et le profit perçu de la vente d'électricité.

Tableau 2.4: Contraintes physiques et opérationnelles du système

CONTRAINTES SPÉCIFIÉES	SEUILS DES CONTRAINTES
Altitude maximale critique (m)	488.00
Altitude minimale critique (m)	476.00
Altitude maximale acceptable (m)	486.00
Altitude minimale acceptable (m)	478.00
Débit maximal critique (m^3/s)	1200.00
Débit minimal critique (m^3/s)	0.00
Débit maximal acceptable (m^3/s)	950.00
Débit minimal acceptable (m^3/s)	0.00
Débit maximal des turbines (m^3/s)	500.00
Débit minimal des turbines (m^3/s)	0.00
Hauteur de base (m)	384.00
Volume maximal critique (hm^3)	14030.00
Volume minimal critique (hm^3)	7670.00
Volume maximal acceptable (hm^3)	12970.00
Volume minimal acceptable (hm^3)	8730.00

Pour les fins de simulation, la discrétisation de l'emménagement utilisée est plus fine que celle utilisée en programmation dynamique stochastique pour éviter une perte de précision causée par des états représentant un grand volume d'emménagement. Cette discrétisation est présentée au tableau (2.5).

Tableau 2.5: Discrétisation de l'emmagasinement
pour des fins de simulation

Hauteur (en m)	Volume (en hm³)	Coeff.de prod. (en N/m³)
462.14	7446.60	7710.00
476.00	7670.00	7710.00
476.50	7935.00	7732.50
477.00	8200.00	7755.00
477.50	8465.00	7777.50
478.00	8730.00	7800.00
478.50	8995.00	7822.50
479.00	9260.00	7845.00
479.50	9525.00	7867.50
480.00	9790.00	7890.00
480.50	10055.00	7912.50
481.00	10320.00	7935.00
481.50	10585.00	7957.50
482.00	10850.00	7980.00
482.25	10982.50	7991.25
482.50	11115.00	8002.50
482.75	11247.50	8013.75
483.00	11380.00	8025.00
483.25	11512.50	8036.25
483.50	11645.00	8047.50
483.75	11777.50	8058.75
484.00	11910.00	8070.00
484.25	12042.50	8081.25
484.50	12175.00	8092.50
484.75	12307.50	8103.75
485.00	12440.00	8115.00
485.25	12572.50	8126.25
485.50	12705.00	8137.50
485.75	12837.50	8148.75
486.00	12970.00	8160.00
486.50	13235.00	8182.50
487.00	13500.00	8205.00
487.50	13765.00	8227.50
488.00	14030.00	8250.00
502.64	14450.90	8250.00

CHAPITRE III: ÉTUDE DE L'ÉVOLUTION DES CARACTÉRISTIQUES DE L'EXPLOITATION D'UN RÉSERVOIR

3.1 Objectifs de l'étude

Il s'agira dans cette étude d'explorer l'évolution des bénéfices nets espérés et des caractéristiques associées aux défaillances d'un réservoir, exploité principalement pour la production d'énergie hydroélectrique, en fonction de certains paramètres du modèle d'optimisation utilisé et des seuils des contraintes imposées à l'exploitation du système. Ces paramètres du modèle d'optimisation sont la discrétisation de l'emménagement du réservoir et la discrétisation des apports naturels. Les seuils de contraintes qui serviront d'argument à l'étude sont ceux imposés au débit maximal prélevé. L'influence de l'introduction d'une contrainte additionnelle que constitue le débit minimal acceptable et l'influence de la prise en compte de la corrélation temporelle des apports naturels ont également été explorées. Si l'étude de l'évolution des caractéristiques de l'exploitation en fonction des paramètres du modèle d'optimisation est inspirée d'études antérieures faites sur une base essentiellement économique, celle due à la limitation des seuils de débits se justifie par des raisons environnementales de plus en plus strictes qui doivent être intégrées désormais aux projets d'envergure.

Pour atteindre ces objectifs de l'étude, la méthodologie de prise en compte des risques de défaillance (Tremblay, 1989) est suivie. Les outils numériques utilisés sont la programmation dynamique stochastique pour dériver les politiques de prélèvements et la simulation stochastique pour évaluer les répercussions de leurs mises en oeuvre. Les caractéristiques de l'exploitation évaluées sont les probabilités d'atteinte, les risques de défaillances et la moyenne de bénéfice net. Les résultats obtenus sont interprétés et commentés. Ces résultats constituent une contribution très importante dans l'analyse et le traitement de l'élément le plus important, en ce moment, qu'est le risque dans l'exploitation des systèmes hydriques.

3.2 Étude de la discrétisation de l'emmagasinement du réservoir

L'étude vise à déterminer l'influence que peuvent avoir la façon de discrétiser l'emmagasinement d'un réservoir et le nombre NNIV de niveaux de stockage discrétisés sur les risques de défaillance et les caractéristiques de l'exploitation lorsque la politique d'opération est dérivée par programmation dynamique stochastique. Dans chacun des cas étudiés, deux types de résultats ont été produits soit d'une part la politique d'exploitation et le bénéfice net espéré estimés par PDS et d'autre part les risques et autres caractéristiques évalués par un modèle de simulation stochastique.

Rappelons que ces deux paramètres de la programmation dynamique stochastique ont toujours fait l'objet d'attention particulière dans les travaux de recherche. Doran (1975) a abordé ces problèmes et a suggéré que cinq à dix niveaux de discrétisation de l'emmagasinement, selon une méthode qu'il a proposée, donneraient des résultats acceptables. Klemes (1977) lui a emboîté le pas et a démontré théoriquement, qu'une discrétisation grossière engendre non seulement des biais importants dans les résultats mais déforme également la réalité. Se fondant sur ces travaux, Goulter et al. (1985) sont arrivés à la conclusion qu'avec sept niveaux de distribution de probabilité d'apports naturels, neuf niveaux de discrétisation de l'emmagasinement sont suffisants pour obtenir 95% du gain espéré. La question qui se pose alors est de savoir si cette règle de 95% s'applique aussi aux différents risques de défaillances et autres caractéristiques de l'exploitation, étant donné que le gain net espéré n'est plus le seul critère de la prise de décision du gestionnaire. Pour répondre à cette question, nous avons d'abord investigué l'influence, sur nos résultats, de deux schémas de discrétisation. Précisons toutefois que cette étude a été réalisée avec sept niveaux de distribution de probabilité d'apports naturels comme l'ont suggéré Goulter et al. (1985). Nous testerons plus loin cette hypothèse qui semble discutable.

3.2.1 Description des schémas de discrétisation de l'emmagasinement

La littérature scientifique rapporte plusieurs schémas et procédures de discrétisation de l'emmagasinement d'un réservoir dont celui de Savarenskiy, proposé en 1940, et celui de Moran, en 1954, tous deux bien décrits par Klemes (1977). Tremblay (1989) a introduit un autre schéma qui diffère des deux précédents. Dans cette étude nous avons, dans un premier temps, comparé le schéma de Moran et celui de Tremblay pour valider un schéma de discrétisation du stockage à utiliser dans la suite des travaux. Ensuite nous avons étudié l'influence relative du nombre NNIV d'états de l'emmagasinement de la réserve active sur les caractéristiques de l'exploitation. Les deux schémas utilisés sont décrits de la façon suivante:

Schéma de Tremblay

Ce schéma, qui se justifie par la recherche d'informations fiables en procédant au raffinement des états des zones à fortes probabilités d'atteinte en exploitation de réservoir, est caractérisé par un maillage fin dans la zone centrale de l'emmagasinement et un maillage de plus en plus large vers les zones extrêmes. Ainsi, pour neuf niveaux de discrétisation du réservoir dont la réserve active est limitée par les niveaux 488.00m et 476.00m, le maillage utilisé par Tremblay (1989) est le suivant: 476.00, 478.00, 480.00, 482.00, 483.00, 484.00, 485.00, 486.00, 488.00m.

Quatre maillages dérivés de ce schéma sont utilisés dans la suite pour analyser l'influence du nombre NNIV de discrétisation du stockage. Le premier maillage est deux fois moins fin donc à cinq niveaux qui sont: 476.00, 480.00, 483.00, 485.00, 488.00m; le deuxième est identique à celui utilisé par Tremblay (1989); le troisième est deux fois plus fin donc à dix-sept niveaux qui sont 476.00, 477.00, 478.00, 479.00, 480.00, 481.00, 482.00, 482.50, 483.00, 483.50, 484.00, 484.50, 485.00, 485.50, 486.00, 487.00, 488.00m et le quatrième est deux fois plus fin que le troisième donc à trente trois niveaux qui sont: 476.00, 476.50, 477.00, 477.50, 478.00, 478.50, 479.00, 479.50, 480.00, 480.50, 481.00, 481.50, 482.00, 482.25, 482.50, 482.75, 483.00, 483.25, 483.50, 483.75, 484.00, 484.25, 484.50, 484.75, 485.00, 485.25, 485.50, 485.75, 486.00, 486.50, 487.00, 487.50, 488.00m.

Schéma de Moran

Tel que décrit par Klemes (1977), ce schéma est caractérisé par la constance du pas de discrétisation Δs dans la définition des états de l'emmagasinement. Il conduit alors à considérer la définition de n ($n = j+1$) états de la réserve active de façon que:

$$\left\{ \begin{array}{l} S_1 = S_{\min}, \quad S_n = S_{\max} \\ \text{et} \\ S_j = S_1 + (j-1) \cdot \Delta s, \quad j = 1, 2, \dots, n \end{array} \right. \quad (3.1)$$

où

$$\Delta S = (S_{\max} - S_{\min}) / n \quad (3.2)$$

C'est un schéma, semble-t-il, qui donne de bons résultats même si on lui reproche de converger moins vite que celui de Savarenskiy. Pour les fins de comparaison, les quatre valeurs de n considérées dans cette première phase sont les mêmes que celles considérées pour le premier schéma soit 5, 9, 17 et 33. Toutefois, pour l'évaluation des caractéristiques de l'exploitation, le schéma de Moran ne sera évalué que pour les valeurs de NNIV de 5, 9 et 25 pour des raisons de compatibilité avec la discrétisation du modèle de simulation. Les résultats obtenus sont alors comparés à ceux obtenus en utilisant le schéma précédemment décrit et utilisé par Tremblay (1989).

3.2.2 Analyse des résultats obtenus

Pour des raisons d'économie d'espace nous avons évité volontairement de faire des répétitions en ne présentant, ci-dessous, que quelques résultats représentatifs des tendances observées. Ces résultats représentatifs sont les politiques d'exploitation pour

NNIV = 9 et les bénéfices nets espérés pour la PDS et ensuite les probabilités d'atteinte des divers états, les estimations des risques de défaillance et les moyennes annuelles de bénéfice net pour la simulation.

Les tableaux 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 et 3.5 présentent respectivement les résultats de la politique d'exploitation (NNIV = 9) selon le schéma de Tremblay et celui de Moran, des profits nets espérés et les estimés des risques de défaillance selon chacun des deux schémas à l'étude. La figure 3.1 montre l'évolution des profits nets espérés et la figure 3.2 présente un exemple type d'évolution des probabilités d'atteinte des divers états du réservoir.

Tableau 3.1: Politique d'exploitation (en m³/s);
schéma de Tremblay, NNIV = 9.

Niveau	PÉRIODE											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
488.00	600	540	600	840	1200	1200	840	750	720	750	690	660
486.00	270	480	510	510	960	1080	540	450	420	360	330	300
485.00	300	360	480	510	870	870	330	240	210	180	210	270
484.00	300	270	480	510	660	660	120	120	150	180	210	270
483.00	300	270	300	480	510	510	90	120	150	180	240	270
482.00	300	270	210	480	480	420	90	120	150	180	240	270
480.00	150	270	240	210	240	120	120	120	150	180	180	150
478.00	60	60	90	150	150	120	90	120	150	90	120	90
476.00	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0

Tableau 3.2: Politique d'exploitation (en m³/s);
schéma de Moran, pour NNIV = 9

Niveau	PÉRIODE											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
488.00	600	540	600	840	1200	1200	840	750	720	750	690	660
486.50	480	480	510	540	1080	1170	540	540	510	450	420	390
485.00	300	450	480	510	930	870	330	240	210	180	210	270
483.50	300	270	450	480	660	570	90	120	150	180	210	270
482.00	300	270	210	480	510	420	90	120	150	180	240	270
480.50	300	270	240	210	450	120	120	120	150	180	240	180
479.00	150	150	240	210	150	120	120	120	150	180	120	150
477.50	0	60	90	150	150	120	90	120	90	90	60	0
476.00	0	0	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0

Tableau 3.3: Bénéfices nets espérés (PDS) selon les schémas de
discrétisation de l'emmagasinement

NOMBRE NNIV D'ÉTATS	BÉNÉFICE NET ESPÉRÉ (10 ⁶ \$)	
par type de schéma	Schéma de Tremblay	Schéma de Moran
5	43.80	47.00
9	82.00	83.40
17	88.00	88.00
33	88.60	88.70

Tableau 3.4: Risques (%) de défaillance et profit moyen net (10⁶\$); politique de référence,
schéma de Tremblay (état initial: période 5, niveau 480.50 m)

NIVEAUX	RISQUE DE DÉPASSEMENT DE				PROFIT moyen net
Nombre NNIV	V _{maxa}	V _{mina}	Q _{maxa}	Nsd.E	
5	10.32	0.00	0.25	84.66	69.55
9	8.41	0.00	0.14	3.13	86.91
33	3.62	1.10	0.00	1.18	89.16

Tableau 3.5: Risques (%) de défaillance et profit moyen net ($10^6 \$$); politique de référence, schéma de Moran (état initial: période 5, niveau 480.50 m)

NIVEAUX Nombre NNIV	RISQUE DE DÉPASSEMENT DE				PROFIT
	Vmaxa	Vmina	Qmaxa	Nsd.E	moyen net
5	9.05	0.00	0.04	40.98	75.25
9	6.63	0.27	0.01	1.96	88.33
25	3.55	0.89	0.00	1.03	89.30

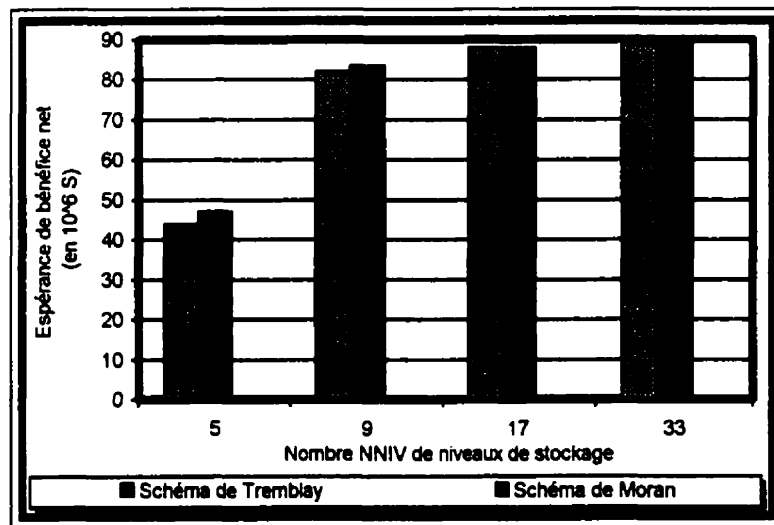


Figure 3.1: Évolution du bénéfice net espéré en fonction du nombre NNIV de niveaux d'emménagement discrétisés

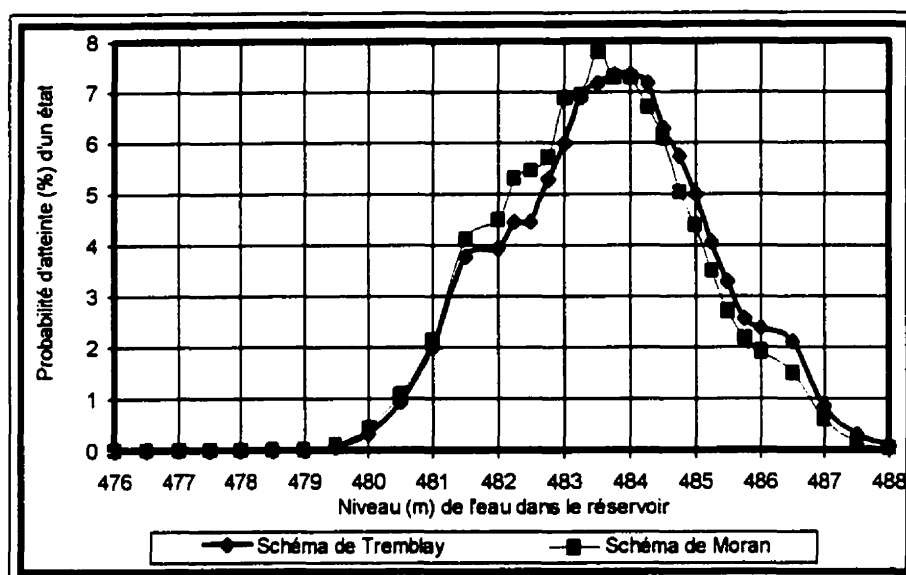


Figure 3.2: Exemple type d'évolution des probabilités d'atteinte des états du réservoir selon le schéma de discrétisation (NNIV = 9, période 7)

L'analyse des résultats des politiques d'exploitation montre que l'information recherchée, les prélèvements à faire à chaque état à chaque période, ne varie presque pas dans la zone centrale de la réserve active. Par contre, dans les zones extrêmes, elle est très variable. Il apparaît donc qu'un raffinement de la discrétisation dans la zone centrale conduit plus à une redondance qu'à une amélioration des prélèvements. Les estimations de la PDS montrent que le schéma qui privilégie le raffinement dans la zone centrale donne des bénéfices nets espérés inférieurs à ceux obtenus avec le second schéma.

En simulation stochastique, on constate, en observant les courbes types d'évolution des probabilités d'atteinte des états, que les deux schémas de discrétisation font, à quelques

différences près, fonctionner le système de la même manière. Les probabilités d'atteinte observées sont fortes dans la zone centrale du réservoir et tendent vers une valeur nulle au fur et à mesure que l'on se rapproche des limites physiques de celui-ci. On remarque que le schéma de Moran conduit à des probabilités d'atteinte plus élevées que celui de Tremblay en ce qui concerne les états centraux situés entre les niveaux 480.00m et 484.00m. Par contre, le schéma de Tremblay donne les probabilités d'atteinte plus élevées que celui de Moran dans la zone supérieure du réservoir située entre les niveaux 484.00m et 488.00m. Conséquemment, les risques de dépassement évalués sur la base du schéma de Moran sont inférieurs à ceux obtenus avec le schéma de Tremblay. L'exemple, le plus probant, est celui du risque de la non satisfaction de la demande en énergie. Les bénéfices moyens nets obtenus sont alors plus bas avec le schéma de Tremblay comparativement à ceux obtenus avec le schéma de Moran. Compte tenu de toutes ces observations et vu que l'objectif poursuivi par tout gestionnaire est de tirer le meilleur profit net possible de l'exploitation de son système et/ou d'avoir le moins de défaillances possibles, nous utiliserons dans la suite de nos travaux le schéma de discrétisation de Moran tel que décrit.

3.2.3 Influence du nombre NNIV de niveaux d'emmagasinement discrétisés

L'étude de l'influence du nombre NNIV de niveaux d'emmagasinement discrétisés a consisté , sur la base du schéma de discrétisation de l'emmagasinement de Moran, à

dériver par programmation dynamique stochastique des politiques de référence pour différentes valeurs du nombre NNIV d'états possibles et à les évaluer par simulation stochastique afin de comprendre l'évolution des caractéristiques de l'exploitation.

Les valeurs de NNIV ayant servi à cette fin sont $NNIV = 5, 9, 13, 17, 25, 33$ et les résultats obtenus sont numériquement présentés dans les tableaux 3.6 et 3.7. Les figures 3.3, 3.4, 3.5, 3.6 et 3.7 montrent leurs tendances d'évolution.

Tableau 3.6: Bénéfice net espéré (PDS) et nombre NNIV de niveaux de discrétisation

NOMBRE NNIV DE NIVEAUX	BÉNÉFICE NET ESPÉRÉ (10 ⁶ \$)
5	47.00
9	83.40
13	87.40
17	88.00
25	88.60
33	88.70

Tableau 3.7: Caractéristiques évaluées et nombre NNIV de niveaux de discrétisation (état initial: période 5, niveau 480.50m)

NIVEAUX	RISQUE (%) DE DÉPASSEMENT DE				BÉNÉFICE (10 ⁶ \$)
Nombre NNIV	V _{maxa}	V _{mina}	Q _{maxa}	N _{sd.E}	moyen net
5	9.05	0.00	0.04	40.98	75.25
9	6.63	0.27	0.01	1.96	88.33
13	3.71	0.59	0.01	1.14	89.94
25	3.55	0.89	0.00	1.03	89.30

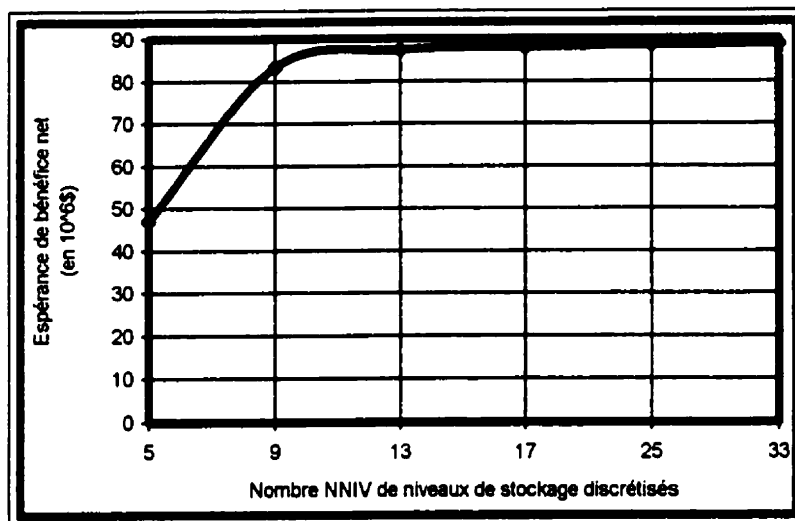


Figure 3.3: Évolution du bénéfice net espéré et nombre NNIV de niveaux de discrétisation

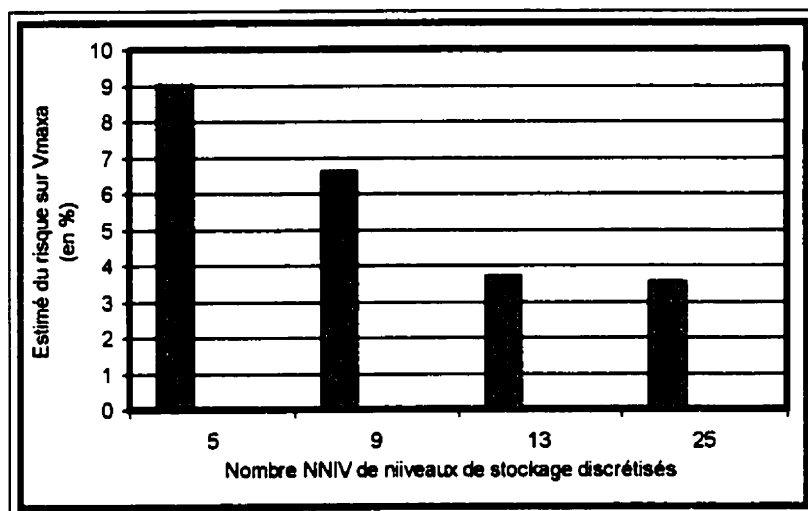


Figure 3.4: Évolution du risque de dépassement du volume maximal acceptable et nombre NNIV de niveaux de discrétisation (état initial: période 5, niveau 480.50m)

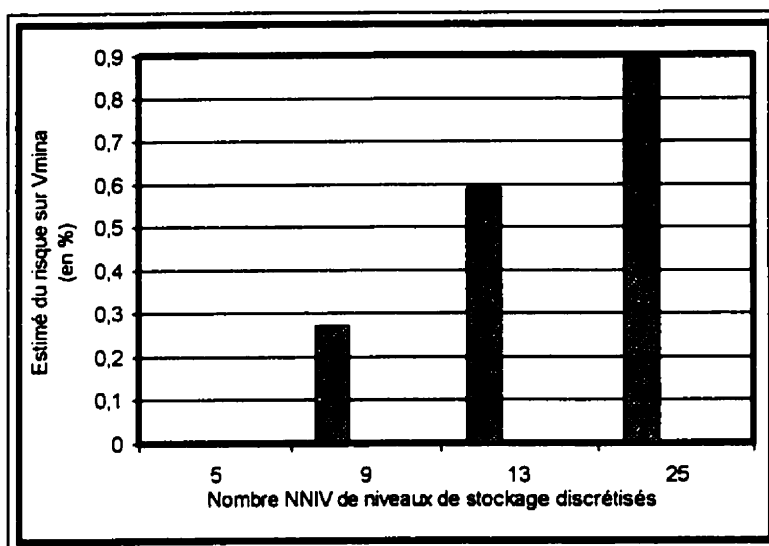


Figure 3.5: Évolution du risque de dépassement du volume minimal acceptable et nombre NNIV de niveaux de discrétisation (état initial: période 5, niveau 480.50m)

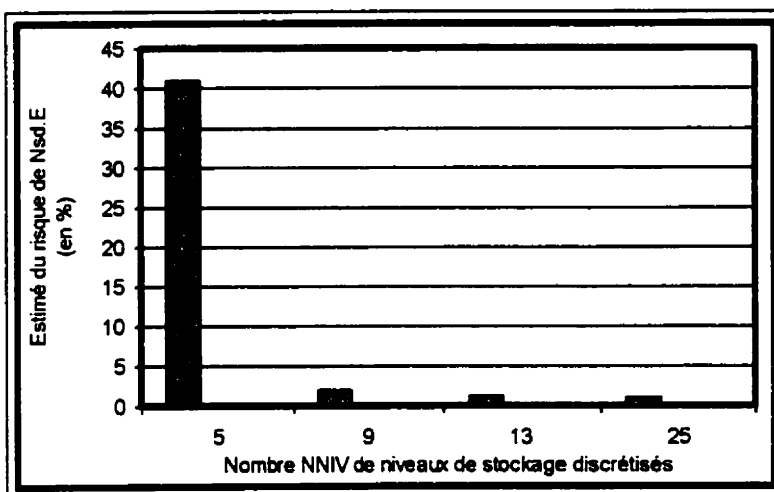


Figure 3.6: Évolution du risque de la non satisfaction de la demande en énergie et nombre NNIV de niveaux de discrétisation (état initial: période 5, niveau 480.50m)

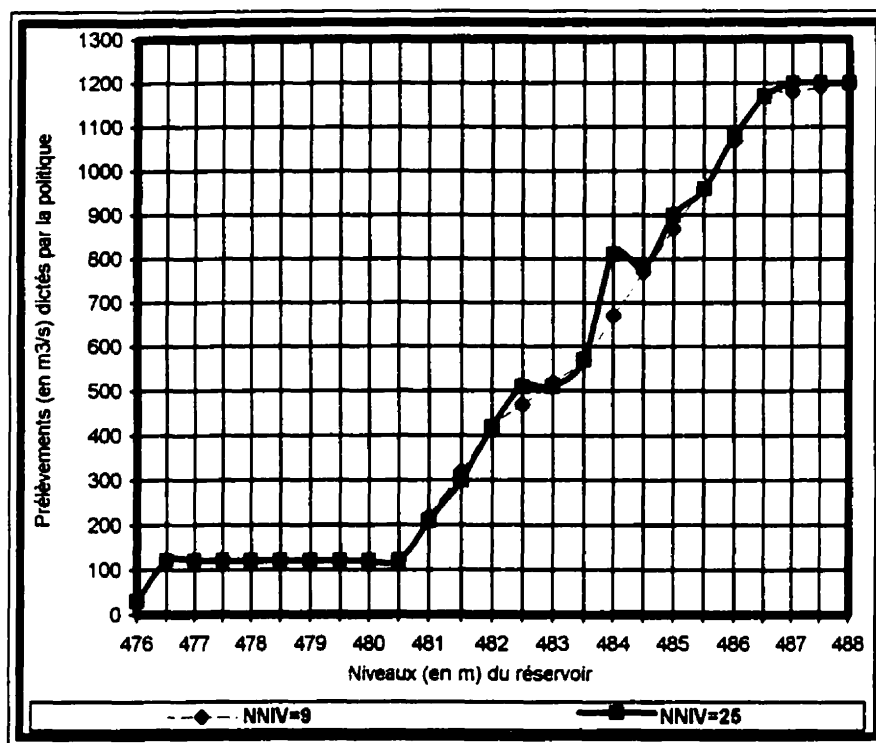


Figure 3.7: Exemple type d'évolution des prélèvements en fonction de NNIV (prélèvements de la période 6)

Les résultats obtenus montrent que toutes les caractéristiques de l'exploitation évaluées sont sensibles au nombre de niveaux (NNIV) d'emmagasinement discrétisés utilisés pour dériver la politique d'exploitation. Le bénéfice net espéré croît en fonction de NNIV et atteint un palier à NNIV = 13 avec la valeur de quatre-vingt-sept millions de dollars et quatre cent mille dollars (87.4×10^6 dollars). Le tableau 3.6 présente les bénéfices nets espérés en fonction du nombre NNIV de niveaux discrétisés de l'emmagasinement et la figure 3.3 l'illustre graphiquement.

Le risque de dépassement du niveau maximal acceptable décroît au fur et à mesure que la discrétisation de l'emmagasinement devient de plus en plus fine pour finalement adopter la valeur de 3.55% pour $NNIV = 25$ contre une valeur de 9.05% lorsque $NNIV = 5$. Le risque de dépassement du niveau minimal acceptable, quant à lui, croît et tend vers 1% alors que le risque de dépassement du débit maximal acceptable décroît rapidement pour s'annuler lorsque $NNIV$ prend la valeur 25. Le risque de non satisfaction de la demande en énergie décroît aussi en fonction de $NNIV$ pour se stabiliser à la valeur de 1% à $NNIV = 25$. On constate également que les résultats obtenus avec $NNIV = 5$ sont très inférieurs quant aux bénéfices et nettement supérieurs quant aux risques de défaillance à ceux obtenus avec $NNIV = 25$ et même à ceux obtenus avec $NNIV = 9$ qui paraissent beaucoup plus représentatifs de la réalité. Ces résultats démontrent que le raffinement de la discrétisation de l'emmagasinement apporte de l'information additionnelle qui améliore le bon fonctionnement du système.

Tous ces comportements s'expliquent par l'évolution des prélèvements lorsqu'on augmente le degré de résolution de la discrétisation de l'emmagasinement. On prélève alors plus, surtout dans les zones à fortes probabilités d'atteinte, pour satisfaire la demande que ce que recommanderait l'interpolation linéaire avec une discrétisation grossière des niveaux de l'emmagasinement. L'évolution des prélèvements à la période 6 représentée à la figure 3.7 en est un exemple typique. Il en résulte par conséquent une baisse des dépassements du niveau maximal acceptable et du débit maximal acceptable

contre une hausse des dépassements du niveau minimal acceptable et du taux de satisfaction de la demande en énergie qui améliorent significativement l'espérance et l'écart type du bénéfice net. Tous ces résultats et comportements confirment la conclusion de Klemes (1977) selon laquelle une discrétisation grossière déforme la réalité. Ils sont également en harmonie avec ceux qui ont permis à Goulter et al.(1985) d'affirmer que neuf niveaux de discrétisation de l'emmagasinement en PDS sont suffisants pour obtenir 90 à 95% de l'espérance du bénéfice net à réaliser. Par contre, ces résultats mettent en évidence que neuf niveaux de discrétisation donnent des informations assez biaisées sur les autres caractéristiques de l'exploitation tels les risques qui varient dans l'ordre de 30% à 60% lorsqu'on raffine la discrétisation.

On retiendra alors que toutes les caractéristiques de l'exploitation évoluent jusqu'à une valeur asymptotique à partir de laquelle elles se stabilisent et deviennent quasi-indépendantes du nombre NNIV de discrétisation de l'emmagasinement. Il est donc important, pour fins d'analyse des risques de défaillance, de bien tenir compte d'une part de la façon de discrétiser le stockage du réservoir et d'autre part du nombre de niveaux d'emmagasinement à considérer pour déterminer la politique d'exploitation.

3.3 Étude de la discrétisation des apports naturels

Tenant compte des résultats précédents et considérant vingt-cinq niveaux de discrétisation de l'emmagasinement, la politique d'exploitation du système hydrique a été dérivée et évaluée pour trois niveaux de discrétisation différents des intervalles d'apports naturels afin d'en apprécier l'influence sur les caractéristiques de l'exploitation. La procédure utilisée pour la discrétisation des d'apports est la suivante:

3.3.1 Procédure de discrétisation des intervalles d'apports naturels

Sous l'hypothèse que les apports naturels sont distribués selon la fonction de répartition normale, la procédure de discrétisation s'exprime en terme de la variable centrée réduite Z_k . Elle représente dans l'équation (2.14) la valeur représentative de l'apport naturel d'un intervalle dont la probabilité d'apparition est connue.

Cette approche similaire à celles utilisées par Butcher (1971), Askew (1974a), Mawer et al. (1974), Turgeon (1981), Tremblay (1989) et Guerrero Acosta (1991), se décompose en quatre étapes qui sont les suivantes:

- Choix du pas de discrétisation.

- Détermination des variables Z_j correspondant à ce pas de discrétisation et déduction de leurs ordonnées $F(Z_j)$ sur les aires limitées par la courbe normale centrée réduite.
- Calcul, sur la base des résultats précédents et pour chaque intervalle ainsi discrétisé, de la probabilité d'apparition par l'expression $p = |F(Z_{j+1}) - F(Z_j)|$.
- Détermination de l'ordonnée du centre Z_k , pour l'intervalle étudié, par l'une ou l'autre des expressions $F(Z_k) = F(Z_j) + p/2 = F(Z_{j+1}) - p/2$, suivie de la variable centrée Z_k à l'aide des aires limitées par la courbe normale centrée réduite. À cet effet, nous avons utilisé les tables établies par Spiegel(1987) et celles de Hines et al.(1990).

Le tableau 3.8 montre un exemple de discrétisation où le pas appliqué à la variable centrée est constant et égal à (1) un. La figure 3.8 l'illustre; on y remarque aisément la symétrie qui caractérise la distribution normale par rapport à la valeur moyenne.

Tableau 3.8: Exemple de discrétisation des intervalles d'apports naturels

Z_j	$-\infty$	-2.5	-1.5	-0.5	0.5	1.5	2.5	∞
$F(Z_j)$	0.5000	0.4938	0.4332	0.1915	0.1915	0.4332	0.4938	0.5000

Z_j	$[-\infty -2.5]$	$[-2.5 -1.5]$	$[-1.5 -0.5]$	$[-0.5 0.5]$	$[0.5 1.5]$	$[1.5 2.5]$	$[2.5 \infty]$
p	0.0062	0.0606	0.2417	0.3830	0.2417	0.0606	0.0062
$F(Z_k)$	0.4969	0.4635	0.3124	0.0000	0.3124	0.4635	0.4969
Z_k	-2.74	-1.80	-0.89	0.00	0.89	1.80	2.74

3.3.2 Analyse des résultats obtenus

Les résultats obtenus par la programmation dynamique stochastique et évalués par la simulation stochastique, à partir du niveau 480.50m à la période 5, sont résumés aux tableaux 3.9 et 3.10. La figure 3.9 illustre l'évolution de l'espérance du bénéfice net obtenu par la programmation dynamique stochastique en fonction du nombre, NR, d'intervalles d'apports. Précisons que l'évaluation est faite à la période 5 au niveau 480.50m pour $NR = 7$ et $NR = 13$.

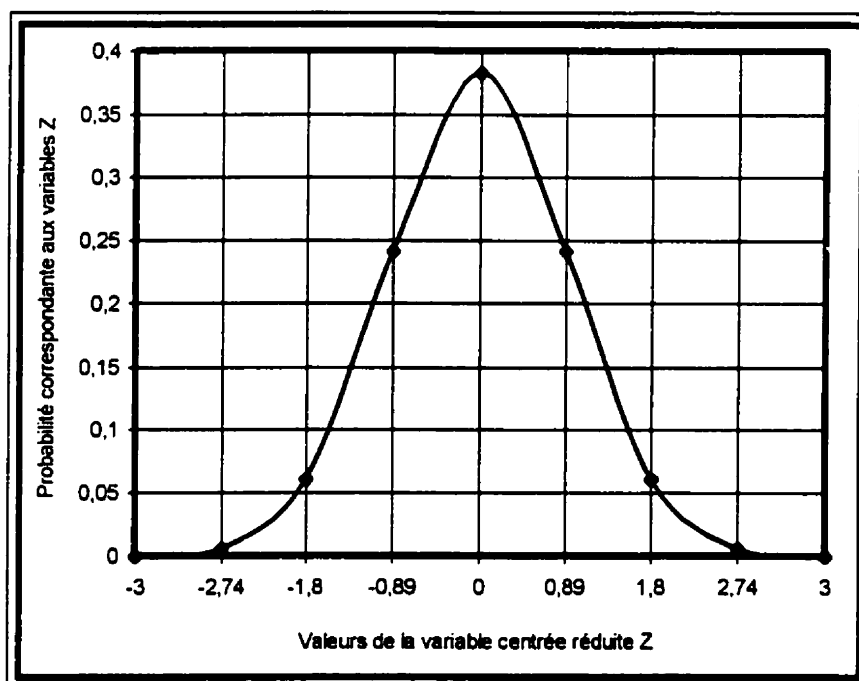


Figure 3.8: Exemple de discrétisation de la distribution de probabilité des apports naturels

Tableau 3.9: Profit annuel net espéré par PDS et nombre NR d'intervalles d'apports naturels

Nombre NR d'intervalles d'apports	Bénéfice annuel net espéré (10 ⁶ \$)
7	88.60
11	88.10
13	87.80

Tableau 3.10: Caractéristiques évaluées et nombre NR d'intervalles d'apports naturels (état initial: période 5, niveau 480.50m)

APPORTS NATURELS Nombre NR	RISQUE (%) DE DÉPASSEMENT DE				BÉNÉFICE (10 ⁶ \$) moyen net
	Vmaxa	Vmina	Qmaxa	Nsd.É	
7	3.55	0.89	0	1.03	89.61
13	2.83	1.03	0.03	1.30	89.31

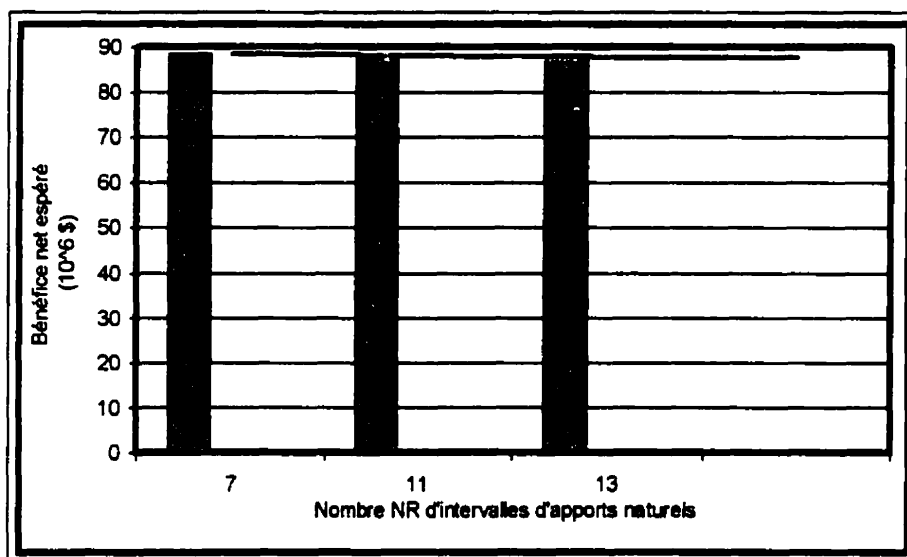


Figure 3.9: Évolution du bénéfice net espéré (PDS) et nombre NR d'intervalles d'apports naturels

Les résultats obtenus par la programmation dynamique stochastique montrent une tendance à la baisse du bénéfice net espéré lorsqu'on procède à un raffinement de la discrétisation des intervalles d'apports naturels. Cette tendance se justifie par les changements intervenus dans la politique d'exploitation suite au raffinement de la discrétisation des intervalles d'apports naturels. Cette justification est confirmée par l'évaluation des caractéristiques de l'exploitation; le risque de dépassement du volume maximal acceptable présente une tendance à la baisse tandis que toutes les autres caractéristiques évaluées ont un comportement contraire en fonction de NR. Ceci s'explique par le fait qu'une surestimation de la grandeur des apports naturels au réservoir occasionne plus de dépassements du niveau maximal acceptable tout en réduisant implicitement les dépassements du niveau minimal acceptable et du débit maximal acceptable et les manques de production pour satisfaire la demande en énergie.

Cette étude montre que le raffinement de la discrétisation des intervalles d'apports naturels ajoute de l'information quantitative à l'analyse du problème. Sept niveaux de discrétisation des apports naturels représentent alors un nombre minimal pour obtenir des résultats qualifiables d'acceptables pour une analyse préliminaire comme dans le cas des avant-projets ou d'études de faisabilité.

3.4 Influence des seuils de débit maximal

Le but de cette étude est de comprendre l'évolution des caractéristiques de l'exploitation lorsque varient sensiblement les seuils de débit maximal imposés au système. Dans cette optique nous avons analysé d'abord les répercussions du débit maximal critique et ensuite celles du débit maximal acceptable.

3.4.1 Influence du débit maximal critique

Sous les mêmes hypothèses que précédemment et en considérant un nombre d'intervalles discrétisés d'apports naturels NR égal à 13, différentes politiques d'exploitation ont été dérivées pour plusieurs valeurs du débit maximal critique afin d'évaluer son influence sur le bénéfice net espéré et sur les prélèvements suggérés. L'exploitation du système a ensuite été simulée et les caractéristiques de l'exploitation évaluées au niveau 480.50m de la période 5.

Le tableau 3.11 résume les valeurs obtenues en PDS du bénéfice net espéré en fonction des seuils critiques de débit maximal retenus.

Concernant les prélèvements suggérés par les politiques d'exploitation dérivées, des modifications ont été constatées aux périodes 4, 5 et 6 et sont résumées dans les tableaux

3.12, 3.13 et 3.14. La figure 3.10 présente une évolution type des prélèvements en fonction des seuils critiques de débit maximal.

Le tableau 3.15 présente les résultats de l'évaluation par simulation stochastique. Pour éviter la redondance des résultats, nous avons présenté, dans ce tableau, seulement les évaluations des politiques d'exploitation obtenues avec les valeurs de $Q_{\text{max.critique}} = 1200 \text{ m}^3/\text{s}$ et de $Q_{\text{max.critique}} = 2100 \text{ m}^3/\text{s}$. Ces évaluations sont faites à l'altitude 480.50 m de la période 5.

Tableau 3.11: Bénéfice net espéré (PDS) et débit maximal critique

DÉBIT MAXIMAL CRITIQUE (m^3/s)	BÉNÉFICE ANNUEL NET ESPÉRÉ ($10^6 \\$)
1200	87.80
1500	87.80
1800	87.80
2100	87.80
2400	87.80

Tableau 3.12: Évolution des prélèvements de la période 4 en fonction du débit maximal critique

NIVEAU (m)	SEUIL DE DÉBIT MAXIMAL CRITIQUE (m^3/s)				
	1200	1500	1800	2100	2400
488.00	900	870	870	840	840
487.50	810	780	750	750	750
487.00	690	690	660	630	630
486.50	600	570	570	540	540
486.00	510	510	510	510	510

Tableau 3.13: Évolution des prélèvements de la période 5 en fonction du débit maximal critique

NIVEAU (m)	SEUIL DE DÉBIT MAXIMAL CRITIQUE (m ³ /s)				
	1200	1500	1800	2100	2400
488.00	1200	1500	1530	1560	1560
487.50	1200	1440	1440	1440	1440
487.00	1200	1320	1320	1350	1350
486.50	1200	1230	1230	1260	1260
486.00	1140	1140	1140	1140	1140

Tableau 3.14: Évolution des prélèvements de la période 6 en fonction du débit maximal critique

NIVEAU (m)	SEUIL DE DÉBIT MAXIMAL CRITIQUE (m ³ /s)				
	1200	1500	1800	2100	2400
488.00	1200	1350	1410	1410	1410
487.50	1200	1260	1320	1320	1320
487.00	1140	1140	1200	1200	1200
486.50	1080	990	1110	1110	1110
486.00	990	930	990	960	960
485.50	960	930	930	930	930

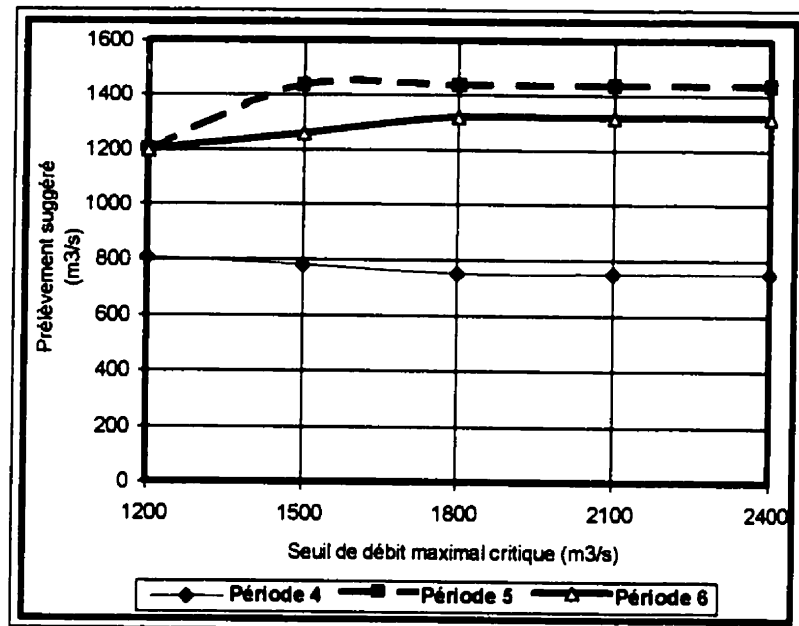


Figure 3.10: Évolution type des prélèvements en fonction du débit maximal critique (évolution au niveau 487.50 m)

Tableau 3.15: Caractéristiques évaluées et débit maximal critique (état initial: période 5, niveau = 480.50m)

DÉBIT MAXIMAL CRITIQUE Seuils (m³/s)	RISQUE (%) DE DÉPASSEMENT DE				BÉNÉFICE (10 ⁶ S)
	V _{maxa}	V _{mina}	Q _{maxa}	I _a Nsd.E	Moyen net
1200	2.60	1.05	0.05	1.24	89.92
2100	2.83	1.03	0.03	1.30	89.61

Analyse des résultats

Les résultats obtenus dans ce cas d'analyse, par la programmation dynamique stochastique, montrent que les profits nets espérés sont invariants vis-à-vis de la modulation du débit maximal critique. Les prélèvements suggérés le sont aussi sauf aux périodes 4, 5 et 6. À ces périodes (périodes 4, 5 et 6) deux tendances ont été observées entre les niveaux 486.00 et 488.00 m où la modulation du débit maximal critique engendre des modifications des prélèvements suggérés. La première tendance est la légère baisse des prélèvements entre les niveaux 486.50 et 488.00 m à la période 4 et la hausse des prélèvements dans la même zone jusqu'à un seuil aux périodes 5 et 6 lorsqu'on augmente la valeur du débit maximal critique. La deuxième tendance est l'invariance de tous les prélèvements suggérés vis-à-vis du débit maximal critique lorsque la valeur de celui-ci dépasse le seuil de $2100 \text{ m}^3/\text{s}$. Ces deux tendances s'expliquent la première par la combinaison sur douze mois, par la PDS, des variables de décision pour minimiser les pénalités et la seconde par un rapport apports naturels et demande qui limite l'influence du débit maximal critique à la valeur de $2100 \text{ m}^3/\text{s}$.

Ces premiers résultats indiquent d'une part que la modulation du débit maximal critique n'affecte, à quelques périodes seulement, que la zone située entre les limites acceptable et critique du volume maximal acceptable et d'autre part que la stratégie d'exploitation et de prélèvements force la solution à ne jamais passer par les états de cette zone aux périodes

4, 5 et 6. La figure 3.10 montre également l'interdépendance entre les prélèvements de ladite zone aux périodes 4, 5 et 6; on y remarque une diminution des prélèvements de la période 4 lorsque croît le débit maximal critique contre une augmentation des prélèvements aux périodes 5 et 6; ce qui peut être résumé par le fait que toute tentative de réduction de la grandeur du prélèvement maximal à la période 4 se traduit par une augmentation de celle-ci aux périodes 5 et 6 et inversement.

Les résultats de l'évaluation par simulation stochastique confirment les tendances observées avec la PDS. Ils montrent que les risques de défaillance et les moyennes de bénéfice net ne varient pas significativement bien que la valeur du débit maximal critique soit passée approximativement du simple au double. Pour notre cas d'étude, tout se passe donc comme si les stratégies d'exploitation obtenues avec divers seuils de débit maximal critique ne modifient en rien le fonctionnement du système. Ceci s'explique par le fait que les probabilités d'atteinte des états, où des modifications de prélèvements sont constatées suite à la modulation du débit maximal critique, sont constamment nulles. Le système opère alors de la même façon pour toutes les valeurs de débit maximal critique que nous avons essayées. Les modifications des prélèvements, suite à l'augmentation du débit maximal critique, n'ont donc pas d'effet direct sur la production d'énergie hydroélectrique. On peut également ajouter le fait que notre modèle de gestion n'impose pas de pénalités sur le débit minimal.

En somme l'augmentation du débit maximal critique n'a pas d'influence significative directe sur le rendement du système et sur les caractéristiques de l'exploitation.

3.4.2 Influence du débit maximal acceptable

Considérant maintenant un débit maximal critique de 2100 m³/s, 25 niveaux de discrétisation de l'emmagasinement et 13 intervalles de discrétisation des apports naturels sous les mêmes hypothèses nous avons exploré l'influence d'une limitation moins généreuse du débit maximal acceptable sur les caractéristiques de l'exploitation. À cet effet, les valeurs du débit maximal acceptable utilisées tant en programmation dynamique stochastique, pour dériver les politiques d'exploitation, qu'en simulation stochastique pour évaluer les risques et autres caractéristiques relatives aux défaillances sont: 450, 600, 750, 950 1200 m³/s.

Analyse des résultats

Les tableaux 3.16, 3.17 et 3.18 et les figures 3.11 et 3.12 résument les résultats obtenus par la programmation dynamique stochastique et ceux obtenus par la simulation stochastique. Ces caractéristiques sont toujours évaluées pour les conditions initiales: période 5, altitude 480.50 m.

Tableau 3.16: Bénéfices nets espérés (PDS) et débit maximal acceptable

DÉBIT MAXIMAL ACCEPTABLE (m³/s)	BÉNÉFICE NET ESPÉRÉ (10⁶ \$)
450	87.30
600	87.70
750	87.80
950	87.80
1200	87.80

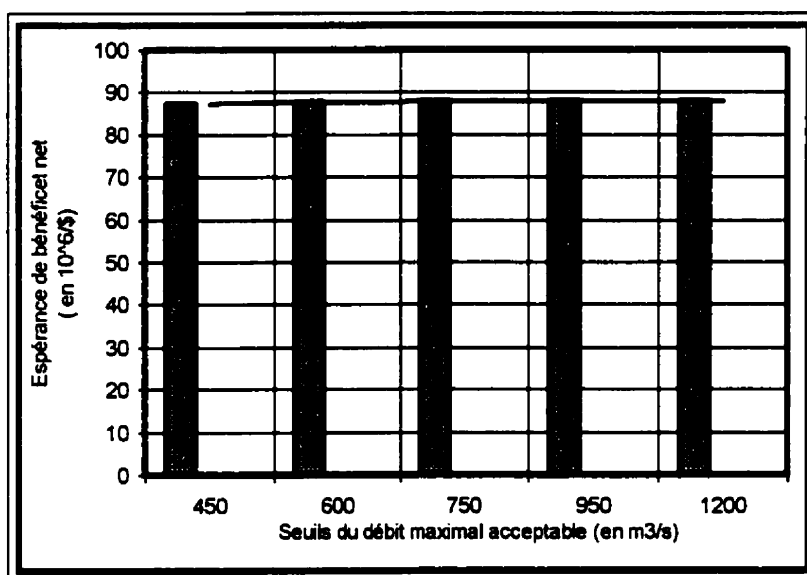


Figure 3.11: Évolution du bénéfice net espéré en fonction du débit maximal acceptable

L'analyse des résultats obtenus montre que la variation du débit maximal acceptable affecte les prélèvements suggérés par la politique d'exploitation. Les prélèvements des périodes 7, 8, 9, 10, 11, 12, 1 et 2 ne sont affectés qu'à partir de la hauteur de 484.00 m et pour peu de niveaux d'eau. Les périodes les plus affectées sont les périodes 3, 4 et 5 qui précèdent la forte hydraulité et la basse demande. Pendant ces périodes, l'évolution des prélèvements est celle représentée à la figure 3.12. On y remarque que les prélèvements obtenus avec un seuil de débit maximal acceptable de $450 \text{ m}^3/\text{s}$ sont d'abord supérieurs ou égaux à ceux de $950 \text{ m}^3/\text{s}$ à basses altitudes; ensuite ils passent en-dessous de ceux prescrits pour le seuil de $950 \text{ m}^3/\text{s}$, pour leur devenir à nouveau supérieurs ou égaux à des niveaux relativement élevés. Tandis que pendant la décrue (de la période 7 à la période 12), les prélèvements relatifs à $450 \text{ m}^3/\text{s}$ sont constamment inférieurs ou égaux à ceux de $950 \text{ m}^3/\text{s}$. Ce comportement montre que la réduction du débit maximal acceptable n'affecte fondamentalement que les états où les prélèvements suggérés par la politique de référence sont supérieurs ou égaux au seuil de débit maximal spécifié. Ce qui justifie que les périodes 3, 4 et 5 sont plus affectées en grandeur et en nombre d'états que les autres périodes. Aux autres périodes les modifications aux prélèvements constatées ne sont pas, dans la plupart des cas, très significatives.

S'agissant du bénéfice net, son espérance présente une tendance d'évolution croissante en fonction du débit maximal acceptable jusqu'à une certaine valeur ($Q_{\text{maxa}} = 750 \text{ m}^3/\text{s}$) et au delà de celle-ci elle est invariante. La figure 3.11 illustre ce comportement.

Tableau 3.17: Évolution des prélèvements suggérés par la PDS en fonction de la variation du débit maximal acceptable

Niveau (m)	PÉRIODES (mois)											
	1		2		3		4		5		6	
	450	950	450	950	450	950	450	950	450	950	450	950
488.00					810	600	1110	840				
487.50			480	510			1080	750				
487.00			450	480			480	660				
486.50	450	360	450	480	480	510	480	540				
486.00	420	270	450	480	480	510	480	510	1110	960		
485.50					450	510	480	510	1020	930		
485.00			450	360	450	480	510	510	1020	930		
484.50			450	270	450	480	480	510				
484.00			450	270	450	480	480	510				
483.50					450	420	450	510	510	720		
483.00					450	330	450	480	510	600		
482.50					330	210	450	480			450	510
482.00					240	210	450	480	450			
481.50							450	390	450	510		
481.00							360	270	450	480		
480.50							270	210	450	480		
480.00									450	390		
479.50									360	300		
479.00									270	180		

Niveau (m)	PÉRIODES (mois)											
	7		8		9		10		11		12	
	450	950	450	950	450	950	450	950	450	950	450	950
488.00												
487.50					690	720	630	660			540	570
487.00			570	660					480	510		
486.50	540	600					450	480				
486.00			450	480	450	480						
485.50	450	480										
485.00	420	480										
484.50												
484.00												

- *Note: Une cellule vide, dans le tableau 3.17, indique que le prélèvement de cet état à cette période n'a pas été modifié par la variation du débit maximal acceptable.*

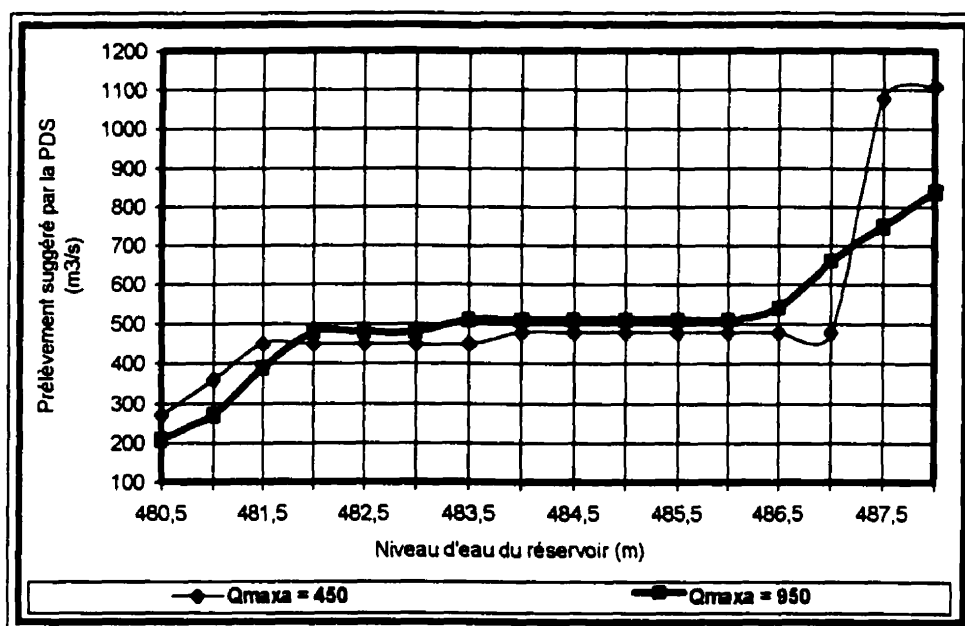


Figure 3.12: Exemple type d'évolution des prélèvements
(Prélèvements du mois de Mars)

Tableau 3.18: Caractéristiques évaluées et débit maximal acceptable
(état initial: période 5, niveau = 480.50 m)

DÉBIT MAXIMAL ACCEPTABLE Seuils (m³/s)	RISQUE (%) DE DÉPASSEMENT DE				BÉNÉFICE (10 ⁶ \$)
	Vmaxa	Vmina	Qmaxa	la Nsd.E	Moyen net
450	3.08	1.11	100	1.23	89.61
950	2.83	1.03	0.03	1.30	90.51

L'évaluation des risques par simulation stochastique confirme qu'une limitation très sévère du débit maximal acceptable ne modifie pas fondamentalement le rendement du système. Mis à part le risque de dépassement du débit maximal acceptable qui est passé de 100% à 0.03% (ce qui n'est pas surprenant compte tenu de l'évolution des prélèvements constatée), toutes les autres caractéristiques de l'exploitation n'ont pas eu de modifications statistiquement significatives. Les risques de dépassement du volume maximal acceptable, du dépassement du volume minimal acceptable et celui de la non satisfaction de la demande en énergie sont respectivement passés de 3.08%, de 1.11% et de 1.23% pour un seuil 450 m³/s de débit maximal acceptable à 2.83%, à 1.03% et à 1.30% pour un seuil de 950 m³/s.

La limitation sévère du débit maximal acceptable n'influence principalement donc que les prélèvements dont les valeurs sont supérieures au seuil fixé et conséquemment le risque de dépassement de ce seuil fixé. Le rendement économique du système et les autres caractéristiques de l'exploitation n'ont pas été trop affectés pour le cas que nous avons étudié.

3.5 Influence d'une contrainte additionnelle

Nous avons aussi investigué l'influence que peut avoir l'introduction d'une contrainte additionnelle telle l'imposition d'un débit minimal acceptable à l'aval du système

hydrique. Pour ce faire, nous avons utilisé trois seuils de débit minimal acceptable pour évaluer leur influence sur les caractéristiques de l'exploitation du système afin de proposer des recommandations utiles à l'exploitant-décideur. Les seuils utilisés pour l'étude sont: 150 m³/s, 225 m³/s et 300 m³/s. Les pénalités associées sont définies au tableau 3.19.

Tableau 3.19: Caractéristiques des fonctions de pénalité utilisées;
Contrainte imposée au débit minimal à l'aval

DÉBIT MINIMAL ACCEPTABLE (m³/s)			FONCTIONS DE PÉNALITÉ (10⁶ \$)
300	225	150	0.00
200	150	100	5.00
100	75	50	10.00
0	0	0	50.00

Ainsi sur la base des mêmes hypothèses que celles de l'étude précédente et considérant un débit maximal acceptable de 950 m³/s, quatre politiques d'exploitation ont été dérivées par PDS et évaluées par simulation stochastique sur une période de douze mois.

Les tableaux 3.20, 3.21 et les figure 3.13, 3.14 présentent les principaux résultats obtenus par la PDS et par la simulation stochastique. Nous précisons que toutes ces caractéristiques de l'exploitation ont été évaluées pour l'état initial défini par le niveau 480.50 m à la période 5

Tableau 3.20: Bénéfices nets espérés (PDS) et débit minimal acceptable

DÉBIT MINIMAL ACCEPTABLE (m³/s)	BÉNÉFICE NET ESPÉRÉ (10⁶ \$)
0.00	87.80
150.00	87.10
225.00	81.00
300.00	61.30

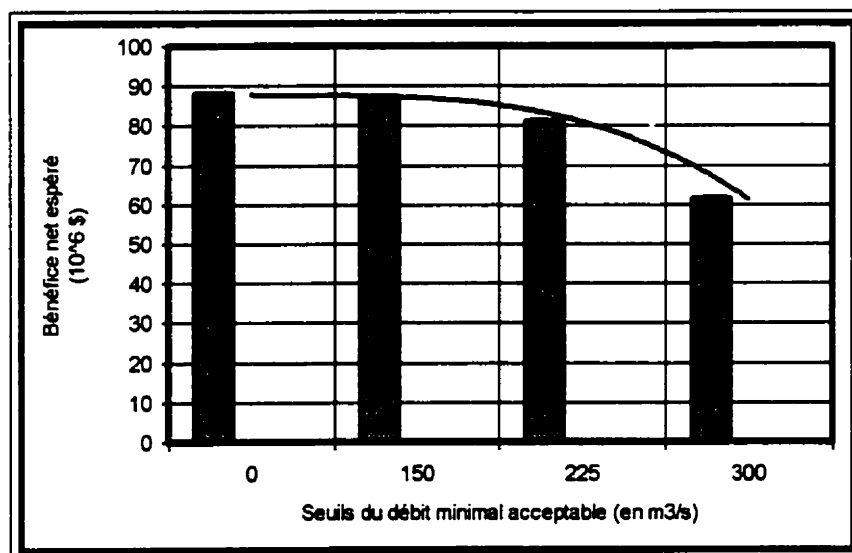


Figure 3.13: Évolution des bénéfices nets espérés en fonction du débit minimal acceptable

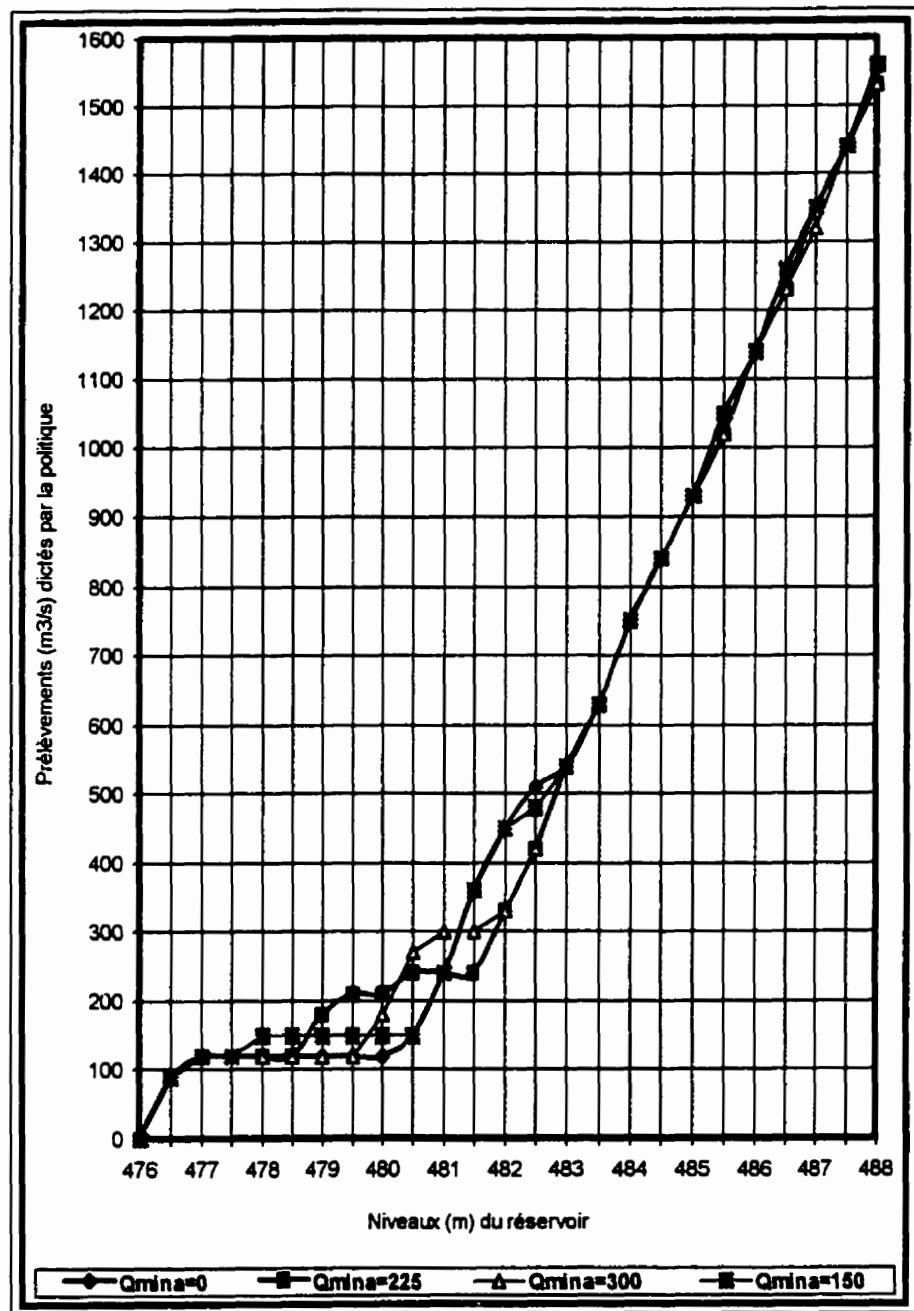


Figure 3.14: Exemple type d'évolution des prélèvements en fonction de Q_{min} (prélèvements de la période 6)

Tableau 3.21: Caractéristiques évaluées et débit minimal acceptable
(état initial: période 5, niveau = 480.50m)

DÉBIT MINIMAL ACCEPTABLE	RISQUE (%) DE DÉPASSEMENT DE					BÉNÉFICE (10 ⁶ \$)
Seuils (m³/s)	Vmaxa	Vmina	Qmaxa	Qmina	Nsd.E	Moyen net
0	2.83	1.03	0.03	-	1.30	89.61
150	2.90	1.73	0.05	5.87	1.92	86.28
225	5.71	2.77	0.25	42.00	2.03	83.85
300	6.29	1.16	0.37	100.00	0.80	78.68

Analyse des résultats

L'analyse des résultats obtenus montre que toutes les caractéristiques de l'exploitation évaluées sont influencées par la variation du débit minimal acceptable imposé à l'aval du système. La figure 3.14 illustre l'évolution type des prélèvements en fonction du débit minimal acceptable imposé à l'aval du système. On y remarque que les prélèvements les plus affectés sont ceux qui sont situés dans la moitié inférieure de l'emmagasinement du réservoir et qu'au delà du niveau 483.00 m, les modifications dues au débit minimal acceptable sont en général minimales et n'influencent pas significativement le fonctionnement du système. S'agissant de la zone inférieure où les changements de prélèvement sont importants, on constate que l'effet du débit minimal acceptable s'éloigne progressivement des niveaux les plus bas au fur et à mesure que la valeur cible imposée au débit est plus élevée. L'effet d'un seuil de 150 m³/s a commencé à partir du niveau 478.00 m tandis que celui de 300 m³/s n'est devenu significatif qu'à partir de 481.00 m.

Ce comportement des prélèvements prouve donc que la limitation du débit minimal acceptable aurait pour effet global de contraindre le système à fonctionner, dans la mesure du possible, à des niveaux d'autant plus élevés que le seuil imposé est plus grand. C'est ce que confirme la figure 3.15 qui illustre l'évolution type des probabilités d'atteinte des états du réservoir aux périodes de forte hydraullicité (périodes 5 à 10). On y constate que l'introduction d'un débit minimal acceptable se traduit par une réduction des probabilités d'atteinte des niveaux inférieurs (du niveau 476.00 m au niveau 483.00 m) contre une augmentation des probabilités d'atteinte des niveaux supérieurs. Par contre, pendant les périodes de décrue et de faible hydraullicité, le comportement inverse est observé. La figure 3.16 illustre ce comportement. Les niveaux inférieurs sont plus accessibles que les niveaux supérieurs. Ce qui est justifiable par l'insuffisance des apports naturels à ces périodes qui, combinée aux effets conjoints des contraintes non conflictuelles de la demande et du débit minimal acceptable, oblige le système à opérer, à bas niveaux. Néanmoins il faut remarquer qu'au delà d'une certaine limite du seuil imposé, les probabilités d'atteinte des divers états ne changent plus significativement pendant les périodes de hautes eaux tandis qu'aux périodes d'étiage, elles se concentrent autour des états de la moitié supérieure de la zone du réservoir affectée par l'imposition du débit minimal acceptable; ce qui est imputable aux pénalités relatives entre les défaillances.

En termes de risque différentiel de défaillance sur douze mois, ces comportements se traduisent, pour notre cas d'analyse, par une croissance des risques de dépassement du niveau maximal acceptable, du débit maximal acceptable et surtout du débit minimal acceptable. Le risque de dépassement du volume minimal acceptable et celui de la satisfaction de la demande en énergie ont connu d'abord une croissance en fonction de la

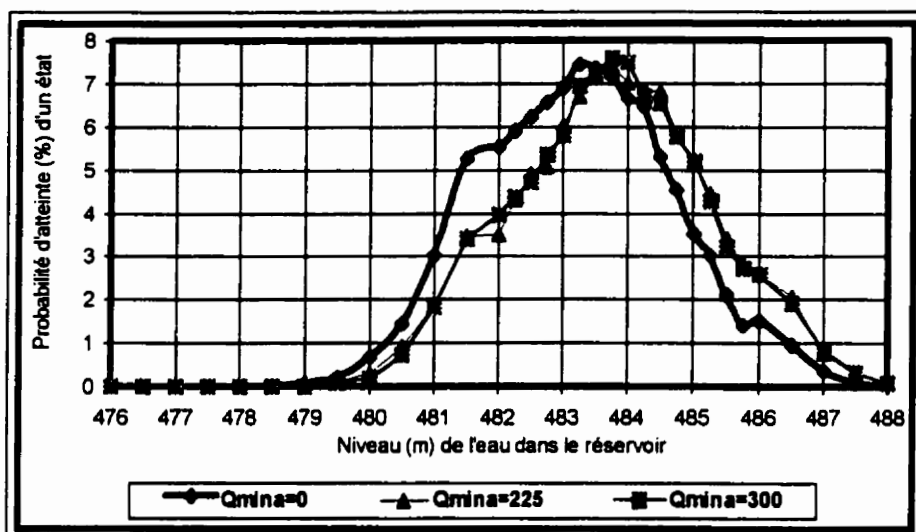


Figure 3.15: Exemple type d'évolution des probabilités d'atteinte des états du réservoir en fonction de Q_{mina} (période 7)

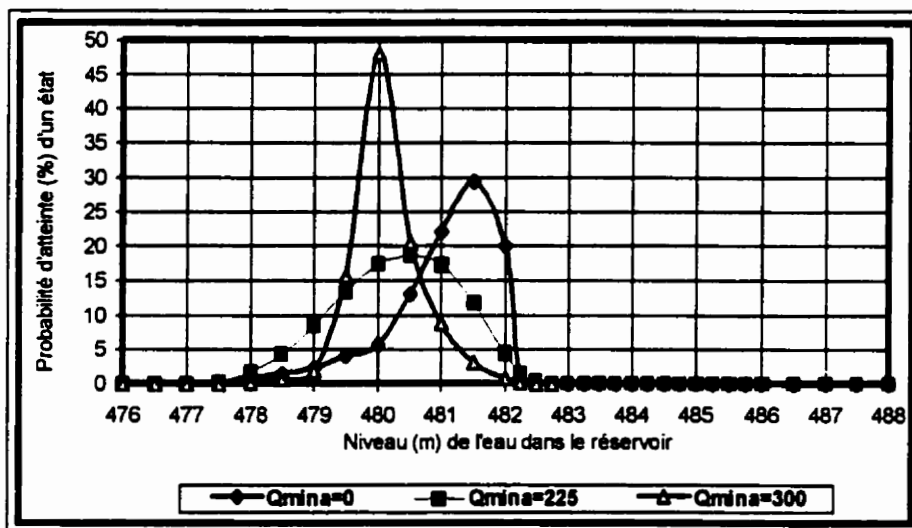


Figure 3.16: Exemple type d'évolution des probabilités d'atteinte des états du réservoir en fonction de Q_{mina} (période 4)

grandeur du seuil de débit minimal jusqu'au seuil de 225 m³/s pour ensuite décroître. Ce comportement devrait caractériser également les risques de dépassement du volume maximal acceptable et du débit maximal acceptable si les apports aux périodes 5, 6 et 7 n'étaient pas très supérieurs aux seuils imposés.

Économiquement, l'imposition du débit minimal à l'aval du système engendre des pertes de plus en plus élevées que la sévérité des seuils imposés. Les bénéfices nets espérés décroissent alors comme le montrent le tableau 3.20 et la figure 3.13.

3.6 Influence de la prise en compte de la corrélation temporelle des apports

Le but de cette analyse est d'estimer l'influence de la corrélation temporelle des apports naturels sur l'exploitation du système. La formulation PDS utilisée dans ce projet ne tient pas compte de la corrélation présente dans les apports naturels. Le faire complique beaucoup la résolution par PDS qui demeure faisable lorsqu'il n'y a qu'un seul réservoir. La stratégie de prélèvements, qui implique $\rho_{t-1,t} = 0$, est évaluée par simulation stochastique en introduisant un coefficient de corrélation mensuel dans le générateur d'apports naturels.

Dans cet ordre d'idées et pour des fins de comparaison, nous avons repris l'exemple précédent en considérant un débit minimal nul. La politique de prélèvements ainsi

obtenue a été évaluée par simulation stochastique pour deux séries de coefficients de corrélation pour les mêmes conditions initiales (c'est-à-dire période 5 comme période de départ et niveau 480.50 m comme niveau de départ). Le tableau 3.22 (Guerrero-Acosta, 1989) présente les deux séries de corrélation utilisées.

Tableau 3.22: Séries de coefficients de corrélation utilisés pour l'évaluation de la politique

Période	Série n°1: Corrélation faible	Série n°2: Corrélation forte
1	0.606	0.9080
2	0.737	0.7503
3	0.132	0.8649
4	0.481	0.8714
5	-0.306	0.7953
6	0.070	0.4955
7	0.231	0.6377
8	0.726	0.7115
9	0.574	0.7851
10	0.406	0.8070
11	0.433	0.8948
12	0.484	0.9206

3.6.1 Description du modèle hydrologique utilisé

Le modèle hydrologique utilisé pour intégrer les corrélations temporelles à l'évaluation des caractéristiques est le modèle markovien de premier ordre (Haan, 1977), décrit par l'équation (2.15), qui simule des apports naturels représentés par une loi normale. Ce

modèle reproduit pour chaque période la moyenne, la variance et le coefficient de corrélation d'ordre 1.

D'autres modèles (Thomas et al., 1962; Fiering et al., 1971; McLeod et al., 1978) plus robustes, capables de reproduire d'autres caractéristiques supplémentaires tels le coefficient d'asymétrie etc..., auraient pu être utilisés; pour les utiliser efficacement, des données hydrologiques additionnelles sont requises, données non disponibles à notre projet.

3.6.2 Analyse des résultats

Le tableau 3.23 et les figures 3.17, 3.18, et 3.19 présentent les résultats obtenus par simulation stochastique au niveau 480.50 m à la période 5. Remarquons, avant de passer à l'analyse des résultats, que les séries de corrélation que nous avons utilisées pour faire cette étude sont caractérisées, la première, par un coefficient négatif entre les périodes 5 et 6 et des valeurs numériques relativement faibles tandis que la deuxième est caractérisée par des valeurs toujours positives et fortes.

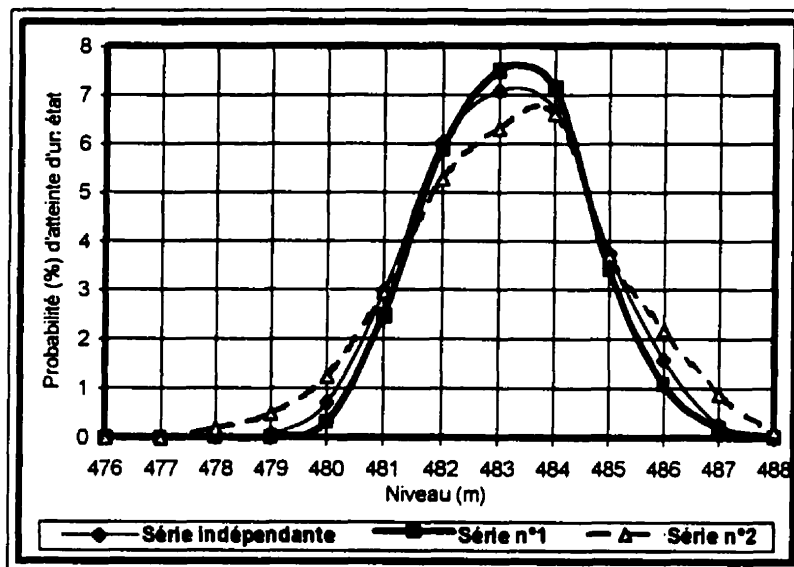


Figure 3.17: Évolution comparative des probabilités d'atteinte des états du réservoir au début de la période 7

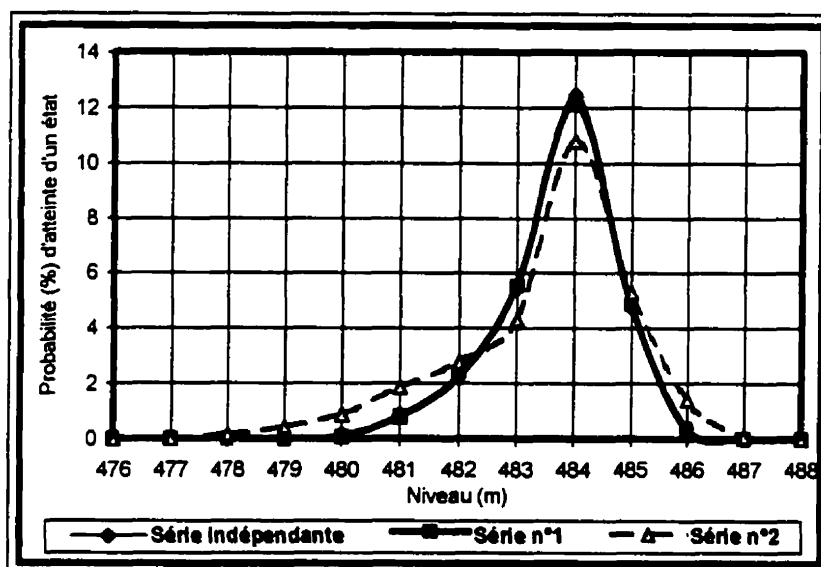


Figure 3.18: Évolution comparative des probabilités d'atteinte des états du réservoir au début de la période 8

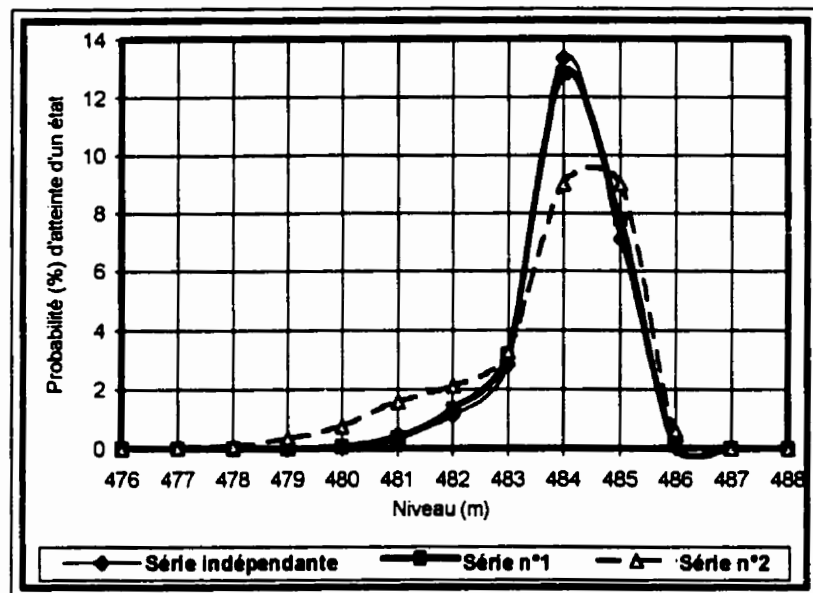


Figure 3.19: Évolution comparative des probabilités d'atteinte des états du réservoir au début de la période 9

Tableau 3.23: Estimés des divers critères évalués par simulation
(état initial: niveau 480.50 m à la période 5)

CRITÈRES D'ÉVALUATION UTILISÉS	APPORTS INDÉPENDANTS	SÉRIE N°1 D'APPORTS	SÉRIE N°2 D'APPORTS
Risque sur Vmaxa (%)	2.50	2.04	5.29
Risque sur Vmina (%)	1.17	3.13	8.04
Risque sur Qmaxa (%)	0.03	0.05	0.03
Risque de la Nsd.É (%)	1.32	2.97	8.88
Moyenne de bénéfice net (10 ⁶ \$)	89.97	89.99	83.15
Écart type sur profit	14.16	16.23	41.75

L'analyse des probabilités d'atteinte des divers états du réservoir aux périodes 7, 8 et 9 permet de dégager plusieurs tendances en ce qui concerne l'introduction des coefficients d'autocorrélation dans l'analyse du comportement du système. Au début de la période 7, les probabilités d'atteinte évaluées pour la série n° 2 ont tendance à rendre les niveaux extrêmes plus accessibles, augmentant ainsi la probabilité de les atteindre au détriment des états médians alors que les probabilités d'atteinte estimées, (figure 3.17), pour la série n° 1 sont plus concentrées autour des états médians que celles obtenues avec des apports indépendants. Ces deux tendances opposées trouvent leurs justifications dans ce qui caractérise les deux séries de corrélation utilisées. Pour la série n°1, la présence d'une corrélation négative reliant les périodes 5 et 6 qui précèdent la période 7 en est la cause; car si l'apport de la période 5 est élevé, celui de la période 6 est inférieur à la moyenne, amenant ainsi le système, à diminuer les probabilités d'atteindre les états extrêmes. Par contre, la réduction des probabilités d'atteinte des états médians et l'augmentation de celles des états extrêmes caractérisent la positivité permanente des coefficients de corrélation de la série n° 2. En effet les coefficients de corrélation toujours positifs engendrent un effet de persistance dans la génération des apports naturels et dans le comportement du système. Il s'ensuit donc qu'un apport fort (ou faible) à la période 5 entraîne des apports forts (ou faibles) aux périodes subséquentes lorsque les coefficients sont constamment positifs et une tendance du système à opérer vers les états extrêmes. C'est ce que l'on remarque d'ailleurs faiblement pour la série n° 1 aux périodes qui suivent la période 7, périodes pendant lesquelles ses coefficients de corrélation sont

demeurés positifs. Néanmoins la nette démarcation des probabilités d'atteinte de la série n° 2 à toutes les périodes (7, 8 et 9) nous fait dire aussi que le comportement du système est également influencé par les valeurs fortes des autocorrélations; car aux périodes 8 et 9, les probabilités d'atteinte de la série n° 1 sont demeurées similaires à celles obtenues avec des apports indépendants malgré la positivité de ses coefficients d'autocorrélation tandis que celles de la série n° 2 demeureraient plus étendues sur les divers états du système.

L'estimation des divers risques de défaillance et des moyennes de bénéfice net au niveau 480.50 m de la période de départ confirme ces tendances observées. Pour la série n°1, le risque de dépassement du niveau maximal acceptable, le risque de dépassement du débit maximal acceptable et la moyenne de bénéfice net sont quasi-semblables à ceux obtenus avec des apports indépendants. Par contre, les risques de dépassement du niveau minimal acceptable et de la non satisfaction de la demande en énergie sont passés du simple au double.

Pour la deuxième série, la dispersion observée au niveau de la distribution des probabilités d'atteinte des états du réservoir se retrouve de façon significative au niveau des estimés des risques de défaillances. Le risque de dépassement du niveau maximal acceptable, celui de dépassement du niveau minimal acceptable et celui de la non satisfaction de la demande en énergie sont passés respectivement de 2.50%, de 1.17% et

de 1.32% (dans le cas d'apports indépendants) à des valeurs de 5.29%, 8.04% et 8.88% (lorsque la série est fortement corrélée). Conséquemment la moyenne de profit net est réduite de 89.97 millions de dollars à 83.15 millions de dollars et l' écart type est plus élevé.

En somme cette étude de l'influence des coefficients de corrélation dans l'évaluation des stratégies d'exploitation dérivées par PDS montre que la différence entre les caractéristiques estimées, sous l'hypothèse d'indépendance des apports naturels et celles obtenues en introduisant les corrélations dans le modèle d'évaluation, devient très significative lorsque les apports naturels sont fortement corrélés. Inclure les coefficients d'autocorrélation des apports naturels dans l'analyse de la planification et de la gestion des systèmes hydriques apparaît donc comme une nécessité.

Dans ces conditions, l'autre question que tout gestionnaire averti peut se poser et à laquelle nous apporterons des éléments de réponses dans le chapitre 5 est la suivante:

''Dans les cas d'apports naturels fortement corrélés, l'exploitation du système hydrique selon une stratégie de type 1 qui prend facilement en compte les corrélations temporelles des apports naturels ne donnerait-elle pas meilleurs résultats que la stratégie de type 2 telle que nous l'avons utilisée?''.

3.7 Conclusion

Dans cette étude, nous avons analysé l'évolution des bénéfices nets espérés et des caractéristiques associées aux défaillances d'un réservoir exploité principalement pour la production d'énergie électrique en fonction de plusieurs paramètres qui sont la discrétisation de l'emmagasinement, la discrétisation des apports naturels, les seuils de débit maximal acceptable et critique ainsi que l'ajout d'une contrainte additionnelle à la formulation du problème. L'influence de la prise en compte des corrélations temporelles des apports a été aussi investiguée. Les résultats obtenus et analysés ont, en plus de confirmer des travaux précédemment effectués, fourni des informations additionnelles pertinentes sur l'utilisation de la programmation dynamique en analyse des risques surtout en ce qui concerne les nombres d'intervalles de discrétisation de l'emmagasinement et des fonctions de probabilité des apports naturels. Ce sont ces informations que nous utiliserons pour analyser la performance de la stratégie évaluation- révision au chapitre 4.

CHAPITRE IV: ANALYSE DE LA PERFORMANCE DE LA STRATÉGIE ÉVALUATION-RÉVISION D'UNE POLITIQUE D'EXPLOITATION

4.1 But de l'analyse

Le but de cette phase de notre projet de recherche est de suivre l'évolution dynamique du système hydrique et d'évaluer les critères d'analyse de la performance de la stratégie évaluation-révision. Si une telle étude est indispensable pour élucider un tant soit peu la question cruciale du seuil de risque tolérable en gestion des ressources hydriques, elle n'est pas, non plus, moins importante en ce qui a trait à la détermination des informations nécessairement complémentaires à l'estimé des divers risques de défaillance pour aider l'exploitant à décider des prélèvements d'eau à faire au début de chaque période décisionnelle. Pour atteindre ce but, nous avons exploré numériquement sur la base de la stratégie « évaluation-révision » le comportement d'un système hydrique exploité pour la production d'énergie hydroélectrique sous diverses hypothèses d'apports naturels et selon des stratégies d'exploitation différentes. Les résultats ainsi obtenus ont permis de faire la comparaison des différents critères d'analyse de performance et de dégager des tendances recherchées. La présentation et l'analyse de ces résultats font suite à la description des scénarios étudiés, de la stratégie évaluation-révision et à une discussion de la revue de littérature sur l'analyse de la performance des systèmes hydriques qui a permis de définir les critères d'analyse utilisés. Les tendances dégagées constituent une base

d'informations essentielle pour élaborer quelques règles afin d'aider l'exploitant à gérer le système dont il a la responsabilité.

4.2 Description des scénarios d'étude et de la stratégie évaluation-révision

4.2.1 Description des scénarios d'étude

Quasi-semblable au système hydrique utilisé dans le chapitre 3, il en diffère principalement par son niveau minimal acceptable qui passe de l'altitude 478.00 m à 480.00 m et l'imposition d'un débit minimal acceptable de 150.00 m³/s à l'aval du système. Ces deux changements majeurs se justifient par la recherche d'un cas de système où les contraintes imposées occasionneront plus de défaillances que celui analysé au chapitre 3. Notre objectif étant d'étudier l'évolution des attributs des défaillances du système, nous avons dû modifier d'autres paramètres afin d'obtenir le scénario convenable. Les quatre scénarios étudiés sont résumés au tableau 4.1 et, au tableau 4.2 les résultats découlant de leur évaluation à moyen terme, par simulation stochastique au mois 5 à partir de l'altitude 481.00 m.

Tableau 4.1: Scénarios étudiés pour la définition du cas d'étude.

PARAMÈTRES	SCÉNARIO N° 1	SCÉNARIO N° 2	SCÉNARIO N° 3	SCÉNARIO N° 4
Volume minimal acceptable (hm ³)	9790	9790	9790	9790
Hauteur minimale acceptable (m)	480.00	480.00	480.00	480.00
Demande en énergie révisée (GWh)	1.1 * Demande originale	Demande originale	Demande originale	Demande originale
Pénalité sur Vmaxa révisée (10 ⁶ S)	0.1 * Pénalité originale	0.1 * Pénalité originale	Pénalité originale	Pénalité originale
Débit minimal acceptable (m ³ /s)	150.00	150.00	150.00	0.00
Hauteur minimale critique (m)	476.00	476.00	476.00	476.00

Tableau 4.2: Résultats de l'évaluation à moyen terme de chacun des scénarios.

CRITÈRES D'ÉVALUATION	SCÉNARIO N° 1	SCÉNARIO N° 2	SCÉNARIO N° 3	SCÉNARIO N° 4
Risque de dépassement de Vmaxa (%)	20.93	14.24	7.81	4.68
Risque de dépassement de Vmina (%)	19.91	10.08	11.97	15.17
Risque de dépassement de Qmaxa (%)	0.42	0.50	0.53	0.12
Risque de dépassement de Qmina (%)	14.69	8.06	8.69	Sans objet
Risque de non satisfaction de la demande en énergie (%)	5.29	1.80	1.85	2.96

Précisons que toutes les autres caractéristiques du système non mentionnées dans ces tableaux sont demeurées inchangées. Au vu des résultats de l'évaluation, le scénario n° 1, qui présente les estimés de risque les plus élevés, a été choisi pour toute la suite des études de cette phase.

4.2.2 Description de la stratégie évaluation-révision d'une politique de référence

Développée par Tremblay (1989), la stratégie évaluation-révision est une stratégie basée essentiellement sur les résultats de l'évaluation tels les tableaux des caractéristiques et les probabilités d'atteinte. En effet, suite à l'évaluation de la politique de référence, le gestionnaire analyse les résultats obtenus et détermine si ceux-ci sont acceptables. S'ils le sont, la politique de référence est appliquée normalement; dans le cas contraire, le processus de révision est amorcé après avoir identifié les caractéristiques à améliorer. En conséquence, la révision de la politique de référence a pour but de ramener, dans la mesure du possible, un risque jugé inacceptable à un niveau cible tolérable tout en recherchant le meilleur rendement possible du système. Elle est applicable à un système, d'un réservoir ou de plusieurs réservoirs, sur une seule période ou sur plusieurs périodes.

En général, toutes les révisions effectuées prennent la forme de la politique de référence. Par exemple lorsque la politique de référence obtenue par programmation dynamique stochastique est révisée, les corrections apportées se font sur les prélèvements de chaque état de chaque période considérée. Nous résumons ci-dessous les particularités de la stratégie de révision, applicable à un système hydrique comportant un seul réservoir, sur une période et sur plusieurs périodes.

Révision de la politique de référence d'un système à un réservoir à la période initiale

La révision sur une seule période est facile à effectuer puisqu'elle n'exige pas d'optimisation. Il s'agit d'une technique de recherche car il n'y a qu'une seule variable de révision soit le prélèvement à la période de départ et une seule contrainte d'égalité soit le niveau cible de risque à atteindre. Elle est formulée de la façon suivante:

$$\text{Max (ou Min) } Z = f(X)$$

$$\text{soumise à} \quad (4.1)$$

$$\text{RISQUE}^T = \alpha$$

où X : est le vecteur des variables de décision;

α : est le niveau de risque cible, de type T, lors de la révision.

La solution à ce problème est la valeur du prélèvement (Q) à effectuer durant la période initiale afin de respecter le niveau de risque cible α de type T. Tremblay (1989) a proposé un algorithme efficace, simple et rapide pour la résolution de ce problème.

Révision de la politique de référence d'un système à un réservoir sur plusieurs périodes

La révision sur plusieurs périodes devient en général nécessaire lorsque celle effectuée sur une seule période ne donne pas les résultats escomptés (diminution jugée trop grande de la fonction économique et/ou impossibilité d'abaisser le risque à un niveau tolérable par une correction apportée seulement à la période initiale). Dans ces conditions, répartir les révisions à faire sur plusieurs périodes devient une alternative intéressante. La solution optimale à un tel étalement est obtenue par une méthode de recherche combinatoire. Tremblay (1989) l'a traité en détail et a même proposé une procédure de résolution dont la convergence, selon l'auteur, est assez rapide.

4.3 Revue de littérature

La littérature scientifique et technique rapporte que la vision des chercheurs de procéder à l'analyse de la performance des politiques d'opération d'un système hydrique a considérablement évolué depuis les deux dernières décennies bien que par rapport au développement des modèles de programmation mathématique, qui sont des aides à la définition de politique optimale et rationnelle, l'intérêt des chercheurs à analyser le risque demeure mitigé. Néanmoins le constat est très clair que les critères purement économiques, tels la maximisation des profits, la minimisation des dommages etc...,

utilisés de façon systématique au cours de la décennie 70-80, demeurent insuffisants pour bien exploiter un système hydrique; ce qui a conduit dans les années 80-90 à élaborer de nouveaux critères (Hashimoto et al., 1982). Ces nouveaux critères ont pour noms fiabilité ou risque selon certains auteurs, résilience, vulnérabilité et robustesse.

Ces critères qui remplacent la théorie bayésienne de la décision, précédemment appliquée par Davis et al. (1972) pour l'analyse des systèmes hydriques, complètent néanmoins les critères traditionnels (Croley, 1979) purement économiques que sont la moyenne et la variance des bénéfices nets ou des dommages occasionnés. Ils permettent en environnement stochastique de comprendre le comportement dynamique du système en opération facilitant ou orientant ainsi la prise de décision. C'est d'ailleurs ce qui justifie l'intérêt sans cesse grandissant qu'affiche la communauté scientifique vis-à-vis de ces critères. En les introduisant dans la littérature, Hashimoto et al. (1982) les ont utilisés pour l'analyse de l'exploitation d'un système d'irrigation présenté par Loucks et al. (1981). La simulation de l'opération du système pendant dix mille années pour la détermination des trois critères que sont le risque, la résilience et la vulnérabilité leur a permis de trouver la meilleure valeur du coefficient de forme β de la fonction de perte de leur modèle de gestion. Cette meilleure valeur du coefficient β se traduisait par une haute fiabilité, une résilience modeste et une vulnérabilité minimale. Weeraratne et al. (1985), dans le but d'établir le rôle des critères de Hashimoto et al. (1982) dans le processus de prise de décision dans l'opération d'un système, les ont analysés en utilisant le système de

réservoirs du bassin Grand River. L'étude, qui est basée sur des politiques de prélèvements correspondant à des niveaux de débits cibles à différents points critiques du système et sur vingt années de simulation, leur a permis de faire la comparaison de quatre politiques alternatives d'exploitation adoptées et de procéder au choix de l'une d'elles, sur la base des critères de Hashimoto et al. (1982), en vue de l'augmentation des débits d'étiage à l'aval du système. Weeraratne et al. (1985) ont conclu que la conjonction de ces mesures de performance avec les mesures traditionnelles améliore beaucoup la compréhension du fonctionnement du système et la sélection de la stratégie d'exploitation. Suggérant des versions simplifiées, qualifiées d'opérationnelles, Moy et al. (1986) ont essayé, en utilisant un modèle de programmation mathématique multicritère, de trouver des compromis relationnels entre la fiabilité, la résilience et la vulnérabilité dans le contexte de l'exploitation des réservoirs pour l'alimentation en eau. Tout récemment Burn et al. (1990) ont formulé de nouveaux critères de fiabilité, de vulnérabilité et de résilience sous forme de mesures de performance à base de risque en vue de l'évaluation d'un modèle d'exploitation d'un réservoir en temps réels. Démontrant l'utilité de l'utilisation de ces critères dans l'ajustement des paramètres de leur modèle pour améliorer l'exploitation du réservoir en temps réel, les auteurs ont conclu qu'il est difficile voire impossible d'optimiser à la fois les estimés des trois critères et que la sélection de la stratégie d'exploitation préférée demeure loin d'être un exercice trivial. Néanmoins ils sont consolés par le fait que les tendances présentées par les

différents évaluateurs aient permis de cibler des zones convenables où des compromis appropriés pouvaient être faits pour améliorer le fonctionnement du système.

Tous ces exemples démontrent que dans leur version originale ou modifiée, ces critères ont donné une dimension nouvelle à l'analyse de la performance et à l'amélioration des stratégies d'exploitation des ressources en eau. Nous les avons suivis dans cette thèse pour, d'une part, analyser la performance de la stratégie évaluation-révision et, d'autre part, pour confirmer ou infirmer les tendances qui se sont déjà dégagées dans des études précédentes.

4.4 Définition des critères d'analyse de performance utilisés

Cette analyse explore numériquement l'influence des révisions aux prélèvements suggérés par la politique de référence pour divers seuils critiques en vue, si possible, de déterminer des seuils de risque tolérable d'un système hydrique lorsque la politique d'exploitation est dérivée par programmation dynamique stochastique. Pour ce faire, nous avons utilisé, en plus des probabilités d'atteinte, qui décrivent le comportement d'ensemble du système hydrique sous diverses séries d'apports naturels simulés, et des caractéristiques statistiques des bénéfices nets, les trois critères introduits dans la littérature par Hashimoto et al. (1982) qui évaluent la performance à l'égard de la défaillance, du rétablissement (résilience) et de la vulnérabilité du système quant aux défaillances

extrêmes (coûteuses) pour différents types de politiques. Le quatrième critère, la robustesse du système, aussi discuté par Hashimoto et al. (1982), qui est un indice d'analyse de la flexibilité économique de l'opération du système à s'adapter aux incertitudes des demandes futures n'est pas utilisé ici pour la simple raison que nous avons posé comme hypothèse de départ que la demande en énergie hydroélectrique du système hydrique que nous étudions est considérée déterministe et fixe, donc connue avec certitude. Par contre, nous avons complété aux trois critères de Hashimoto le critère d'évolution dynamique de tous les attributs qui caractérisent les défaillances. Étant donné les diverses versions de certains de ces critères, utilisées par différents auteurs, les définitions et formulations mathématiques attribuées à chacun d'eux dans cette étude sont répertoriées ci-dessous.

Risque d'un type de défaillance

Le risque d'un type de défaillance est la probabilité d'avoir au moins une défaillance de ce type après le passage à un état donné durant le nombre NPER de périodes de simulation.

Il est évalué par l'expression:

$$\text{Risque}_{i/t}^r = \frac{N_{\text{def}}^r_{i/t}}{N_{\text{pas}}_{i/t}} \quad (4.2)$$

où $N_{def_{it}}^T$: représente le nombre de fois qu'il y a eu défaillance de type T après le passage à l'état i de la période t;

$N_{pas_{it}}$: représente le nombre total de fois que l'état i de la période t a été atteint.

Vulnérabilité

La vulnérabilité est le critère de performance qui quantifie la sévérité des conséquences d'une défaillance. À ce titre, ce critère porte une signification particulière pour le décideur. Dans cette thèse, plusieurs indices sont utilisés pour l'estimation de la vulnérabilité. Il s'agit des statistiques des dépassements des seuils de défaillance et des statistiques des pénalités qu'engendre une défaillance sur toute la période de simulation.

Les statistiques des dépassements des seuils de défaillance regroupent par période le nombre de défaillances et les valeurs moyennes des défaillances inspirées de l'indice de vulnérabilité de Hashimoto (1982) qui s'écrit:

$$v_{Hashimoto} = \sum_{j \in F} se_j * pr_j \quad (4.3)$$

où se_j : désigne un indicateur numérique de la sévérité de chaque défaillance;

pr_j : désigne la probabilité que l'état correspondant à la défaillance de sévérité s_j soit la pire de la famille F des défaillances.

À ces dernières s'ajoutent des valeurs maximales des dépassements inspirées des indices de Moy et al. (1985) qui définissent la vulnérabilité comme étant l'estimé du pire déficit durant toute la période d'exploitation et de Burn et al. (1990) qui définissent la vulnérabilité comme étant le cumul des pénalités maximales à chaque période sur tout l'horizon d'exploitation. Ces définitions s'écrivent respectivement par les expressions mathématiques suivantes:

$$v_{Moy} = \text{maximum}_k [P_k^*] \quad (4.4)$$

$$v_{Burn} = \sum_k P_k^* \quad (4.5)$$

où P_k^* : désigne la pénalité maximale non pondérée ou tout autre estimé de la défaillance pour un intervalle de temps k dans un état de défaillance.

Les statistiques des pénalités représentent sur toute la période de simulation les valeurs moyennes de chaque type de pénalités ainsi que le nombre de fois que le système a subi ce type de pénalités.

Remarquons que beaucoup d'indices sont utilisés pour quantifier la seule variable de vulnérabilité mais le constat fort intéressant, qu'ils ne sont en aucun cas redondants mais plutôt complémentaires, est vite reconnu.

Résilience

Les indices de résilience présents dans la littérature ont été compilés et utilisés. Il s'agit de ceux de Hashimoto et al. (1982), de Moy et al. (1985) et de Burn et al. (1990).

Définissant la résilience comme l'inverse du temps moyen qu'un système passe en défaillance une fois entré en défaillance, Hashimoto et al.(1982) ont proposé une définition mathématique qui se résume à la probabilité conditionnelle suivante:

$$\gamma_{\text{Hashimoto}} = \text{Prob}[X_{t+1} \in S / X_t \in F] \quad (4.6)$$

où X_t : est une variable aléatoire décrivant l'état du système à chaque période discrète t ;

S : désigne l'ensemble des états non défailants;

F : désigne l'ensemble des états défailants.

Poursuivant dans le même sens, Moy et al. (1985) ont proposé une version simplifiée qui caractérise la fraction du temps, dans l'horizon d'analyse, pendant laquelle aucune défaillance du type spécifié ne peut se produire. Elle est fonction de la durée maximale de périodes consécutives de défaillance et s'écrit:

$$\gamma_{\text{Moy}} = 1 - \frac{\text{MM}}{\text{NPER}} \quad (4.7)$$

où MM : représente le nombre maximum de périodes consécutives de défaillance;

NPER: représente le nombre total de périodes dans l'horizon d'exploitation.

À ce concept de Moy et al. (1985), Burn et al. (1990) ajoutèrent la variable NF descriptive du nombre de fois que le système entre en défaillance pour en arriver à une expression qui représente l'inverse de la fraction pondérée du temps maximal pendant laquelle le système est en défaillance. Cette expression s'écrit:

$$\gamma_{\text{Burn}} = \frac{1}{\left[\frac{\text{MM}}{\text{NPER}}\right] * \text{NF}} \quad (4.8)$$

où MM : désigne le nombre maximum de périodes consécutives en défaillance;

NPER: désigne le nombre total de périodes dans l'horizon d'exploitation;

NF : désigne l'estimé du nombre maximal de fois que le système entre en défaillance.

Si en apparence, ces trois indices de résilience paraissent différents l'un de l'autre, ils sont, en réalité, complémentaires et on retrouve aisément en pratique l'interdépendance entre les uns et les autres. C'est d'ailleurs ce qui en justifie l'utilisation dans cette thèse.

L'évolution dynamique des caractéristiques de l'exploitation

L'analyse de l'évolution dynamique des caractéristiques de l'exploitation des réservoirs a pour objectif le contrôle de l'influence de toute révision de la politique de référence dérivée par PDS sur les caractéristiques de l'exploitation. Ce sont les niveaux atteints à chaque période, les bénéfices immédiats réalisés, les moyennes de profits nets, et probablement les différents risques de défaillance étant donné le niveau cible imposé à celui d'un type donné. Ce concept, inspiré de la méthodologie d'exploitation de Tremblay (1989) et de l'analyse des risques technologiques (Boivin et al., 1993), est un complément très intéressant aux renseignements généraux que procurent les critères traditionnels et ceux de Hashimoto et al. (1982) revus par Moy et al. (1985) et Burn et al. (1990); car l'analyse dynamique des caractéristiques de l'exploitation dans le contexte de l'application de la stratégie évaluation-révision permet au gestionnaire d'avoir accès facilement à une banque d'informations supplémentaires à court ou à moyen terme sur le

comportement réel de son système face à toute action qu'il envisagerait prendre pour une raison ou une autre. C'est donc un concept qui nous paraît très utile parce qu'il permettra de prévoir les tendances de comportement à court ou à moyen terme du système et de prendre ainsi les dispositions adéquates qui s'imposent dans le but d'exploiter le système de la manière la plus satisfaisante.

Avouons qu'il s'agit d'une première, en ce sens que la façon traditionnelle d'analyser la performance des systèmes consistait à se positionner dans un état donné, à une période voulue et à questionner, par simulation, le système sur ses traits généraux tels la moyenne de bénéfice net et les dommages dans le futur.

4.5 Dérroulement de la simulation

Le travail de simulation qui a consisté à produire les résultats à analyser a été fait en deux étapes. La première étape, qui sert à évaluer la performance de la stratégie évaluation-révision de la politique de référence pour des périodes prédéterminée, comporte deux sous-étapes dont la première procède à l'évaluation de la stratégie de révision de la politique de référence sur une période tandis que la seconde sous-étape étend à plusieurs périodes. La deuxième étape est consacrée à l'exploitation du système pendant une dizaine d'années sous les contraintes de niveau cible de risque imposés au volume maximal acceptable. Elle est aussi divisée en deux sous-étapes dont la première procède

à l'évaluation exhaustive sans révision dans le temps de la politique de référence selon les critères d'analyse adoptés et la seconde procède à l'évaluation avec révision dans le temps de la politique de référence toujours sur la base des critères d'analyse précédemment énumérés et explicités. Précisons qu'à la fin de chaque étape, les résultats obtenus dans les deux sous-cas sont synthétisés et analysés en vue de la formulation de nouvelles règles à l'exploitant-décideur.

Le modèle de simulation utilisé est une version avancée de celle utilisée dans la première phase en ce sens que celui-ci intègre à l'ancien les trois critères d'estimation de l'indice de résilience, critères décrits précédemment.

La démarche méthodologique de simulation de la première étape se développe en six tâches principales:

1. lister les hypothèses de dérivation et d'évaluation de la politique de référence;
2. dériver la politique de référence par programmation dynamique stochastique;
3. évaluer la politique de référence dérivée;
4. réviser (une seule période) la politique de référence pour différents niveaux cibles de risque sur V_{maxa} ;
5. documenter les critères d'analyse de performance;
6. faire la synthèse des résultats et procéder à leur analyse.

Celle de la deuxième étape se décrit en onze tâches principales:

1. choisir un modèle de génération des apports synthétiques,
2. générer NANS années d'apports synthétiques sur une base mensuelle (à considérer comme apports réels);
3. dériver une politique de référence par PDS;
4. exploiter le système pendant les NANS années sur la base de la politique de référence et des débits 'réels';
5. noter à chaque mois d'exploitation les niveaux atteints, les bénéfices immédiats et les bénéfices espérés;
6. évaluer à chaque mois, à court et à moyen termes, les critères d'analyse de performance du système;
7. documenter les critères d'analyse de performance du système;
8. reprendre la tâche 6, en imposant des niveaux cibles de risque sur le dépassement de V_{max} à chaque mois;
9. documenter les niveaux atteints, les bénéfices immédiats et autres critères d'analyse de performance;
10. analyser les résultats obtenus
 - a) de l'évolution dynamique (sans contrainte de risque) des critères d'analyse de performance;
 - b) de l'évolution dynamique des mêmes critères lorsque des contraintes de risque sont imposées;

c) de la comparaison des résultats mensuels avec et sans contraintes de risque;

11. dégager les principales tendances et conclure.

Cette démarche méthodologique a été suivie et a permis de générer une multitude de résultats que nous avons analysés pour en dégager les tendances principales. Car, la gestion des risques ne se limite pas tout simplement à une procédure qui permet de ramener un risque trop "élevé" à une valeur dite "acceptable ou tolérable". Dans son sens le plus large, elle est une procédure qui comprend l'analyse des risques dont l'objectif principal est la prise de décision éclairée (Grima et al., 1986), l'identification d'autres possibilités ou de mesures d'atténuation et la préparation des mesures d'urgence et de rétablissement.

Pris dans ce contexte, les aspects suivants sont importants à considérer par le gestionnaire avant la mise en oeuvre de la stratégie d'évaluation-révision telle que développée par Tremblay et al.(1989)

- La révision d'un type T de risque α menace -t-elle à court terme la stratégie de gestion du système?
- La révision d'un type T de risque α modifie-t-elle le comportement du système face aux différents types de risque encourus à court ou à moyen terme?

- La révision d'un type T de risque α engendre-t-elle une aggravation ou une diminution majeure des dommages inhérents aux défaillances?
- La révision d'un type T de risque α s'accompagne-t-elle d'une élongation de la durée des défaillances?
- Le risque α de type T demeure-t-il élevé ou non pour les périodes futures? ou encore
- Le risque α de type T est-il croissant ou uniforme dans le temps?

À chacune de ces préoccupations majeures, les résultats obtenus, en étudiant les répercussions quantitatives et temporelles de la mise en oeuvre de la stratégie de révision, ont apporté des éléments de réponse qui aideront le gestionnaire à décider en toute connaissance de causes.

4.6 Évaluation de la performance de la stratégie pour des périodes prédéterminées

Pour faire cette évaluation-révision, nous avons, après l'évaluation de la politique de référence obtenue, imposé au système hydrique divers niveaux cibles de risque sur le dépassement du volume maximal acceptable à respecter. Par une méthode de recherche, les prélèvements nécessaires pour rencontrer ces risques cibles ont été déterminés. Ce faisant, nous avons analysé divers aspects de l'exploitation que nous avons jugés

nécessaires à l'analyse des actions prises. Rappelons que toutes les simulations sont faites pour les conditions initiales (niveau d'eau de 481.00 m dans le réservoir , période 5)

Révision imposée sur une seule période de temps

À court terme (trois mois), nous avons analysé les prélèvements suggérés par la stratégie évaluation-révision, pour rencontrer les seuils de risque cible imposés sur le dépassement du volume maximal acceptable et discuté de l'évolution des différents types de risque de défaillance. À moyen terme (douze mois), nous nous sommes intéressés à analyser les probabilités d'atteinte des divers états discrétisés de l'emménagement du réservoir, les divers risques de défaillance et leurs interactions, les statistiques mensuelles des défaillances, les diverses pénalités engendrées par les défaillances, les statistiques des profits nets d'exploitation et enfin les indices de résilience du système.

4.6.1 Évolution des prélèvements suggérés par la stratégie évaluation-révision

Le tableau 4.3 présente les estimés des prélèvements à la période initiale tels que suggérés par l'imposition de divers seuils de risque cible sur le volume maximal acceptable. La figure 4-1 montre l'évolution de ces prélèvements à la période 5 qui est la période initiale. On y remarque essentiellement que toute tentative d'augmenter la fiabilité en regard des

défaillances sur le volume maximal acceptable cause une augmentation des prélèvements à la période initiale.

L'exploitant-décideur doit donc comprendre que toute tentative d'amélioration de la fiabilité de ce système causera, à la période initiale, une révision à la hausse des prélèvements suggérés par la politique de référence. Les répercussions d'une telle situation sont analysées dans la suite.

Tableau 4.3: Prélèvements (m^3/s) à la période de départ (période 5), niveau 481.00 m déterminés par la stratégie de révision

NIVEAUX DE RISQUE (%) CIBLE À COURT TERME	PRÉLÈVEMENTS (m^3/s) SUGGÉRÉS
12.39	150
12.28	200
11.43	300
11.10 *	390 *
10.04	475
8.96	530
8.04	600
7.09	685
6.05	740
4.99	800
4.00	840
2.99	920

** signifie politique de référence*

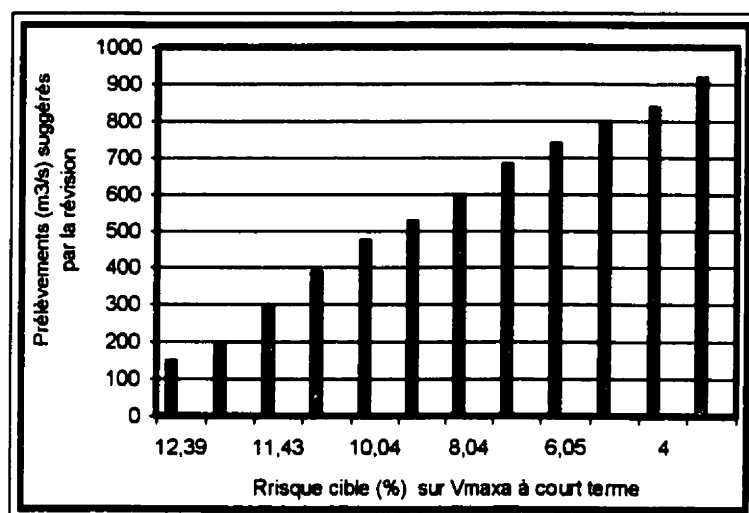


Figure 4-1: Évolution des prélèvements à la période de départ en fonction du risque cible sur Vmaxa

4.6.2 Évolution des probabilités d'atteinte

L'analyse du comportement des probabilités d'atteinte a été faite aux périodes 6, 7, 8 et 12. À la période 6, le comportement attendu est obtenu sans surprise. La figure 4.2 l'illustre parfaitement. Ce comportement se traduit par une nette augmentation des probabilités d'atteinte des états les plus bas au détriment des états les plus élevés au fur et à mesure qu'augmente la fiabilité du système étudié en regard du dépassement du niveau maximal acceptable.

Les résultats obtenus en ce qui concerne les prélèvements nécessaires pour atteindre ces risques cibles couplés à l'équation, toujours à satisfaire, de continuité permet de justifier

assez aisément ce comportement obtenu à la période 6 qui suit immédiatement la période 5, la période initiale de l'évaluation.

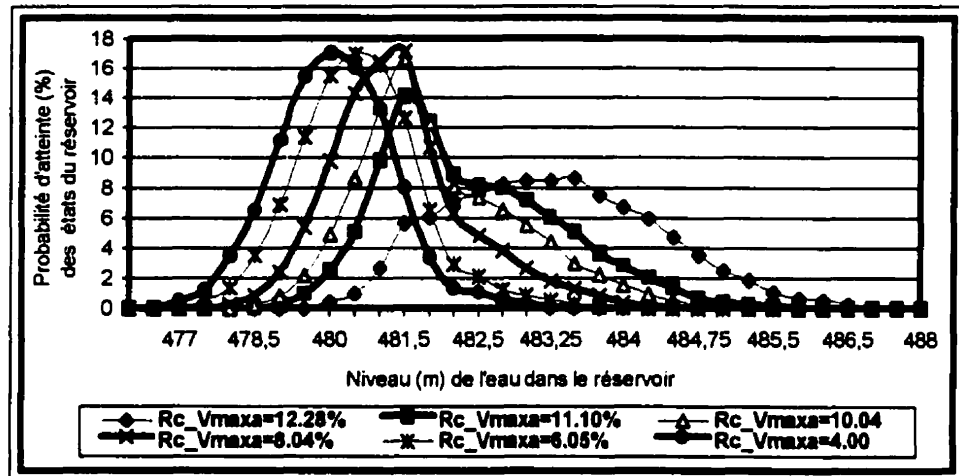


Figure 4.2: Probabilités d'atteinte des états au début de la période 6 selon les seuils de risque cible de dépassement de V_{maxa} à court terme à la période initiale

Aux périodes 7 et 8, le comportement de la période 6 ne s'observe plus clairement. Il faut réduire le risque de dépassement du volume maximal acceptable à court terme de 11.10% à 6.00% et même à 4.00% avant d'observer nettement l'influence de la stratégie évaluation-révision de la politique de référence sur les probabilités d'atteinte comme le montrent les figures 4.3 et 4.4.

Certes la tendance d'influence est la même qu'à la période 6 mais les écarts entre les résultats de divers risques cibles commencent à s'amenuiser. Cette réduction est plus

remarquable à la période 8. Ceci peut s'expliquer par une réaction de remplissage du réservoir par le système hydrique; en contraignant le système à fonctionner à basses altitudes à la période 6, on l'amène ainsi à prélever moins d'eau pour satisfaire les besoins (i.e. politique de référence) occasionnant ainsi un certain remplissage à la période 7 où la politique de référence n'a subi aucune modification. La tendance d'équilibre de fonctionnement qui caractérise la politique de référence s'amorce alors. Les résultats de la période 8 confirment cette tendance et à la période 12, comme le montre la figure 4.5, la révision apportée au prélèvement de la période 5 n'a plus d'influence notable.

Les modifications, en terme des niveaux atteints, sont importantes aux périodes 6, 7 et 8 et s'estompent graduellement.

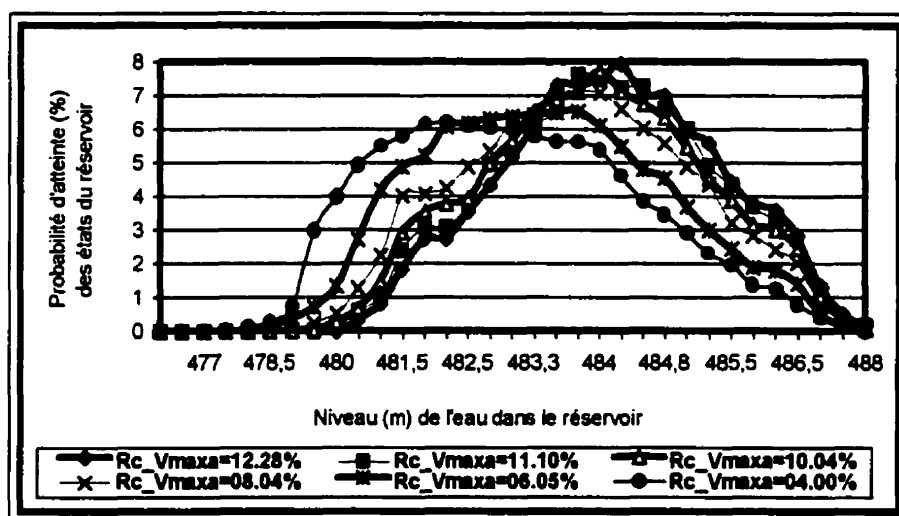


Figure 4.3: Probabilités d'atteinte des états au début de la période 7 selon les seuils de risque cible de dépassement de V_{maxa} à court terme à la période initiale

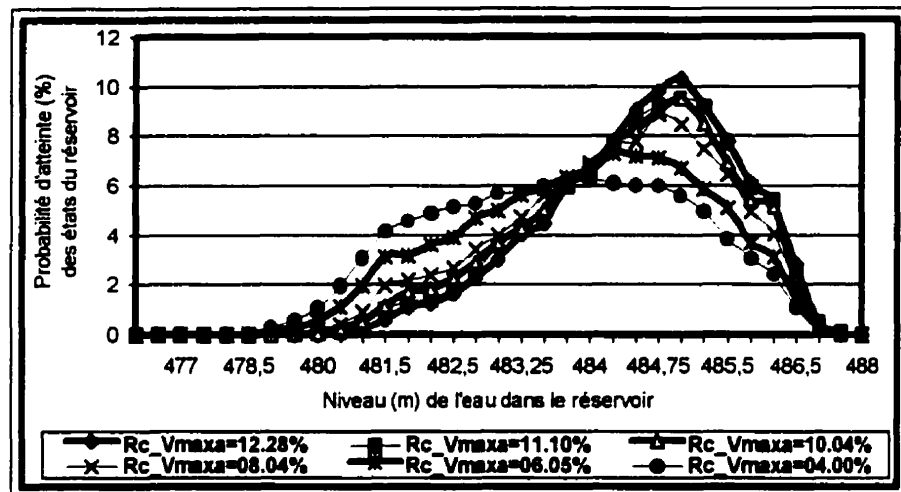


Figure 4.4: Probabilités d'atteinte des états au début de la période 8 selon les seuils de risque cible de dépassement de V_{maxa} à court terme à la période initiale

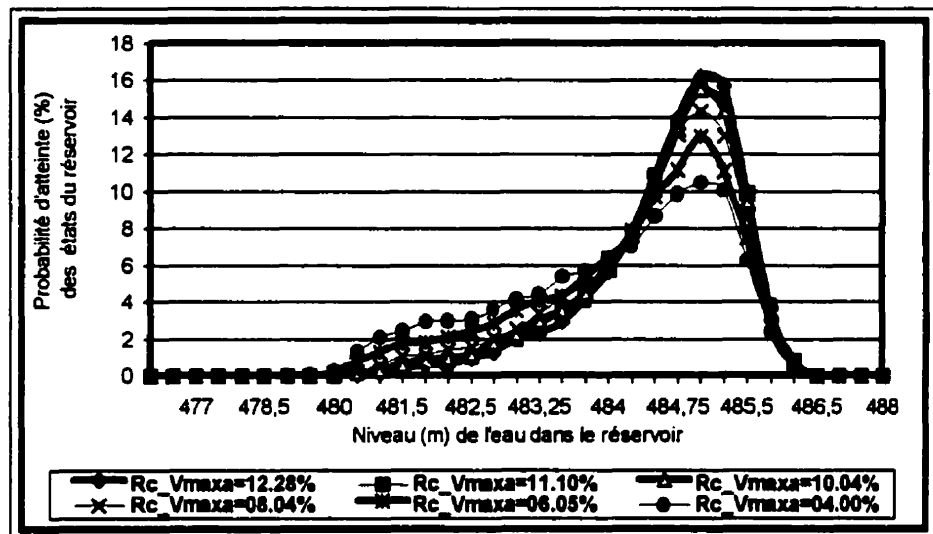


Figure 4.5: Probabilités d'atteinte des états au début de la période 12 selon les seuils de risque cible de dépassement de V_{maxa} à court terme à la période initiale

Les niveaux “bas” sont plus fréquemment atteints lorsque le risque cible à court terme de dépassement du volume maximal acceptable est petit. À la période 12 les modifications observées sont significatives aux niveaux compris entre les hauteurs 484.00 m et 485.50 m qui sont les niveaux les plus atteints.

Tous ces comportements confirment la thèse selon laquelle cette façon de procéder à la révision des prélèvements de la politique de référence n’affecte fondamentalement que le court terme qui inclut les trois mois qui suivent immédiatement la période initiale de simulation. L’action d’une révision, sur une seule période, de la politique de référence s’estompe donc avec le temps.

4.6.3 Évolution des divers risques de défaillance

En dépit de l’augmentation des prélèvements à la période initiale qu’engendre la révision de la stratégie de référence pour atteindre les risques cibles imposés, on note également que de sérieuses modifications interviennent dans l’estimation des autres types de risques de défaillances à court terme comme à moyen terme. Les tableaux 4.4 et 4.5 présentent les estimés des divers types de risque évalués en fonction des valeurs cibles imposés au risque de dépassement du volume maximal acceptable respectivement à court terme et à moyen terme. Les figures 4.6 et 4.7 en illustrent l’évolution.

L'examen de ces résultats fait ressortir que chaque type de risque de défaillance évolue de la même manière en regard du risque cible sur le volume maximal acceptable tant à court terme qu'à moyen terme. L'analyse de l'évolution des risques de défaillances fait ressortir deux tendances. La première qui caractérise les risques de dépassement du volume minimal acceptable, de dépassement du débit minimal acceptable et de la non-satisfaction de la demande en énergie est une tendance à la hausse lorsque la révision se fait sur la base d'une réduction du risque de dépassement du volume maximal acceptable. Par contre, le risque de dépassement du débit maximal acceptable affiche une tendance totalement opposée.

Tableau 4.4: Estimés des divers risques de défaillance à court terme au niveau 481.00 m et mois 5 versus le risque cible de défaillance à court terme de violation du Vmaxa

RISQUE CIBLE (%) À COURT TERME DE VIOLATION DE Vmaxa	RISQUE À COURT TERME (%) DE DÉPASSEMENT			
	DU Vmina	DE Qmaxa	DE Qmina	DE la Demande
12.39	0.00	6.92	9.98	0.00
12.28	0.01	4.70	10.24	0.00
11.43	0.68	1.49	10.35	0.00
11.10 *	2.05 *	0.51 *	11.98 *	0.00*
10.04	4.98	0.14	14.35	0.00
8.96	8.18	0.06	16.46	0.00
8.04	13.52	0.00	20.09	0.01
7.09	23.75	0.00	25.52	0.03
6.05	31.15	0.00	29.64	0.06
4.99	40.76	0.00	34.98	0.11
4.00	47.76	0.00	39.02	0.46
2.99	61.52	0.00	47.98	1.17

* signifie politique de référence

Tableau 4.5: Estimés des divers risques de défaillance à moyen terme au niveau 481.00 m et mois 5 versus le risque cible de défaillance à court terme de violation du Vmaxa

RISQUE CIBLE (%) À COURT TERME	RISQUE À MOYEN TERME (%) DE DÉPASSEMENT				
violation de Vmaxa	du Vmaxa	du Vmina	de Qmaxa	de Qmina	de la demande
12.39	23.38	16.94	7.37	12.64	4.29
12.28	22.29	17.05	4.62	12.80	4.39
11.43	21.96	17.82	1.63	13.31	4.43
11.10 *	21.25 *	20.13 *	0.51 *	14.77 *	5.52 *
10.04	19.84	23.69	0.15	17.61	6.39
8.96	19.05	26.26	0.06	19.19	6.76
8.04	17.63	31.11	0.01	22.30	8.68
7.09	15.33	40.25	0.00	28.63	11.57
6.05	13.60	46.61	0.00	32.95	13.56
4.99	11.87	54.24	0.00	38.57	17.17
4.00	10.76	59.80	0.00	42.97	19.64
2.99	08.25	70.90	0.00	50.95	24.69

* signifie politique référence

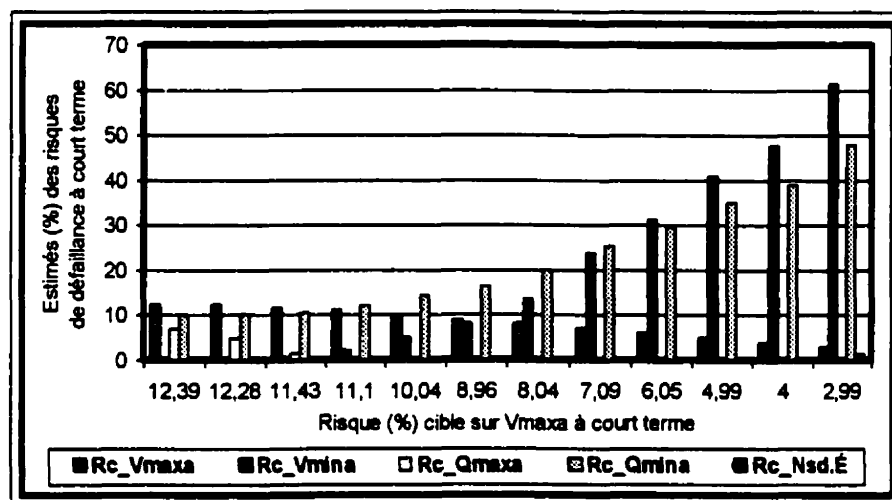


Figure 4-6: Comparaison des portraits évolutifs des divers risques de défaillance à court terme au niveau 481.00 m période 5 versus le risque cible à court terme sur Vmaxa à la même période.

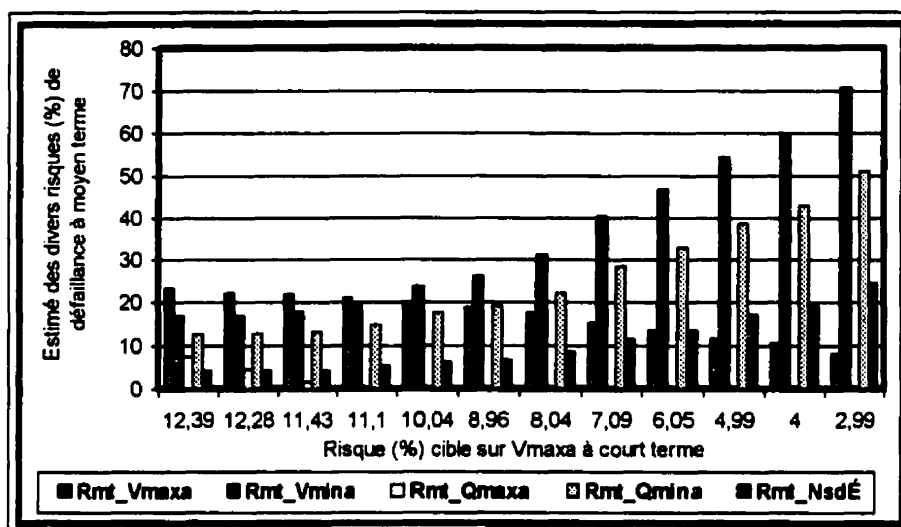


Figure 4.7: Évolution des divers risques de défaillance à moyen terme au niveau 481.00 m période 5 versus le risque cible à court terme sur Vmaxa à la même période.

Ces tendances, qui confirment celles dégagées des résultats des probabilités d'atteinte, font dire que le réservoir fonctionne relativement plus à moyennes et à basses altitudes quand on lui impose des seuils de risque cible de plus en plus sévères.

En détail, les risques de dépassement du volume minimal acceptable, de dépassement du débit minimal acceptable et de non satisfaction de la demande en énergie passent respectivement, à court terme, des valeurs 0%, 9.98% et 0% avec un seuil de risque cible de 12.39% aux valeurs de 61.52%, de 47.98% et de 1.17% avec un seuil de 3% imposé au dépassement du volume maximal acceptable. À moyen terme, ces risques sont évalués à 16.94%, 12.64% et 4.29% pour le seuil de risque cible de 12.39% et à 70.90%, 50.95%

et 24.69% lorsque le seuil de risque cible est de 3% sur le dépassement du volume maximal acceptable. Pour les mêmes valeurs du risque cible, les risques de dépassement du volume maximal acceptable et de dépassement du débit maximal acceptable ont donné des valeurs décroissantes de 23.38% et 7.37% à 8.25% et 0% à moyen terme.

Les figures 4.6 et 4.7 qui récapitulent tous ces résultats à court et à moyen terme pour fin de comparaison font ressortir l'évolution de chaque type de risque T par rapport à tous les autres qui sont considérés dans l'analyse.

On y remarque principalement une disproportion de comparaison dès que le seuil de risque cible sur le volume maximal acceptable à court terme est réduit à moins de 8.00%; car, alors que certains risques de dépassement du débit maximal acceptable décroissent et se stabilisent à une valeur fixe, d'autres comme ceux du volume minimal acceptable et du débit minimal acceptable croissent rapidement en passant de leur estimation de base (politique de référence) au double et même au triple entraînant ainsi le système à ne plus pouvoir satisfaire la demande en énergie à 100% comme c'était le cas pour la politique de référence.

Néanmoins, du risque cible de 12.39% au risque cible de 8.04%, les estimés des divers risques obtenus sont dans des proportions comparables exigeant probablement de

l'analyste d'investiguer soit à moyen terme soit d'explorer les estimés d'autres paramètres avant de décider du seuil de risque qualifiable de "tolérable" pour le système à l'étude.

4.6.4 Évolution des statistiques des défaillances

Nous avons aussi investigué le comportement, à moyen terme des statistiques mensuelles de chaque type de dépassement en fonction des risques cibles imposés au dépassement du niveau maximal acceptable à court terme. Les résultats obtenus pour trois niveaux cibles de risque soit 12.39%, 11.00% et 6.05% sont présentés aux tableaux 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 et 4.10.

L'analyse de ces résultats démontre qu'une conclusion ne peut être tirée pour tous les types de défaillance. En ce qui concerne les dépassements à moyen terme du niveau maximal acceptable (Tableau 4.6) et du débit maximal acceptable (Tableau 4.8), les statistiques montrent que l'influence de la révision se traduit beaucoup plus en nombre qu'en grandeur. Les valeurs moyennes des dépassements enregistrés sont quasi-identiques. Seules les valeurs maximales affichent un écart remarquable aux périodes 6, 7 et 8.

On peut donc se contenter de dire que la réduction du risque à court terme sur le dépassement du volume maximal acceptable engendre une diminution en grandeur

maximale et en nombre des défaillances sur le volume maximal acceptable et sur le débit maximal acceptable à moyen terme. La même tendance n'est pas défendable lorsque on admet plus de risque. On constate également que les dépassements du volume maximal acceptable et du débit maximal acceptable se produisent toujours aux mêmes périodes.

Les résultats obtenus pour les dépassements du niveau minimal acceptable et du débit minimal acceptable confirment les tendances observées à court terme et à moyen terme et sont en harmonie avec ceux obtenus pour les probabilités d'atteinte. Le système entre beaucoup plus fréquemment en défaillance lorsqu'on recherche une plus grande fiabilité sur le dépassement du volume maximal acceptable. Les grandeurs des défaillances deviennent plus remarquables. Les estimations de ces grandeurs présentées aux tableaux 4.7 et 4.8 le prouvent. Cette situation conduit alors et inévitablement à plus de défaillances en nombre et en grandeur sur la satisfaction de la demande en énergie puisque le réservoir est contraint de garder le niveau plus bas pour diminuer les risques sur le dépassement du volume maximal acceptable.

Tableau 4.6: Statistiques des dépassements du niveau maximal acceptable (m) évaluées, après 20000 simulations, au niveau 481.00 m à la période initiale (mois 5)

	NOMBRE			MOYENNE			ÉCART-TYPE			MAXIMUM		
	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05
Risque Cible (%)												
Période												
5												
6	128	4		486.3	486.2					487.9	486.4	
7	1456	1351	665	486.6	486.6	486.5	0.94	1.20	0.53	502.6	502.6	493.1
8	1298	1257	714	486.3	486.3	486.3	0.28	0.31	0.28	487.7	490.3	487.9
9	1127	1079	730	486.2	486.2	486.2	0.19	0.21	0.19	486.9	487.4	487.2
10	1259	1167	858	486.2	486.2	486.2	0.19	0.19	0.18	487.3	487.0	487.0
11	614	602	454	486.1	486.2	486.2	0.13	0.14	0.14	486.7	486.9	486.8
12	48	37	32	486.1	486.1	486.1	0.09	0.07	0.08	486.4	486.2	486.3
1												
2												
3												
4												

Note: Une cellule vide indique qu'aucune défaillance n'a été observée à cet état à cette période.

Tableau 4.7: Statistiques des dépassements du niveau minimal acceptable (m)
évaluées, après 20000 simulations, au niveau 481.00 m à la période initiale (mois 5)

	NOMBRE			MOYENNE			ÉCART-TYPE			MINIMUM		
Risque Cible (%)	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05
Période												
5												
6		439	6257		479.7	479.3		0.27	0.56		479.1	477.4
7		16	365		479.6	479.5		0.28	0.45		478.9	477.3
8		10	124		479.6	479.5		0.34	0.41		478.9	477.5
9		1	45	479.8	479.5	478.6	0.00	0.00	0.34	479.8	478.6	478.7
10		1	27		479.0	479.6		0.00	0.27		479.0	478.8
11		2	17		479.8	479.7		0.28	0.25		479.6	479.2
12		3	11		479.8	479.8		0.10	0.20		479.6	479.5
1		4	16		479.8	479.8		0.09	0.28		479.6	479.0
2		7	51		479.8	479.8		0.17	0.23		479.5	479.2
3	108	177	463	479.9	479.9	479.9	0.07	0.10	0.20	479.6	479.2	478.7
4	2119	2444	4696	479.6	479.6	479.5	0.24	0.25	0.26	478.8	478.5	478.3

Note: Une cellule vide indique qu'aucune défaillance n'a été observée à cet état à cette période.

Tableau 4.8: Statistiques des dépassements du débit maximal acceptable (m³/s)
évaluées, après 20000 simulations, au niveau 481.00 m à la période initiale (mois 5)

Risque Cible (%)	NOMBRE			MOYENNE			ÉCART-TYPE			MAXIMUM		
	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05
Période												
5												
6	924	107		1037.	1009.		82.5	51.2		1507.	1211.	
7												
8												
9												
10												
11												
12												
1												
2												
3												
4												

Note: Une cellule vide indique qu'aucune défaillance n'a été observée à cet état à cette période.

Tableau 4.9: Statistiques des dépassements du débit minimal acceptable (m³/s)
évaluées, après 20000 simulations, au niveau 481.00 m à la période initiale (mois 5)

	NOMBRE			MOYENNE			ÉCART-TYPE			MAXIMUM		
Risque Cible (%)	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05
Période												
5												
6			50			144.0			2.08			142.9
7	2035.	2415.	5885	128.8	128.1	125.1	10.28	10.04	8.84	120.0	120.0	77.4
8	1707.	2052.	4995	128.8	128.4	125.6	10.39	10.35	9.14	120.0	120.0	61.2
9	1.	1.	45	141.1	90.0	122.7			19.0	141.1	90.0	90.0
10		1.	27	0.0	90.0	111.5			21.6		90.0	90.0
11	1.	7.	71	134.3	134.9	133.5		12.38	10.4	134.3	120.0	120.0
12												
1			2			127.0			12.8			117.9
2												
3			5			137.2			5.0			129.1
4												

Note: Une cellule vide indique qu'aucune défaillance n'a été observée à cet état à cette période.

Tableau 4.10: Statistiques des manques de production (%) électrique
évaluées, après 20000 simulations, au niveau 481.00 m à la période initiale (mois 5)

	NOMBRE			MOYENNE			ÉCART-TYPE			MAXIMUM		
Risque Cible (%)	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05
Période												
5												
6												
7			6			10.94			8.95			26.42
8	2.	16.	203	0.32	0.65	1.12	0.41	0.67	3.86	0.61	2.80	50.94
9	2.	5.	105	3.24	8.46	8.35	4.53	18.55	12.53	6.45	41.65	41.64
10	1.	6.	89	0.60	10.45	15.43	0.00	20.05	17.32	0.60	51.00	51.17
11	9.	27.	181	15.42	20.50	27.00	12.14	16.77	16.56	44.08	50.75	50.93
12	69.	98.	564	26.70	33.33	37.34	17.63	18.80	16.05	50.06	50.67	51.03
1	576.	715.	2081	31.54	32.57	36.00	15.12	15.56	14.79	53.31	53.79	63.99
2	718	942.	2320	13.21	13.90	18.62	13.78	14.80	16.69	47.01	47.42	47.79
3		2.	23		10.28	19.60		13.16	15.84		19.59	45.71
4												

Note: Une cellule vide indique qu'aucune défaillance n'a été observée à cet état à cette période.

4.6.5 Analyse des diverses pénalités sur toute la période considérée

Lorsque l'on compile toutes les statistiques des défaillances sur tout l'horizon d'analyse (12 mois) et qu'on les convertit en pénalités monétaires, on obtient les résultats présentés au tableau 4.11

L'analyse de ces résultats fait ressortir qu'en nombre, la recherche de fiabilité sur le dépassement du volume maximal acceptable fait croître sur l'horizon moyen terme les nombres de défaillance du niveau minimal acceptable, du débit minimal acceptable et du manque de production en énergie tandis que ceux du dépassement du volume maximal acceptable et du dépassement du débit maximal acceptable décroissent sensiblement.

Tableau 4.11 Statistiques des pénalités (en 10⁶\$) sur toute la période considérée

	MOYENNE			NOMBRE		
Risque cible (%)	12.28	11.10	6.05	12.28	11.10	6.05
Diverses pénalités						
Pénalité pour dépassement du niveau maximal acceptable	1.245	1.190	0.689	5859	5568	3453
Pénalité pour dépassement du niveau minimal acceptable	3.322	4.086	11.763	5604	6877	18309
Pénalité pour dépassement du débit maximal acceptable	0.282	0.026	0.000	924	107	0
Pénalité pour dépassement du débit minimal acceptable	0.396	0.487	1.361	3744	4476	11080
Pénalité pour manque de production d'électricité	1.086	1.464	5.083	1377	1811	5572

Les mêmes tendances sont observées en ce qui a trait à l'estimation des valeurs moyennes des pénalités même si les fonctions de ces pénalités diffèrent d'un type de défaillance à un autre.

4.6.6 Évolution des statistiques des bénéfices nets d'exploitation

Le tableau 4.12 présente les caractéristiques statistiques des bénéfices nets annuels suivant le risque cible à court terme de dépassement du volume maximal acceptable au mois 5. La figure 4.8 illustre l'évolution de la moyenne des bénéfices annuels nets. Elle présente une allure parabolique qui atteint sa valeur maximale lorsque le risque cible à court terme sur le volume maximal acceptable est de 11.43% et on note également une décroissance rapide pour les seuils de risque cible inférieurs à 8.04%.

Ces tendances démontrent une fois de plus que la révision de la politique de référence conduit à une réduction de la production d'énergie et à une augmentation des pertes totales. La décision d'exploiter le système à un seuil donné de risque cible doit donc tenir compte de toutes ces répercussions.

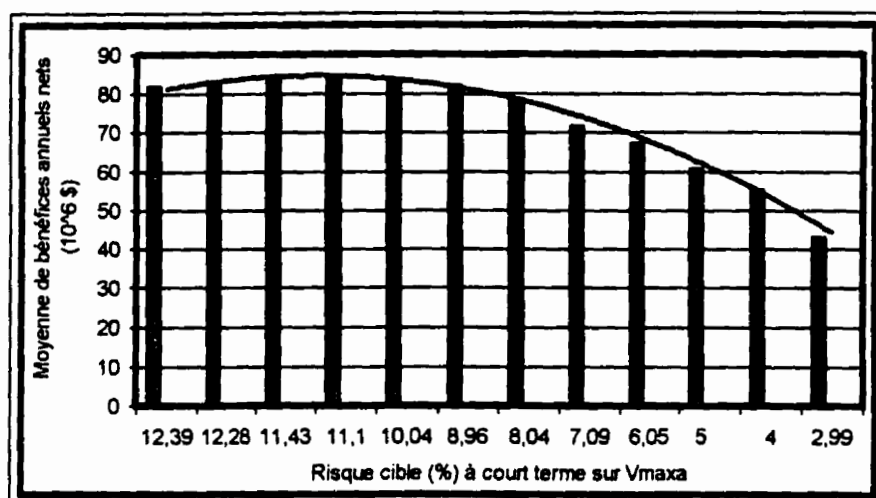


Figure 4.8: Évolution de la moyenne des bénéfices annuels nets évaluée au niveau 481.00 m, période 5 versus le risque cible à court terme sur Vmaxa

4.6.7 Analyse des résiliences du système

Précisons d'abord que la valeur 1.000 dans les résultats obtenus est une valeur par défaut que nous avons attribuée à chaque indice de résilience et qui signifie qu'aucune défaillance de ce type n'est enregistrée durant l'horizon à moyen terme.

L'analyse des indices de résilience de Hashimoto et al. (1982), tels que résumés au tableau 4.13, fait ressortir que la résilience du système en regard du dépassement du volume maximal acceptable a une tendance croissante malgré quelques oscillations.

Tableau 4.12: Caractéristiques des bénéfices nets annuels (10^6 \$) suivant le risque cible (%) à court terme sur le V_{max} au niveau 481.00 m à la période initiale (mois 5)

RISQUE CIBLE (%) À COURT TERME DE VIOLER V_{max}	MOYENNE DES BÉNÉFICES NETS ANNUELS	ÉCART-TYPE DES BÉNÉFICES NETS ANNUELS	MAXIMUM DE BÉNÉFICE NET ANNUEL	MINIMUM DE BÉNÉFICE NET ANNUEL
12.39	81.830	18.038	109.854	-133.688
12.28	82.900	17.894	110.168	-92.882
11.43	84.282	18.915	114.502	-145.091
11.10	84.231	21.227	118.791	-332.98
10.04	83.521	23.490	118.152	-248.070
8.96	82.222	25.514	117.433	-350.774
8.04	78.355	28.604	117.825	-278.646
7.09	71.860	35.519	118.258	-422.418
6.05	67.562	39.106	115.224	-399.711
4.99	60.876	46.068	116.949	-566.057
4.00	55.423	52.304	119.180	-853.439
2.99	43.231	65.737	113.034	-771.904

Celles du volume minimal acceptable, du débit minimal acceptable et de la non satisfaction de la demande en énergie affichent des tendances décroissantes en fonction de la fiabilité du système au dépassement du volume maximal acceptable alors que celle du débit maximal acceptable conserve sa valeur jusqu'au seuil de 8% pour passer à la valeur 1.000 qui signifie qu'aucune défaillance n'est plus enregistrée.

La décroissance ou la croissance des indices de résilience suivant la formulation de Hashimoto et al. (1982) peut être interprétée soit par une variation du nombre de fois que le système entre en défaillance soit par une variation du temps total que le système a passé en défaillance durant l'horizon d'étude.

Les tableaux 4.14 et 4.15 résument les résiliences estimées de Moy et al. (1986) et de Burn et al. (1990). Lorsque l'on analyse à la fois le comportement des indices de résilience suivant les trois formulations énumérées, on remarque que sur l'horizon à moyen terme, la révision de la politique de référence suivant des seuils de dépassement de volume maximal acceptable peut:

- Selon la formulation de Hashimoto et al.(1982)
 - réduire le temps total de dépassement du débit maximal acceptable,
 - augmenter le temps total de dépassement du volume minimal acceptable,
 - augmenter le temps total de dépassement du débit minimal acceptable,

augmenter le temps total de non satisfaction de la demande en énergie.

- Selon la formulation de Moy et al.(1986)

- augmenter la durée maximale de dépassement du volume minimal acceptable,
- réduire la durée maximale de dépassement du débit maximal acceptable,
- augmenter la durée maximale de dépassement du débit minimal acceptable,
- augmenter la durée maximale de non satisfaction de la demande en énergie.

- Selon la formulation de Burn et al.(1990)

- ne pas affecter le nombre de fois que le système entre en défaillance lorsque la révision est faite à la hausse,
- réduire le nombre de fois que le système entre en défaillance vis-à-vis du volume maximal acceptable,
- réduire le nombre de fois que le système entre en défaillance vis-à-vis du débit maximal acceptable,
- augmenter le nombre de fois que le système entre en défaillance vis-à-vis du volume minimal acceptable,
- augmenter le nombre de fois que le système entre en défaillance vis-à-vis du débit minimal acceptable,

Tableau 4.13: Estimation des indices de résilience selon la formulation de Hashimoto et al.(1982) au niveau 481.00m à la période 5

RÉSILIENCE DU SYSTÈME POUR	INDICE DE RÉSILIENCE DE HASHIMOTO et al POUR DIFFÉRENTES VALEURS CIBLES DU RISQUE À COURT TERME DE DÉPASSEMENT DU V_{maxa}												
	(R_c , V_{maxa} en %) $\Rightarrow$	12.39	12.28	11.43	11.10	10.04	8.96	8.04	7.09	6.05	4.99	4.00	2.99
Dépassement du V_{maxa}		0.794	0.814	0.841	0.832	0.839	0.832	0.836	0.850	0.850	0.847	0.858	0.851
Dépassement du V_{mina}		0.605	0.605	0.586	0.551	0.510	0.478	0.427	0.375	0.344	0.322	0.309	0.289
Dépassement du Q_{maxa}		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Dépassement du Q_{mina}		0.681	0.675	0.671	0.661	0.642	0.641	0.625	0.605	0.600	0.585	0.572	0.552
Non respect de la demande		0.627	0.639	0.627	0.617	0.594	0.580	0.564	0.523	0.512	0.490	0.472	0.456

Tableau 4.14: Estimation des indices de résilience selon la formulation de
Moy et al.(1986) au niveau 481.00m à la période 5

RÉSILIENCE DU SYSTÈME POUR	INDICE DE RÉSILIENCE DE MOY et al POUR DIFFÉRENTES VALEURS CIBLES DU RISQUE À COURT TERME DE DÉPASSEMENT DU V_{maxa}											
(Rc_ V_{maxa} en %) ⇒	12.39	12.28	11.43	11.10	10.04	8.96	8.04	7.09	6.05	4.99	4.00	2.99
Dépassement du V_{maxa}	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.667	0.583	0.667	0.583	0.667	0.500	0.667
Dépassement du V_{mina}	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917
Dépassement du Q_{maxa}	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	0.917	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Dépassement du Q_{mina}	0.833	0.750	0.750	0.583	0.583	0.583	0.583	0.417	0.583	0.417	0.167	0.167
Non respect de la demande	0.417	0.417	0.417	0.333	0.583	0.250	0.333	0.333	0.250	0.250	0.250	0.167

**Tableau 4.15: Estimation des indices de résilience selon la formulation de
Burn et al.(1990) au niveau 481.00m à la période 5**

RÉSILIENCE DU SYSTÈME POUR	INDICE DE RÉSILIENCE DE BURN et al. POUR DIFFÉRENTES VALEURS CIBLES DU RISQUE À COURT TERME DE DÉPASSEMENT DU V_{maxa}											
(Rc_V_{maxa} en %) ⇒	12.39	12.28	11.43	11.10	10.04	8.96	8.04	7.09	6.05	4.99	4.00	2.99
Dépassement du V_{maxa}	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	1.000	0.800	1.000	0.800	1.000	0.667	1.500
Dépassement du V_{mina}	6.000	6.000	6.000	6.000	4.000	4.000	6.000	6.000	6.000	6.000	4.000	4.000
Dépassement du Q_{maxa}	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	1000.	1000.	1000.	1000.	1000.
Dépassement du Q_{mina}	3.000	2.000	2.000	1.200	1.200	0.800	1.200	0.571	0.800	0.571	0.300	0.400
Non respect de la demande	0.857	0.857	0.857	0.750	0.750	0.667	0.750	0.750	0.667	0.444	0.444	0.400

-augmenter le nombre de fois que le système entre en défaillance vis-à-vis de la non satisfaction de la demande.

Conclusion de la partie A: Dans la partie A de cette étude, nous avons analysé les répercussions possibles de la révision à la période initiale de la politique de référence dérivée par programmation dynamique stochastique. Les résultats obtenus et analysés ont permis de mieux comprendre les tendances dans l'évolution des critères d'analyse de performance lorsque la stratégie d'exploitation est dérivée par programmation dynamique stochastique.

Dans la partie B de ce chapitre, la révision étudiée est faite à chaque période d'un horizon de dix années et les répercussions et tendances qu'occasionnerait la mise en oeuvre de cette stratégie de révision à chaque période de l'horizon de dix ans sont analysées.

4.7 Exploitation du système pendant un horizon de dix ans

Les apports naturels ont été générés par le modèle saisonnier mensuel décrit par l'équation (2.16). Ce modèle qui génère des apports synthétiques indépendants semble convenir au mieux aux informations dont nous disposons.

Les résultats obtenus par l'utilisation de ce modèle pour générer dix années d'apports naturels synthétiques sont récapitulés au tableau 4.16 dont la première colonne indique

l'année de simulation, la première ligne décrit les mois concernés de l'année, et les diverses cellules indiquent les valeurs numériques des débits mensuels. Ces valeurs sont considérées comme les "apports observés". Il est aussi très important de préciser que les résultats obtenus par ce modèle ont tous été validés par les tests appropriés.

La politique de référence utilisée ici est la même que celle utilisée pour la révision à une période prédéterminée. Elle est sous la forme de tableau à deux entrées dont la première regroupe les niveaux discrétisés du réservoir et la seconde les périodes de l'horizon considéré dans le modèle d'optimisation.

Tableau 4.16: Apports synthétiques (m³/s) générés par le modèle (2.16)

Mois	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Année												
1	112	143	150	100	869	1032	328	182	184	118	183	129
2	146	96	88	145	404	686	150	315	316	119	254	168
3	154	80	102	125	1162	852	259	157	381	268	131	169
4	105	68	55	114	256	1027	251	332	254	247	152	262
5	132	120	105	110	225	812	140	256	168	245	204	151
6	192	69	45	133	788	1089	326	268	145	266	43	131
7	100	84	62	80	414	483	379	369	266	224	151	171
8	79	69	148	59	749	792	93	440	204	258	91	212
9	159	110	104	123	879	716	481	177	468	161	204	184
10	59	92	93	163	454	919	433	219	167	150	146	132

4.7.1 Exploitation du système pendant dix ans sans révision de la politique de prélèvements

Sur la base de la politique de référence dérivée et des apports naturels ‘‘observés’’, le système a été exploité pendant dix années au pas de temps mensuel à partir du niveau 481.00 m à la période 5 de l’année 1. Les divers niveaux atteints lors de l’exploitation sont regroupés dans le tableau 4.17. Pour les fins d’évaluation des autres caractéristiques de l’exploitation par simulation, ces niveaux ont été ramenés à des états discrétisés. Ces approximations de niveaux sont résumés dans le tableau 4.18. Les bénéfices nets immédiats d’exploitation ont été aussi calculés et sont présentés au tableau 4.19. Les autres critères évalués par simulation sont les divers types de risque de défaillance à court et à moyen terme et les moyennes de bénéfice net. Les tableaux 4.20 à 4.24 présentent les résultats obtenus à court terme et les tableaux 4.25 à 4.30 présentent ceux obtenus à moyen terme.

L’analyse de ces résultats conduit aux constats suivants:

- les états du réservoir atteints lors de l’exploitation sans niveau cible de risque sont quasi-stationnaires et cycliques;
- les risques à court terme présentent des comportements particuliers en fonction du mois d’exploitation

- les mois de novembre, décembre, janvier et février sont pratiquement à l'abri de toute défaillance à court terme
- les mois à risque à court terme sont les mois d'avril à octobre pour le dépassement du volume maximal acceptable, les mois de mars à mai pour le dépassement du volume minimal acceptable, les mois d'avril et de mai pour le dépassement du débit maximal acceptable, les mois de mai et juin pour le dépassement du débit minimal acceptable et le mois de juin pour la non satisfaction de la demande en énergie.

Les estimés des risques de ces mois sont, en général, uniformes d'année en année en dehors de quelques exceptions qui se rapportent à des cas extrêmes d'apports naturels.

À moyen terme, on note également des particularités mensuelles à la différence que cette fois-ci très peu d'estimés sont nuls. Ceci peut être justifié par l'étendue (douze mois) plus large que couvre cette évaluation. Les valeurs des estimés varient d'un mois à l'autre, comme c'est le cas à court terme, permettant ainsi de dégager les mois à haut risque des mois à faible risque. Néanmoins les valeurs mensuelles obtenues ne varient pas significativement d'année en année. Les mois les plus sensibles qui font exception à ces règles sont les mois de juin, de juillet et d'août. On remarque également l'influence des apports naturels extrêmes sur l'estimation des risques notamment aux périodes (années-mois) 7-1, 6-4, 6-5, 7-5, 8-5, 9-5, 10-5, 7-10 et 8-10.

**Tableau 4.17: Niveaux atteints lors de l'exploitation
(horizon d'exploitation de 10 ans)**

Mois	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
Année												
1	481.00	483.37	485.52	485.49	484.92	485.09	484.76	484.47	483.63	482.55	481.77	481.32
2	480.78	481.11	483.70	483.70	484.52	485.34	484.94	485.01	484.35	483.44	482.56	481.81
3	481.30	484.86	484.64	484.95	484.98	486.13	485.86	485.21	484.56	483.69	482.75	482.06
4	481.27	480.37	484.71	484.94	485.84	485.61	485.69	485.20	485.01	483.90	482.90	481.98
5	481.22	480.21	483.49	483.44	483.96	484.05	484.37	484.20	483.46	482.48	481.58	480.91
6	480.42	483.06	485.86	485.41	485.38	485.02	485.44	484.46	483.62	482.94	481.80	480.83
7	480.45	481.21	482.73	483.87	484.95	485.53	485.57	485.11	484.47	483.33	482.36	481.48
8	480.83	482.81	484.38	483.98	485.42	485.31	485.61	484.84	484.40	483.16	482.06	481.60
9	480.79	483.46	483.93	485.57	484.92	486.50	485.36	485.19	484.61	483.76	482.97	482.30
10	481.22	481.34	484.95	485.94	485.28	485.11	484.93	484.47	483.63	482.29	481.26	480.53

**Tableau 4.18: Niveaux simulés reportés aux niveaux discrétisés lors de l'exploitation
(horizon d'exploitation de 10 ans)**

Mois	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
Année												
1	481.00	483.25	485.50	485.50	485.00	485.00	484.75	484.50	483.75	482.50	482.00	481.50
2	481.00	481.00	483.75	483.75	484.50	485.25	485.00	485.00	484.25	483.50	482.50	482.00
3	481.50	485.00	484.75	485.00	485.00	486.00	485.75	485.25	484.50	483.75	482.75	482.00
4	481.50	480.50	484.75	485.00	485.75	485.50	485.75	485.25	485.00	484.00	483.00	482.00
5	481.00	480.00	483.50	483.50	484.00	484.00	484.25	484.25	483.50	482.50	481.50	481.00
6	480.50	483.00	486.00	485.50	485.50	485.00	485.50	484.50	483.50	483.00	482.00	481.00
7	480.50	481.00	482.75	483.75	485.00	485.50	485.50	485.00	484.50	483.25	482.25	481.50
8	481.00	483.00	484.50	484.00	485.50	485.25	485.50	484.75	484.50	483.25	482.00	481.50
9	481.00	483.50	484.00	485.50	485.00	486.50	485.25	485.25	484.50	483.75	483.00	482.25
10	481.00	481.50	485.00	486.00	485.25	485.00	485.00	484.50	483.75	482.25	481.50	480.50

**Tableau 4.19: Bénéfices immédiats obtenus lors de l'exploitation
(horizon d'exploitation de 10 ans)**

Mois	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
Année												
1	11.01	14.63	9.93	8.76	4.43	5.46	7.04	8.72	9.45	8.47	6.71	5.82
2	9.31	4.63	4.34	4.37	4.42	5.93	7.08	8.81	9.57	7.82	6.78	6.90
3	12.73	14.70	5.79	4.42	1.16	9.68	7.77	8.84	9.61	7.75	6.80	7.98
4	12.12	4.26	6.04	4.45	8.98	6.83	7.48	8.87	9.63	7.77	6.80	7.50
5	11.85	4.21	4.32	4.34	4.36	5.25	7.00	8.69	9.43	8.45	6.68	5.79
6	7.16	14.63	12.40	8.13	6.49	5.36	7.08	8.72	9.48	8.50	6.68	5.79
7	7.20	4.92	4.31	4.39	4.44	6.41	7.25	8.82	9.57	7.99	6.75	5.83
8	9.82	13.74	5.03	4.41	6.69	5.91	7.29	8.80	9.55	8.26	6.74	6.18
9	9.60	14.46	4.41	9.15	0.28	11.65	7.11	8.84	9.62	7.77	6.82	9.57
10	11.93	5.47	6.95	10.49	5.91	5.51	7.05	8.72	9.43	8.42	6.64	5.76

**Tableau 4.20: Risques de dépassement de V_{max} à court terme évalués lors de l'exploitation
(horizon d'exploitation de 10 ans)**

Mois	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
Année												
1	11.10	15.47	28.85	17.47	12.48	0.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	6.39
2	11.10	13.05	9.79	2.38	2.13	2.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	6.60
3	10.64	15.61	22.39	26.25	12.48	10.23	0.52	0.00	0.00	0.00	0.03	6.60
4	10.64	7.62	22.39	26.25	16.32	7.73	0.52	0.00	0.00	0.00	0.03	6.60
5	11.10	4.64	7.29	1.21	0.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	6.80
6	11.10	16.59	24.97	17.47	15.27	0.55	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	6.80
7	11.10	13.05	1.71	2.38	12.48	7.73	0.01	0.00	0.00	0.00	0.03	6.39
8	11.10	16.59	20.41	4.56	15.27	2.48	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	6.39
9	11.10	15.00	13.81	17.47	12.48	14.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	6.62
10	11.10	15.34	26.29	24.91	14.27	0.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	6.49

**Tableau 4.21: Risques de dépassement de V_{mina} à court terme évalués lors de l'exploitation
(horizon d'exploitation de 10 ans)**

Mois Année	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
1	2.05	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.72	8.57	2.11	2.16
2	2.05	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.96	1.96
3	1.94	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.74	1.96
4	1.94	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.88	1.96
5	2.05	1.03	1.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.79	0.00	5.90	1.75
6	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.79	0.09	2.11	1.75
7	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.94	2.16
8	2.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.11	2.16
9	2.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.88	1.92
10	2.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.72	32.27	5.90	22.89

Mentionnons enfin que l'exploitation du système pendant dix ans a produit un bénéfice total décennal net de (910.98 millions \$) neuf cent dix millions de dollars et quatre vingt dix huit mille et n'a occasionné que deux défaillances sur le volume maximal acceptable au mois d'octobre.

**Tableau 4.25: Risques de dépassement de Vmaxa à moyen terme (Horizon de 12 mois)
évalués lors de l'exploitation**

Mois	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
Année												
1	21.25	21.19	35.47	26.28	25.56	19.41	20.67	21.09	21.27	20.93	21.10	21.47
2	21.25	19.16	18.19	12.71	17.05	21.22	21.22	21.02	21.42	21.50	21.23	21.58
3	21.16	22.47	30.68	34.34	25.56	27.92	21.83	21.27	21.42	20.81	20.77	21.58
4	21.16	13.28	30.68	34.34	28.50	24.95	21.83	21.27	20.88	21.77	21.25	21.58
5	21.25	8.67	15.41	11.63	14.84	18.48	20.94	21.16	21.23	20.93	21.06	20.78
6	21.48	22.64	32.82	26.28	28.09	19.41	20.99	21.09	21.23	21.17	21.10	20.78
7	21.48	19.16	9.26	12.71	25.56	21.22	20.99	21.23	21.42	21.28	21.31	21.47
8	21.25	22.64	28.45	14.65	28.09	21.22	20.99	21.13	21.42	21.28	21.10	21.47
9	21.25	21.53	21.68	26.28	25.56	30.44	20.77	21.27	21.42	20.81	21.25	21.03
10	21.25	22.58	33.41	34.17	26.32	19.41	21.22	21.09	21.27	20.80	21.06	21.10

**Tableau 4.26: Risques de dépassement de Vmina à moyen terme (Horizon de 12 mois)
évalués lors de l'exploitation**

Mois	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
Année												
1	20.13	19.67	6.91	7.12	6.02	6.45	12.01	7.76	6.51	10.63	2.75	13.14
2	20.13	21.60	13.73	26.88	14.66	4.27	5.59	2.15	2.03	1.84	2.28	13.24
3	19.61	19.61	7.81	5.95	6.02	2.57	2.11	1.91	2.03	1.82	2.66	13.24
4	19.61	28.67	7.81	5.95	5.13	3.20	2.11	1.91	1.90	1.96	2.60	13.24
5	20.13	38.45	18.40	37.13	33.12	51.75	44.63	18.24	18.93	10.63	6.41	12.90
6	19.38	18.60	7.81	7.12	4.95	6.45	2.02	7.76	18.93	1.92	2.75	12.90
7	19.38	21.60	39.20	7.12	6.02	3.20	2.02	2.14	2.03	1.90	2.58	13.14
8	20.13	18.60	8.07	19.12	4.95	4.27	2.02	3.22	2.03	1.90	2.75	13.14
9	2.03	1.82	2.60	13.10	20.13	19.53	11.09	7.12	6.02	2.40	2.92	1.91
10	6.51	34.35	6.41	31.46	20.13	19.14	7.37	5.86	5.45	6.45	5.59	7.76

**Tableau 4.27: Risques de dépassement de Qmaxa à moyen terme (horizon de 12 mois)
évalués lors de l'exploitation**

Mois Année	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
1	0.53	0.00	0.57	0.61	0.64	0.52	0.62	0.53	0.63	0.63	0.61	0.53
2	0.53	0.00	0.53	0.49	0.58	0.54	0.57	0.54	0.55	0.57	0.52	0.72
3	0.67	0.00	0.56	0.50	0.64	0.57	0.67	0.60	0.55	0.56	0.56	0.72
4	0.67	0.00	0.56	0.50	0.59	0.51	0.67	0.60	0.65	0.63	0.60	0.72
5	0.53	0.00	0.67	0.50	0.49	0.40	0.38	0.49	0.52	0.63	0.54	0.60
6	0.66	0.00	0.53	0.61	0.63	0.52	0.57	0.53	0.52	0.58	0.61	0.60
7	0.66	0.00	0.41	0.49	0.64	0.51	0.57	0.56	0.55	0.58	0.60	0.53
8	0.53	0.00	0.54	0.50	0.63	0.54	0.57	0.60	0.55	0.58	0.61	0.53
9	0.53	0.00	0.63	0.61	0.64	0.63	0.59	0.60	0.55	0.56	0.60	0.62
10	0.53	0.00	0.51	0.45	0.63	0.52	0.57	0.53	0.63	0.43	0.54	0.62

**Tableau 4.28: Risques de dépassement de Qmina à moyen terme (horizon de 12 mois)
évalués lors de l'exploitation**

Mois Année	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
1	14.77	13.64	0.00	11.65	14.76	14.96	14.89	15.12	15.20	14.71	14.88	14.80
2	14.77	16.11	0.00	12.50	15.03	14.86	14.93	14.76	14.63	14.49	14.43	14.75
3	14.75	12.75	0.00	11.83	14.76	14.41	14.55	14.61	14.63	15.10	15.16	14.75
4	14.75	27.46	0.00	11.83	14.68	15.46	14.55	14.61	14.46	14.70	14.83	14.75
5	14.77	40.48	2.09	13.29	16.07	15.95	15.80	14.71	15.17	14.71	14.66	15.10
6	14.86	12.01	0.00	11.65	14.64	14.96	14.70	15.12	15.17	14.55	14.88	15.10
7	14.86	16.11	22.08	12.50	14.76	15.46	14.70	14.74	14.63	14.81	14.30	14.80
8	14.77	12.01	0.00	12.31	14.64	14.86	14.70	14.69	14.63	14.81	14.88	14.80
9	14.77	13.81	0.00	11.65	14.76	14.85	15.03	14.61	14.63	15.10	14.83	14.57
10	14.77	12.51	0.00	11.87	14.83	14.96	14.93	15.12	15.20	15.48	14.66	14.89

**Tableau 4.29: Risques de non satisfaction de la demande en énergie
à moyen terme (horizon de 12 mois) évalués lors de l'exploitation**

Mois	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
Année												
1	5.52	4.74	0.14	0.09	0.06	0.04	0.05	0.14	0.13	3.59	5.30	5.28
2	5.52	5.64	1.40	3.06	0.45	0.05	0.09	0.09	0.15	3.53	5.04	4.94
3	5.35	4.48	0.18	0.02	0.06	0.07	0.06	0.11	0.15	3.60	5.50	4.94
4	5.35	9.69	0.18	0.02	0.07	0.05	0.06	0.11	0.07	3.42	5.29	4.94
5	5.52	15.19	2.03	5.96	2.67	3.07	0.31	0.07	0.08	3.59	4.97	5.10
6	5.28	4.25	0.11	0.09	0.04	0.04	0.05	0.14	0.08	3.53	5.30	5.10
7	5.28	4.74	9.78	3.06	0.06	0.05	0.05	0.13	0.15	3.56	5.01	5.28
8	5.52	4.25	0.22	1.50	0.04	0.05	0.05	0.09	0.15	3.56	5.30	5.28
9	5.52	4.68	0.81	0.09	0.06	0.05	0.06	0.11	0.15	3.60	5.29	5.27
10	5.52	4.51	0.12	0.02	0.05	0.04	0.09	0.14	0.13	3.77	4.97	5.07

**Tableau 4.30: Moyennes de bénéfice annuel net évalués
à moyen terme (horizon de 12 mois)**

Mois Année	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
1	84.23	87.96	95.93	93.24	88.73	87.79	85.25	86.28	86.00	83.43	86.73	86.86
2	84.23	76.14	84.43	78.70	84.28	89.71	87.74	90.20	89.72	90.58	89.98	89.79
3	87.31	88.64	91.30	90.06	88.73	94.37	93.05	91.83	89.72	91.88	90.99	89.79
4	87.31	70.03	91.30	90.06	93.32	91.14	93.05	91.83	94.39	93.66	92.61	89.79
5	84.23	62.02	81.97	74.23	77.17	72.75	76.71	83.37	83.06	83.43	83.63	83.77
6	81.44	88.76	99.13	93.24	91.90	87.89	91.47	86.28	83.06	87.53	86.73	83.77
7	81.44	76.14	70.61	78.70	88.73	91.14	91.47	90.15	89.72	89.14	88.42	86.86
8	84.23	88.76	90.06	82.14	91.90	89.71	91.47	88.44	89.72	89.14	86.73	86.86
9	84.23	87.98	86.51	93.24	88.73	97.29	89.61	91.83	89.72	91.88	92.61	91.06
10	84.23	79.92	92.92	96.32	90.24	87.89	87.74	86.28	86.00	79.13	83.63	78.83

4.7.2 Exploitation du système pendant dix ans avec révision de la politique de prélèvements

À partir des résultats précédents, nous avons imposé ici un niveau cible de risque à court terme de 6% au dépassement du volume maximal à chaque période de l'exploitation. Les niveaux atteints, les prélèvements nécessaires pour atteindre ces seuils de risque cible et les bénéfices immédiats réalisés sont documentés pour des fins de comparaison avec les résultats de l'exploitation sans révision. Les autres critères d'analyse servant à la compréhension de l'influence de la stratégie de révision à court terme sur la stratégie globale d'exploitation du système ne sont pas documentés parce qu'ils peuvent être extrapolés. Précisons que nous avons commencé l'évaluation avec niveau cible de risque à partir de la période 5 (mai) au niveau 481.00 m. Les tableaux 4.31 à 4.33 présentent l'essentiel des résultats obtenus.

En analysant, à chaque période de l'horizon d'exploitation, ces résultats obtenus avec un seuil de risque de 6% sur le dépassement, à court terme, du volume maximal acceptable, on a constaté que l'équilibre relatif d'exploitation obtenu avec la politique de référence est rompu. Dès la deuxième année, un nouvel équilibre d'exploitation s'établit et ramène le niveau d'exploitation le plus atteint à la période 5 de 481.00m à 479.50m. Tous les autres niveaux d'exploitation de toutes les autres périodes subissent également des répercussions similaires.

**Tableau 4.31: Niveaux atteints lors de l'exploitation avec
un risque cible de 6% sur Vmaxa
(horizon de 10 ans)**

Mois	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
Année												
1	481.00	481.50	484.50	484.00	484.00	484.00	483.50	483.00	482.00	481.00	480.50	480.00
2	479.50	479.50	482.50	482.50	483.50	484.50	483.50	484.00	483.50	482.50	481.50	481.00
3	479.50	483.00	483.50	484.00	484.00	485.00	485.50	485.00	484.50	483.50	482.50	482.00
4	479.50	478.50	483.00	483.50	484.00	484.50	485.00	484.50	484.50	483.50	482.50	482.00
5	479.50	478.50	481.50	481.50	482.00	482.00	482.50	482.50	482.00	481.00	480.50	480.00
6	479.50	481.50	485.00	484.00	484.50	484.50	485.00	484.00	483.00	482.50	481.50	480.50
7	479.50	479.50	481.00	482.50	483.50	484.00	484.00	483.50	483.00	482.00	481.00	480.00
8	479.50	481.50	483.50	483.00	484.50	485.00	485.50	485.00	484.50	483.50	482.50	482.00
9	479.00	481.50	483.00	484.50	484.50	486.00	485.00	485.00	484.50	483.50	482.50	482.00
10	479.50	479.50	483.50	485.00	484.50	484.50	484.50	484.00	483.00	482.00	481.00	480.50

**Tableau 4.32: Prélèvements suggérés par la révision de la politique de référence;
risque cible de 6% sur Vmaxa
(horizon de 10 ans)**

Mois Année	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
1	740	400	380	150	150	180	240	300	330	270	240	225
2	420	150	150	120	150	180	240	300	330	300	240	450
3	420	705	175	150	150	180	240	300	330	270	240	630
4	420	150	150	150	150	180	240	300	330	270	240	630
5	420	150	120	120	150	180	240	300	330	270	240	225
6	420	400	480	150	150	180	240	300	330	300	240	365
7	420	150	120	120	150	180	240	300	330	300	240	225
8	420	400	175	150	150	180	240	300	330	270	240	630
9	325	400	150	220	150	320	240	300	330	270	240	630
10	420	150	175	325	150	180	240	300	330	300	240	365

**Tableau 4.33: Bénéfices nets immédiats obtenus lors de l'exploitation
avec un risque cible de 6% sur Vmaxa
(horizon de 10 ans)**

Mois Année	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Févr.	Mars	Avril
1	13.91	11.44	11.10	4.36	4.36	5.21	6.89	8.51	9.22	5.84	6.57	6.11
2	9.48	2.28	4.25	1.43	4.36	5.25	6.98	8.68	9.44	8.44	6.70	12.32
3	9.89	14.35	5.06	4.36	4.39	5.33	7.11	8.82	9.58	7.72	6.79	13.78
4	9.38	-1.50	4.31	4.34	4.37	5.29	7.05	8.78	9.59	7.72	6.79	13.78
5	9.39	-1.54	1.35	1.37	4.22	5.09	6.81	8.48	9.22	5.84	6.57	6.09
6	9.66	11.49	14.05	4.37	4.37	5.29	7.00	8.44	9.40	8.45	6.65	9.95
7	9.48	2.23	1.37	1.43	4.34	5.22	6.95	8.61	9.36	8.38	6.60	6.11
8	9.66	11.26	5.02	4.34	4.41	5.33	7.11	8.82	9.58	7.72	6.79	13.74
9	5.14	11.31	4.34	6.44	4.44	6.52	7.08	8.82	9.58	7.72	6.79	13.78
10	9.48	2.31	5.10	9.55	4.39	5.27	7.00	8.64	9.36	8.38	6.62	9.95

En exploitant donc avec seuil de risque (court terme) sur le dépassement du volume maximal acceptable, on contraint le système à opérer relativement à basses altitudes à toutes les périodes. Si opérer à altitudes relativement basses en imposant des seuils de risque a l'avantage de réduire ou d'éliminer les défaillances sur le dépassement du critère considéré, on se rend compte que cette façon de faire présente également l'inconvénient de générer d'autres types de défaillance. Ce qui a finalement pour corrolaire d'accroître les pénalités d'exploitation et de réduire la production hydroélectrique et les bénéfices nets réalisés.

Les caractéristiques de l'exploitation du système que nous avons étudié pendant dix ans avec un niveau cible de risque de 6% de dépassement du volume maximal acceptable à chaque période de l'exploitation sont présentées au tableau 4.34 et comparées à ceux obtenues en appliquant sans révision la politique de référence.

Tableau 4.34: Comparaison des caractéristiques de l'exploitation avec et sans révision de la politique de référence (horizon de 10 ans)

CARACTÉRISTIQUES ÉVALUÉES	RÉSULTATS OBTENUS (VALEUR)	
	NIVEAU CIBLE DE 6% DE RISQUE	POLITIQUE DE RÉFÉRENCE
Dépassement du Vmaxa	-	2
Dépassement du Vmina	14	-
Dépassement du Qmaxa	-	-
Dépassement du Qmina	05	-
Non respect de la demande	02	-
Bénéfice net réalisé (10 ^e \$)	854.10	910.98

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons analysé la performance de la stratégie évaluation-révision des politiques d'exploitation des systèmes hydriques d'abord pour une période prédéterminée et ensuite pour un horizon de dix ans avec et sans niveau cible de risque de dépassement du volume maximal acceptable. Pour ce faire nous avons utilisé tous les critères présents dans la littérature pour une telle analyse. En plus de ces critères, nous avons étudié l'évolution dynamique des niveaux d'emmagasinement et d'autres critères.

Les résultats concordants obtenus ont, non seulement apporté des éléments de réponse aux questions préliminaires à la gestion du risque mais également, démontré qu'en procédant à la révision d'une politique de référence dérivée par programmation dynamique stochastique, on a contraint le système à fonctionner à altitudes relativement basses si la révision porte sur la réduction du risque de dépassement du volume maximal acceptable. Ce faisant on a réduit également le risque de dépassement du débit maximal acceptable et on a fait croître les risques de dépassement du niveau minimal acceptable, du débit minimal acceptable et de la non satisfaction de la demande en énergie. Les profits nets réalisés décroissent en conséquence.

Il est donc très important de maîtriser tous ces comportements du système avant de décider si oui ou non une révision de la politique de référence est vraiment nécessaire. Une alternative à la révision de la politique de référence est l'exploitation du système en stratégie de type 1 que nous avons analysée au chapitre 5.

CHAPITRE V: ÉTUDE COMPARATIVE DES DEUX STRATÉGIES DE BASE D'EXPLOITATION D'UN SYSTÈME HYDRIQUE

5.1 Rappel

Les modes d'exploitation des systèmes de réservoirs se regroupent en deux classes principales de stratégies. La première classe, qui regroupe les stratégies dites de type 1, est caractérisée par la détermination des prélèvements au début de chaque période décisionnelle, une fois connu l'état du système et normalement sur la base de prévisions d'apports naturels à chaque réservoir pour quelques périodes futures incluant celle pour laquelle les prélèvements sont recherchés. Au début de la période suivante, l'exercice est repris dès que l'état réel du réservoir est connu. La seconde classe, qui regroupe les stratégies appelées de type 2, détermine la politique d'exploitation, dénommée politique de référence, une fois pour toute pour l'horizon d'analyse généralement le moyen terme. Elle indique les prélèvements à faire durant chacune des périodes de l'horizon décisionnel en fonction de l'état du système. Au début de chaque période, l'état du système est connu et par simple consultation d'un tableau qui représente la politique de référence, les prélèvements sont déterminés sans avoir à reprendre tout le processus de résolution du problème.

5.2 Problème posé

Dans cette étude, le réservoir utilisé dans le chapitre 4 pour l'analyse de la performance de la stratégie évaluation-révision est exploité au pas de temps mensuel pendant un horizon de NPER périodes suivant une stratégie de type 1. Rappelons que ce réservoir est essentiellement exploité pour la production d'énergie électrique et que l'exploitation vise à maximiser le bénéfice net annuel espéré tout en respectant au mieux les contraintes imposées pour le bon fonctionnement du système et pour le respect des normes environnementales. Ces contraintes comprennent les limitations à des seuils acceptables d'exploitation du volume de la réserve active, les limitations des débits totaux prélevés, les limitations des débits turbinés et également la satisfaction de la demande en énergie. Dans tous les cas, l'équation de continuité doit être respectée.

Une fois que le problème de maximisation du bénéfice annuel d'exploitation, résultant de la vente de l'énergie électrique et des coûts des dommages occasionnés, est résolu, nous évaluerons par simulation la performance de la stratégie de type 1 utilisée. Les résultats que nous aurons ainsi obtenus couplés à ceux de l'optimisation seront alors comparés à ceux obtenus en adoptant une stratégie de type 2. Les tendances dégagées permettront dès lors de cibler le type de stratégie la mieux adaptée à la prise en compte des risques de défaillances et d'illustrer l'utilité relative de tenir ou non compte des prévisions des apports naturels dans la résolution et l'analyse du problème d'exploitation.

5.3 Revue de littérature et choix des outils de calcul en stratégie de type 1

Lorsque l'on procède à une revue de littérature pour la résolution du problème formulé, on se rend compte que la plupart des méthodes classiques d'optimisation, comme la programmation linéaire et la programmation dynamique, peuvent être utilisées pour obtenir une stratégie d'exploitation de type 1. On retrouve dans la littérature que Méjia et al. (1974) ont utilisé avec succès la programmation linéaire dans l'étude de l'exploitation de la rivière du Nord du Québec. Le système est exploité en suivant une stratégie de type 1 qui permet de définir au début de chaque période décisionnelle les prélèvements aux neufs réservoirs de régularisation annuelle de ladite rivière pour satisfaire les besoins récréatifs d'une part et les besoins municipaux comme l'alimentation en eau à l'aval du système d'autre part. Ils ont montré par cette étude que l'introduction des prévisions d'apports naturels améliore significativement la fonction économique et ont aussi estimé la valeur de cette information additionnelle.

La programmation dynamique déterministe peut aussi être suivie; les apports des périodes futures sont choisis et une séquence de prélèvements est obtenue, un par réservoir et par période. Seulement ceux définis pour la période qui débute sont utilisés. Correspondant à la séquence des prélèvements, une trajectoire optimale est obtenue pour chaque réservoir par l'intermédiaire de l'équation de continuité.

Une alternative à l'approche classique employée en programmation dynamique pour dériver la séquence des prélèvements et les trajectoires optimales, modifie une solution initiale jusqu'à ce qu'elle devienne optimale. Elle utilise le principe d'optimalité progressive, qui rend faisable l'application de la programmation dynamique à des systèmes de plusieurs réservoirs et ne requiert pas une discrétisation des états. C'est cette approche qu'a développée Turgeon (1980 et 1981) et qu'ont utilisée Marino et al. (1985).

Les techniques d'optimisation non linéaire, telles que la programmation dynamique différentielle (Murray et al., 1979) peuvent aussi être utilisées pour en arriver à une stratégie de type 1 puisqu'elles permettent de fixer une trajectoire optimale, les états étant connus, et de calculer la séquence des prélèvements correspondante.

Quelle que soit la méthode la mieux adaptée pour résoudre le problème, les résultats obtenus définissent un prélèvement par réservoir et par période. L'état de chaque réservoir est pris en compte par l'intermédiaire de l'équation de continuité et la politique obtenue n'est valable que pour les apports prévus, même si elle peut être, à court terme, appliquée pour des apports réels dont les valeurs se situent au voisinage de ceux utilisés. Pour contourner cette limitation majeure de la stratégie de type 1, Karamouz et al. (1982) ont développé un modèle de génération de règles d'exploitation qui permet de passer de la stratégie de type 1 avec la programmation dynamique déterministe à la stratégie de type

2 par l'entremise d'un modèle de régression multiple. Testé sur quarante huit cas de réservoirs de différentes tailles utilisées pour des fins diverses, ce modèle a donné des résultats très intéressants qui, selon les auteurs, surpassent même ceux qu'on obtiendrait avec un modèle de programmation dynamique stochastique (Karamouz et al., 1987)) qui est pourtant de type 2

Face à cette diversité de méthodes pour solutionner le problème posé, le choix d'une méthode n'est pas aussi trivial. Il dépend des caractéristiques spécifiques du système de réservoirs considéré, des données disponibles pour l'étude et du type de fonction économique et contraintes définies dans la formulation mathématique. Nous avons choisi d'utiliser dans cette étude la programmation dynamique déterministe (PDD) en raison du caractère séquentiel du problème à résoudre et pour éviter quelle que linéarisation que ce soit de l'une ou l'autre des équations de la formulation mathématique. Elle est utilisée en conjonction avec un modèle de simulation et un modèle de prévision décrits dans les paragraphes 5.3.2 et 5.3.3.

5.4 Description des outils de calcul et des modèles utilisés

5.4.1 Le modèle de programmation dynamique

La programmation dynamique déterministe est une méthode d'optimisation bien documentée [Bellman et al., 1962; Loucks et al., 1981; Nedzela, 1984; Chaturvedi, 1992]. Ses principales caractéristiques et l'algorithme utilisé pour solutionner le problème posé ont été présentés au chapitre 2. Elle fonctionne pour cette comparaison des stratégies d'exploitation, avec vingt-cinq (25) états de l'emmagasinement de la réserve active et douze (12) périodes qui sont les mois de l'année, à l'intérieur du schéma algorithmique de définition ou d'élaboration de la stratégie de type 1, présenté au chapitre 2. Les apports naturels supposés observés, qui lui servent de paramètres d'entrée, sont ceux que nous avons simulés avec le modèle markovien décrit ci-dessous et utilisé dans l'exploitation du réservoir avec la stratégie de type 2.

5.4.2 Le modèle utilisé pour générer les apports naturels à considérer comme apports naturels observés

Compte tenu du fait que la stratégie de type 1 exige l'utilisation de prévisions des apports naturels et que les données disponibles pour l'étude ne permettent pas rigoureusement de construire un modèle de prévision suivant la méthodologie de Box et Jenkins (Box et al.,

1976) ou autres, le modèle adopté, pour générer les dix années d'apports naturels à considérer comme observations réelles, est du type markovien d'ordre 1. Il est représenté (Mcleod et al., 1978) par:

$$(\mathbf{R}_{t+1} - \mu_{t+1}) = \Phi_{t+1} \cdot (\mathbf{R}_t - \mu_t) + a_{t+1} \quad (5.1)$$

où Φ_{t+1} : est un coefficient réel dont la valeur absolue doit être inférieure à l'unité pour garantir la stationnarité du processus;

$\{a_{t+1}\}$: est un bruit blanc donc de moyenne nulle et de variance égale à l'unité;

μ_t : est la moyenne des apports observés à la période t ;

$\mathbf{R}_t$: l'apport naturel au réservoir à la période t .

Pour les fins de simulation et compte tenu des informations disponibles, nous avons posé:

$$\Phi_{t+1} = \rho_t \cdot \frac{\sigma_{t+1}}{\sigma_t} \quad (5.2)$$

et

$$a_{t+1} = e_{t+1} \cdot \sigma_{t+1} \cdot \sqrt{(1 - \rho_t^2)} \quad (5.3)$$

et alors l'expression générale du modèle s'écrit:

$$(\mathbf{R}_{t+1} - \mu_{t+1}) = \rho_t \cdot \frac{\sigma_{t+1}}{\sigma_t} \cdot (\mathbf{R}_t - \mu_t) + \mathbf{e}_{t+1} \cdot \sigma_{t+1} \cdot \sqrt{(1 - \rho_t^2)} \quad (5.4)$$

- où
- $\mathbf{e}_t$: est un nombre aléatoire provenant d'une loi normale $N(0,1)$;
 - ρ_t : est le coefficient d'autocorrélation d'ordre 1 entre les apports naturels au réservoir du mois t et ceux de $t+1$;
 - σ_t : est l'écart-type des apports naturels au réservoir à la période t .

Le tableau 5.1 montre la série de coefficients de corrélation ρ_t et celle de Φ_t correspondants.

Les résultats obtenus par l'utilisation de ce modèle autoregressif d'ordre 1 pour générer dix années d'apports naturels sont récapitulés au tableau 5.2 dont la première ligne décrit les mois concernés de l'année, la première colonne indique l'année de simulation et les cellules indiquent les valeurs numériques des débits mensuels estimés. Tous ces résultats ont été validés par les tests de moyenne, de variance et de corrélation d'ordre 1.

Tableau 5.1: Coefficients de corrélation ρ et coefficients Φ du modèle

Paramètres Mois	σ_t/σ_{t-1}	ρ_t	Φ_t
1	0.890	0.9040	0.8046
2	0.625	0.7503	0.4689
3	1.200	0.8010	0.9612
4	1.330	0.7050	0.9377
5	5.750	0.1320	0.7590
6	1.130	0.4955	0.5600
7	0.480	0.6377	0.3061
8	0.800	0.7115	0.5692
9	0.950	0.7851	0.7458
10	0.736	0.8070	0.5940
11	0.714	0.8948	0.6389
12	0.900	0.9206	0.8285

**Tableau 5.2: Apports naturels ``observés``
(m^3/s)**

Mois Année	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
1	109	55	53	140	858	351	304	276	218	231	152	156
2	107	85	93	89	707	585	29	38	105	180	199	178
3	180	114	113	207	1014	1182	374	190	183	164	204	223
4	57	53	58	95	467	559	147	162	78	109	82	79
5	173	109	105	143	483	669	355	203	282	279	261	231
6	92	64	61	112	572	708	183	6	66	99	168	124
7	96	93	79	115	294	474	268	281	334	272	213	185
8	138	88	78	153	462	601	113	106	149	194	200	191
9	131	114	80	156	806	1127	552	398	256	247	199	196
10	149	105	120	176	715	818	405	344	326	360	270	228

5.4.3 Le modèle de prévision des apports naturels au réservoir

Globalement similaire au modèle de simulation utilisé pour générer les dix années d'apports naturels considérés comme apports observés, il en diffère par l'interprétation du terme stochastique a_t qui devient [Pankratz, 1983; Mélard, 1990; Wei, 1990; Burlando et al., 1993] l'erreur de prévision. Lorsque la prévision doit être faite pour plusieurs périodes futures les termes a_{t+k} doivent respecter la condition:

$$E[a_{t+k}] = \begin{cases} a_{t-k}, & \text{si } k \leq 0 \\ 0, & \text{si } k \geq 1 \end{cases} \quad (5.5)$$

Cette variable stochastique s'annule, donc, dès que la période de prévision dépasse de plus d'un délai l'origine de la prévision. Il s'ensuit que le modèle de prévision sur plusieurs périodes devient déterministe et nous obtenons:

- pour la première période qui suit l'origine des prévisions

$$[R_t(1) - \mu_{t+1}] = \Phi_{t-1} [R_t - \mu_t] \quad (5.6)$$

- pour la deuxième période qui suit l'origine des prévisions

$$[\mathbf{R}_t(2) - \mu_{t+2}] = \Phi_{t+2} \cdot [\mathbf{R}_t(1) - \mu_{t+1}] \text{ d'où} \quad (5.7)$$

$$[\mathbf{R}_t(2) - \mu_{t+2}] = \Phi_{t+2} \cdot \Phi_{t+1} ([\mathbf{R}_t - \mu_t]) \text{ et} \quad (5.8)$$

- pour la $L^{\text{ème}}$ période qui suit l'origine des prévisions

$$[\mathbf{R}_t(L) - \mu_{t+L}] = \Phi_{t+L} \cdot \Phi_{t+L-1} \cdot \Phi_{t+L-2} \cdots \Phi_{t+2} \cdot \Phi_{t+1} ([\mathbf{R}_t - \mu_t]) \quad (5.9)$$

Alors la prévision du débit à une période située à un délai de L mois plus tard de l'origine de la prévision peut s'écrire:

$$\mathbf{R}_t(L) = \mu_{t+L} + \Phi_{t+L} \cdot \Phi_{t+L-1} \cdot \Phi_{t+L-2} \cdots \Phi_{t+2} \cdot \Phi_{t+1} ([\mathbf{R}_t - \mu_t]) \quad (5.10)$$

La prévision du débit de la période située à un délai de L mois plus tard de l'origine de la prévision ne dépend alors que des caractéristiques (R_i et μ_i) du débit à l'origine de la prévision et des coefficients Φ_i (i allant de $t+1$ à $t+L$) entre les deux périodes extrêmes.

C'est ce modèle qui est utilisé dans l'algorithme de fonctionnement de la stratégie de type I adoptée pour l'exploitation du système hydrique à l'étude, afin d'obtenir les résultats pour comparer les deux types de stratégie.

5.5 Bases de comparaison des deux stratégies d'exploitation

Quatre critères serviront de base de comparaison à cette étude des stratégies d'exploitation. Ces critères sont:

- les prélèvements suggérés à chaque période;
- les niveaux d'exploitation atteints ou les volumes à chaque période;
- les durées maximales de chaque type de défaillance au cours de l'exploitation décennale et
- les bénéfices nets de l'exploitation décennale.

5.6 Présentation des résultats obtenus

Les résultats sont obtenus pour un horizon de dix ans. L'exploitation a commencé à la période 5 au niveau 481.00 m.

5.6.1 Résultats de l'exploitation avec la stratégie de type 1

Pour l'exploitation du système, nous nous sommes imposés comme contraintes que le niveau de l'eau dans le réservoir à la période décisionnelle doit être un état non défaillant en regard de niveau d'emmagasinement maximal étant donné que le niveau de l'eau dans le réservoir ne doit pas excéder 488.00 m. Ainsi, nous avons commencé la simulation de l'exploitation au mois 5 pour des raisons de comparaison des résultats avec ceux obtenus avec la stratégie de type 2. Le niveau de l'eau dans le réservoir à cette période était à 481.00 m comme l'indique le tableau de l'évolution des niveaux d'eau dans le réservoir. Les résultats obtenus sont résumés aux tableaux 5.3, 5.4 et 5.5; au tableau 5.3, chaque niveau d'eau atteint obtenu est ramené à la valeur représentative de l'intervalle de discrétisation utilisé

Tableau 5.3: Niveaux (m) d'eau atteints; (stratégie de type 1).

Mois Année	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Fevr.	Mars	Avr.
1	481.00	484.50	484.00	484.50	485.00	485.50	485.50	485.00	484.00	483.00	482.00	481.00
2	480.50	483.00	484.50	484.00	483.00	483.00	483.00	482.50	482.50	481.50	480.50	479.50
3	479.00	483.00	486.50	486.00	485.00	485.00	485.00	485.00	484.50	483.50	482.50	481.50
4	481.50	482.50	484.50	484.50	484.50	484.50	484.00	483.00	482.00	481.50	480.50	479.50
5	479.00	480.00	482.50	483.50	483.50	484.00	484.50	484.50	484.00	483.00	482.00	481.00
6	480.50	482.00	484.50	484.50	484.00	483.50	483.00	482.50	482.00	481.50	480.50	479.50
7	479.00	479.00	481.00	481.50	482.50	483.50	483.50	483.00	482.50	481.50	480.50	479.50
8	479.00	480.00	482.00	482.00	482.00	482.00	482.00	482.00	481.50	480.50	479.50	478.50
9	478.50	481.50	486.00	486.00	485.50	485.50	485.50	485.00	484.00	483.00	482.00	481.00
10	480.50	483.00	486.00	485.50	486.00	485.50	486.00	485.50	485.00	484.00	483.00	482.00

Tableau 5.4: Prélèvements (m³/s) effectués; (stratégie de type 1).

Mois Année	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Fevr.	Mars	Avr.
1	157	458	178	151	143	206	296	342	317	287	266	208
2	203	271	148	198	170	139	264	176	334	286	295	246
3	190	443	433	395	181	186	253	283	371	320	323	264
4	207	137	140	163	160	225	218	284	153	263	264	213
5	244	146	174	180	191	244	225	330	377	317	318	257
6	220	196	185	184	146	218	212	253	189	279	275	216
7	223	142	114	130	146	176	322	290	340	281	303	232
8	251	134	153	144	118	165	273	279	345	301	196	232
9	151	224	518	496	276	229	306	381	349	297	323	233
10	167	276	424	310	398	271	378	337	375	306	314	271

Tableau 5.5: Bénéfices (10⁶ \$) immédiats réalisés; (stratégie de type 1).

Mois Année	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Fevr.	Mars	Avr.
1	4.43	10.60	5.17	4.41	3.43	6.12	8.76	9.99	9.12	8.13	7.42	5.73
2	5.65	7.90	4.05	5.73	4.82	-12.05	7.50	-19.78	9.40	7.92	-3.85	-7.15
3	5.19	12.91	10.05	11.77	5.32	5.46	7.43	8.29	10.75	9.15	9.08	7.34
4	5.87	2.59	3.03	4.77	4.67	6.56	-0.96	1.76	-27.28	-0.54	-4.69	-8.04
5	6.64	3.57	4.93	5.18	5.48	7.09	1.27	9.61	10.86	8.99	8.87	7.075
6	6.14	5.61	5.44	5.37	3.74	6.25	-3.37	-4.64	-19.72	7.72	-4.40	-7.96
7	6.06	3.04	-0.51	1.59	3.75	4.99	9.24	8.25	9.56	7.77	-3.64	-7.51
8	6.84	2.08	4.30	3.40	-14.80	-3.46	7.63	0.21	9.55	-3.69	-21.95	-26.73
9	-1.19	6.41	14.92	14.80	8.19	6.79	9.06	11.13	10.05	8.43	9.00	6.43
10	4.66	8.03	12.63	9.21	11.86	8.03	11.29	9.98	10.96	8.81	8.90	7.58

5.6.2 Résultats de l'exploitation avec la stratégie de type 2

Pour des fins de comparaison avec l'exploitation du système en stratégie de type 1, le système a été exploité, selon la stratégie de type 2 pendant une dizaine d'années en utilisant les apports corrélés supposés "observés". L'exploitation a été faite sur une base mensuelle avec la politique de référence dérivée par programmation dynamique stochastique. Elle a commencé au mois 5 à partir du niveau 481.00 m. Les tableaux 5.6, 5.7 et 5.8 présentent les résultats obtenus.

5.7 Analyse et comparaison des résultats des deux stratégies

L'analyse des résultats obtenus, après exploitation du système pendant une dizaine d'années, fait ressortir que quelle que soit la stratégie utilisée, des défaillances sont enregistrées, bien sûr à des fréquences et avec des amplitudes différentes. Le tableau 5.9 résume quelques caractéristiques des défaillances enregistrées tant avec la stratégie de type 1 qu'avec la stratégie de type 2.

On y constate que les défaillances sur le dépassement du volume maximal acceptable et sur le volume minimal acceptable sont plus nombreuses en stratégie de type 2 qu'en stratégie de type 1. Leurs grandeurs maximales sont aussi plus prononcées en stratégie de type 2 qu'en stratégie de type 1.

Tableau 5.6: Niveaux (m) d'eau atteints; (stratégie de type 2).

Mois Année	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Fevr.	Mars	Avr.
1	481.00	483.32	482.15	483.02	483.64	483.98	484.23	483.80	483.08	481.99	480.77	479.85
2	479.50	482.11	483.39	482.79	482.30	482.08	482.08	481.87	481.27	480.91	480.10	479.37
3	478.77	482.91	486.32	485.85	485.10	485.17	485.04	484.86	484.48	483.74	482.97	482.34
4	481.62	481.56	483.24	483.22	483.28	482.92	482.57	481.79	480.69	480.18	479.69	478.79
5	478.22	479.72	482.30	483.37	483.64	484.29	484.78	484.88	484.54	483.76	482.97	482.30
6	481.31	481.94	484.02	484.17	483.46	483.04	482.64	482.29	481.41	480.98	479.98	479.10
7	478.61	479.18	480.78	481.51	482.31	483.22	483.68	483.55	482.98	481.82	480.79	479.99
8	479.52	480.92	483.16	482.97	482.76	482.76	482.83	482.63	482.09	481.14	480.19	479.39
9	479.11	482.21	486.06	486.55	486.26	485.66	485.70	485.44	484.92	483.94	483.16	482.37
10	481.36	482.65	484.49	485.61	485.76	485.95	486.29	485.94	485.59	484.84	484.02	482.96

Tableau 5.7: Prélèvements (m³/s) effectués; (stratégie de type 2).

Mois Année	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Fevr.	Mars	Avr.
1	390.00	586.63	129.09	150.00	150.00	180.00	240.00	300.00	330.00	300.00	240.00	210.00
2	180.00	326.75	150.00	137.50	150.00	180.00	240.00	300.00	180.00	247.43	240.00	210.00
3	180.00	493.07	469.21	341.80	167.29	190.43	240.00	300.00	330.00	270.00	240.00	350.89
4	480.00	220.72	150.00	150.00	150.00	180.00	240.00	300.00	161.62	150.00	240.00	210.00
5	180.00	150.00	137.78	150.00	150.00	180.00	240.00	300.0	330.00	270.00	240.00	341.37
6	446.57	288.46	150.90	150.00	150.00	180.00	240.00	300.00	180.00	264.63	240.00	210.00
7	180.00	150.00	120.00	120.00	150.00	180.00	240.00	300.00	330.00	300.00	240.00	210.00
8	180.00	150.00	150.00	148.30	150.00	180.00	240.00	300.00	330.00	278.19	240.00	210.00
9	180.00	350.64	453.51	455.59	377.01	239.06	252.05	300.00	330.00	270.00	240.00	358.87
10	455.68	447.00	179.32	312.84	287.06	291.80	340.18	300.00	300.00	270.00	335.23	471.93

Tableau 5.8: Bénéfices (10⁶ \$) immédiats réalisés; (stratégie de type 2).

Mois Année	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Janv.	Fevr.	Mars	Avr.
1	11.01	14.24	1.58	4.31	4.34	5.24	6.97	8.64	9.37	8.36	-4.00	-6.18
2	4.97	9.31	4.30	2.65	4.24	5.07	6.75	8.39	-21.63	-4.03	-5.84	-8.97
3	4.97	10.69	14.08	10.16	4.95	5.63	7.08	8.81	9.60	7.77	6.83	9.88
4	13.43	6.25	4.31	4.31	4.30	5.13	6.78	8.34	-25.35	-35.53	-8.07	-21.31
5	-6.21	4.16	2.71	4.32	4.36	5.27	7.06	8.81	9.61	7.77	6.82	9.58
6	12.50	8.50	4.39	4.35	4.31	5.14	6.81	8.43	-21.57	-10.57	-6.90	-10.91
7	-8.27	4.09	0.33	0.37	4.27	5.18	6.93	8.62	9.35	8.35	-3.44	-6.09
8	4.93	4.23	4.29	4.06	4.27	5.13	6.83	8.49	9.23	2.45	-5.76	-7.69
9	4.96	7.07	9.33	10.11	11.29	7.13	7.50	8.88	9.65	7.79	6.84	10.08
10	12.83	12.90	5.29	9.33	8.58	5.06	10.21	8.96	8.88	7.90	9.66	13.33

**Tableau 5.9: Grandeurs des caractéristiques des défaillances
selon chaque type de stratégie**

	DIVERS TYPES DE DÉFAILLANCE							
CRITÈRES	VMAXA (hm³)		VMINA (hm³)		QMAXA (m³/s)		QMINA (m³/s)	
STRATÉGIES	stratégie de type 1	stratégie de type 2	stratégie de type 1	stratégie de type 2	stratégie de type 1	stratégie de type 2	stratégie de type 1	stratégie de type 2
Nombre	2	5	12	16	0	0	14	6
Valeur moyenne	202.50	156.75	-469.25	-370.77	0	0	-12.36	-17.89
Valeur extrême	279.00	289.68	-882.00	-942.01	0	0	-36	-30
Durée maximale	2	3	3	4	0	0	4	2

Par contre, les résultats du débit minimal acceptable présentent des tendances contraires. Outre ces caractéristiques des défaillances, le profit net réalisé suite à la vente de l'électricité provenant de l'exploitation du système pendant les dix années est de 484.342 millions de dollars pour la stratégie de type 2 et de 485.59 millions de dollars pour celle de type 1. Cet écart de profit net réalisé peut être justifié par la diminution des défaillances en nombre et en valeurs extrêmes sur les volumes maximal et minimal acceptables.

Or si l'on se contentait seulement de la philosophie de chaque type de stratégie, on serait porté à croire que la stratégie de type 2 donnerait de meilleurs résultats en tous points que la stratégie de type 1 parce que la politique de référence de la stratégie de type 2 est dérivée pour un ensemble infiniment représentatif des apports naturels probables au système hydrique tandis que la stratégie de type 1 opère pour une séquence particulière d'apports naturels et ceci de façon évolutive dans le temps. Néanmoins le constat dégagé de nos résultats présente des tendances contraires. C'est pourquoi nous avons procédé à d'autres investigations en ce qui concerne l'évolution dynamique ou temporelle des niveaux atteints par l'eau du réservoir lors de l'exploitation et des prélèvements suggérés par chacune des stratégies ainsi qu'à l'exploitation sans interpolation de la politique de référence. Les tableaux 5.10 et 5.11 et les figures 5.1 et 5.2 présentent les résultats de ces investigations.

Tableau 5.10: Résultats obtenus en stratégie de type 2 selon le mode d'interpolation des prélèvements

CRITÈRES	DIVERS TYPES DE DÉFAILLANCE									
	VMAXA (hm ³)		VMINA (hm ³)		QMAXA (m ³ /s)		QMINA (m ³ /s)			
	stratégie n.linéaire	stratégie linéaire	stratégie n.linéaire	stratégie linéaire	stratégie n.linéaire	stratégie linéaire	stratégie n.linéaire	stratégie linéaire		
Nombre	6	5	17	16	0	0	4	6		
Valeur moyenne	204.20	156.75	-394.70	-370.77	0	0	-30	-17.89		
Valeur extrême	349.53	289.68	-988.15	-942.01	0	0	-30	-30		
Durée maximale	3	3	4	4	0	0	2	2		

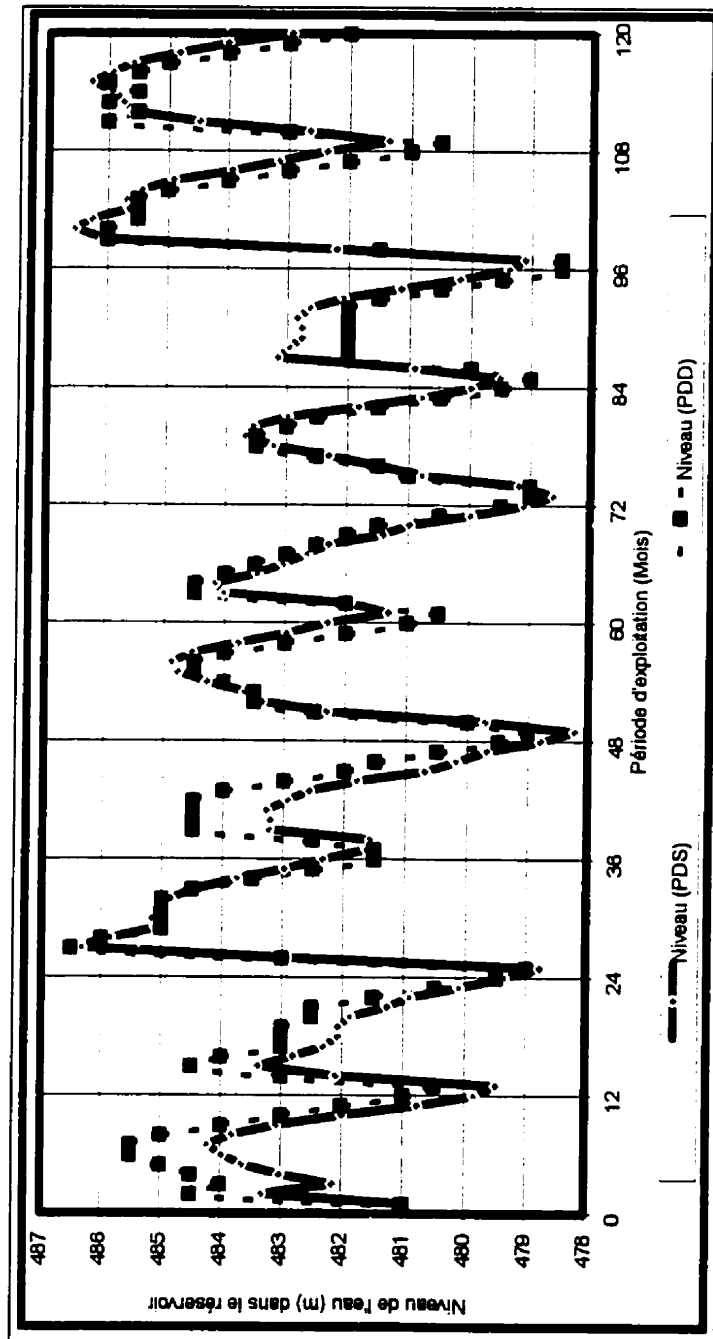


Figure 5.1: Évolution du niveau de l'eau dans le réservoir selon chacune des deux stratégies pendant l'exploitation

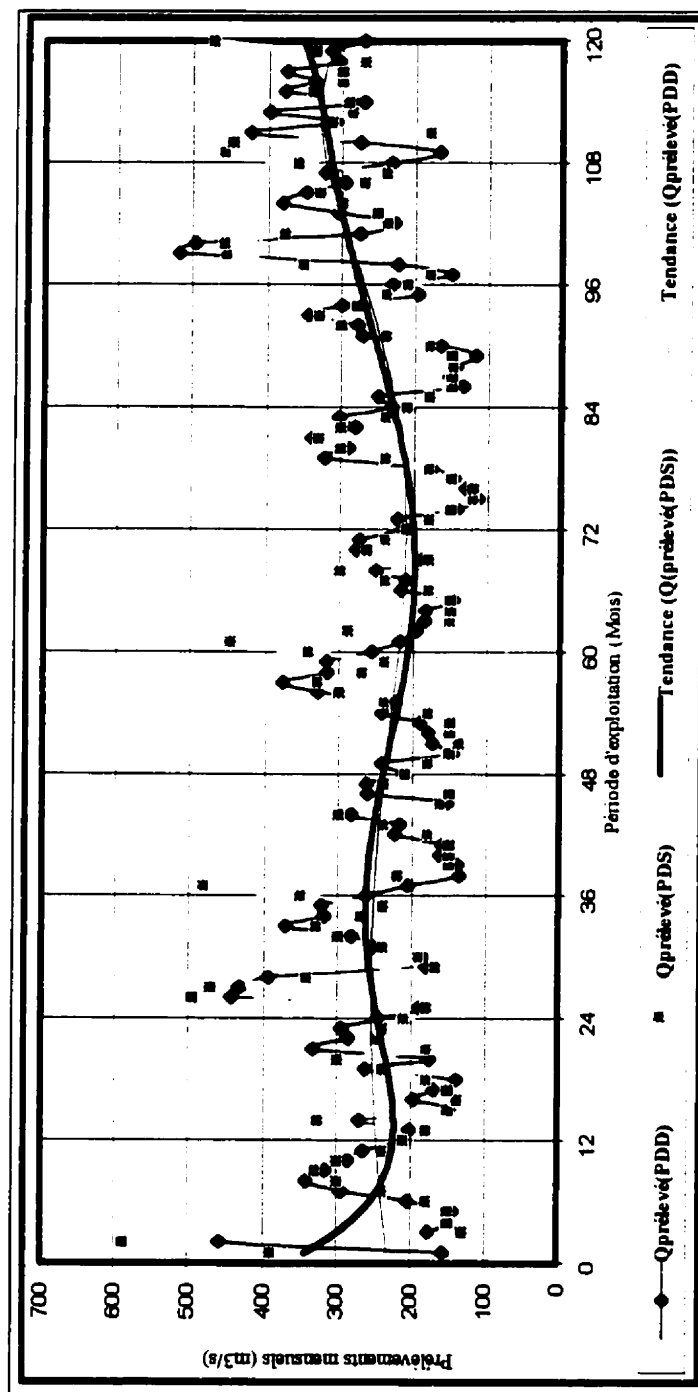


Figure 5.2: Évolution des prélèvements suggérés par chacune des deux stratégies pendant l'exploitation

Il en résulte dans un premier temps qu'en stratégie de type 2 les prélèvements définis par l'interpolation linéaire de la politique de référence engendrent un bénéfice net, de 484.342 millions de dollars, nettement meilleur à celui de 455.586 millions de dollars obtenu en utilisant des prélèvements interpolés non linéairement. L'hypothèse de la linéarité ou de la non linéarité des prélèvements ne peut donc expliquer la prévalence de la stratégie de type 1 sur la stratégie de type 2.

L'analyse de l'évolution dynamique des prélèvements et des niveaux d'eau dans le réservoir en cours d'exploitation est très intéressante. Elle fait ressortir et confirme le caractère stationnaire et cyclique de ces paramètres de l'exploitation quelle que soit la stratégie utilisée. Certes, les valeurs numériques des paramètres diffèrent d'une stratégie à une autre mais les tendances d'évolution se ressemblent assez bien, à quelques différences près seulement, au point même de ne pouvoir présenter aucun indice apparent défendable pour justifier formellement la différence entre les résultats obtenus en stratégie de type 1 et ceux obtenus en stratégie de type 2. Toutefois, rien n'indique que l'on a les mêmes niveaux de risque pour chacune des stratégies.

La justification de cette différence ne pourrait alors se faire que suivant deux avenues probables:

1. la façon de discrétiser les prélèvements lors de la dérivation de la politique de référence en stratégie de type 2 et

2. le fait d'utiliser la distribution des probabilités d'apports naturels qui impose implicitement l'indépendance des apports naturels d'une période à une autre dans la procédure d'obtention de la politique de référence. Or, vouloir optimiser un problème de recherche opérationnelle avec des données supposées indépendantes, alors qu'elles sont corrélées, engendre une perte d'information et de valeur.

En conséquence nous avons exploré l'influence que pourrait avoir la façon de discrétiser les prélèvements lors de la dérivation de la politique de référence sur les résultats de l'optimisation. Pour ce faire le débit maximal critique imposé de $2100 \text{ m}^3/\text{s}$, pour le bon fonctionnement du système hydrique a été discrétisé de quatre façons différentes dans le modèle de PDS. La résolution du modèle pour ces différentes valeurs de discrétisation du débit maximal critique a alors donné les résultats économiques résumés au tableau 5.11 et représentés à la figure 5.3.

Tableau 5.11: Bénéfice net espérés et discrétisation du prélèvement maximal critique

Numéro de discrétisation	Prélèvement unitaire (en m^3/s)	Bénéfice net espéré (en $10^6\\$)
1	30	81.00
2	21	81.60
3	15	82.50
4	10	83.10
5	5	83.70

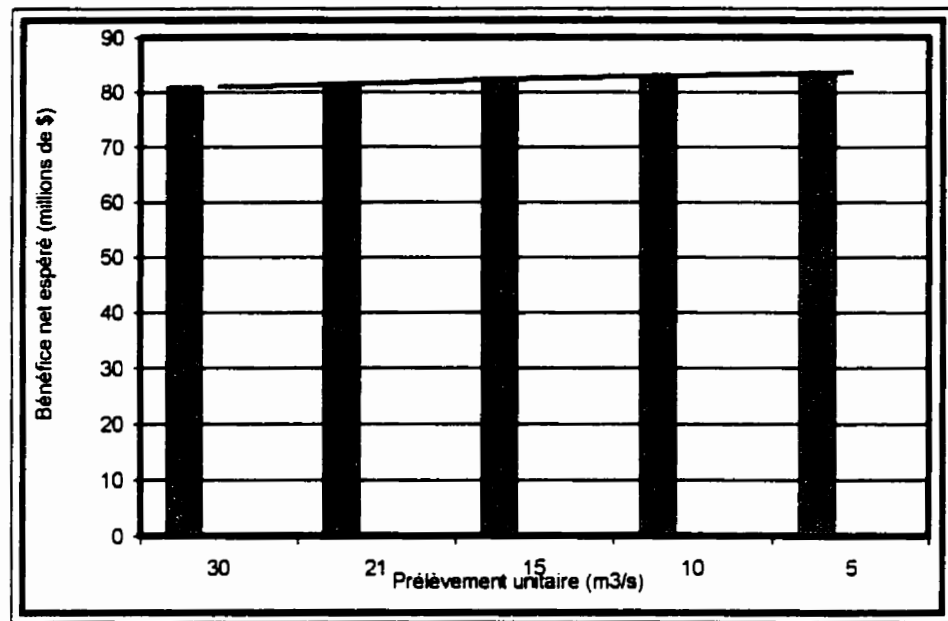


Figure 5.3: Évolution des bénéfices nets espérés en fonction du prélèvement unitaire

Ces résultats font ressortir clairement que l'on améliore significativement le profit net espéré en diminuant le prélèvement unitaire. Soupçonnant qu'il en serait de même pour les autres caractéristiques de l'exploitation, nous avons alors soumis la gestion de notre réservoir pour dix ans à la politique de référence obtenue en adoptant un prélèvement unitaire par itération de $10 \text{ m}^3/\text{s}$. Les résultats obtenus et synthétisés au tableau 5.12 démontrent sans ambages la prédominance de la stratégie de type 2 sur la stratégie de type 1. On y constate essentiellement une réduction des valeurs moyennes et/ou extrêmes des défaillances ainsi que la réduction de la durée maximale des dépassements du volume maximal acceptable. Par contre, tous les critères relatifs au dépassement du débit minimal

acceptable ont subi une augmentation. Ceci s'explique par le fait que suite à la réduction de la valeur du prélèvement unitaire dans le modèle d'optimisation, la politique de référence obtenue suggère des prélèvements plus faibles dans la zone minimale critique du réservoir. La satisfaction de la demande en énergie hydroélectrique ne pourra alors se faire que pas une compensation en hauteur. Le réservoir se trouve, en effet, soumis à opérer relativement en basses altitudes où les prélèvements suggérés par la politique de référence sont inférieurs au seuil de débit minimal acceptable imposé pour la gestion du système. Le niveau de l'eau dans le réservoir pourrait grimper à nouveau si le bilan hydrologique des périodes présente ou future le permet. Tous ces changements de comportement du système hydrique ont eu comme corrolaire de faire augmenter le revenu net d'exploitation en dix ans de 484.342 millions de dollars à 523.701 millions de dollars. Ainsi la stratégie de type 2 prend le dessus sur la stratégie de type 1 au plan économique. On remarque également une réduction sensible, en nombre, des défaillances sur le volume minimal acceptable.

Tableau 5.12: Grandeurs des caractéristiques des défaillances selon chaque type de stratégie (prélèvement unitaire de $10\text{m}^3/\text{s}$ en stratégie de type 2)

CRITÈRES	DIVERS TYPES DE DÉFAILLANCE							
	VMAXA (hm^3)		VMINA (hm^3)		QMAXA (m^3/s)		QMINA (m^3/s)	
	stratégie de type 1	stratégie de type 2	stratégie de type 1	stratégie de type 2	stratégie de type 1	stratégie de type 2	stratégie de type 1	stratégie de type 2
Nombre	2	5	12	13	0	0	14	7
Valeur moyenne	202.50	117.65	-469.25	-374.98	0	0	-12.36	-18.49
Valeur extrême	279.00	212.78	-882.00	-926.02	0	0	-36	-50
Durée maximale	2	2	3	4	0	0	4	3

5.7 Conclusion

Dans cette phase consacrée à l'étude comparative des deux principales stratégies d'exploitation d'un système hydrique, nous avons exploité un système à un réservoir pendant dix années avec les stratégies de types 1 et 2. Les résultats obtenus ont été analysés et comparés. Il est constaté que les caractéristiques comme le nombre, la valeur moyenne, la valeur extrême et la durée maximale des défaillances sont affectées par le type de stratégie utilisée. La stratégie de type 1 engendre moins de défaillances et de dommages en ce qui concerne les dépassements de volume maximal et minimal acceptable et conséquemment permet de réaliser le meilleur profit lorsque la politique de référence dérivée par PDS en stratégie de type 2 l'a été avec un prélèvement unitaire moyennement élevé. Les durées maximales de ces défaillances sont également réduites lorsque l'on opère en stratégie de type 1 au lieu d'exploiter en stratégie de type 2. Néanmoins la stratégie de type 1 n'arrive pas à mieux respecter la contrainte sur le débit minimal acceptable exigé à l'aval du système. Dans ces conditions la stratégie de type 1 donne de meilleurs résultats que la stratégie de type 2. Par contre, lorsque l'on procède à une analyse de sensibilité du modèle PDS selon la valeur du prélèvement unitaire pour choisir une valeur raisonnable de ce dernier du point de vue économique, la stratégie de type 2 prédomine sur la stratégie de type 1 et les résultats obtenus font nettement la différence entre les deux stratégies.

La stratégie la mieux adaptée à l'exploitation rigoureuse d'un système hydrique dépend alors des précautions et de la rigueur d'utilisation de chaque stratégie. Toutefois d'autres études de cas s'avèrent à notre avis nécessaires pour confirmer les tendances actuelles. Outre la comparaison des deux stratégies qui est faite, ce travail confirme les critiques selon lesquelles la programmation dynamique est gourmande en informations de tout genre et ne garantit pas nécessairement une optimalité absolue.

CHAPITRE VI:**CONCLUSION**

La prise en compte des risques de défaillance qu'un système hydrique expérimente durant son exploitation a été étudiée et approfondie dans la recherche doctorale documentée dans cette thèse. Les risques de défaillance sont inhérents à l'exploitation de tout système hydrique et résultent principalement de la stochasticité des apports naturels. L'acceptabilité d'une stratégie d'exploitation ne repose plus uniquement sur le seul critère de l'optimalité économique; d'autres critères, dont les risques de défaillance et les caractéristiques dynamiques du système exploité doivent être évalués en complément au critère économique pour éclairer le gestionnaire sur les répercussions de ses décisions.

Cette thèse a été consacrée au vaste thème des risques de défaillance en période d'exploitation; elle s'est développée autour de quelques questions principales qui ont été explorées numériquement et qui ont conduit aux contributions originales de cette thèse.

6.1 Contributions principales de la recherche

Elles sont au nombre de trois. La première définit les paramètres de la programmation dynamique stochastique, outil adopté pour établir la stratégie d'exploitation de référence du réservoir à l'étude, afin d'assurer que les risques de défaillance, qu'elle implique, soient estimés correctement. La seconde approfondit la stratégie évaluation-révision

proposée pour exploiter le système hydrique. La troisième compare deux stratégies différentes d'exploitation d'un système hydrique.

Un système formé d'un réservoir pourvu d'une centrale électrique pour la production d'énergie hydroélectrique a servi d'argument. Les outils numériques utilisés sont principalement la programmation dynamique et la simulation tant en environnement déterministe que stochastique.

La recherche des valeurs minimales des paramètres de la programmation dynamique a consisté à évaluer d'abord le potentiel de deux schémas de discrétisation de la réserve active du réservoir du système étudié et ensuite à explorer l'influence des nombres d'intervalles de discrétisation de l'emmagasinement et des fonctions de probabilité des apports naturels sur les caractéristiques d'exploitation du système. Les principaux résultats de cette exploration ont démontré que la discrétisation de l'emmagasinement raffinée dans la zone médiane conduit à une redondance des prélèvements suggérés dans cette zone et à une perte d'informations sur les prélèvements dans les zones extrêmes à faible probabilité d'atteinte. Il s'ensuit alors une surestimation des risques de défaillance en exploitation. Quant aux nombres d'intervalles nécessaires, l'exploration numérique a démontré qu'un nombre supérieur d'intervalles, à celui recommandé dans la littérature pour évaluer les seules répercussions économiques, est nécessaire pour assurer que les divers risques soient correctement évalués. Dans notre cas d'étude, le nombre minimal

d'intervalles de discrétisation de la réserve active a été fixé à vingt-cinq (25) et celui appliqué aux apports naturels à treize (13).

Se fondant sur ces résultats, l'analyse de l'évolution des risques de défaillance s'est basée sur la recherche des informations nécessaires pour compléter les estimés des divers risques de défaillance pour aider la prise de décision et ensuite sur les répercussions, en termes de critère de performance, de la mise en oeuvre de la stratégie d'évaluation-révision d'une politique d'exploitation. La mise en oeuvre de la stratégie d'évaluation-révision pour une durée de dix ans a permis de suivre l'évolution dynamique du système et d'évaluer les divers critères de performance que sont les bénéfices nets, les risques de défaillance, les mesures de résilience et les caractéristiques des défaillances et ce pour les cas avec et sans seuils de risque imposé au dépassement du niveau maximal acceptable d'emménagement. Outre l'évaluation formelle des risques de défaillance et de leurs caractéristiques, cette activité a montré l'influence sur les niveaux d'emménagement d'imposer un seuil de risque sur l'emménagement maximal. Dans notre cas, elle se traduit par le maintien de l'emménagement à des valeurs inférieures à celles observées lorsque le seuil de risque imposé à l'emménagement maximal n'est pas modifié à la baisse. Conséquemment les risques de dépassement du niveau maximal sont réduits contre une augmentation importante des risques de dépassement du volume minimal acceptable et du débit minimal acceptable ainsi que de la non satisfaction de la demande en énergie.

La comparaison des résultats en stratégies de type 1 et de type 2 a permis de mettre en évidence la robustesse de chaque stratégie. La stratégie de type 1, malgré son caractère trop prescriptif, a engendré en dix années d'exploitation moins de défaillances et de dommages que la stratégie de type 2 en ce qui concerne les dépassements des volumes maximal et minimal acceptable. Par contre la stratégie de type 1 n'arrive pas à mieux respecter la contrainte sur le débit minimal acceptable exigé à l'aval du système. Économiquement la stratégie de type 2 donne de meilleurs résultats que la stratégie de type 1 à la suite de beaucoup d'améliorations apportées à ses paramètres d'entrée. Étant donné que ces améliorations augmentent le temps de calcul et exigent beaucoup plus en terme de capacité des matériels de travail nous concluons que la stratégie la mieux adaptée à l'exploitation rigoureuse d'un système hydrique dépend alors des précautions et de la rigueur d'utilisation de chaque stratégie. Toutefois, la stratégie de type 2, couplée à la stratégie d'évaluation-révision apparaît plus souple que la stratégie de type 1 et plus apte à traiter les cas d'apports extrêmes.

Considérée donc dans son ensemble, cette thèse apporte des éléments de réponse aux questions cruciales suivantes:

- La révision d'un type T de risque α menace -t-elle à court terme la stratégie de gestion du système?
- La révision d'un type T de risque α modifie-t-elle le comportement du système face aux différents types de risque encourus à court ou à moyen terme?

- La révision d'un type T de risque α engendre-t-elle une aggravation ou une diminution majeure des dommages inhérents aux défaillances?
- La révision d'un type T de risque α s'accompagne-t-elle d'une élongation de la durée des défaillances?
- Le risque α de type T demeure-t-il élevé ou non pour les périodes futures? ou encore
- Le risque α de type T est-il croissant ou uniforme dans le temps?

qui demeurent le fondement des règles de gestion durable pour le décideur.

6.2 Perspectives de recherche future

Par ce projet de recherche, des éléments de réponse ont été donc apportés à diverses questions liées aux stratégies d'exploitation des systèmes hydriques. De nouvelles perspectives de recherche future sont également ouvertes. Il s'agit entre autres de:

- dégager des règles pour aider le décideur à choisir les fonctions de pénalité pour le modèle de PDS de manière à obtenir une politique des prélèvements dont l'évaluation donnerait directement des caractéristiques d'exploitation "tolérables",

- envisager d'introduire les corrélations temporelles des apports naturels dans le modèle PDS et d'évaluer l'information effectivement ajoutée en rapport avec l'effort de calcul additionnel,
- de moduler les niveaux cibles de risque dans la mise en oeuvre de la stratégie globale de gestion des risques. Il s'agira de revoir la procédure de révision de façon à n'imposer que des seuils de risque de type T appropriés ou nécessaires à chaque période considérée de l'horizon d'analyse.
- de procéder à la mise en oeuvre et à l'évaluation de la stratégie d'évaluation-révision d'une politique de prélèvements sur plusieurs périodes pour un horizon d'au moins dix années pour une comparaison éventuelle avec les tendances actuelles
- d'approfondir la comparaison des stratégies de type 1 et des stratégies de type 2 soit par des études de cas ou par l'utilisation de nouveaux outils numériques et
- de poursuivre, dans le but de généraliser certains résultats, les mêmes analyses sur d'autres systèmes de réservoirs de régularisation.

6.3 Conclusion générale

Cette recherche, consacrée à l'évolution des risques de défaillance auxquels un système hydrique est exposé en cours d'exploitation, fournit une base d'informations additionnelles pour élaborer quelques règles afin d'aider l'exploitant à décider de l'opération du système dont il a la responsabilité en toutes connaissances de causes. Elle constitue, de ce point de vue, une contribution essentielle à l'amélioration des stratégies d'exploitation de la ressource naturelle la plus sollicitée à l'échelle planétaire: L'EAU.

R É F É R E N C E S

ASKEW, A. J. (1974). Optimum reservoir operating policies and the imposition of a reliability constraint. Water Resources Research, 10(1), 51-56,

BELLMAN, R., et DREYFUS, S. E. (1962). Applied dynamic programming. Princeton University Press, Princeton, N.J.

BERNIER, J. (1970). Inventaire des modèles de processus stochastiques applicables à la description des débits journaliers des rivières. Rev. Inst. Int. Statist., 38(1), 49-61

BOIVIN, D. J. et EL-SABH, M. (1993). L'analyse de risques technologiques. Collection Environnement, Delisle, C.E., Bouchard, M.A., et Lauzon, L., éditeurs, Association des biologistes du Québec, 15, 50-69.

BOX, G. E. P and JENKINS G. M. (1976). Time Series Analysis: Forecasting and Control. Rev. Ed. Holden-Day, San Francisco

BURLANDO, P., ROSSO, R. CADAVID, L. G. and SALAS, J. D. (1993). Forecasting of short-term rainfall using ARMA models. Journal of Hydrology, 144, 193-211.

BUTCHER, W. S. (1971). Stochastic dynamic programming for optimum reservoir operation. Water Resources Bulletin, 7, 115-123.

CHATURVEDI, M. C. (1992). Water Resources Systems Planning and Management. Tata McGraw-Hill, New Delhi.

COHON, J. L. and MARKS, D. H. (1975). A review of multiobjective programming techniques. Water Resources Research, 11(2), 208-220.

CROLEY, T.E., (1979). Risk in reservoir design and operation: A state-of-the art review. In Reliability in Water Resources Management, edited by E.A. McBean, K.W. Hipel, and T.E. Unny, Water Resources Publications, Fort Collins, Colorado, pp. 167-192.

DAVIS, D. R., KISIEL, C. C., and DUCKSTEIN, L., (1972). Bayesian decision theory applied to design in hydrology. Water Resources Research, 8(1), 33-41,

BURN, D. H., VENEMA, H. D. and SIMONOVIC, S. P. (1991). Risk-based performance criteria for real-time reservoir operation. Canadian Journal for Civil Engineering, 18, 36-42.

DORAN, D. G. (1975). An efficient transition definition for discrete state reservoir analysis: the divided interval technique. Water Resources Research, 11(6), 867-873.

FERNANDEZ, B. and SALAS, J. D. (1990). Gamma-autoregressive models for stream-flow simulation. Journal of Hydraulics Engineering, 116(11), 1403-1414.

FIERING, M. B., (1982a). A screening model to quantify resilience. Water Resources Research, 18(1), 27-32.

FIERING, M. B., (1982b). Estimates of resilience indices by simulation. Water Resources Research, 18(1), 41-50.

GÉLINAS, H., (1993). L'analyse de risques à la santé humaine en évaluation environnementale. Collection Environnement, Delisle, C.E., Bouchard, M.A., et Lauzon, L., éditeurs, Association des biologistes du Québec, 15, 72-85,

GOULTER, I. C. and TAI, F.K. (1985). Pratical implications in the use of stochastic dynamic programming for reservoir operation. Water Resources Research, 21(1), 65-74

GUERRERO ACOSTA, A., LECLERC, G, et TREMBLAY, M. (1991). Évaluation des règles d'exploitation de systèmes de réservoirs. Canadian Journal of Civil Engineer, 18, 214-224.

GUERRERO ACOSTA, A. (1989). Évaluation des règles d'opération de systèmes de réservoirs. Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal, Canada.

HAAN, C. T. (1977). Statistical Methods in hydrology. The Iowa State University Press,

HASHIMOTO, T., STEDINGER, J. R. and LOUCKS, D. P. (1982). Reliability, resiliency and vulnerability criteria for water resource system performance evaluation. Water Resources Research, 18(1), 14-20.

HASHIMOTO, T., STEDINGER, J. R. and LOUCKS, D. P. (1982). Robustness of water resources systems. Water Resources Research, 18(1), 21-26.

HUANG, W. C., HARBOE, R. and BOGARDIE, J. J. (1991). Testing stochastic dynamic programming models conditioned on observed or forecasted inflows. Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE, 117(1), 28-36.

IKAMA, J. (1995). Influence des risques de défaillance sur la stratégie d'exploitation d'un réservoir. Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal, Canada.

KARAMOUZ, M. and HOUCK, M. H. (1982). Annual and monthly reservoir operating rules generated by deterministic optimization. Water Resources Research, 18(5), 1337-1344.

KLEMES, V. (1977). Discrete representation of storage for stochastic reservoir optimisation. Water Resources Research, 13(1), 149-158.

LACROIX, C. (1994). Utilisation des règles d'opération dans la gestion des systèmes hydriques. . Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal, Canada

LECLERC, G. and MARKS, D. (1973). Determination of the discharge policy for existing reservoir networks under different objectives. Water Resources Research, 9(5), 1155-1165.

LOUCKS, D. P., STEDINGER, J. R., and HAITH, D. A. (1981). Water resources systems planning and analysis. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.

MAJOR, D. C. and LENTON, R. L. (1979). Applied Water Resource Systems Planning. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.

MAMADOU ABDOU, H. (1996). Exploitation d'un réservoir à buts multiples en période de pénurie. Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal, Canada.

MARINO, M. A. and LOAICIGA, H. A. (1985). Dynamic model for multireservoir operation. Water Resources Research, 21(5) 619-630.

MARTEL, A. (1979). Techniques et Applications de la recherche opérationnelle. Gaétan Morin éditeur Chicoutimi, Québec.

MATALAS, N. C. (1967). Mathematical assessment of synthetic hydrology. Water Resources Research, 3, 937-945.

MAWER, P. A. and THORN, D. (1974). Improved dynamic programming procedures and their application to water resource systems. Water Resources Research, 10(2), 183-190.

McLEOD, A. I. and HIPEL, K. W. (1978). Simulation procedure for Box-Jenkins models. Water Resources Research, 14(5), 969-975.

MÉJIA, J. M., ÉGLI, P., and LECLERC A. (1974). Evaluating multireservoir operating rules. Water Resources Research, 10 (6), 1090-1098.

MÉLARD, G. (1990). Méthodes de prévision à court terme. Éditions de l'Université de Bruxelles, Bruxelles, Belgique.

MOY, W. S., COHON, J. L. and REVELLE, C. S. (1986). A programming model for analysis of reliability, resilience and vulnerability of a water supply reservoir. Water Resources Research, 22 (4), 489-498.

MURRAY, D. and YAKOWITZ, S. J. (1979). Constrained differential dynamic programming and its application to multireservoir control. Water Resources Research, 15(5), 1017-1027.

NEDZELA, M. (1984). Introduction à la science de la gestion: méthodes déterministes en recherche opérationnelle. Presses de l'Université de Québec, Québec, Canada.

PANKRATZ, A. (1983). Forecasting with univariate Box-Jenkins models. John Wiley et Sons, New York

REVELLE, C., JOERES, E. and KIRBY, W. (1969). The linear decision rule in reservoir management and design 1, developpement of the stochastic model. Water Resource Research 5(4), 767-777.

ROEFS, T. G. et BODIN, L. D.(1970). Multireservoir Operation Studies. Water Resources Research, 6(2), 410-420

ROSSMAN, L. A. (1977). Reliability-Constrained Dynamic Programming and Randomized Release Rules in Reservoir Management. Water Resources Research, 13 (2), 247-255.

TURGEON, A. (1980). Optimal operation of multireservoir power systems with stochastic inflows. Water Resources Research, 16, 275-283.

SAVIC, D. A., BURN, D. H. and ZRINJI, Z. (1989). A comparison of streamflow generation models for reservoir capacity-yield analysis. Water Resources Bulletin, 25(5), 977-983.

SIMONOVIC, S. P., (1992). Reservoir systems analysis: closing gap between theory and pratice. Journal of Water Resources Planning and Management, 118(3), 262-280

STEDINGER R. J., (1978). Comment on value of information in reservoir optimization by V. Klemes. Water Resources Research, 14(5), 984-986

SPIEGEL, M. A. (1978). Théorie et applications de la statistique. McGraw-Hill, Paris.

SRIKANTAN, R. and McMAHON, T. A. (1982). Stochastic generation of monthly streamflows. Journal of the Hydraulics Division, 18(HY3), 419-441.

TREMBLAY, M. (1989). Gestion du risque dans l'exploitation des systèmes hydriques. Thèse de doctorat, École Polytechnique de Montréal, Canada.

UNESCO (1985). Méthodes de calcul pour les études hydrologiques concernant l'aménagement des eaux. Études et Rapports d'Hydrologie, Imprimerie de la Manutention, Mayenne.

WEI, W. W. S. (1990). Time Series Analysis: Univariate and Multivariate Methods, Addison-Wesley, Redwood City.

WEERARATNE, J. R., LOGAN, L. and UNNY, T. E. (1986). Performance evaluation of alternative policies on reservoir system operation. Canadian Journal of Civil Engineer, 13, 203-212.

WURBS, R. A. (1993). Reservoir system simulation and optimisation models. Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE, 119(4), 455-472.

YEH, W. W-G. (1985). Reservoir management and operation models: a state-of-the-art review. Water Resources Research, 21(12), 1797-1818.

YOUNG, G. K. (1967). Finding reservoir operating rules. Journal of Hydraulics Division, 93(HY6), 297-321.